

et la structure entière croît dans des proportions telles que son coût dépasse celui d'un barrage des types couramment appliqués,

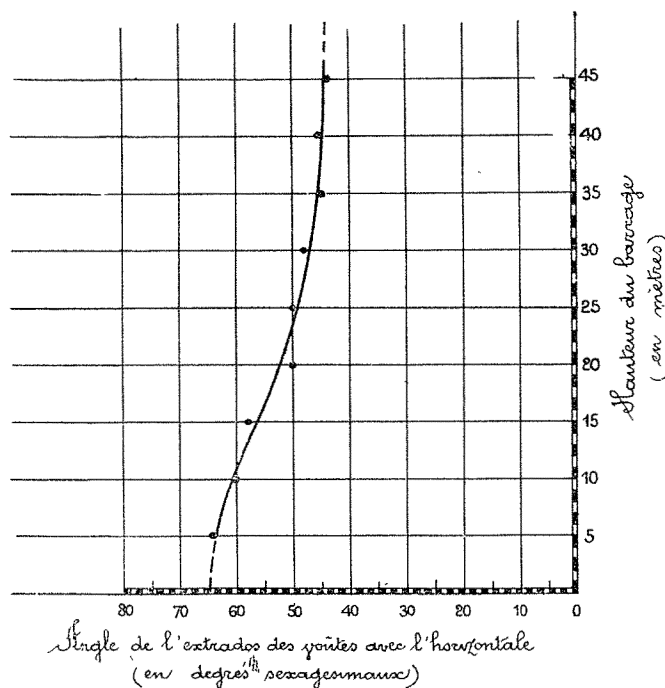


Fig. 3

— barrage à gravité ou, pour le moins, barrage en voûte, — et que, non seulement, par raison d'économie, mais aussi pour des raisons

d'ordre exclusivement technique — (le barrage à arches multiples nécessite des appuis tellement sérieux qu'à de pareilles hauteurs fonder sur du rocher qui n'est pas indubitablement parfait serait risqué), — l'adoption d'un de ces types classiques d'ouvrages, qui s'accommodent beaucoup mieux de fondations moins parfaites ou améliorées artificiellement est généralement préférable.

En dessous de ces hauteurs de 40 à 45 mètres, c'est-à-dire dans de larges limites comprenant d'une façon générale la plupart des cas se présentant ordinairement dans la pratique (les barrages dont la hauteur dépasse 40 mètres ne pouvant guère être considérés comme des ouvrages courants), — le type à arches multiples permet d'économiser de 15 à 30 % sur n'importe lequel des autres types classiques de cube minimum appliqués à ce jour, et ceci dans les conditions d'exécution les plus défavorables ; c'est, du reste, ce qui fait son grand intérêt. Le seul point délicat de son application réside, nous l'avons dit, dans la nature du terrain de fondation, au sujet duquel on ne saurait s'entourer de trop de certitudes et de garanties quant à la résistance et à l'homogénéité : le moindre mouvement d'un contre-fort pouvant affecter la structure entière de l'ouvrage ; mais, en dehors des cas — cependant assez rares — où la géologie en prohibe l'application, on ne saurait trop conseiller la vulgarisation de ce type de barrage, qui a déjà donné de si intéressants résultats, à l'heure où les multiples programmes d'aménagements hydrauliques étudiés depuis quelques années pour la mise en valeur de nos ressources en houille blanche vont enfin recevoir un commencement d'exécution (1).

Paris, janvier 1922.

(1) A titre documentaire, signalons que trois ouvrages de ce genre sont actuellement en construction en Italie — où le type de la Scoltenna compte de fervents adeptes — : l'un sur le Neto (prov. de Cosenza) — H = 28 m. ; l'autre sur la Tirso (Cagliari), dont la hauteur de 60 m. dépassera celle généralement considérée comme maximum, et le 3^e sur le Gleno (Bergamo), également de hauteur maximum pour ce type d'ouvrages (H = 50 m.).

Tarification de l'Énergie électrique.

Par E. BÉRARD, Ingénieur I. E. G., Licencié ès-Sciences Physiques.

Au moment où l'attention des milieux techniques est tout spécialement attirée vers le développement des centrales thermo et hydro-électriques, je pense intéressant de résumer, au cours de cette petite étude, les modes pratiques de tarification de l'énergie électrique. Nombreux sont les moyens proposés jusqu'à ce jour. Les résultats donnés par chacun d'eux diffèrent notablement. Tel système réussissant bien dans une région ne convient pas du tout dans une autre. Ceci tient à ce que les facteurs principaux de l'exploitation d'une centrale sont des facteurs directs et du genre d'énergie employée (thermique ou hydraulique) et des besoins de la région desservie. Mais quel que soit le service assuré par la centrale, certains facteurs interviennent toujours dans l'évaluation du prix de vente de l'énergie.

Au cours de cette étude, nous ne nous occuperons pas de la question des compteurs, qui a été déjà souvent et bien traitée. (Nous citerons entre autres, l'ouvrage : « Compteurs électriques », de M. Barbillon). Quant au plan suivi, il peut se diviser comme suit :

1^{re} Partie. — Rappel des conditions générales d'exploitation d'une centrale.

2^e Partie. — Étude du prix de revient de l'énergie.

3^e Partie. — Étude du prix de vente. Divers modes de tarification.

4^e Partie. — Tarification de l'énergie dévattée.

Dans chacune de ces parties, nous nous sommes efforcé, tout en étant aussi bref que possible, de donner tous les détails nécessaires pour la compréhension des systèmes exposés et leur application.

Si cette étude peut être utile, tant aux Ingénieurs déjà dans la pratique qu'aux étudiants s'orientant vers l'Electro technique appliquée, nous estimerons atteint le but que nous nous sommes proposé et en serons très satisfait.

PBEMIÈRE PARTIE

Exploitation d'une Station Centrale.

Les stations centrales actuelles desservent généralement des réseaux mixtes, c'est-à-dire fournissent à la fois de l'énergie pour l'éclairage (énergie-lumière) et de l'énergie pour la force motrice (énergie-force).

Les demandes des différents consommateurs sont très variées, tant au point de vue puissance instantanée, qu'au point de vue régularité, et heure de demande maximum. La courbe de consommation journalière d'une centrale se présente sous la forme indiquée par la figure I.

La nécessité du maintien d'une tension constante sur le réseau exigée pour le bon fonctionnement des lampes à incandescence dont la puissance lumineuse varie rapidement en fonction du voltage, la simultanéité et la faible durée des maxima de consommation des divers clients, maxima ayant lieu de 18 heures à 20 heures généralement, font des consommateurs « Énergie-Lumière » une catégorie difficile à satisfaire.

Pour leur donner satisfaction, l'usine doit pouvoir fournir une énergie énorme, pendant un temps assez court, relativement à la consommation moyenne du réseau. L'allure des graphiques de consommation montre que l'utilisation des machines est déficiente. Par suite, l'énergie-lumière doit être facturée à un prix relativement élevé.

Quant à l'énergie-force motrice, beaucoup plus intéressante, au point de vue exploitation, son utilisation rationnelle a lieu généralement de 7 heures à 12 heures et de 14 heures à 18 heures, c'est-à-dire pendant une grande partie de la non-utilisation de l'Énergie-Lumière, sauf en hiver où la concordance des périodes d'utilisation des deux genres d'énergie vient encore augmenter les difficultés d'exploitation.

Si l'on considère le *coefficient d'utilisation* de l'usine, c'est-à-dire le rapport entre l'énergie utilisée et l'énergie totale que peut fournir la centrale fonctionnant à pleine charge (puissance indiquée sur les génératrices des groupes de réserve n'étant pas comptée), on obtient les valeurs moyennes suivantes :

Usines d'éclairage	0,20 à 0,25
Usines mixtes (force et lumière)	0,25 à 0,40
Usines de force motrice	0,40 à 0,45
Usines de traction	0,40 à 0,60

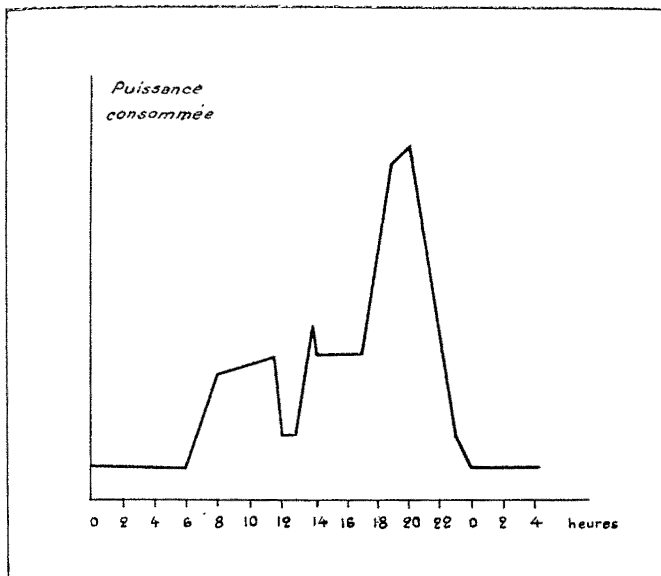


Fig. 1.

Le coefficient d'utilisation ci-dessus défini est annuel, mensuel ou journalier, suivant qu'il se rapporte à un an, un mois ou un jour. Avant de continuer l'étude du fonctionnement courant d'une centrale, il est bon de donner les définitions des principaux coefficients que nous aurons à employer.

Le *facteur de charge* d'une usine est le rapport de la puissance moyenne à la puissance maximum fournie. Il varie de 0,15 à 0,40.

Le *rendement annuel de la distribution* est le rapport de la puissance vendue à la puissance produite en un an.

La *durée moyenne de fonctionnement annuel* est le rapport de l'énergie vendue dans l'année, exprimée en K. W. H. à la puissance des générateurs.

Enfin, la *puissance annuelle moyenne de production* est le rapport de l'énergie totale produite au nombre d'heures de fonctionnement.

D'après les quelques considérations précédentes sur l'énergie lumière et l'énergie force, on voit que ces différents facteurs sont influencés par la régularité de la consommation. Même en admettant une consommation très régulière de 6 heures à 23 heures, ils conservent encore une valeur assez faible à cause de la période creuse de 23 heures à 6 heures. Dans cet intervalle, en effet, les seules consommations qui se produisent sur le réseau correspondent, en général, à l'éclairage public et à la consommation des appareils de mesure (compteurs) et des transformateurs (dans le cas d'un secteur à courant alternatif). De sorte que pour arriver à relever les valeurs des différents coefficients d'exploitation, il est intéressant de développer les applications de l'énergie électrique susceptible de combler la période creuse. On arrive ainsi à encourager le chauffage électrique, la création d'usines dites de déchets journaliers (usines produisant l'acide nitrique, etc.).

En se plaçant purement au point de vue de la consommation, les variations journalières de la consommation entraînent l'installation d'un assez grand nombre de groupes à puissance moyenne. On sait, en effet, qu'il n'est pas rationnel d'utiliser une machine pour fournir une puissance égale à la moitié ou au quart de la charge normale. Il est préférable d'avoir plusieurs groupes que l'on couple successivement en parallèle suivant la demande d'énergie.

D'autre part, les variations brusques de la charge sur le réseau

entraînent des difficultés assez grandes à cause des variations de tension qui en résultent. En alternatif, particulièrement, ces variations de charge sont très gênantes, car, comme on le sait, les chûtes de tension des génératrices et des transformateurs sont fonction de la charge. Enfin, dans le cas général des distributions par courant alternatif, un facteur essentiellement important est le facteur de puissance de l'installation. C'est là, certainement, le point le plus délicat pour l'exploitant. Nous nous contenterons de rappeler ici les moyens préconisés pour l'amélioration du facteur de puissance d'un réseau alternatif en nous basant sur les études de MM. Rechniewski et Scoumanne.

M. Rechniewski préconise l'emploi :

- 1° Des condensateurs ;
- 2° D'avanceurs de phase ;
- 3° De moteurs synchrones à vide ;
- 4° De moteurs synchrones en charge.

En faisant les calculs comparatifs pour une centrale de 30.000 K. W. on voit facilement que le passage du facteur de puissance de 0,9 à 0,7 se compense par un moteur synchrone fonctionnant à vide, fournissant 1500 K. V. A. de puissance magnétisante et consommant seulement 75 K. V. A. de puissance réelle.

D'ailleurs, l'obtention d'un bon facteur de puissance est tout à l'avantage des consommateurs; voici un exemple qui le montre bien. Un atelier consommant en moyenne 500 K. V. A. avec $\cos \varphi = 0,67$ dépensait 193.000 fr. d'énergie par an. Pour $\cos \varphi = 0,80$ la dépense eût été de 162.000 fr., soit 31.000 fr. d'économie par an. Pour relever le facteur de puissance à cette dernière valeur, on y installa un moteur synchrone de 180 K. V. A., fonctionnant à vide et consommant 12 K. W., ce qui correspondait à une dépense de 3.900 fr. par an, plus 600 fr. de frais d'entretien, soit 4.500 fr. L'achat et l'installation de ce moteur coûtèrent environ 27.000 fr., de sorte que, dès la première année, le capital engagé dans cette installation fut presque complètement amorti, et, les années suivantes, on réalisa une économie de 26.500 fr. par an.

Signalons en passant que les moteurs synchrones employés dans ce but et fonctionnant à vide doivent présenter les qualités suivantes :

- 1° Être de construction assez légère ;
- 2° Avoir une faible inertie du rotor ;
- 3° Présenter un entrefer aussi réduit que possible ;
- 4° Avoir un haut degré d'excitation avec de faibles pertes ;
- 5° Posséder des circuits amortisseurs pour augmenter la stabilité de fonctionnement.

M. Scoumanne, de son côté, préconise pour relever le facteur de puissance des réseaux, l'emploi de condensateurs statiques, soit à diélectrique solide, soit à diélectrique liquide. A ce sujet, on a tendance dans les spécifications relatives à la fourniture de tels condensateurs à donner leur puissance en K. V. A. Un condensateur de la General Electric Co de 600 K. V. A. comprend 798 éléments et mesure 2 m. 60 de longueur, 1 m. 70 de largeur et 3 m. 15 de hauteur. Son poids total est de 5.000 kg. L'appareillage d'un tel condensateur comprend un interrupteur à huile automatique à maximum, un ampèremètre, une résistance en carborundum, pour décharger la batterie au repos, et une self en série pour étouffer les oscillations à haute fréquence.

Tels sont donc les principaux dispositifs employés pour relever le facteur de puissance d'un réseau. Il en existe certes beaucoup d'autres, tels que le vibreur de Kapp, etc.. L'étude de ces dispositifs sortirait du cadre que nous nous sommes imposé. Nous signalerons en passant qu'un procédé intéressant pour une installation comportant seulement quelques gros moteurs asynchrones consiste à munir chacun d'eux d'un compensateur de phase Brown-Boveri.

Au point de vue exploitation d'un réseau de distribution, il est donc essentiel de veiller à avoir en bout de ligne un facteur de puissance, aussi voisin de l'unité que possible, afin d'éviter les chûtes de tension et les pertes de puissance en ligne exagérées, pertes qui sont fonction du facteur de puissance.

Enfin, dans une marche rationnelle de la station centrale, et surtout pour une centrale thermo-électrique, il est bon de déterminer, avec autant d'exactitude que possible, les instants où la mise en marche de nouveaux groupes devient nécessaire. A ce sujet, remarquons qu'un petit consommateur peut demander brusquement sa puissance maximum sans perturber le fonctionnement de l'usine, alors que les gros consommateurs obligent à avoir toujours disponible la puissance maximum qui leur est nécessaire, d'où l'obligation de maintenir en marche plus de groupes qu'il ne le faudrait pour assurer le service normal.

DEUXIEME PARTIE

Etude du Prix de Revient de l'Energie électrique.

Quelle que soit l'énergie mécanique employée dans une centrale (thermique ou hydraulique), on a toujours à tenir compte, dans l'évaluation du prix de revient, de certains frais fixes, ainsi que des frais dus à l'exploitation, ces derniers étant variables suivant le genre de l'usine.

Au cours de ce chapitre, nous examinerons successivement ces différents frais, et nous verrons comment leur connaissance permet de fixer à priori, avec assez de précision, le prix de revient de l'énergie électrique.

1° FRAIS FIXES

a) Au premier rang des frais fixes figure l'amortissement du capital ayant servi à créer l'usine et le réseau. Les taux d'amortissement généralement adoptés sont les suivants :

Ouvrages de prises d'eau	1,5	%
Conduites forcées	1,5	%
Bâtiments	2	%
Turbines	5	%
Machines à vapeur	8	%
Génératrices	8	%
Transformateurs	10	%
Lignes	7	%
Pylônes métalliques	6	%
Poteaux en bois	10	%
Appareillage	12	%
Ouvrages spéciaux	5	%
Sous-stations	10	%
Téléphones	6	%

Les chiffres moyens indiqués ci-dessus sont ceux adoptés par la généralité des centrales.

b) *Intérêts des obligations ou bons.* — Ceci dans le cas où le capital nécessaire a été souscrit sous forme d'obligations. L'intérêt varie généralement de 4 à 5 ½ %.

c) *Réserves de toutes natures.* — Ces réserves pouvant être soit imposées légalement, soit nécessitées par la création d'un fonds de renouvellement. Dans le cas où la centrale doit revenir à l'Etat, au bout d'un certain nombre d'années, on est forcé de prévoir la mise en réserve d'une somme équivalente au capital engagé, ne serait ce que pour le remboursement au pair des actions ou obligations en circulation.

d) *Impôts et redevances.* — Les taux d'imposition étant différents, selon que l'exploitation est classée « Maison » ou « Usine » (Lois du 8 août 1890 et 13 juillet 1900 instituant un taux de 3,2 % de la valeur locative, avec déduction de 10 % dans le cas où l'exploitation est classée « Maison », de 20 % pour le classement « Usine »), il y a tout intérêt pour l'exploitant à se faire placer dans la deuxième catégorie.

Le matériel de l'usine est imposable lorsqu'il est immeuble par destination (Code civil, articles 517 et suivants).

La patente des usines électriques est réglée par la Loi des finances du 19 juillet 1905. D'après cette loi, l'exploitant est tenu de payer un droit fixe annuel de 90 centimes par K. W. de la puissance utile des machines ou appareils de production ou transformation, les machines ou appareils de secours n'étant pas compris.

Ce droit est réduit à 60 centimes pour les établissements à l'égard desquels il est justifié que la puissance des appareils d'éclairage n'excède pas les 0,7 de la puissance totale des moteurs et appareils de toute nature installés chez leurs clients, et à 30 centimes pour les établissements où l'éclairage n'excède pas le 0,1 de la puissance totale des moteurs ou autres appareils.

Les conduites forcées, dans le cas des usines hydro-électriques, et les lignes de transport d'énergie n'entrent pas dans l'estimation de la valeur locative.

Dans le cas d'utilisation de la force motrice des cours d'eau navigables ou flottables, les redevances imposées aux concessionnaires sont prévues par l'article 44 de la loi du 8 avril 1898 et fixées par le règlement d'administration publique du 13 juillet 1906. Pour les concessions de force motrice, la redevance est fixée au 1/10 de la valeur locative de la force motrice concédée. Pour les concessions servant à l'irrigation et à la submersion, au 1/10 de l'augmentation brute du revenu, dû à l'emploi des eaux concédées, déduction faite de l'intérêt à 6 % des dépenses de premier établissement des ouvrages, ainsi que du prix annuel d'entretien de ces ouvrages.

Pour les concessions ou autorisations de prises d'eau, autres que celles définies précédemment, la redevance est fixée à 10 centimes par mètre cube prélevé ou dérivé en 24 heures, toute fraction de mètre cube étant comptée pour un mètre cube.

Dans le cas où une concession de force motrice ou de prise d'eau a pour objet d'assurer un service public, non susceptible de bénéfices, la redevance indiquée précédemment peut être réduite au chiffre global de 1 franc, sur la proposition des ingénieurs.

Toutes les redevances dont il vient d'être parlé sont indépendantes de celles qui sont exigibles, le cas échéant, en raison des occupations temporaires et des contributions à imposer au concessionnaire en vertu de l'article 34 de la loi du 16 septembre 1807, réglementant l'utilisation des barrages et autres ouvrages intéressant à la fois l'état et les particuliers.

Le chiffre de la redevance à inscrire dans l'acte de concession est proposé par les ingénieurs et arrêté définitivement par l'administration des Finances. Le pétitionnaire doit, avant la signature de l'acte de concession, souscrire une soumission sur papier timbré portant acceptation du montant de la redevance qui doit être révisé dans les délais indiqués par l'acte de concession et au plus tous les 30 ans.

e) *Primes d'assurances,* qui sont fonction de la puissance et de la nature de l'installation, ainsi que de l'étendue du réseau.

f) *Frais généraux.* — Dans le décompte des frais généraux on peut faire entrer les appointements du personnel dirigeant, les frais de bureau, etc... Il faut se garder d'y faire figurer les frais de main-d'œuvre qui dépendent de l'exploitation. A la rigueur, on peut compter les frais généraux avec les frais d'assurances. Ces frais généraux représentent généralement de 4 à 6 % du capital engagé.

2° FRAIS DUS A L'EXPLOITATION.

Ces frais comprennent :

a) *Frais de main d'œuvre,* que l'on peut évaluer facilement connaissant les salaires moyens de la région, et le personnel nécessaire.

b) *Frais de production,* qui englobent les frais de graissage, d'entretien, de réparation des machines, de consommation de combustibles (usines thermo-électriques). Ces frais sont sensiblement constants, dans les usines hydro-électriques où il y a peu de différence entre la marche à vide ou la marche en pleine charge, la différence résultant de l'usure du matériel et du graissage.

c) *Frais de distribution,* c'est-à-dire frais dus à l'installation des branchements d'abonnés, au contrôle des installations, au relevé des compteurs. Dans l'évaluation des frais de distribution, il est bon de tenir compte de la puissance perdue dans les différents appareils du réseau (compteurs et transformateurs), cette puissance étant loin d'être négligeable. Elle varie en effet suivant les réseaux de 2 à 10 % de la puissance de l'usine.

* * *

Ce qu'il importe de connaître, afin de pouvoir établir une tarification rationnelle, c'est le prix de revient du K. W. H. en bout de ligne.

D'une façon générale, si l'on considère le cas d'une centrale avec réseau de distribution alimenté par courant alternatif, avec postes de transformation, si W représente la puissance disponible à l'usine et r le rendement du réseau haute tension

r' — des postes de transformation
 r'' — du réseau basse tension,

l'énergie disponible en bout de ligne est :

$$W' = W \cdot r \cdot r' \cdot r''$$

Donc, si f désigne la somme de frais fixes et f' la somme des frais dus à l'exploitation pour la puissance W à l'usine, le prix de revient du K. W. H. en bout de ligne sera donné par :

$$F = \frac{f + f'}{W'} = \frac{f + f'}{r \cdot r' \cdot r'' \cdot W}$$

Les rendements moyens r' , r'' dans un secteur sont généralement :

$$\begin{aligned} r &= 0,92 \text{ à } 0,96 \\ r' &= 0,95 \text{ à } 0,98 \\ r'' &= 0,70 \text{ à } 0,85 \end{aligned}$$

A titre documentaire, voici les prix (avant 1914) moyens du K. W. installé, en usine.

1° Usines hydro-électriques :

Basses chûtes.....	1500 à 2000 francs
Hautes chûtes.....	150 à 600 —

2° Usines thermiques :

Le prix est fonction de la puissance de l'usine :

100 à 250 K. W.	1.200 francs
500 à 1000 K. W.	900 —
2000 à 5000 K. W.	700 —

Les lignes de transport d'énergie à haute tension bien établies, sur pylônes métalliques, coûtaient de 15 à 25.000 francs le kilomètre.

En comptant l'installation au réseau de distribution, le kilowatt installé revenait donc en moyenne de 1.500 à 2.200 francs.

D'autre part, les prix de revient moyens du cheval-heure avec les différentes sources d'énergie, sont marqués ci-dessous :

Houille blanche, sur place	Fr 0,012
Houille blanche, au loin	— 0,03
Turbines à vapeur	— 0,05
Machines à piston	— 0,06 à 0,07
Gaz de ville	— 0,10
Gaz pauvre	— 0,05
Moteur Diésel	— 0,06

D'après les prix de revient établis tant dans les puissantes centrales hydro-électriques des Alpes, que dans les fortes stations thermiques, on peut compter les prix de revient au kilowatt-heure utile comme suit :

Usines hydro-électriques.....	Fr 0,02 à 0,06
Grandes centrales thermo-électriques	— 0,14 à 0,20
Petites centrales thermo-électriques	— 0,25 à 0,35

Il est aisé de voir d'après ce qui précède combien il est important de déterminer a priori le prix de revient moyen du K. W. H. installé, afin de pouvoir établir un bilan financier sérieux.

Les chiffres que nous avons cités au cours de ce chapitre permettent d'avoir une idée des principaux éléments entrant dans cette évaluation.

3° PRIX DE VENTE DE L'ENERGIE

Le prix de vente de l'énergie doit être tel qu'il assure à l'exploitant un minimum de bénéfices.

Pour une entreprise de transport d'énergie, on peut déterminer le prix moyen de vente par périodes de mise en service de l'exploitation, en fixant les prix minima pour les divers genres de consommation.

Par exemple, lors de la première période de mise en marche, on peut tabler sur 1/8 de la puissance pour l'éclairage (1000 heures), 2/8 pour la petite force motrice (1500 heures), 3/8 pour les usines de 8 heures par jour et les tramways (3000 heures) et 2/8 pour les usines à marche continue et les services publics (8000 heures).

Si le prix du K. W. H. est fixé à Fr. 0,40 pour l'éclairage ; 0,10 pour petite force, 0,06 pour usines à 3000 heures ; 0,03 pour usines à 8000 heures, le prix moyen du K. W. H. sera de :

$$\frac{0,40 + 2 \times 0,10 + 3 \times 0,06 + 3 \times 0,03}{8} = 0 \text{ fr. } 105$$

D'une manière générale, si l'usine est susceptible de produire P. K. W. H. et que le prix de vente moyen du K. W. H. soit : P x a francs, la recette brute : P.a doit être suffisante pour faire face aux charges financières de l'entreprise, tout en laissant un certain bénéfice. Au cas où il n'en serait pas ainsi, on majore les différents prix de vente jusqu'à obtenir le résultat cherché.

D'après ce que l'on vient de dire, on voit déjà que les stations centrales ne vendent pas l'énergie uniquement suivant le prix de revient. Elles font intervenir le service rendu qui est fonction des avantages spéciaux que le consommateur trouve à l'emploi de l'électricité. Il en résulte que le tarif n'est pas uniforme. La loi du 15 juin 1906 a apporté une restriction à la liberté entière dont jouissaient les exploitants. L'article 6 de la dite loi stipule en effet que si le concessionnaire abaisse pour certains abonnés le prix de vente de l'énergie pour l'éclairage, avec ou sans conditions, au-dessous des limites fixées par le tarif normal, il sera tenu de faire bénéficier des mêmes réductions tous les abonnés placés dans les mêmes conditions de puissance, d'horaire de consommation, d'utilisation et de durée d'abonnement.

A l'heure actuelle, ces rabais peuvent se diviser en deux catégories principales :

1° Rabais donnant lieu à des prix tels que la dépense faite par un client soit rigoureusement fonction de sa consommation (cas des centrales thermo-électriques) ;

2° Rabais donnant lieu à des prix tels que la dépense soit fonction indirecte de sa consommation (cas des centrales hydro-électriques).

Au cours du chapitre suivant, nous verrons comment les systèmes de tarification peuvent appliquer ces considérations.

(A suivre.)

Le Four électrique pour la Fusion de la Fonte.

Sous la pression des difficultés nées de la guerre, l'usage du four électrique dans l'industrie de la fonte s'est répandu sur une très grande échelle et se répand encore actuellement à juste titre, du reste, en raison des sérieux avantages qu'il comporte sur la fusion au cubilot. L'auteur passe en revue, dans une étude fort bien présentée, tous ces avantages, dont les moindres ne sont pas : une facilité de réglage de la composition plus grande qu'au cubilot et la possibilité de la maintenir constante ; une plus grande régularité

de fusion, en particulier avec les déchets, copeaux et rognures qu'on y peut fondre sans les brûler ; la possibilité de conserver à peu de frais la chaleur de la charge pendant assez longtemps, et de n'avoir pas à procéder à la coulée dès que la fusion est obtenue, comme avec le cubilot ; enfin la possibilité — hautement intéressante — d'abaisser en dessous de 0,2 0/00 la teneur en soufre du métal par un abriement de l'oxydation.

Iron Age, 5 janvier 1922.

J. B.

Les Usines hydro-électriques de Pont-de-Buis.

Etablies pendant la guerre pour alimenter les différents services de la poudrerie de Pont-de-Buis (Finistère) ces usines, au nombre de cinq, sont situées dans la région de Châteaulin sur le canal de Nantes à Brest, et utilisent des hauteurs de chutes moyennes, nettes, d'environ 2 mètres. Les faibles débits d'été sont utilisés, sous ces faibles chutes, dans le but de maintenir un rendement satisfaisant — au moyen de deux unités identiques commandant indifféremment le même arbre d'alternateur. A la sortie des usines, le courant est

réuni dans l'usine la plus centrale et élevé à 12500 v. pour transporter à 9 kilomètres, puis abaissé à 3150 v. pour utilisation à l'arrivée.

Le kilowatt-heure revient actuellement à 0,13, et l'on se préoccupe sérieusement d'abaisser ce prix par l'emploi de commandes automatiques, susceptibles de permettre une réduction sensible du personnel nécessaire à l'exploitation.

R. G. E., 14 janvier 1922.

J. B.

La Houille Bleue par l'Appareil Fusenot.

Dans cet article, M. le Dr Legrand expose les efforts faits par M. Fusenot pour tirer parti de la puissance des vagues et de la houle dans les mers sans marées, dans la Méditerranée en particulier, au moyen de son appareil constitué par un système ampli-

ficateur d'ondes, dans lequel un jeu de flotteurs soulevés par les oscillations du niveau des flots dont les mouvements verticaux sont transformés en mouvements de rotation par l'intermédiaire de leviers et roues à cliquet. Il décrit la station d'essais installée par