

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 84 (1993)

Heft: 4

Artikel: Allocation des coûts dans les tarifs de fourniture d'électricité : 3e Conférence UNIPEDE sur la tarification, Lausanne 9 au 11 septembre 1992

Autor: Desponds, Robert / Billotte, Pierre / Marti, Albert

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902668>

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: 19.04.2026

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

L'étude de la structure des coûts et de leur allocation aux différents termes de la tarification, tout au long de la «chaîne de l'électricité» fait appel à la définition de principes de base et de critères systématiques d'attribution. Les règles de proportionnalité entre le coût des appareils de tarification et les ventes qui y sont associées conduisent à proposer un modèle de tarification simple et efficace. Une formulation de tarifs équitables, répondant à la recherche d'une optimisation économique et d'un abord aisé pour les clients les plus nombreux, aux niveaux de tension les plus bas, est décrite et analysée. L'élaboration de tarifs à l'image des coûts prend en compte les règles économiques fondamentales qui régissent les entreprises d'électricité. Si des écarts à ces règles doivent intervenir, le calcul des coûts permet d'apprécier l'importance des éventuelles distorsions. La méthode exposée d'allocation des coûts dans les tarifs est complétée par un exemple chiffré.

Allocation des coûts dans les tarifs de fourniture d'électricité

3^e Conférence UNIPEDE sur la tarification, Lausanne 9 au 11 septembre 1992

■ Commission Romande pour l'Unification des Structures de Tarifs (CRUST), Union des Centrales Suisses d'Electricité

Introduction

Dans le cadre d'«Électricité Romande» – dont les partenaires sont notamment six sociétés distributrices d'électricité de Suisse occidentale – la «Commission Romande pour l'Unification des Structures Tarifaires (CRUST)» conduit des études à l'intention de ses membres. Elle a publié un «Plan directeur de la tarification pour les années 90» et un modèle de calcul du «Prix de revient de l'électricité». Ces deux objets ont une étroite relation avec le thème de l'allocation des coûts dans les tarifs de fourniture de l'électricité; ils ont servi de base à l'établissement du présent rapport.

D'une façon générale, la CRUST s'est fixée comme but de concevoir des structures tarifaires reflétant les coûts et mettant en œuvre des moyens de comptage simples et économiques, maîtrisables par les systèmes de gestion disponibles.

En dépit d'un environnement politique et social remuant, les tarifs résisteront aux ana-

lyses critiques, s'ils reposent sur des données conformes à la réalité des contraintes physiques et économiques liées à la production et à la distribution d'électricité. Par ailleurs, les éléments pris en compte pour la tarification doivent être présentés clairement et d'une manière accessible à l'ensemble de la clientèle.

La volonté d'assurer une tarification équitable, une fourniture aux meilleures conditions économiques et une relation commerciale conviviale ont servi de fil directeur aux travaux de la CRUST.

Principes de la tarification

Les tarifs sont le reflet:

- d'une répartition correcte des coûts
 - Réalité des coûts de chaque niveau de tension (HT, MT, BT)
 - Pertes de transport
 - Pertes de transformation

1^{er} principe: tarification équitable

- de l'intention d'améliorer la courbe de charge annuelle
 - Utilisation rationnelle et optimale des réseaux et des moyens de production et d'approvisionnement

Adresses des auteurs:

Robert Desponds (SRE), Pierre Billotte (SEL), Albert Marti (EEF), Pierre Muffat (SIG), Rémy Schaerer (ENSA), Jean-Claude Suardet (CVE),
Union des Centrales Suisses d'Electricité, case postale 6140, 8023 Zurich.

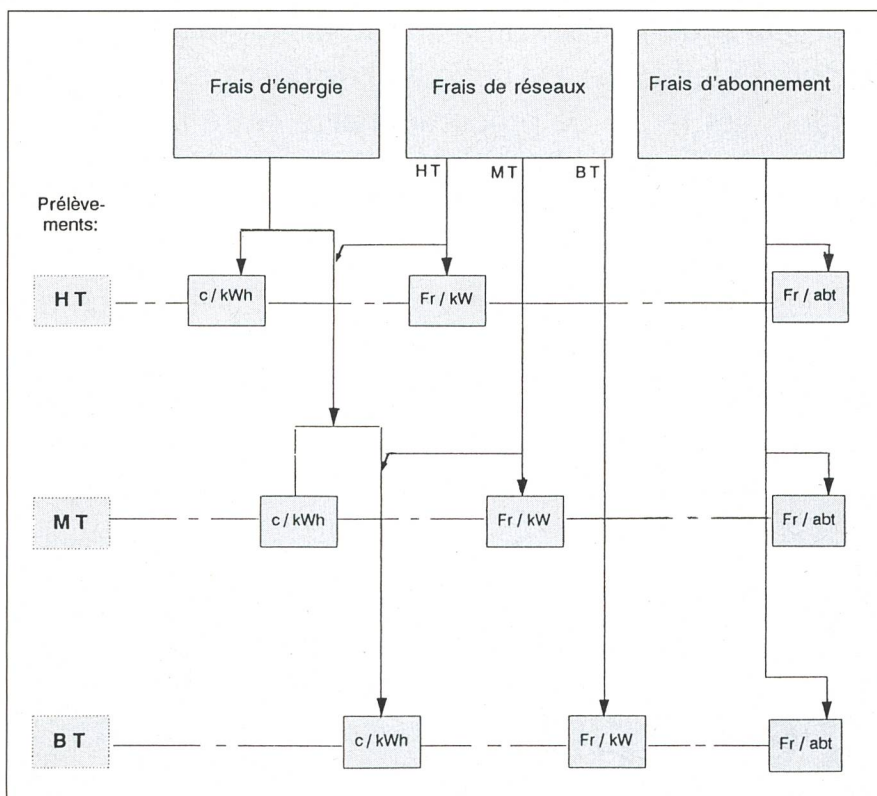


Figure 1 Modèle de répartition par genre de frais pour le calcul du prix de revient

- Possibilité de choix et valorisation des contraintes acceptées par l'abonné
- Offre au meilleur prix

2^e principe: optimisation économique

- de la nécessité d'avoir des structures tarifaires simples, compréhensibles
 - Egalité de traitement
 - Transparence
 - Communication

3^e principe: relation commerciale

Paramètres de tarification

Les paramètres retenus sont:

- ct./kWh = prix unitaire de l'énergie
- Fr./kW x mois = prix unitaire de la puissance mesurée
- Fr./kW x an = prix unitaire de la puissance souscrite ou calibrée
- Fr./abonnement = frais fixes

Horaires de tarification:

- a) Cycle hebdomadaire (comprend les cycles journaliers)
 - HP = heures pleines, haut tarif
 - HC = heures creuses, bas tarif
- b) Cycle saisonnier
 - Été = 6 mois, d'avril à septembre
 - Hiver = 6 mois, d'octobre à mars

Indépendamment des horaires HP/HC et de la distinction été/hiver, d'autres solutions multihoraires peuvent être envisagées.

Sont distinguées par ailleurs

- les fournitures permanentes, sans restriction de disponibilité,
- les fournitures programmées ou interruptibles permettant un pilotage de la charge du réseau.

Prix de revient

Le calcul du prix de revient s'effectue selon un modèle de répartition par genre de frais, sur la base des prélèvements à chaque niveau de tension (figure 1):

Ce modèle est applicable:

- en heures pleines et en heures creuses aux frais d'énergie
- en saison d'été et d'hiver aux frais d'énergie et de réseaux

Les frais d'abonnement sont réputés être répartis également durant toute l'année.

Frais d'énergie

Il s'agit des frais engendrés par l'approvisionnement en électricité. Ce sont principalement:

- les frais de production propre et
- les charges d'achat d'électricité.

Les coûts liés à l'approvisionnement ne sont pas les mêmes suivant la saison et selon le moment de la journée. Ainsi, en hiver surtout, aux heures où la demande est élevée, des moyens de production complémentaires doivent être mis en œuvre pour répondre aux besoins. On est donc amené à faire une distinction du coût de l'électricité aussi bien entre les saisons qu'entre les heures pleines (en principe de jour) et les heures creuses (en principe de nuit, voire en fin de semaine).

Les frais d'énergie se rapportent à la quantité d'énergie livrée et se traduisent, dans le prix de revient, en ct./kWh.

Frais de réseaux

Ce sont les frais relatifs aux équipements nécessaires pour acheminer l'électricité chez l'abonné et mettre à sa disposition une certaine puissance. En principe, ces frais sont constitués par des charges financières (intérêts, amortissements, fonds de renouvellement), ainsi que par des frais d'entretien et d'exploitation afférents aux réseaux.

Ils concernent notamment:

- les lignes aériennes et souterraines
- les stations de couplage et de transformation
- les réseaux de distribution
- la part des frais de télécommande et télé-mesure utiles à la gestion des réseaux

Sont distingués les frais de réseau:

- haute tension à partir de 30 000 Volts
- moyenne tension entre 6000 et 30 000 Volts
- basse tension 400/230 Volts

L'énergie livrée en haute tension ne doit pas être grevée des frais de réseaux moyenne et basse tensions. Par contre, l'énergie livrée en basse tension transite par les réseaux haute et moyenne tensions; elle doit donc supporter la part de frais correspondante. A quels paramètres faut-il rapporter les frais de réseaux? aux kW, aux kWh ou aux deux ?

La mesure de la puissance par intégration sur 15 minutes donne une image de l'influence de l'abonné au niveau du réseau local. Pour avoir une valeur représentative de la puissance de l'abonné au niveau du réseau général, il faudrait introduire un autre mode de mesure de la puissance. Comme cette solution n'a pas été retenue, il a été opté pour une répartition différenciée, en se basant sur le raisonnement suivant: le dimensionnement des réseaux est fonction de la puissance maximum soutirée par l'ensemble des abonnés. Or, la puissance maximale soutirée sur le réseau général, en raison du foisonnement des prélèvements, n'est pas égale à l'addition arithmétique des puissances maximum de chaque abonné. Ainsi, il y a des investissements faits pour les parties de réseaux dans

lesquelles les effets de la diversité des consommateurs ne se sont pas encore suffisamment manifestés et d'autres qui sont dus aux parties de réseaux dans lesquelles les effets de la diversité des consommateurs et leur complémentarité se sont manifestés.

Pour tenir compte de cette réalité, il est introduit le mode de répartition suivant:

Les frais de réseaux d'un niveau de tension sont répartis entre celui-ci et les niveaux inférieurs proportionnellement à la puissance maximum correspondant à l'énergie vendue à ce niveau et à la puissance propre à l'énergie transitant vers les tensions inférieures.

Les frais affectés à chaque niveau de tension sont ensuite rapportés:

a) Pour la part des frais en provenance du niveau de tension auquel l'abonné est alimenté, à la somme annuelle des pointes mensuelles mesurées chez les clients alimentés à ce niveau. La part des frais de ce réseau est donc rapportée à des kW mesurés chez les clients concernés; ce sont des prélèvements qualifiés. Pour le grand nombre de petits consommateurs où la puissance n'est pas mesurée, le report se fera sur les kWh; ce sont des prélèvements ordinaires.

b) Pour la part des frais en provenance du niveau supérieur, du fait de la complémentarité et de la diversité des prélèvements, l'imputation est faite sur l'énergie, c'est-à-dire les kWh.

La part des frais du réseau amont est ainsi ajoutée aux coûts d'énergie en heures pleines et heures creuses dans une proportion déterminée à partir de la courbe de charge.

Par ailleurs, il faut tenir compte, dans une mesure équitable, des prélèvements programmés et interruptibles qui contribuent par les contraintes qui leur sont imposées, à améliorer les caractéristiques de la courbe de charge du réseau général, en ne leur faisant supporter qu'une part des frais de réseaux.

On entend par prélèvements programmés ou interruptibles, des puissances enclenchées ou déclenchées selon des programmes et conditions fixés par le distributeur.

Exemple de répartition des frais de réseaux entre les périodes tarifaires

Les frais de réseaux étant par nature annuels, pour les répartir entre les périodes tarifaires, heures pleines, heures creuses, hiver, été, il a été admis le point de vue suivant, en se référant à la monotone de charge annuelle (figures 2 à 4).

Les réseaux sont construits de façon à supporter au moins la charge maximum qui dans nos régions est la puissance maximum d'hiver (PMh).

a) La puissance minimum considérée, Pm correspond à environ 8700 h par an, elle

mobilise pratiquement les réseaux en permanence.

La part des frais de réseaux dans le rapport Pm/PMh est affectée à toutes les périodes.

La répartition hiver/été est admise de durées égales, soit six mois d'hiver et six mois d'été, tout comme la durée des heures pleines est aussi admise égale à celle des heures creuses. Les durées de chacune des quatre périodes tarifaires sont donc égales, par conséquent 1/4 de ces frais est affecté à chacune des périodes.

b) La différence entre la puissance maximum d'été P_{Me} et la puissance minimum P_m représente essentiellement l'occupation du réseau pendant les heures pleines. Cette différence est admise du même ordre de grandeur en hiver. La part des frais de réseaux dans le rapport

$$\frac{P_{Me} - P_m}{P_{Mh}}$$

est affectée aux heures pleines aussi bien en hiver qu'en été, donc pour moitié en hiver heures pleines et pour moitié en été heures pleines.

c) Le solde de frais est représentatif de l'utilisation supplémentaire des réseaux due à

l'hiver, aussi bien en heures pleines qu'en heures creuses. Il est donc attribué à l'hiver à parts égales en heures pleines et en heures creuses.

Dans l'exemple chiffré, il est admis:

$$P_{Mh} = 100 \text{ MW};$$

$$P_{Me} = 78 \text{ MW};$$

$$P_m = 28 \text{ MW};$$

d'où le tableau de répartition en % des charges de réseaux dans les différentes périodes (figure 5).

- Pour le calcul du prix de revient annuel, les charges de réseaux reportées sur les coûts de l'énergie le seront dans la proportion:

$$\text{heures pleines: } 43 + 32 = 75\%$$

$$\text{heures creuses: } 18 + 7 = 25\%$$

- Pour le calcul des prix de revient séparément en hiver et en été, on prendra 61% des charges totales annuelles de réseaux pour le calcul du prix de revient d'hiver.

Ainsi, pour l'hiver, les charges de réseaux reportées sur les coûts de l'énergie le seront dans la proportion:

$$\text{heures pleines: } 43/61 = 70\%;$$

$$\text{heures creuses: } 18/61 = 30\%$$

Figure 2 Monotone de charge

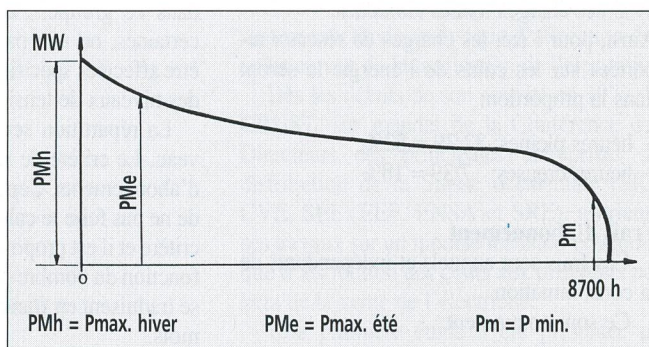
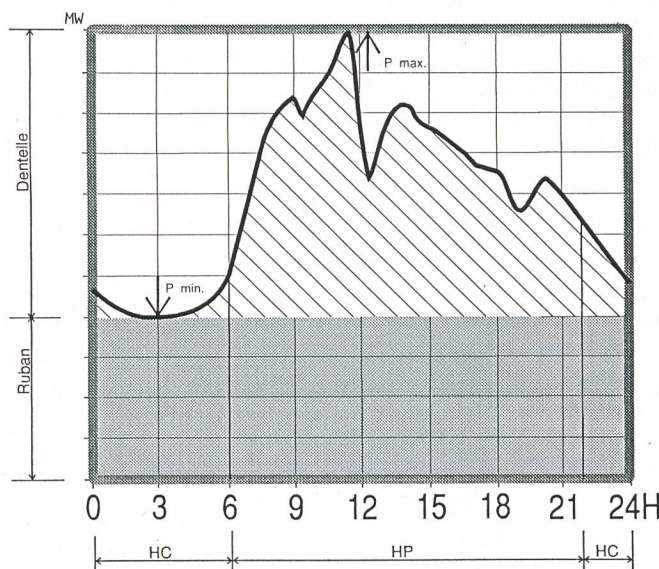


Figure 3 Cette courbe de charge d'un jour ouvré permet de mettre en évidence une zone comprise en 0 MW et la Pmin, appelée ruban journalier de base et une zone comprise entre la Pmin. et la Pmax, appelée dentelle journalière. Par ailleurs, entre 06 h 00 et 22 h 00 on parle d'heures pleines (HP) et entre 22 h 00 et 06 h 00 d'heures creuses (HC)



MW

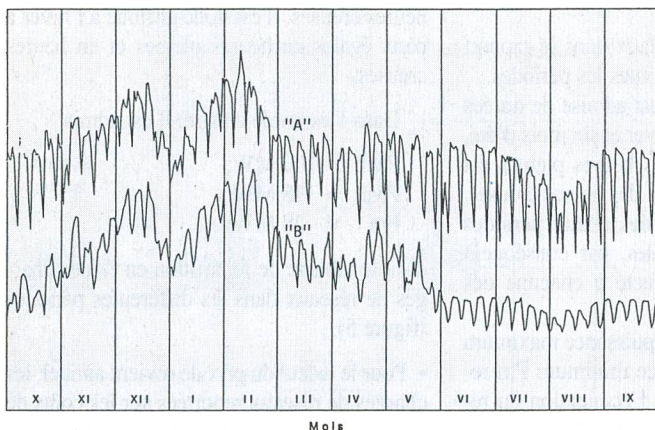


Figure 4a La monotone de charge annuelle est issue d'une courbe de charge de 8760 heures. La courbe de charge annuelle chronologique nous permet d'expliciter la répartition des frais de réseaux aux différentes périodes horo-saisonnieres retenues. La courbe supérieure «A» représente les 365 Pmax. journalières et la courbe inférieure «B» les 365 Pmin. journalières.

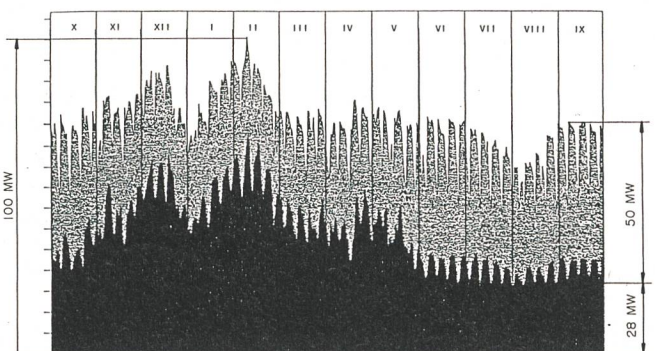


Figure 4b Courbe de charge annuelle

Pour le calcul des prix de revient en été, on prendra comme charges totales de réseaux le 39% des charges totales annuelles. Ainsi, pour l'été, les charges de réseaux reportées sur les coûts de l'énergie le seront dans la proportion:

heures pleines: $32/39 = 82\%$;
heures creuses: $7/39 = 18\%$

Frais d'abonnement

Ces frais sont annuels et indépendants de la consommation.

Ce sont notamment:

- Les charges financières et les charges d'exploitation pour les appareils de comptage et de tarification, télérelais, horloges, etc. Elles comportent également la part des frais de télécommandes concernant la tarification.
- Tous les frais de relevés, de facturation et de contentieux.

Cette liste n'est pas exhaustive. Elle donne à titre indicatif le type de frais pouvant figurer dans ce groupe. Parmi toutes ces charges, certaines, ou une part d'entre elles, peuvent être affectées spécifiquement à l'un ou l'autre des niveaux de tension.

La répartition sera calculée à chaque niveau. Le critère de répartition est le nombre d'abonnements. Cependant, il est souhaitable de ne pas faire le calcul exclusivement sur ce critère et il est proposé de le pondérer aussi en fonction du nombre de kWh fournis. Ces frais se traduisent en francs par abonnement et par mois.

Il est cependant de plus en plus souvent admis de reporter ces frais en tout ou partie sur l'énergie (kWh), notamment lorsque les consommations sont importantes; on évite ainsi de les facturer séparément, ce qui s'avère judicieux sous l'angle de la relation commerciale.

Exemple de calcul

L'exemple chiffré ci-après est à considérer comme un spécimen de calcul, établi sur la base de données hypothétiques. Bien qu'une certaine vraisemblance dans les proportions ait été recherchée, il ne s'agit que d'un cas d'école et aucune conclusion ne peut être tirée des prix auxquels aboutit cet exemple.

Trois tableaux ont été construits sur la base du même modèle. Ce sont les prix de revient:

- annuel (tableau I)
- hiver (tableau II; frais d'abonnement exclus)
- été (tableau III; frais d'abonnement exclus)

Les résultats sont:

- 1.1 ct./kWh HC en haute tension
- 1.2 ct./kWh HP en haute tension
- 1.3 Fr./kW x mois en haute tension
- 1.4 Fr./abt. x mois en haute tension
- 2.1 à 2.4 idem en moyenne tension
- 3.1 à 3.4 idem en basse tension
- 4.1 ct./kWh HC pour fournitures interruptibles basse tension
- 4.2 ct./kWh HP pour fournitures interruptibles basse tension
- 4.4 Fr./abt. x mois pour fournitures interruptibles basse tension
- 5.2 ct./kWh simple tarif en basse tension
- 5.4 Fr./abt. x mois

Critères tarifaires

Le calcul du prix de revient décrit ci-dessus permet de retenir deux critères pour la tarification, à savoir:

1. Le niveau de tension de la fourniture

- haute tension
- moyenne tension
- basse tension

2. La nature des prélèvements

Prélèvements ordinaires

Ce sont les prélèvements qui, tout au long de l'année, s'inscrivent dans la courbe de charge du réseau général sans en modifier de façon notable les caractéristiques.

Compte tenu du foisonnement, ils participent à la répartition des frais d'approvisionnement, de transport et de distribution en fonction de l'énergie soutirée, sans distinction horo-saisonnaire.

	%	Hiver		Été	
		H P	H C	H P	H C
a) $\frac{P_m}{PMh}$	28	7	7	7	7
b) $\frac{P_{Me} - P_m}{PMh}$	50	25	-	25	-
c) Solde	22	11	11	-	-
	100	43	18	32	7
		61 %		39 %	

Figure 5 Tableau de répartition en % des charges de réseaux dans les différentes périodes

Prélèvements qualifiés

Ce sont les prélèvements qui, de par leur nature, ont des caractéristiques (heures d'utilisation de la puissance maximale, consommations d'été ou d'hiver, d'heures pleines ou d'heures creuses) nettement supérieures ou nettement inférieures à la moyenne.

Ils participent à la couverture des frais d'approvisionnement, de transport et de distribution en fonction, d'une part, d'un terme de puissance et, d'autre part, au prorata de la consommation en distinguant celle d'été de celle d'hiver, voire celle d'heures pleines de celle d'heures creuses.

Prélèvements interruptibles ou programmables

Il s'agit des prélèvements soumis à une ou des contraintes particulières fixées par le distributeur ou qui, par les moyens mis en œuvre par les abonnés eux-mêmes, ont des caractéristiques telles qu'ils améliorent la courbe de charge.

Ils participent à la couverture des frais d'approvisionnement, de transport et de distribution au prorata de la consommation mesurée distinctement en heures pleines et heures creuses, voire à celle d'été et d'hiver.

Grille tarifaire

La grille tarifaire (figure 6) est principalement prévue pour les consommateurs en basse tension, voire en moyenne tension. La grille peut être chiffrée à partir du prix de revient. La comparaison avec chaque prix de vente permet de déterminer la marge de chaque élément tarifaire.

Conclusion

Si l'on entend établir une tarification basée sur un calcul de prix de revient de l'électricité, c'est-à-dire sauvegarder le principe d'une allocation correcte des coûts déterminés à partir de considérations de nature économique, fondamentalement, deux critères entrent en ligne de compte:

- le niveau de tension et
- la qualité des prélèvements

Les principes énoncés dans le présent rapport conduisent à une répartition des coûts qui se rapproche de la réalité des frais engendrés par chaque prélèvement.

Les tarifs progressifs dont il est de plus en plus souvent question dans les milieux politiques, reposent sur un objectif qui est étranger à la répartition des coûts et s'écartent d'une offre au meilleur prix dans la transparence et l'égalité de traitement. Pour cette raison, la CRUST s'en tient au calcul des coûts réels, basés sur les données comptables, pour l'élaboration des prix de vente affichés dans les tarifs. Si une notion de coût marginal doit être prise en compte, c'est au niveau des coûts qu'elle sera introduite, la méthode de calcul décrite restant applicable.

La Commission Romande pour l'Unification des Structures Tarifaires a la conviction qu'elle a ainsi tenu compte des contraintes qui régissent les entreprises de distribution d'électricité, dans leur approche d'une définition de tarifs équitables, répondant à la recherche d'une optimisation économique et d'une présentation aussi compréhensible que possible pour une large part de la clientèle.

Contribution romande à la 3^e Conférence sur la Tarification, à Lausanne

Au cours de la 3^e Conférence sur la Tarification de l'UNPEDE, Lausanne 9-11 septembre 1992, la Commission Romande pour l'Unification des Structures de Tarifs (CRUST) a présenté une contribution proposant une méthode analytique d'allocation des coûts en vue de la tarification de l'électricité.

Dès les débuts de son activité en 1972, la CRUST, sur mandat de la Conférence des Directeurs des principales entreprises de distribution de la Suisse occidentale (SIG, CVE, SEL, EEF, ENSA et SRE), a orienté ses travaux sur un modèle technico-économique d'attribution des coûts aux différents paliers de la vente de l'électricité.

Une première étude a été présentée en 1976 sous le titre «Méthode de calcul du prix de revient de l'énergie électrique vue sous l'angle de la tarification». En septembre 1989, le rapport «Plan directeur de la tarification pour les années 90» a été publié et en 1991 un nouveau développement de la méthode de calcul du prix de revient présentée en 1976 a vu le jour sous le titre «Prix de revient de l'énergie électrique».

Sous l'égide de l'UCS, ces publications de la CRUST ont donné lieu à une synthèse présentée à l'UNPEDE. C'est cette contribution suisse qui est donnée ci-après de même que les questions soulevées par le rapporteur de l'UNPEDE, M. J. Bernaola, ingénieur chez Iberdrola à Bilbao (Espagne), ainsi que les réponses préparées par M. A. Marti (EEF), délégué par la CRUST pour la représenter lors de la discussion générale.

R. Desponds
Président CRUST

Tableau I Calcul annuel

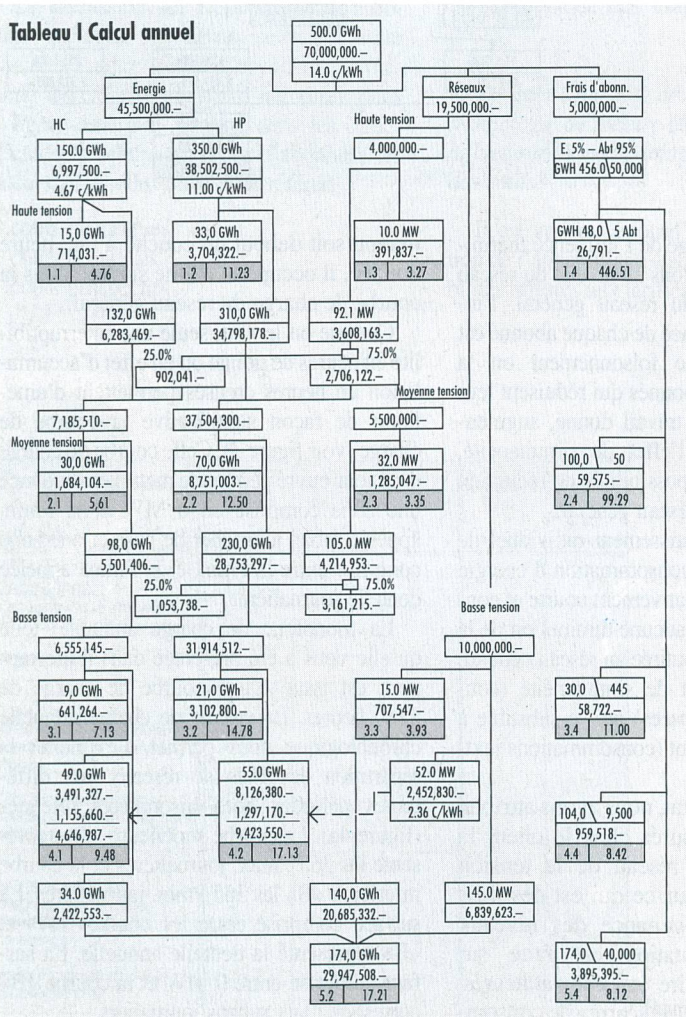


Tableau II Calcul pour l'hiver (6 mois)

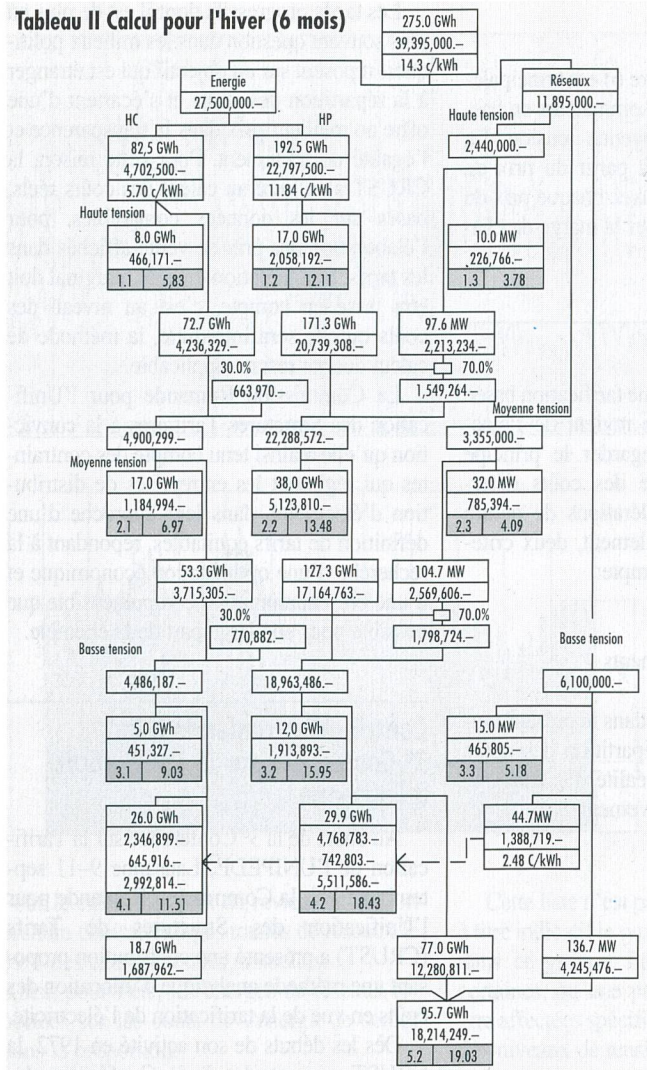
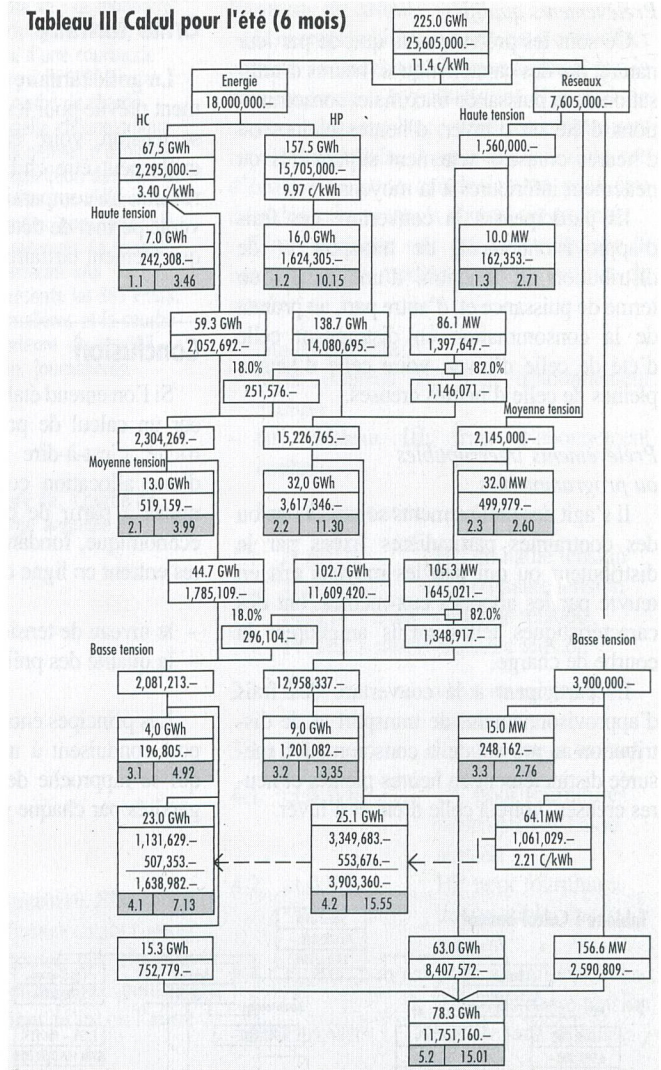


Tableau III Calcul pour l'été (6 mois)



Réponses aux questions posées par M. Juan Bernaola

1. Pouvez-vous expliquer la ligne de raisonnement qui vous a conduits finalement à choisir une méthodologie de répartition des frais de réseaux, à partir de la monotone de charge annuelle?

La méthodologie adoptée par la CRUST pour le calcul du prix de revient repose sur une répartition des coûts selon trois catégories, à savoir les frais d'énergie, les frais de réseaux, les frais d'abonnement, ceux-ci étant rapportés, aux différents niveaux de tension, à des paramètres qui peuvent être le kilowattheure, le kilowatt ou l'abonnement.

Les frais de réseaux sont fonction du dimensionnement des réseaux, c'est-à-dire de la puissance qu'ils sont capables d'acheminer et du degré de sécurité et de qualité qu'ils apportent. A notre avis, en fonction du but recherché, il n'y a pas de frais de puissance, mais des frais que l'on peut rapporter à la puissance, c'est-à-dire à des kilowatts.

La mesure de la puissance par intégration sur quinze minutes, telle qu'elle est pratiquée

chez nous, est l'image de l'influence thermique des consommations au niveau du réseau local. Au niveau du réseau général, l'influence de la puissance de chaque abonné est conditionnée par le foisonnement ou la simultanéité. Des abonnés qui réduisent leur puissance, pour un travail donné, augmentent parallèlement l'effet de simultanéité, annihilant ainsi les possibilités de réduction de la puissance du réseau général.

En effet, tout abaissement individuel de kilowatts pour une consommation d'énergie donnée, de durée relativement courte et consécutive, n'entraîne aucune diminution de la puissance globale soutirée au réseau général, en raison de l'effet de simultanéité (consommations superposées) qui se substitue à celui de foisonnement (consommations juxtaposées).

Forts de ce constat, nous avons attribué aux kilowatts mesurés chez le client la part des frais du réseau de la tension d'alimentation. Pour ce qui est des frais du réseau en provenance des niveaux supérieurs, l'imputation est faite sur l'énergie, c'est-à-dire les kilowattheures, car, finalement, que ce «carré» de consom-

mation soit debout ou couché à une heure donnée, il occupe la même surface dans la courbe de charge du réseau général.

Comme on le voit, seule une interruptibilité en heures de pointe ou un effet d'accumulation en heures creuses permettent d'améliorer de façon significative la courbe de charge (voir figure 3). Cette courbe de charge d'un jour ouvré permet de mettre en évidence une zone comprise en 0 MW et la Pmin. appelée ruban journalier de base et une zone comprise entre la Pmin. et la Pmax. appelée dentelle journalière.

La monotone de charge annuelle, telle qu'elle vous a été présentée dans notre rapport, est issue d'une courbe de charge de 8760 heures. La courbe de charge annuelle chronologique nous permet d'expliciter la répartition des frais de réseaux aux différentes périodes horo-saisonniers retenues (figure 4a). La courbe supérieure «A» représente les 365 Pmax. journalières et la courbe inférieure «B» les 365 Pmin. journalières. La surface comprise entre les courbes «A» et «B» représente la dentelle annuelle. La surface comprise entre 0 MW et la courbe «B» correspond aux rubans journaliers.

La figure 4b représente la courbe de charge annuelle et montre que la puissance minimum de 28 MW correspond pratiquement à un ruban de base annuel de cette puissance, c'est-à-dire une puissance correspondant aux 28% de la P_{max} annuelle (100 MW). On affectera donc 28% des frais de réseaux aux consommations du ruban de base. Comme celles-ci se répartissent en été/hiver, 6 mois/6 mois et heures pleines/heures creuses hebdomadairement de durées pratiquement égales du fait que le samedi après-midi et le dimanche appartiennent aux heures creuses, on affectera donc les 28% des frais de réseaux en hiver et en été aux heures pleines et aux heures creuses à raison de 7% pour chaque période, chacune d'entre elles représentant environ le quart du temps annuel.

La partie modulée représente 50% (50 MW/100 MW) qui sont à répartir en heures pleines d'hiver et d'été à raison de 25% pour chacune des deux périodes; le solde, 22%, est à répartir sur l'hiver aussi bien en heures pleines qu'en heures creuses.

2. Comment prévoyez-vous mettre en œuvre l'idée des coûts marginaux dans la tarification?

La discussion sur l'opportunité d'introduire les coûts marginaux relève, à notre avis, d'un autre débat. Cependant, la méthode développée permet d'introduire dans la ligne «Energie» comme dans les lignes «Frais de réseaux» et «Frais d'abonnés» les valeurs auxquelles on veut se référer:

- coûts historiques
- coûts actualisés
- coûts prospectifs

Pour ce qui est de nos entreprises, ce sont les coûts historiques donc comptables qui sont introduits au niveau des frais de réseaux et d'abonnés. Une approche marginaliste est parfois donnée aux frais d'énergie. En effet, les entreprises qui disposent d'une production propre couvrant partiellement leurs besoins ont tendance à la valoriser au prix de l'énergie achetée. La méthode permet différentes approches en fonction des problèmes posés.

3. Pouvez-vous nous expliquer la forme sous laquelle des tarifs en temps réel pourraient être envisagés par votre méthodologie?

Nous n'avons pas pris en compte la facturation en temps réel dans notre calcul de l'allocation des coûts. Du fait de l'importance de notre parc de production hydraulique notamment, la facturation en temps réel est plus représentative d'un prix de marché que d'une allocation des coûts en vue de faire des tarifs simples et compréhensibles par la clientèle. Par ailleurs, hormis les fournitures programmables et interruptibles qui sont introduites dans notre grille de tarification, nous pensons qu'il n'y a pas d'élasticité à court terme ou en tout cas trop peu dans les consommations des usagers de nos entreprises.

4. De quelle façon le développement de la technologie de mesure électronique va-t-il influencer sur la méthodologie d'assignation des coûts?

Il est vrai qu'aujourd'hui, avec l'apparition de l'appareillage électronique, les possibilités offertes aux tarificateurs se sont sensi-

blement élargies. N'oublions cependant pas qu'à l'heure où nous parlons tant de communication, les tarifs doivent demeurer crédibles et rester compréhensibles pour la clientèle. Nous devons bien y penser en regard des nouvelles possibilités offertes.

Nous apprécions l'importance de l'évolution technologique, en particulier en ce qui concerne les moyens qui peuvent être mis en œuvre aujourd'hui, pour le relevé par terminaux portables, le relevé automatique voire le télérelevé. L'électronique et l'informatique ont déjà permis de sensiblement rationaliser la facturation de l'électricité. Elles le permettront encore.

5. Dans aucun des cinq rapports il n'est fait mention des coûts provenant de la circulation d'énergie réactive; qu'avez-vous à dire à ce propos?

Pour ce qui est de l'énergie réactive, nous ne recherchons pas ce marché. Nous facturons les excédents d'énergie réactive à titre incitatif pour que l'abonné installe des batteries de condensateurs, afin d'éviter une surcharge inutile des lignes. En cela, nous sommes bien à la rencontre du thème de la Conférence de Lausanne qui préconise des tarifs «pour une utilisation rationnelle et efficace de l'énergie».

6. Que pensez-vous d'une proposition tendant à élaborer un manuel qui contiendrait une méthodologie d'assignation des coûts et une application pratique, même appuyée sur un modèle informatique?

La méthode du calcul du prix de revient de l'énergie électrique est décrite dans un rapport d'activité de la CRUST. Celui-ci sert de référence et la CRUST serait prête à collaborer à l'élaboration d'un manuel d'audience plus large.

En tout état de cause, notre présentation n'est pas purement académique. Elle a permis aux entreprises d'Electricité Romande (ER), à des titres divers, de déboucher sur des solutions qui facilitent la mise en place progressive de la grille tarifaire proposée par la CRUST. Par exemple, aux Entreprises Electriques Fribourgeoises (EEF), la grille tarifaire actuellement en vigueur correspond déjà à celle préconisée par la CRUST. Un programme informatique permet d'effectuer tous les calculs du prix de revient selon la méthode CRUST et de comparer ces prix aux prix de vente. On peut ainsi déterminer la marge contributive de chaque tarif et prévenir tout subventionnement croisé. A cet effet, l'outil préparé par la CRUST se révèle d'une très grande utilité.

Paramètres					
	c. / kWh	Fr. / kW	Fr. / abt	Multihoraire kWh HP / HC	Multisaison kWh év. kW Été / hiver
Prélèvements					
ORDINAIRES s'intégrant à la moyenne de la courbe de charge					
Simple tarif	x	-	x	-	-
QUALIFIÉS améliorant ou détériorant notablement la courbe de charge					
Tarif saisonnier avec puissance (éventuellement double tarif)	x	x	x	év.	x
INTERRUPTIBLES programmés en vue d'améliorer la courbe de charge					
Double tarif interruptible ou programmé	x	év.	x	x	év.

Figure 6 Grille tarifaire

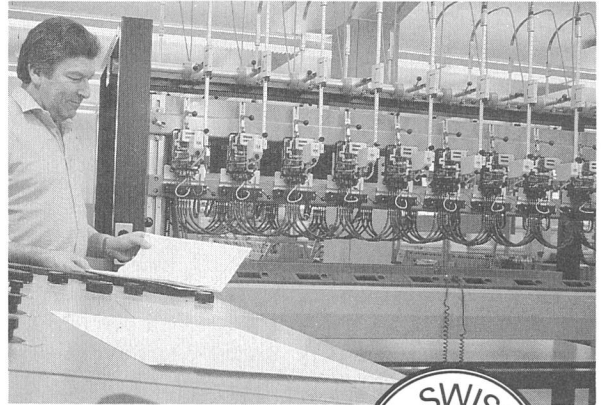
Schweizerischer Elektrotechnischer Verein
Association Suisse des Electriciens
Associazione Svizzera degli Elettrotecnici
Swiss Electrotechnical Association



Die SEV Prüfstelle Zürich

kalibriert
die Genauigkeit von elektrischen Messinstrumenten (Kalibrierdienst)

führt
Abnahmen, Expertisen und Beratungen durch

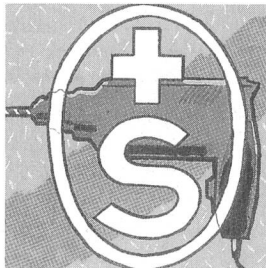


Unsere Fachspezialisten stehen zu Ihrer Verfügung. Rufen Sie uns an!

Schweizerischer Elektrotechnischer Verein, Prüfstelle Zürich
Seefeldstrasse 301, Postfach, 8034 Zürich
Telefon 01/384 91 11 – Telex 817 431 sev ch – Telefax 01/422 14 26



Schweizerischer Elektrotechnischer Verein
Association Suisse des Electriciens
Associazione Svizzera degli Elettrotecnici
Swiss Electrotechnical Association



Ⓢ ICHER MIT Ⓢ ICHERHEITSZEICHEN

Gewähr für grösstmögliche Sicherheit bieten elektrische Erzeugnisse, die das Sicherheitszeichen tragen. Es bedeutet, dass sie vom SEV geprüft und vom Eidg. Starkstrominspektorat zugelassen sind.

Dieses Material entspricht den Regeln der Technik. Deshalb lassen Hersteller und Importeure ihr Material beim SEV prüfen, und deshalb achten Konsumenten beim Kauf von elektrischen Erzeugnissen auf das Sicherheitszeichen.

Auskunft:

Schweizerischer Elektrotechnischer Verein, Seefeldstrasse 301, Postfach, 8034 Zürich, Telefon 01/384 91 11 – Telex 817 431 – Telefax 01/422 14 26

