Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens

Herausgeber: Association suisse des électriciens

Band: 59 (1968)

Heft: 3

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: 22.08.2025

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

14e congrès de l'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)

Utilisation des turbines à gaz pour la production d'énergie électrique

par *F. Faux,* Londres

621.438:621.31

Fin

8. Montage, mise en service et expérience d'exploitation initiale

Aucun problème spécial de montage et de mise en service ne s'est posé en ce qui concerne les groupes à turbines à gaz de 3 MW qui ont été mis en service avec leur équipement automatique au cours de la courte période de six mois depuis le démarrage sur place jusqu'à la synchronisation.

L'expérience d'exploitation a été très réussie; quelques difficultés mineures ont été rencontrées au début mais furent corrigées très rapidement.

En particulier on s'est aperçu de la nécessité d'utiliser une huile de graissage synthétique au lieu de l'huile minérale employée à l'origine. Ceci est dû au fait que, pendant et après l'arrêt du moteur, la chaleur résiduelle dans les arbres et les roulements tend à carboniser l'huile de graissage et dans deux cas a entraîné la rupture des roulements. Depuis le changement d'huile il n'y a eu aucun problème.

L'équipement de commande automatique a très bien fonctionné. Le seul problème qui s'est posé a été l'affaiblissement du signal par suite de son passage sur les lignes téléphoniques du Post Office, ce qui a provoqué quelques difficultés à un certain moment.

La disposition des canalisations d'échappement a été modifiée par rapport au plan initial afin d'éliminer le pot d'échappement et d'incorporer une chambre d'évacuation munie d'atténuateurs. Ceci a amélioré les caractéristiques d'amortissement du bruit et a réduit en même temps la contrepression sur la turbine motrice.

Les problèmes de montage et de mise en service des six stations d'appoint pour la pointe de charge sur le réseau du CEGB provenaient en grande partie de la nouveauté de cette utilisation des turbines à gaz et de l'urgence de leur mise en service pour couvrir les besoins du réseau. Les commandes pour les premières installations à 17,5–25 MW ont été passées avant celles des groupes de 55–70 MW mais, étant donné que les premières étaient associées avec les principaux groupes générateurs, leur programme de montage a été prévu à l'origine pour coïncider avec la mise en service des groupes principaux. Par la suite, à cause du manque d'équipement général, quelques-uns de ces groupes furent mis en service en avance sur les groupes principaux.

Afin de faciliter l'obtention de toutes les autorisations statutaires pour les stations de turbines à gaz, il fut décidé de les implanter sur les emplacements de centrales existantes dans les zones où les turbines à gaz pourraient fournir un appoint précieux au réseau. En conséquence, cinq d'entre elles furent implantées à l'intérieur et autour de Londres et une dans les environs de Liverpool. Toutes sont éloignées des bassins houillers les plus productifs et les plus économiques de la région de Midlands. Les pourparlers engagés pour obtenir les autorisations statutaires ont mis en relief l'importance de réaliser une exploitation sans bruit et d'éviter les émissions qui soulèvent des protestations.

Toutes les stations ont été réalisées par un Groupe d'Etudes avec l'aide d'une entreprise d'Ingénieurs-Conseils. Les travaux de génie civil n'ont posé aucun problème spécial car on savait qu'en général l'état du sous-sol se trouvait dans des conditions satisfaisantes et que les charges à supporter n'étaient pas exceptionnelles. Les problèmes majeurs se posaient au sujet des machines pour lesquelles il fallait prévoir soit une adaptation dérivée de la pratique de l'aviation soit une conception entièrement nouvelle.

Comme il était d'une importance vitale que, dans quatre de ces stations, les groupes soient disponible pour la production dans le plus bref délai possible, le montage et les essais en usine chez les constructeurs ont été écourtés. En conséquence, le montage sur place a naturellement posé des problèmes, par exemple en ce qui concerne l'alignement, et, au cours des essais de marche, des modifications ont été effectuées sur certaines tuyauteries et sur le pot d'échappement en raison de problèmes d'échappement imprévus.

Afin de hâter la mise en service, l'installation de la commande automatique complète a été retardée dans ces stations jusqu'à l'été de 1965. Grâce à cela, bien que moins rapidement que prévu d'après les dates spécifiées dans le programme, les groupes furent néanmoins mis en service dans un délai d'environ deux ans et demi à trois ans après en avoir passé la commande.

Dans deux de ces stations où les ensembles comprennent quatre groupes de turbines à gaz associés avec une seule turbine motrice de 55 MW, il s'est posé des problèmes supplémentaires de mise au point. De plus, le choix des implantations et l'approbation ultérieure de celles-ci avaient pris quelque retard par rapport aux quatre autres stations. Par conséquent, en raison de ce démarrage légèrement retardé et des problèmes spéciaux de réalisation, ces stations n'ont pas été disponibles pour l'hiver de 1964–1965. La réalisation des aubes de la turbine motrice en acier nimonique 80 A a présenté des difficultés à cause de leur dimension et de la nécessité de les concevoir pour éviter une fréquence critique

à large bande. Cependant ce type d'aubes a pu être réalisé et jusqu'à présent s'est révélé entièrement satisfaisant. Au cours de la mise en service, des fissures se sont produites dans la canalisation en alliage nimonique entre les générateurs de gaz et la turbine motrice et des modifications ont été apportées pour surmonter ce problème. Comme on peut s'en rendre compte, l'équilibrage du débit des générateurs de gaz dans les turbines motrices exigeait la perfection des opérations de commande.

Le montage de l'équipement dans les quatre premières stations contenant des turbines à gaz de 56 ou de 70 MW s'est effectué sans à-coup et sans difficultés excessives. Au cours des différents stades de la mise en service, des ennuis dus à la nouveauté de la technique surgirent dans les organes des machines de 70 MW, ce qui restreignit le rendement et les heures de service, comme par exemple: panne d'évacuation de la fumée dans les chambres à combustion due au type de brûleur, fissure de l'enveloppe du moteur au voisinage des tourillons de support due à la vibration causée vraisemblablement par des pressions variables aux plaques de distribution horizontales dans la canalisation adjacente. Il y a eu également des fissures dans la canalisation et dans les diffuseurs d'admission causées probablement par une combinaison des vibrations et des contraintes thermiques. Pour porter remède à cette situation, on a entrepris un programme énergique de travaux de mise au point ce qui a eu pour résultat la correction de quelques-uns des défauts et on prévoit avec confiance que le reste sera mis en ordre très prochainement.

Les organes des machines de 56 MW ont présenté peu de problèmes. Il y a eu quelques difficultés avec l'aubage des compresseurs BP, mais des travaux sont en cours pour les surmonter. Le système de commande assez complexe a provoqué au début un haut pourcentage de faux «déclenchements» et il est clair à présent qu'il est essentiel d'assurer des conditions de parfaite propreté lors de la construction de panneaux de ce type. Il est également nécessaire de prévoir une bonne ventilation des panneaux de relais afin d'empêcher qu'une hausse de température ne cause de faux déclenchements de l'ensemble générateur. Ces difficultés ont finalement été résolues par la mise au point et le remplacement de certains organes. La mise au point et la correction des commandes qui ont suivi la mise en service des machines ont eu pour résultat une certaine perte de disponibilité.

Les générateurs de gaz sont pourvus de facilités de lavage du compresseur; celles-ci ont été utilisées plus fréquemment que prévu dans une station où les filtres de la prise d'air ne fonctionnaient pas correctement et où la station de turbines à gaz est voisine d'un dépôt de charbon.

Le combustible utilisé habituellement est l'huile diesel catégorie A du Bristish Standard 2869. La capacité de stockage sur place est équivalente à un chiffre compris entre 70 et 80 heures de pleine charge de la station. Avant d'alimenter les turbines à gaz, l'huile passe à travers des filtres à mailles de 5 μ et par temps très froid elle est également chauffée. Ces filtres se trouvèrent bouchés après seulement quelques heures de service par des éléments de contamination dus à la corrosion du réservoir, et à d'autres causes. Afin d'améliorer la situation, le nombre et la capacité des filtres ont été augmentés afin d'obtenir une période de temps raisonnable entre deux changements. De plus les dispositifs pour soutirer l'huile des réservoirs principaux ont été modifiés. Depuis la période initiale de service, la propreté de l'huile livrée s'est améliorée considérablement.

Le critère permettant de juger à quel moment les machines peuvent être considérées comme étant totalement en service a été défini par le Board's Operations Department: c'est lorsque chaque machine est capable de faire cinq démarrages automatiques à froid consécutifs suivis chaque fois d'une heure de marche à pleine charge.

9. Développements futurs possibles

On peut prévoir que des installations de turbines à gaz du type à moteur d'avion continueront à être réalisées sur les réseau du CEGB en Angleterre et au Pays de Galles pour assurer la protection des auxiliaires des centrales ainsi qu'aux endroits où elles s'avèreront économiques comme appoint pour couvrir les pointes de charge. En conjonction avec cette dernière utilisation l'implantation stratégique des stations de turbines à gaz offre des perspectives d'économies sur les coûts de transmission, de sorte que quelque 500 MW de puissance annuelle supplémentaire en turbines à gaz pourraient se justifier dans les premières années suivant 1970.

On pourrait réaliser un certain bénéfice financier en utilisant des machines de plus grande dimension. Par exemple, il devrait être possible de construire un ensemble de 110 MW avec deux groupes de quatre moteurs actionnant chacun une turbine d'entraînement de 55 MW couplée par des embrayages à un seul générateur.

A l'avenir, lorsqu'on disposera d'une puissance de production de réserve adéquate, les turbines à gaz pourraient très bien être utilisées par ordre de mérite dans la gamme de 2–5 % par an.

9.1. Turbines à gaz industrielles

Les développements futurs que l'on peut prévoir avec des températures d'admission plus élevées associées à un dispositif compound et l'utilisation de la réfrigération intermédiaire à laquelle s'ajoute la récupération thermique, offrent des perspectives de rendements thermiques plus élevés mais à des coûts supérieurs par kW.

D'après une analyse effectuée sur une gamme de prix de combustibles possibles, il paraît peu probable qu'un équipement ayant une température d'admission de 850 °C justifie des facteurs d'utilisation élevés ou présente un avantage quelconque par rapport aux types à moteur d'avion existants dans le service d'appoint pour la pointe de charge. C'est seulement dans le cas d'une machine dont la température d'admission est égale à 1225 °C et seulement avec des coûts de combustible favorables que des facteurs d'utilisation plus élevés pourraient se justifier. Précisément il n'existe actuellement qu'une marge insuffisante dans les coûts par comparaison avec les installations classiques pour pouvoir justifier la mise au point d'une turbine à gaz de ce type.

Il serait essentiel de prévoir une certaine tolérance lors de la fixation du coût de combustible spécifique exigé et de prévoir les moyens d'empêcher les frais de réparations et d'entretien de devenir excessifs.

On peut conclure en gros qu'il pourrait très bien y avoir place sur le réseau du Board pour des turbines à gaz de type industriel s'il était possible de réduire les prix du combustible et les coûts d'investissement.

9.2 Machines à pistons libres

Le type d'installation à pistons libres, utilisant des combustibles à huile résiduelle, qui est très répandu dans l'Europe continentale, a été étudié mais ses conditions économiques n'ont pas été jugées suffisamment intéressantes pour justifier sa prise en considération, à cause des dimensions de machine qui seraient nécessaires.

9.3 Cycles combinés

Les avantages techniques de la combinaison de turbines à gaz avec des chaudières au charbon ou au mazout permettaient d'envisager un accroissement du rendement thermique global. Mais après un examen approfondi de la question, on a considéré que le gain était insuffisant pour compenser le coût d'investissement supplémentaire et la complication plus grande que cela entraînait.

Dans le cas du charbon, cela exigeait un procédé de carbonisation utilisant des techniques à couches fluidifiées, le gaz étant utilisé pour entraîner une turbine et les résidus de la carbonisation étant brûlés dans la chaudière. Un tel projet serait techniquement réalisable à tous égards et donnerait un accroissement du rendement thermique global de plus de 0,8 % sur un rendement de base d'environ 40,8 %. Cet accroissement serait insuffisant pour compenser l'investissement de capital et les complications supplémentaires que cela entraînerait.

Un projet moins complexe utilisant une chaudière à mazout et du distillat comme combustible pour la turbine à gaz a été sérieusement envisagé mais n'a pas été considéré comme étant justifié du point de vue économique. L'étude de ces projets sera poursuivie.

9.4 Autres cycles

Des efforts sont faits en vue de la réalisation d'un cycle binaire utilisant le fréon comme milieu d'échange de chaleur.

Il est évident que les recherches futures sur les turbines à gaz seront influencées par l'appréciation qui pourra être portée sur un tel système.

10. Expérience acquise par d'autres pays membres de l'UNIPEDE

Dans le but de recueillir l'expérience acquise par les pays membres de l'UNIPEDE dans le domaine de l'utilisation des turbines à gaz, on a diffusé une circulaire posant les questions suivantes:

1. Quelle puissance en MW et quel type de turbines à gaz sont utilisés sur votre réseau?
2. Quelles sont leurs principales utilisations?
3. Quelles sont les caractéristiques économiques des turbines à gaz par rapport aux autres installations génératrices de votre réseau?
4. L'équipement de turbines à gaz ou son emploi présente-t-il des caractères inhabituels?
5. Pouvez-vous signaler d'autres facteurs qui vous paraissent intéressants pour le présent rapport.

Les paragraphes suivants résument les réponses détaillées et intéressantes reçues des différents pays classés par ordre alphabétique:

Algérie

L'Algérie possède deux stations de turbines à gaz d'appoint pour la pointe de charge, l'une souterraine à Santa Cruz (24 MW) et l'autre à Hassi-R'Mel (12,8 MW) implantée sur le gisement de gaz naturel du Sahara. La première station comprend deux machines Brown Boveri de 12 MW au mazout.

A Hassi-R'Mel deux machines de 6,4 MW de fabrication Fiat fonctionnent sur une gamme considérable de températures atmosphériques et sont complètement automatiques. Avec environ 690 heures de service par an et un rendement d'environ 21 % à pleine charge, le coût de production est estimé à environ 0,073 frs./kWh avec du gaz à environ 1,63 frs. le million de kcal. Le coût moyen de l'énergie produite sur le réseau de l'Electricité et Gaz d'Algérie est de l'ordre de 0,042 frs./kWh.

Allemagne fédérale

L'expérience acquise en Allemagne Fédérale avec les grandes turbines à gaz est limitée. A l'heure actuelle, la Nordwestdeutsche Kraftwerke AG a passé commande de deux groupes comportant des générateurs de gaz du type à moteur d'avion comme appoint pour la pointe de charge et pour servir d'équipement de secours sur le réseau.

Celui qui a été installé à Emden en 1966 est d'une puissance de 52 MW avec des paires jumelées de générateurs de gaz Rolls Royce Avon fonctionnant à l'huile légère en conjontion avec deux turbines motrices Brown Boveri actionnant un seul générateur électrique BBC. Le groupe de 26 MW qui doit être installé à Wiesmoor par Siemens comportera deux générateurs de gaz Rolls Royce Avon modifiés pour brûler du gaz naturel et qui entraîneront une turbine motrice et un générateur électrique English Electric. Ces machines sont semblables à celles installées sur le réseau britannique.

On a calculé que, par rapport aux usines à vapeur plus anciennes, les turbines à gaz seront compétitives sur le réseau Nordwestdeutsche jusqu'à 1000 heures par an. Par comparaison avec les groupes de 125 MW totalisant environ 5500 heures de service par an, on peut prévoir que les coûts des turbines à gaz seront de 100–150 % plus élevés bien que les coûts d'investissement ne le seront que de moitié.

Autriche

Sur les réseau de la Niederösterreichische Elektrizitätswerke Aktiengesellschaft (NEWAG), trois turbines à gaz sont installées dans des centrales thermiques. Une machine Brown Boveri de 13–16 MW à un seul arbre destinée à faire l'appoint pour la pointe de charge à Neusiedl-Zaya peut fonctionner au gaz naturel ou au mazout. Les deux groupes de 25–30 MW à Korneuburg fonctionnent au gaz naturel pour la charge de base. Ils sont aussi de fabrication BBC et sont pourvus chacun de deux arbres et de refroidisseurs intermédiaires et l'échappement des turbines se fait à 320 °C dans deux chaudières de récupération avec des surchauffeurs à chauffage séparé. La vapeur produite (104 t/h à 165 kg/cm² et 450 °C) est utilisée pour entraîner un turbo-alternateur de 25–27 MW.

Un groupe de la société Siemens-Schuckert de 10–13 MW pour la charge de base se trouve dans la centrale de Hohe Wand. C'est une machine à un seul arbre qui utilise le gaz naturel; 75 % environ du gaz d'échappement à une température de 400 °C et une teneur en oxygène de 17,3 % servent d'air de combustion pour une chaudière Benson à haute pression. Le reste du gaz d'échappement est utilisé pour régler la pression de l'air de combustion et aider au préchauffage de l'air de

combustion comprimé dans la turbine à gaz et à réchauffer l'eau d'alimentation de la chaudière.

La NEWAG n'a pas d'installation classique avec laquelle on puisse comparer les coûts, mais les coûts de la production d'énergie électrique sont les suivants: le prix du gaz naturel étant de 10,10 frs. le million de kcal et le mazout moyen à 9780 kcal/kg. coûtant environ 174 frs. la tonne:

Neusiedl/Zaya	gaz naturel	0,029 frs./kWh.
Neusiedl/Zaya	mazout moyen	0,046 frs./kWh.
Korneuburg	gaz naturel	0,025 frs./kWh.
Hohe Wand	gaz naturel	0,019 frs./kWh.

Belgique

Les Sociétés Réunies d'Energie du Bassin de l'Escaut (EBES) ont une turbine à gaz de 20 MW en cours de construction et quatre groupes semblables en commande. Ils comportent des générateurs de gaz à moteur d'avion et sont destinés à être utilisés comme appoint pour la pointe de charge, également pour la compensation réactive et comme secours pour une aciérie et pour la centrale elle-même.

Le premier groupe a été pourvu d'un embrayage permettant le changement en marche pour passer à la compensation synchrone. Les groupes sont destinés à être connectés aux réseaux à moyenne tension pour limiter la transmission d'énergie de pointe et fournir de la puissance réactive.

Les estimations préliminaires des coûts de production suggèrent que ces turbines à gaz seront économiques jusqu'à environ 1000 heures de service par an.

On a également fourni des informations sur les quatre turbines à gaz utilisées dans l'industrie pour souffler de l'air dans les hauts fourneaux et pour la production de l'énergie électrique. Toutes les quatre sont des machines Sulzer à cycle ouvert ayant chacune une puissance électrique de 7,5 MW. Deux sont situées dans les usines métallurgiques du Hainaut-Sambre et deux dans les usines Seraing et Athus de la Cockerill-Ougrée S. A. Toutes ces machines offrent un haut degré de sécurité et des disponibilités annuelles allant jusqu'à environ 95%. L'expérience belge a démontré que des groupes de ce type peuvent fonctionner au gaz de haut fourneau pendant 30 000 à 40 000 heures sans remplacement d'aucune pièce importante. Il est indiqué que les révisions avec nettoyage peuvent être remises à des intervalles de 15 000 à 16 000 heures, bien qu'une perte de rendement d'environ 25 % se manifestant après 7000 heurs de service puisse justifier une action plus prompte. A l'usine du Hainaut-Sambre, on a fait fonctionner les turbines à gaz à l'huile lourde, à l'huile légère et à l'huile de naphte sans inconvénients apparents mais il faudra une expérience plus étendue dans le temps pour confirmer cette opinion.

Danemark

Il n'y a pas de turbines à gaz actuellement en service sur le réseau du Københavns Belysningsvaesen bien que leur installation soit envisagée vers 1970.

Ecosse

Le réseau du South of Scotland Electricity Board (SSEB) est étroitement interconnecté avec celui du CEGB. Le SSEB a décidé en 1963 d'installer une machine AEI/Rolls Royce de 55 MW dans un nouveau bâtiment contigu à sa centrale de Clyde's Mill dans le but de la mettre en service en moins de deux ans. Bien qu'avec un peu de retard sur le programme, l'expérience d'exploitation a été satisfaisante et un taux de disponibilités élevé a été réalisé. Les problèmes rencontrés avec ce groupe sont les mêmes que ceux qui ont été décrits pour des groupes comparables sur le réseau du CEGB. Quelques difficultés initiales se sont produites et on se propose de les surmonter au cours de l'été 1966.

Deux autres groupes de 70 MW chacun réalisés par Bristol Siddeley ont été installés dans un nouveau bâtiment sur l'emplacement de la centrale existant déjà à Townhill près de Dunfermline. Le premier groupe a été synchronisé en janvier 1965, juste un peu plus de deux ans après la commande et il a fonctionné pendant cet hiver-là sous commande manuelle. Des problèmes de construction et de début de service comparables à ceux déjà rencontrés pour des groupes semblables fournis au CEGB se sont posés pour ces deux groupes qui, en conséquence, ont été assujettis à des taux d'accélération et de charge temporaires. Des défauts provenant en grande partie de la nouveauté de cet équipement doivent être éliminés autant que possible au cours de l'été 1966.

Ces trois groupes diffèrent de ceux fournis au CEGB en ce que l'on a supprimé la marche en compensateur synchrone et le refroidissement de l'alternateur par l'hydrogène.

Les groupes de Townhill ont actuellement à leur actif respectivement 820 et 385 heures de service en charge et ont fonctionné entre 100 et 200 heures par mois suivant la puissance appelée sur le réseau au cours de la période d'hiver 1965-1966. Le groupe de Clyde's Mill a fonctionné pendant 160 heures. Tous ces groupes se sont avérés comme un supplément précieux de la capacité de production du SSEB.

Espagne

La «Gas y Electricidad S. A.» possède deux générateurs à piston libre de 6 MW installés à Palma sur l'île de Majorque et deux générateurs à pistons libres de 1,5 MW sur l'île voisine d'Ibiza.

Les deux groupes de 6 MW ont été mis en service en 1962, tout d'abord pour faire face à l'accroissement de la pointe de charge et pour être disponibles si nécessaire pour fournir la charge de base les deux années suivantes jusqu'à la mise en service d'une turbine à vapeur classique d'une puissance de 37,5 MW. Pendant cette période de production de charge de base, on escomptait que la durée d'utilisation serait d'environ 4000 heures par an et, en conséquence, les coûts de combustible présentaient une importance particulière.

On a choisi des groupes à pistons libres plutôt que des turbines à gaz/générateurs de gaz en raison de leur possibilité de brûler les qualités d'huile lourde les moins coûteuses avec un rendement thermique plus élevé. Chaque groupe de 6 MW possède neuf générateurs de gaz à pistons libres dont huit sont en fonctionnement alors qu'un est en réserve. Les turbines sont des machines à huit étages tournant à 3000 tr/min avec une température à l'admission du gaz de 480 °C et une pression effective du gaz de 3,1 kg/cm².

Un accouplement électromagnétique est disposé entre chaque turbine à gaz et son alternateur permettant aux deux machines d'être couplées et découplées en marche, ce qui permet aux alternateurs de fonctionner comme compensateurs synchrones.

Il existe un générateur diesel capable de fournir de l'énergie à tous les auxiliaires des deux groupes de 6 MW. Cela rend la station complètement indépendante des fournitures

d'énergie extérieure. La capacité de stockage de l'installation est de 1600 t d'huile lourde et 100 t de gas-oil.

Du fait qu'on ne dispose que d'une expérience limitée, des problèmes se sont posés par la production de fortes vibrations aux générateurs de gaz à piston libre. Le montage des générateurs de gaz sur des supports à ressort a contribué à atténuer ces difficultés, cependant que les problèmes posés par les soufflantes des collecteurs de gaz ont été surmontés grâce à des revêtements. La plupart des troubles de jeunesse ont été surmontés pendant la période d'essai et l'installation a fourni ce qu'on attendait d'elle.

Il faut treize agents pour assurer le fonctionnement de la station génératrice de Palma ainsi que la sous-station à 66 kV qui lui est associée. L'entretien est effectué par une équipe de cinq personnes qui est également occupée par l'entretien des deux groupes à pistons libres de 1,5 MW installés sur l'île d'Ibiza.

France

L'intérêt que porte l'Electricité de France (EDF) aux turbines à gaz remonte jusqu'à 1950. Son expérience initiale a été acquise avec l'installation de trois groupes de 6 MW à cycle ouvert à Saint-Dizier, Angers et Garchizy et deux groupes de 6 MW à piston libre et cycle ouvert à Cherbourg-Equeurdreville et Tours. Plus tard, deux groupes de 1,5 MW à pistons libres ont été installés dans la nouvelle centrale d'Ajaccio en Corse.

Les résultats encouragèrent l'EDF à se lancer dans un second programme comprenant trois nouveaux groupes. Tout d'abord une machine simple de 18 MW de type industriel à cycle ouvert, à un seul arbre et 3000 tr/min, de la Compagnie Electro-mécanique (CEM) fonctionnant à l'huile lourde fut mise en service à Brest-Portzic à la fin de 1962. Puis à Villemandeur (Montargis) un groupe de 10 MW de la Société Nationale d'Etude et de Construction de Moteurs d'Avion (SNECMA) fut mis en service en août 1964. Il utilise un moteur d'avion fonctionnant au kérosène comme générateur de gaz. La turbine motrice tourne à 4700 tr/min et entraîne un générateur à 3000 tr/min au moyen d'un engrenage réducteur de vitesse. Le groupe est entièrement automatique et télécommandé. La figure 19 donne une vue générale de la station. Le troisième groupe se trouve à Malaguay (Chartres). Sa puissance est de 20 MW et il fonctionne soit à l'huile lourde soit au kérosène. La machine est une installation à piston libre Sigma/Alsthom avec douze générateurs de gaz débitant une production de gaz d'environ 99 kg/s alimentant une seule turbine à gaz couplée directement à un alternateur de 3000 tr/min. La machine a un rendement global de 33 %. Ce groupe représente un progrès dans sa conception sur le moteur initial à pistons libres en ce qui concerne le rendement de chaque chambre de combustion. Il a été mis en service en avril 1965.

L'utilisation par ordre de mérite sur le réseau d'EDF ne comporte normalement qu'un usage restreint des turbines à gaz comme appoint pour la pointe de charge. Néanmoins, jusqu'au 1er janvier 1966, en vue d'acquérir de l'expérience, elles ont fonctionné pendant un nombre d'heures considérable allant de 500 heures au poste de Malaguay jusqu'à 7600 heures pour Equeurdreville. Etant donné que les coûts réels de ces installations quelque peu expérimentales ne sont pas représentatifs, on a établi des estimations des coûts qui correspondraient mieux au service normal. Celui-ci suppose

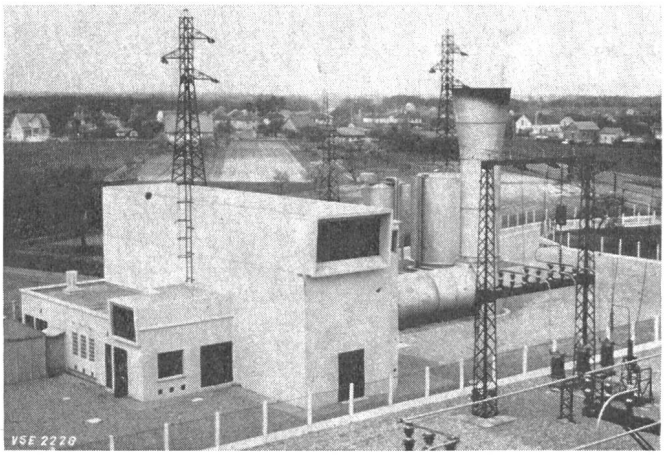


Fig. 19
Station de turbines à gaz de 10 MW à Villemandeur

deux démarrages par jour ouvrable pendant une grande partie de l'année, y compris la période d'hiver, suivis de 3–5 heures de service à puissance maximale normale. Sur cette base, les turbines à gaz industrielles à Saint-Dizier, lorsqu'elles fonctionnent à l'huile lourde donnent des coûts de 0,069 frs./kWh plus 9,90 frs./kW comme frais fixes. De même pour le groupe de turbines à gaz à pistons libres d'Equeurdreville, dans l'hypothèse du fonctionnement normal à l'huile lourde et à l'huile légère pour l'arrêt et le démarrage, le coût est estimé à 0,064 frs./kWh plus de 25,80 frs./kW. Dans les deux cas, les frais généraux varieront suivant la production effective réelle de kW. Il est juste de signaler que les frais généraux estimés pour cette dernière station sont plus élevés du fait qu'il est autonome et comporte un personnel de six opérateurs alors que Saint-Dizier est intégré dans un centre de transmission régional.

En ce qui concerne les installations plus récentes, la station de 18 MW à Brest-Portzic a fonctionné environ 2600 heures. Elle est dirigée, exploitée et entretenue en conjonction avec la centrale souterraine voisine. Elle a peu fonctionné de sorte qu'il n'est pas possible de juger sa performance réelle, mais en prenant pour base l'hypothèse d'un fonctionnement annuel régulier de 400 heures, ses coûts de combustible seront probablement de l'ordre de 0,058 frs./kWh et les frais fixes probablement de l'ordre de 515 frs. L'installation de 10 MW entièrement automatique à Villemandeur a fonctionné pendant environ 1300 heures en 1964 et en 1965. Elle est périodiquement vérifiée par les constructeurs sous contrat, et les coûts des réparations entraînées du fait de l'exploitation ainsi que ceux des services de direction nécessaires qui sont fournis par le personnel de la centrale à vapeur voisine sont débités au compte de la station de turbines à gaz, de sorte que son coût probable de combustible dans l'hypothèse des 400 heures de service annuelles est estimé à 0,086 frs./kWh plus les frais fixes estimés à 690 frs.

La nouvelle turbine à gaz de 20 MW à pistons libres à Malaguay a fourni environ 500 heures de service en 1965. Elle est entièrement automatique mais pour le moment, à cause de son isolement, deux hommes y sont employés par relais. Là encore, il existe un contrat d'entretien partiel avec le constructeur dans des conditions semblables à celles de Villemandeur; l'entretien de routine, l'exploitation et la direction sont confiés à la centrale à vapeur responsable.

Les coûts de combustible qui en résultent établis sur une base semblable à celle des deux postes précédents sont estimés à près de 0,048 frs./kWh plus des frais fixes de 1555 frs.

Les estimations de coûts pour ces trois stations ne comprennent pas les charges d'intérêt et d'amortissement. On se rendra compte que l'objectif sera de réduire les frais fixes dans toute la mesure du possible.

En se tournant vers l'avenir à la recherche des solutions les plus favorables, un projet d'installation de turbines à gaz de 60 MW a été établi sur la base de celle de Villemandeur avec un projet combiné de turbine à gaz-vapeur de 300 MW prévu pour la centrale à vapeur de Vitry.

On a reconnu la difficulté d'établir des comparaisons avec les centrales classiques fonctionnant dans des conditions très différentes, mais on indique néanmoins les coûts suivants pour 1964 pour trois de ces centrales. Ambès comportant deux groupes de 125 MW avec des chaudières brûlant du mazout et du gaz naturel et dont le régime de vapeur est d'environ 135 kg/cm², 540 °C a donné des coûts de 0,0188 frs./kWh avec frais fixes de 32,6 frs./kW ou un coût d'exploitation réel de 0,0222 frs./kWh.

La centrale de Creil au charbon comporte quatre groupes de 125 MW dont le régime vapeur est approximativement 92 kg/cm² 540 °C à des coûts comparables de 0,24 frs./kWh plus 24,40 frs./kW donnant un coût d'exploitation réel de 0,030 frs./kWh. Enfin le premier groupe de 250 MW dans la nouvelle centrale au charbon de Champagne-sur-Oise a donné des coûts de 0,0234 frs./kWh plus 26,8 frs./kW, ce qui a donné un coût d'exploitation réel de 0,0275 frs./kWh.

Hollande

Il n'y a pas de turbines à gaz actuellement en service aux Pays-Bas. Deux groupes de 50 MW d'appoint pour la pointe de charge doivent être mis en service en 1968 dans la centrale du N.V. Electriciteits-Maatschappij Ijssel à Zwolle. Ils seront construits par Stal-Laval et fonctionneront au gaz naturel.

On estime que les coûts d'exploitation varieront suivant leur utilisation de 0,348 frs./kWh pour 90 heures de service par an à 0,046 frs./kWh pour environ 2000 heures de service par an sur la base du coût du gaz naturel de 9,0 frs. le million de kcal. Pour la comparaison on a calculé que des coûts comparables pour un groupe à vapeur de 125 MW brûlant du mazout à 7,07 frs. le million de kcal seraient de 0,46 frs./kWh pour 90 heures et 0,037 frs./kWh pour environ 2000 heures.

Hongrie

Il n'existe aucune installation de turbines à gaz sur le réseau d'Electricité de Hongrie.

Italie

Les expériences de l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica en ce qui concerne les turbines à gaz se rapportent à quatre groupes. Deux groupes Brown Boveri de 22,5 MW avec arbres jumelés étaient en service dans la station L. Orlando à Livourne pour l'automme de 1956. Un groupe Brown Boveri similaire de 22,5 MW était en exploitation commerciale dans la station de Fiumicino au printemps de 1957. Ces trois machines ainsi que celles de Beznau ont été parmi les premières turbines à gaz utilisées pour la production d'énergie électrique dans le monde.

Une turbine à gaz Fiat de 32 MW du type industriel a été récemment installée dans la centrale de Chivasso.

On exigeait autrefois des machines Brown Boveri à arbres jumelés du type industriel un service quotidien d'une moyenne de 10 à 14 heures, mais à l'heure actuelle on les utilise seulement comme appoint pour la pointe de charge et comme équipement de secours. Elles utilisent l'huile légère pour le démarrage et l'huile lourde Bunker «C» pour la marche normale. Le mazout était utilisé à l'origine sans additif sous réserve que la teneur en cendres totale ne devait pas dépasser 1 % dont la moitié au moins devait être soluble dans l'eau. Par la suite, à cause de l'encrassement des ailettes et la nécessité de procéder à des lavages plus fréquents de celles-ci, on introduisit un additif qui a permis de faire passer les intervalles entre les lavages de 90 heures environ à plus de 500 heures. Finalement on a élaboré la spécification type suivante pour l'huile:

Teneur en cendres maximale: 200 millionièmes.

Rapport de volume V_2O_5/Na_2 : moins de 0,9.

Teneur en Zn et Pb: chacun moins de 5 millionièmes.

Avec le combustible dont on dispose généralement et dont la teneur en cendres est de 500 millionièmes, on a utilisé un additif dans la proportion de deux fois et demie la teneur en cendres. En conséquence la période entre les lavages peut être portée maintenant à 1000 heures avec une perte de puissance et de rendement d'environ 10 %. Les machines de Livourne sont nettoyées à présent toutes les 300 heures afin de maintenir leur rendement. En raison du régime d'exploitation, on peut prévoir les dates de nettoyage pour que celui-ci ne cause aucune gêne dans le service et par conséquent ne pose aucun problème.

A la suite de pannes dans les turbines à haute pression, les rotors HP et BP de toutes les turbines à gaz Brown Boveri ont été complètement remplacés et la température d'admission du gaz spécifiée à l'origine à 650 °C a été ramenée à 620 °C.

A titre d'indication au sujet de ses performances, la turbine à gaz de Fiumicino a brûlé au cours de ses huit années de service environ 55 000 t de mazout et produit 134 millions de kWh. Le groupe a été hors service pendant 11 400 heures et son utilisation annuelle moyenne a été de 672 heures.

L'expérience a montré qu'on devrait admettre un laps de temps de 20 à 30 minutes pour le démarrage et de 10 minutes pour l'arrêt, bien qu'en cas d'urgence on puisse réaliser en 18 minutes le passage du démarrage à la pleine charge.

Pour arriver à des estimations de coûts comparatives, on s'est basé par hypothèse sur les données suivantes:

1. Un coût d'installation d'environ 365 frs./kW.
2. Onze agents d'exploitation avec une moyenne de coût de 20 400 frs. par personne.
3. Charges d'amortissement non compris l'intérêt: 4,72 % pour l'équipement et 1,78 % pour le terrain et les bâtiments.
4. Mazout 0,0368 frs./kg (12 lires/kg)
   Huile légère 0,070 frs./kg (23 lires/kg)
   Additif 3,50 frs./kg (1140 lires/kg).
   Consommation moyenne de chaleur 3800 kcal/kWh.

Sur la base de 1000 heures par an, le coût par groupe est de 0,062 frs./kWh et pour 4000 heures par an de 0,043 frs./kWh. Basé sur les charges proportionnelles seulement, le

coût calculé d'un kWh est de 0,034 frs. Ce chiffre a été atteint à Fiumicino pour 1964 avec une consommation de chaleur de 3980 kcal/kWh.

Le coût du kWh à la centrale à vapeur de Livourne–Marzocco, qui comporte un groupe de 152 MW est de 0,018 frs. Ce chiffre reflète les coûts enregistrés au cours du fonctionnement expérimental de la machine jusqu'en juin 1964.

La machine Fiat à Chivasso est un groupe de 32 MW à arbres jumelés et cycle ouvert avec des chambres à combustion alimentées par des brûleurs multiples et dont le rendement thermique global est de 25,3 %. Elle a été installée initialement à des fins expérimentales et a fonctionné à l'huile légère pour un total de 4000 heures suivies par 3000 heures avec alimentation en huile lourde. Au 31 mars 1966, le groupe avait produit près de 200 millions de kWh à une charge moyenne de 28,2 MW.

Il est intéressant de noter que l'huile lourde est purifiée et traitée. Le lavage à l'eau est adopté pour extraire les sels de sodium. On évite l'émulsification en ajoutant un composé «tensio-actif» à l'huile chaude et ensuite on extrait l'eau contenant le sodium en solution par centrifugation. La dose moyenne du composé est de 0,03 % du débit de l'huile et l'eau 5 %. Une solution colloïdale d'oxyde magnésique est injectée avec une petite quantité d'huile dans les circuits haute et basse pression en amont des réchauffeurs d'extrémité pour empêcher la corrosion par les composés au vanadium. La proportion d'incorporation est de 1 à 30 par rapport aux principaux débits d'huile.

Le temps normal pour passer du démarrage à froid jusqu'à la vitesse de synchronisation est de 15 minutes avec 10 minutes supplémentaires pour atteindre la pleine charge. Ces temps peuvent être ramenés par un démarrage à chaud à 12 et 8 minutes respectivement.

On rejette les mazouts dont la teneur dépasse: en cendres 0,1 %; en soufre 4 %; en vanadium 200 millionièmes et sodium 60 millionièmes. Les mazouts contenant moins de 5 millionièmes de sodium et vanadium peuvent être utilisés sans traitement préliminaire.

Un personnel de 14 membres est nécessaire pour l'exploitation et l'entretien de routine. La révision annuelle comportant le déplacement de la moitié supérieure des turbines HP et BP, la révision des rotors, des ailettes fixes, et des chambres à combustion exige 1500 heures de travail d'ouvriers spécialisés et 1000 heures de travail de manœuvres et elle occupe 20 jours ouvrables.

A titre d'indication en ce qui concerne le coût de production, la turbine à gaz Fiat a un coût de production qui dépasse celui d'une centrale à vapeur de construction récente dans une proportion variant de 40 % à 7 % entre 7000 et 2000 heures de service par an, y compris les charges d'investissement, le coût du combustible, les frais d'entretien et de personnel dans l'hypothèse où le combustible est du distillat léger.

Pologne

L'Instytut Energetyki indique qu'il n'existe aucune turbine à gaz actuellement en Pologne.

Portugal

Les Companhias Reunidas Gas e Electricidade signalent qu'à l'heure actuelle une seule turbine à gaz Sigma-Alsthom de 1,5 MW à piston libre est en service au Portugal à Angra do Heroismo.

Une installation du même type et de même fabrication vient d'être commandée pour la province d'Angola. Elle comportera neuf générateurs de gaz à piston libre, dont un de secours, connectés à deux turbines de 3 MW chacune.

Les deux installations alimenteront des réseaux de distribution d'électricité.

On a fait une comparaison économique entre les moteurs diesel utilisant l'huile légère et les groupes à piston libre. Il a été démontré que des économies d'exploitation seraient réalisées avec l'installation de Angra do Heroismo utilisant le mazout Bunker «C» et celle d'Angola utilisant l'huile légère malgré les coûts d'investissement initiaux supérieurs pour les turbines à gaz comparés à ceux des moteurs diesel.

La préférence pour l'huile légère à Angola provient de la situation de la centrale à l'intérieur des terres et du fait que le transport de l'huile légère n'exige pas de chaleur.

Suède

L'Office d'Etat Suédois de l'Energie (Vattenfallsstyrelsen) a fourni des informations concernant six installations de turbines à gaz en Suède.

Le réseau suédois est alimenté principalement actuellement par la production hydroélectrique, la production supplémentaire étant assurée par des centrales thermiques et des turbines à gaz. Les variations des conditions hydrauliques et de la température qui influent considérablement sur la production hydroélectrique peuvent provoquer des variations très importantes dans l'utilisation des centrales thermiques et des stations de turbines à gaz. Cinq de ces dernières sont utilisées principalement pour le service des années sèches ou comme équipement de réserve ou comme appoint pour les pointes de charge. Leur utilisation est indiquée par leurs heures de service qui sont normalement d'environ 200 à 500 heures mais vont jusqu'à 2000 à 3000 heures au cours d'une année sèche. Ces cinq groupes ont des couplages qui permettent le fonctionnement en compensateur synchrone suivant les besoins. On envisage dans l'avenir de faire appel à ces groupes pour accroître la production à mesure que la demande en énergie électrique augmentera. Il est possible que différents mazouts soient employés selon les changements apportés au régime d'exploitation.

La sixième station est située sur l'île de Gotland qui est normalement alimentée à partir du continent par une liaison en courant continu. La station est prévue spécialement pour fournir une puissance de réserve rapide et aussi comme appoint pour la pointe de charge; on prévoit une utilisation annuelle moyenne de 400–500 heures.

Le groupe Stal-Laval de 10–12 MW à Varberg appartient à Yngeredsfors Kraft AB et a été mis en service en 1957 dans un nouveau bâtiment contigu à la centrale à vapeur existante. Cette machine est un groupe à cycle ouvert avec deux arbres en ligne, sans échangeurs de chaleur et il est conçu pour le démarrage rapide et le fonctionnement automatique. Le combustible utilisé est un distillat lourd, du mazout à faible teneur en cendre avec un additif.

Le groupe de 30 MW du poste d'Otterbäcken appartenant à la Kraft AB Gullspang-Munkfors est de fabrication Brown Boveri et a été mis en service en 1958. Il est du type illustré par la figure 20. Un mazout lourd spécial à faible te-

neur en cendre est utilisé (avec un additif) et stocké dans des chambres souterraines creusées dans le roc à parois nues sur un fond d'eau variable.

La turbine à gaz Stal-Laval de 40 MW à Västervik appartient à l'Office d'Etat Suédois et a été mise en service en 1959. La figure 21 est un dessin en coupe d'un groupe à turbines à gaz de 40–50 MW du même type réalisé par ce constructeur. Dans cette station, on utilise également du mazout, à faible teneur en cendres avec additifs. Le groupe est conçu pour le fonctionnement automatique avec démarrage rapide et télécommande. Actuellement ce groupe a une utilisation spéciale. Il sert de réserve locale à l'extrémité d'une ligne à 130 kV qui doit prochainement être renforcée par une autre ligne.

Le Groupe Brown Boveri de 30 MW du poste de Oxelösund qui alimente les aciéries de Grängesbergsbolaget a été mis en service en 1961 et a un cycle comme l'indique la figure 20. Il est utilisé comme réserve mais l'alternateur sert également à éliminer les fluctuations de tensions dues aux laminoirs. La machine est équipée avec un excitateur statique à commande électronique.

Un groupe Stal-Laval de 42,5 MW semblable à celui de Västervik déjà représenté, a été installé au poste de Nyham de Bälforsens Kraft AB en 1962. Un combustible semblable est utilisé, mais à Nyham on a installé un équipement de lavage du combustible pour réduire sa teneur en sodium, ce qui facilite le choix du combustible.

Le sixième groupe de turbines à gaz a été installé en 1965 à Hemse et appartient à AB Gotlands Kraftwerk. C'est un groupe Stal-Laval de 8–12 MW avec un générateur de gaz à moteur d'avion Pratt et Whitney fonctionnant au kérosène. On peut obtenir la pleine charge à partir d'un démarrage à froid en deux minutes sur télécommande avec fonctionnement automatique. Ce type de groupe fournit une réserve de secours facilement disponible, peut servir d'appoint pour les pointes de charge et assurer le fonctionnement en compensateur synchrone. Le groupe se compose essentiellement d'un générateur de gaz et d'une turbine motrice libre montée en ligne et actionnant un alternateur.

Une comparaison des coûts de production de quatre sur les cinq turbines à gaz industrielles a été faite avec un groupe à vapeur moderne fonctionnant au mazout, le combustible étant livré par mer et ayant une consommation de chaleur de 2293 kcal/kWh (c'est-à-dire un rendement thermique de 37,4 %). Les coûts représentent le coût du combustible plus la part variable des coûts de réparations et d'entretien et, sur la base de l'exploitation à pleine charge, les coûts des turbines à gaz sont environ 180 % des coûts d'exploitation des centrales à vapeur. Etant donné les circonstances locales, les coûts de Varberg sont un peu plus élevés.

L'installation de turbines à gaz du type aéro de Hemse avec un rendement déclaré de 24,7 % peut être comparée avec une installation à vapeur utilisant le mazout qui est en construction dans l'île avec un rendement thermique de

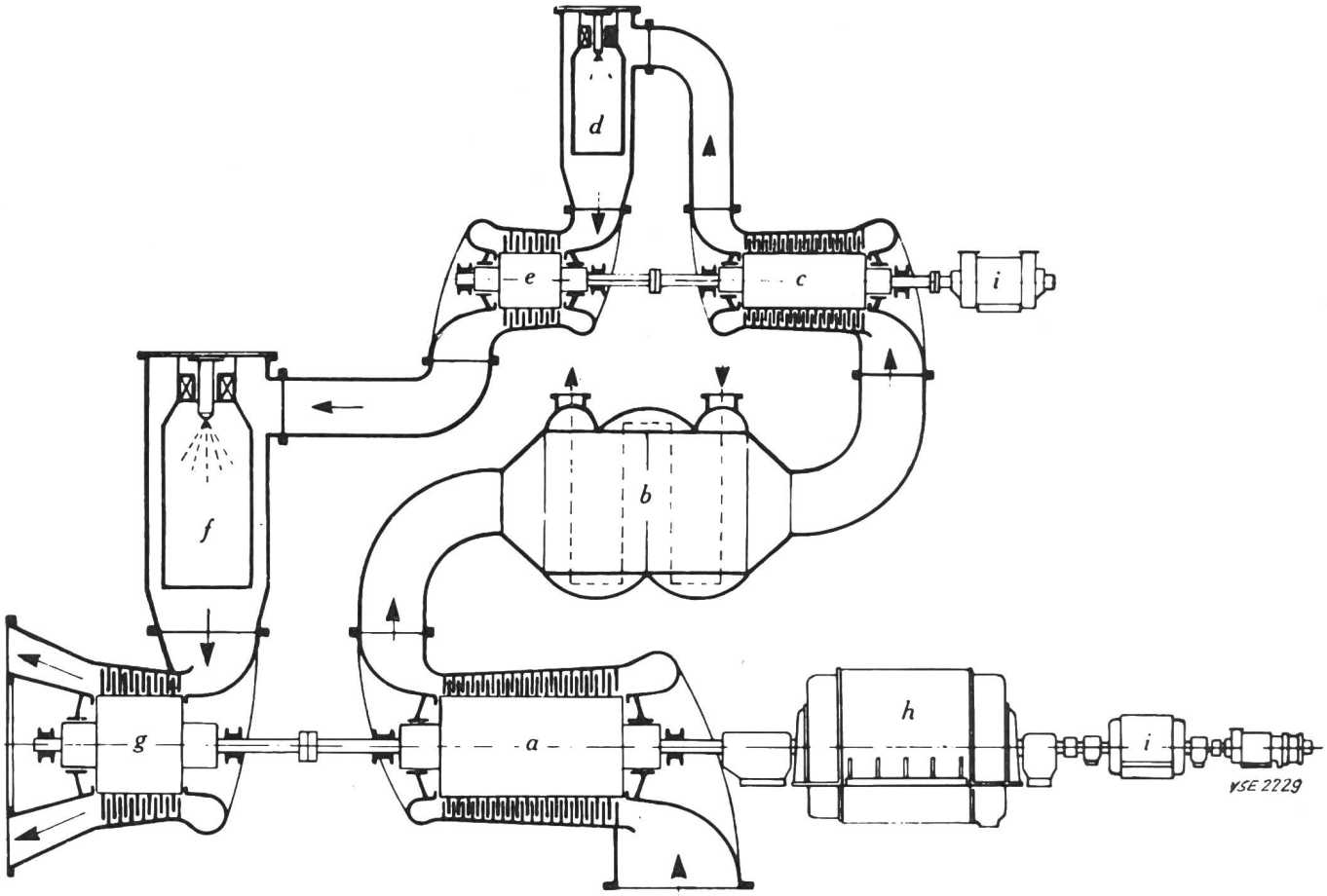


Fig. 20
Installation d'une turbine à gaz Brown Boveri standard de 25/30 MW
(a) Compresseur BP; (b) Refroidisseur intermédiaire; (c) Compresseur HP; (d) Chambre de combustion HP; (e) Turbine HP; (f) Chambre de combustion BP; (g) Turbine BP; (h) Générateur électrique; (i) Moteur de lancement

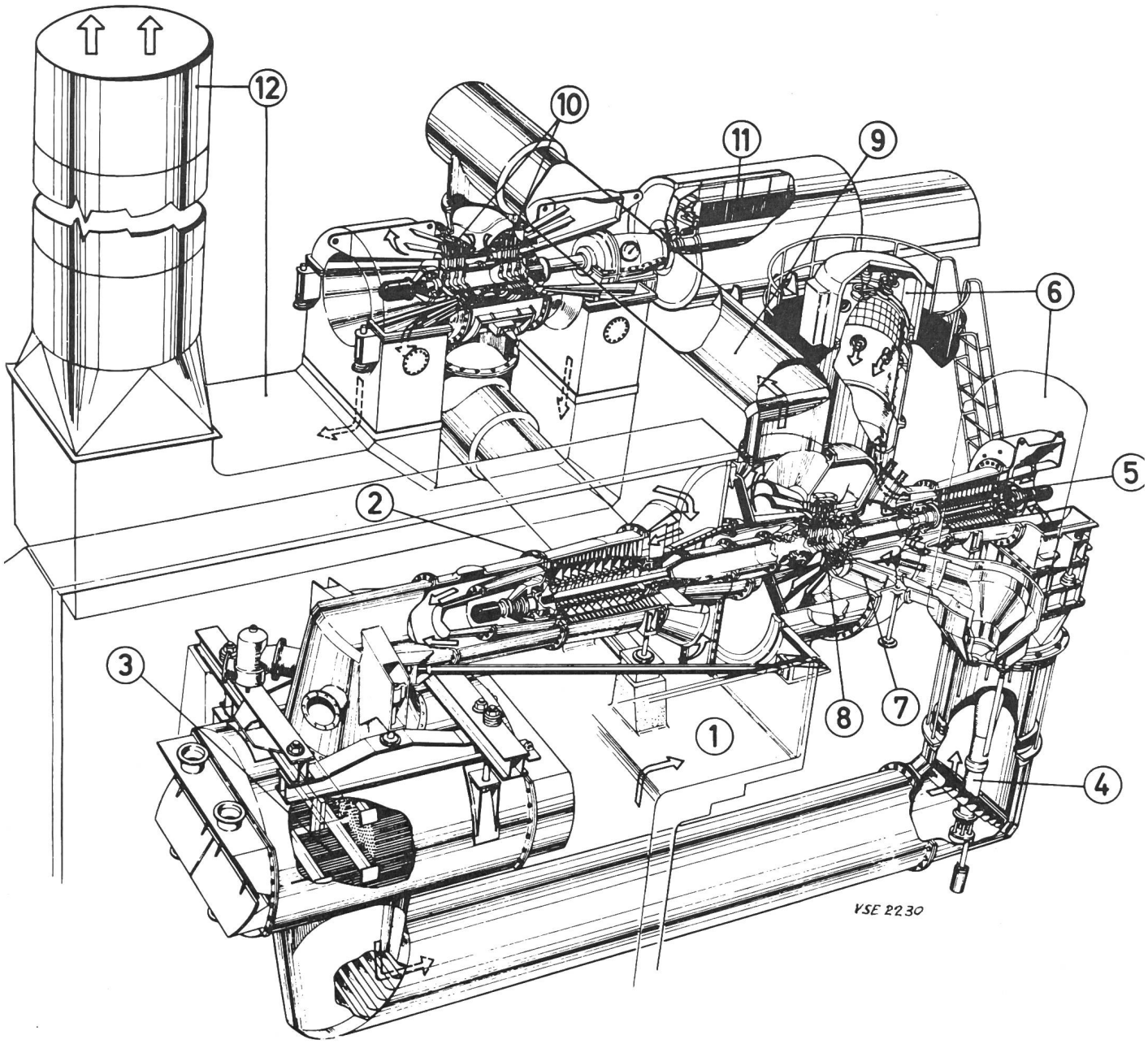


Fig. 21
Turbine à gaz Stal-Laval de 40-50 MW
(1) Prise d'air; (2) Compresseur à basse pression; (3) Refroidisseur intermédiaire; (4) Dispositif de lancement par air; (5) Compresseur à haute pression; (6) Chambre de combustion; (7) Entrée de la turbine; (8) Turbines du compresseur; (9) Canalisations de gaz vers la turbine motrice; (10) Turbine motrice; (11) Alternateur; (12) Échappement des gaz

29,65 %. Le kérosène pour la turbine à gaz coûtera le double du mazout lourd utilisé pour l'installation à vapeur.

Suisse

L'Union des Centrales Suisses d'Electricité déclare que, en dehors de quelques très petits groupes, deux centrales seulement comportent des turbines à gaz en Suisse et elles appartiennent aux Forces Motrices du Nord-Est de la Suisse S. A. (NOK). La centrale de Beznau a deux groupes Brown Boveri, l'un de 13 MW et l'autre de 27 MW. Ils sont tous deux du type à circuit ouvert avec refroidissement intermédiaire et récupération de chaleur à l'échappement et ils offrent un intérêt à la fois technique et historique car ce sont les plus anciennes turbines à gaz en service.

La centrale de Weinfelden a deux groupes Sulzer de 10 MW. Ils sont du type à circuit ouvert sans réfrigérants intermédiaires mais avec récupération de chaleur à l'échappement.

L'objet de ces turbines à gaz est de compenser les variations de la production hydro-électrique; on peut également les utiliser comme appoint pour la pointe de charge.

Le coût de la production dépend de l'utilisation. Pour une utilisation de 2000 à 3000 heures le coût de l'énergie est inférieur à celui de l'énergie hydro-électrique (énergie de retenue).

Adresse de l'auteur:
F. Faux, Station Planning Engineer, Central Electicity Generating Board, London.

Communications de nature économique

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 énergétique 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		Variations mensuelles – vidange + remplissage			
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68		1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68
	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	1863	1976	10	15	67	67	172	266	2112	2324	+10,0	5901	5918	– 109	– 344	366	486
Novembre . . .	1767	1818	62	117	64	67	254	432	2147	2434	+13,4	5245	5281	– 656	– 637	265	462
Décembre . . .	1782		152		80		256		2270			4491		– 754		308	
Janvier	1886		124		74		262		2346			3511		– 980		370	
Février	1818		77		76		216		2187			2503		–1008		406	
Mars.	1945		58		92		101		2196			1735		– 768		346	
Avril.	2149		2		83		56		2290			898		– 837		507	
Mai	2253		1		66		54		2374			1460		+ 562		603	
Juin	2515		1		70		41		2627			2716		+1256		792	
Juillet	2813		1		100		26		2940			5225		+2509		1071	
Août.	2894		2		95		23		3014			6209		+ 984		1151	
Septembre . . .	2402		1		71		70		2544			6262[4]		+ 53		729	
Année	26087		491		938		1531		29047							6914	
Oct. ... nov. . .	3630	3794	72	132	131	134	426	698	4259	4758	+11,7			– 765	– 981	631	948

Mois	Répartition des fournitures dans le pays												Fournitures dans le pays y compris les pertes				
	Usages domestiques, artisanat et agriculture		Industrie en général		Electro-chimie, -métallurgie et -thermie		Chaudières électriques[1]		Chemins de fer		Pertes et énergie de pompage[2]		sans les chaudières et le pompage		Différence %[3]	avec les chaudières et le pompage	
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68		1966/67	1967/68
	en millions de kWh																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre	863	889	349	389	242	269	3	4	93	98	196	189	1720	1823	+ 6,0	1746	1838
Novembre . . .	924	944	366	406	289	312	3	3	108	111	192 (2)	196 (7)	1877	1962	+ 4,5	1882	1972
Décembre . . .	956		364		295		5		139		203		1954			1962	
Janvier	972		384		298		6		122		194		1967			1976	
Février	861		347		282		5		103		183		1773			1781	
Mars.	895		362		294		7		106		186		1839			1850	
Avril.	834		360		312		8		98		171		1772			1783	
Mai	804		358		244		23		93		249		1689			1771	
Juin	799		364		227		38		105		302		1690			1835	
Juillet	753		335		235		42		103		401		1622			1869	
Août.	793		342		232		51		118		327		1689			1863	
Septembre . . .	840		366		258		29		105		217		1753			1815	
Année	10294		4297		3208		220		1293		2821 (568)		21345			22133	
Oct. ... nov. . .	1787	1833	715	795	531	581	6	7	201	209	388 (25)	385 (18)	3597	3785	+ 5,2	3628	3810

[1]) D'une puissance de 250 kW et plus et doublées d'une chaudière à combustible.
[2]) Les chiffres entre parenthèses représentent l'énergie employée au remplissage des bassins d'accumulation par pompage.
[3]) Colonne 15 par rapport à la colonne 14.
[4]) Capacité des réservoirs à fin septembre 1967: 6560 millions de kWh.

Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie énergétique

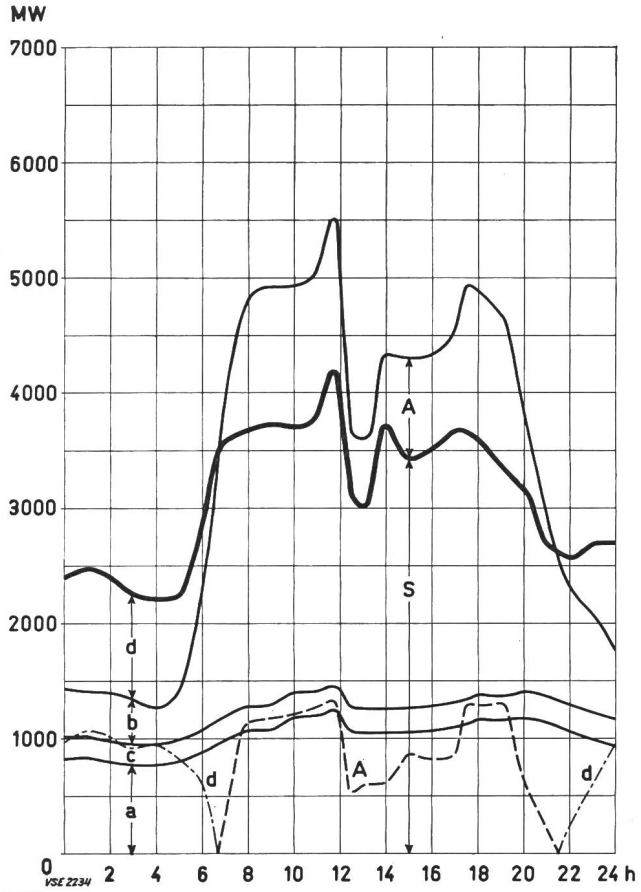
Les chiffres ci-dessous concernent à la fois les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers et les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproducteurs).

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		Variations mensuelles – vidange + remplissage					
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68		1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68
	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	2185	2290	41	47	172	266	2398	2603	+ 8,5	6291	6310	– 115	– 353	417	552	1981	2051
Novembre . . .	1986	2039	98	152	254	432	2338	2623	+12,2	5600	5635	– 691	– 675	284	519	2054	2104
Décembre . . .	1989		185		256		2430			4792		– 808		328		2102	
Janvier	2073		158		262		2493			3751		–1041		392		2101	
Février	1997		107		216		2320			2677		–1074		428		1892	
Mars.	2170		88		101		2359			1855		– 822		367		1983	
Avril.	2408		31		56		2495			947		– 908		582		1913	
Mai	2630		22		54		2706			1547		+ 600		700		2006	
Juin	2935		27		41		3003			2902		+1355		895		2108	
Juillet	3268		24		26		3318			5581		+2679		1179		2139	
Août.	3322		20		24		3366			6607		+1026		1258		2108	
Septembre . . .	2767		22		70		2859			6663[2]		+ 56		808		2051	
Année	29730		823		1532		32085							7647		24438	
Oct. ... nov. . .	4171	4329	139	199	426	698	4736	5226	+10,3			– 806	–1028	701	1071	4035	4155

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, artisanat et agriculture		Industrie en général		Electro-chimie, -métallurgie et -thermie		Chaudières électriques[1]		Chemins de fer		Pertes		Energie de pompage				
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	
	en millions de kWh																%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre	880	906	395	425	345	359	5	5	140	145	193	199	23	12	1953	2034	+ 4,1
Novembre . . .	941	960	418	444	329	330	4	4	148	149	211	210	3	7	2047	2093	+ 2,2
Décembre . . .	974		415		319		6		162		222		4		2092		
Janvier	992		421		308		6		157		213		4		2091		
Février	878		381		285		6		138		200		4		1882		
Mars.	915		398		306		7		149		203		5		1971		
Avril.	850		397		325		9		138		190		4		1900		
Mai	818		390		359		28		139		212		60		1918		
Juin	814		402		375		43		146		219		109		1956		
Juillet	769		366		376		51		147		220		210		1878		
Août.	810		369		366		64		145		229		125		1919		
Septembre . . .	856		399		372		37		146		207		34		1980		
Année	10497		4751		4065		266		1755		2519		585		23587		
Oct. ... nov. . .	1821	1866	813	869	674	689	9	9	288	294	404	409	26	19	4000	4127	+ 3,2

[1]) D'une puissance de 250 kW et plus et doublées d'une chaudière à combustible.
[2]) Capacité des réservoirs à fin septembre 1967: 6950 millions de kWh.

Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse



1. **Puissance disponible le mercredi 15 novembre 1967**

	MW
Usines au fil de l'eau, moyenne des apports naturels	1030
Usines à accumulation saisonnière, 95 % de la puissance maximum possible	5830
Usines thermiques, puissance installée	520
Excédent d'importation au moment de la pointe	—
Total de la puissance disponible	7380

2. **Puissances maxima effectifs du mercredi 15 novembre 1967**

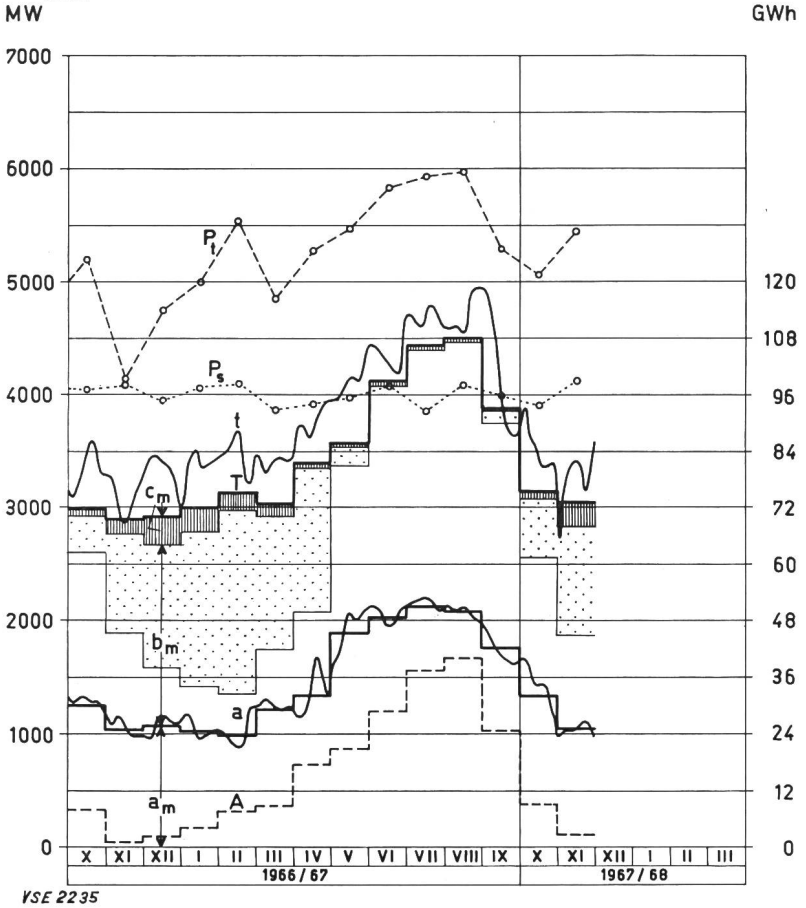
Fourniture totale	5450
Consommation du pays	4130
Excédent d'exportation	1320

3. **Diagramme de charge du mercredi 15 novembre 1967** (voir figure ci-contre)

a Usines au fil de l'eau (y compris usines à accumulation journalière et hebdomadaire)
b Usines à accumulation saisonnière
c Usines thermiques
d Excédent d'importation
S + A Fourniture totale
S Consommation du pays
A Excédent d'exportation

4. **Production et consommation**

	Mercredi 15 nov.	Samedi 18 nov.	Dimanche 19 nov.
	GWh (millions de kWh)		
Usines au fil de l'eau	24,7	30,9	28,5
Usines à accumulation	52,0	34,7	19,9
Usines thermiques	5,0	5,1	3,7
Excédent d'importation	—	—	—
Fourniture totale	81,7	70,7	52,1
Consommation du pays	75,5	63,6	49,8
Excédent d'exportation	6,2	7,1	2,3



1. **Production des mercredis**

a Usines au fil de l'eau
t Production totale et excédent d'importation

2. **Moyenne journalière de la production mensuelle**

a_m Usines au fil de l'eau
b_m Usines à accumulation, partie pointillée provenant d'accumulation saisonnière
c_m Production des usines thermiques
d_m Excédent d'importation (aucun)

3. **Moyenne journalière de la consommation mensuelle**

T Fourniture totale
A Excédent d'exportation
T—A Consommation du pays

4. **Puissances maxima le troisième mercredi de chaque mois**

P_s Consommation du pays
P_t Charge totale

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'électricité, Bahnhofplatz 3, Zurich 1; adresse postale: Case postale 8023 Zurich; téléphone (051) 27 51 91; compte de chèques postaux 80 - 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.