

ÉTUDES

**Le prix de vente
de l'énergie
électrique
dans
les pays
de la**

C.E.E.

série
économique
et financière

1

1962
BRUXELLES

COMMUNAUTÉ
ÉCONOMIQUE EUROPÉENNE
EUROPÄISCHE
WIRTSCHAFTSGEMEINSCHAFT
COMUNITÀ
ECONOMICA EUROPEA
EUROPESE
ECONOMISCHE GEMEENSCHAP

Le prix de vente
de l'énergie
électrique
dans
les pays
de la C.E.E.

Rapport
d'un groupe
d'experts

ERRATA

Le prix de vente de l'énergie électrique dans les pays de la C.E.E.

Notes du tableau 3

Ajouter : (E) : les prix comprennent les redevances éventuelles pour location de compteurs.

Tableau 5

Puissance 125 kW, A, colonne Luxembourg : au lieu de 2,64, lire 2,45.

N. B. : Une légère correction doit, en conséquence, être apportée aux graphiques 1 et 2.

Tableau 7

Puissance 125 kW, colonne Luxembourg : au lieu de 38 %, lire 33 %.

Tableau 8

a) 1 c (Domestique forte), colonne Luxembourg : au lieu de 3,21, lire 2,84;

b) 2 (Agricole), colonne Luxembourg : au lieu de 3,58, lire 3,51.

N. B. : Une légère correction doit, en conséquence, être apportée aux graphiques 4 et 7 A.

Tableau 9

a) Prix en US cents :

— Industrie, A — 125 kW, Luxembourg : au lieu de 2,64, lire 2,45;

— Agriculture, Luxembourg : au lieu de 3,58, lire 3,51.

b) Comparaison en indices :

— Artisanat, Italie b) : au lieu de 165, lire 177;

— Luxembourg : lire successivement : 100/71/—/175/143/88/—.

Tableau 10

Colonne Industrie A — 125 kW : lire successivement de haut en bas : Allemagne, Italie, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas, France.

Tableau 14

Colonne Italie : lire successivement de haut en bas : 9 889/—/218/58/5 800/580/—.

Annexe II

Italie, autres localités : colonne 3 : au lieu de 4,12, lire 4,44.

Luxembourg : colonne 1 c : au lieu de 3,21, lire 3,84;

colonne 2 : au lieu de 3,58, lire 3,51.

TABLE DES MATIERES

	Pages
AVANT-PROPOS	7
INTRODUCTION	9
<i>CHAPITRE I</i>	
STATUT DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE ET FORMATION DES PRIX	11
SECTION A :	
Régime juridique des entreprises	11
SECTION B :	
Mode de formation des prix	12
<i>CHAPITRE II</i>	
MÉTHODE DE COMPARAISON ADOPTÉE PAR LES EXPERTS	16
<i>CHAPITRE III</i>	
COMPARAISON DES PRIX	20
SECTION A :	
Les prix de vente pour usages industriels	20
SECTION B :	
Les prix de vente pour usages domestiques, agricoles, artisanaux et commerciaux	27
SECTION C :	
Comparaison synthétique des prix	31
<i>CHAPITRE IV</i>	
LES FACTEURS SUSCEPTIBLES D'EXPLIQUER LES DIFFÉRENCES CONSTATÉES	35
SECTION A :	
Les données technico-économiques	35
SECTION B :	
La structure institutionnelle de la production d'électricité	46
SECTION C :	
Conclusion	49
<i>CHAPITRE V</i>	
LES CONSÉQUENCES DES DIFFÉRENCES DE PRIX DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	52
SECTION A :	
Le secteur de la consommation industrielle	52
SECTION B :	
Consommation domestique, agricole, artisanale et commerciale	64
SECTION C :	
Conclusion	66

TABLE DES GRAPHIQUES

	Pages
<i>Graphique 1</i> — Prix du courant à usage industriel dans les pays de la Communauté	23
<i>Graphique 2</i> — Dégressivité des prix en fonction de l'accroissement de la puissance et de l'utilisation (consommateurs industriels)	24
<i>Graphique 3</i> — Prix moyens et extrêmes du courant à usage industriel	25
<i>Graphique 4</i> — Comparaison des prix moyens de vente du courant aux usagers domestiques, agricoles et de commerce	30
<i>Graphique 5</i> — Différenciation des prix pour les consommateurs non industriels	32
<i>Graphique 6</i> — Différenciation régionale des prix du courant à usage industriel (cartes)	
6 A : type A/500 kW	57
6 B : type B/1.000 kW	58
6 C : type C/10.000 kW	59
<i>Graphique 7</i> — Différenciation régionale des prix du courant à usage domestique (cartes)	
7 A : consommateur-type fort	61
7 B : consommateur-type moyen	63
Les régions socio-économiques de la Communauté (carte)	65
Annexe IV :	
Graphique 1	80
Graphique 2	81

TABLE DES ANNEXES

	Pages
<i>Annexe I</i> — Prix de vente du kWh aux consommateurs industriels dans les régions socio-économiques de la Communauté (tableau)	68
<i>Annexe II</i> — Prix de vente du kWh aux consommateurs non industriels dans les régions socio-économiques de la Communauté (tableau)	70
<i>Annexe III</i> — Belgique	71
<i>Annexe IV</i> — République fédérale d'Allemagne	76
<i>Annexe V</i> — France	85
<i>Annexe VI</i> — Italie	95
<i>Annexe VII</i> — Grand-Duché de Luxembourg	100
<i>Annexe VIII</i> — Pays-Bas	102
<i>Annexe IX</i> — Tableaux statistiques	105

AVANT-PROPOS

La Commission de la Communauté économique européenne a constitué, le 1er juin 1961, un groupe d'experts qu'elle a chargé d'une étude sur le prix de vente de l'énergie électrique dans les pays membres. Elle a défini le mandat de ce groupe dans les termes suivants :

1. Une information rapide permet de constater qu'il existe de fortes différences dans le prix de vente de l'énergie électrique, non seulement entre les pays de la Communauté, mais également fréquemment entre régions d'un même pays. Les tarifs appliqués aux consommateurs en un même endroit diffèrent sensiblement suivant le type et l'importance de leur demande.
2. Le groupe d'experts est chargé de fournir à la Commission une étude critique de ces différences, ainsi que des conséquences qui en résulteraient pour les différentes catégories de consommateurs.
3. La partie descriptive du travail devra autant que possible s'inscrire dans le cadre des régions socio-économiques définies par les administrations nationales compétentes avec les services de la Commission.
4. La partie analytique devra déterminer quels sont les facteurs qui occasionnent les différences constatées (par exemple, législation, implantation des centrales, coût des investissements, structure de la production, structure des entreprises, etc.) et analyser l'influence relative de ces divers facteurs.
5. Le groupe recueillera les informations nécessaires aux sources qui lui paraîtront les plus appropriées. Il fixera ses méthodes de travail et la répartition éventuelle des tâches entre ses membres.

La Commission a invité à faire partie de ce groupe quatre experts indépendants, choisis parmi les milieux scientifiques particulièrement compétents en matière d'économie de l'énergie :

M. le professeur Gérard Destannes de Bernis, Directeur de l'Institut juridique et économique de l'énergie à l'université de Grenoble (France);

M. le professeur Louis Duquesne de la Vinelle, Professeur à l'université catholique de Louvain (Belgique) et conseiller auprès de la Commission de la Communauté économique européenne;

Dott. Alberto Mortara, Secrétaire général du Centro italiano di ricerche e d'informazione sull'economia delle imprese pubbliche e di pubblico interesse (C.I.R.I.E.C.), à Milan (Italie);

M. le professeur Dr. Theodor Wessels, Directeur de l'Energiewirtschaftliches Institut de l'université de Cologne (Allemagne).

Des représentants de la Haute Autorité de la C.E.C.A., de la Commission de l'Euratom et de l'Office statistique des Communautés européennes, ont participé aux réunions du groupe.

Le secrétariat a été assumé par la Commission de la C.E.E.

Le groupe a tenu neuf réunions à Bruxelles, d'octobre 1961 à septembre 1962, dans les bureaux de la Commission. Il a bénéficié, pour ses travaux, de l'aide des entreprises distributrices d'électricité et des associations professionnelles nationales ou internationales de l'électricité, qui lui ont facilité la recherche de sa documentation. Il tient à leur en exprimer sa vive gratitude.

INTRODUCTION

Toute comparaison internationale de prix rencontre des difficultés qui sont en général assez bien connues, et en particulier celle du choix d'un taux de change approprié. En l'espèce, le groupe d'experts a adopté la solution la plus simple, consistant à utiliser les taux de change officiels.

Une autre difficulté consiste à s'assurer que les prix entrant dans les comparaisons correspondent bien à des objets ou à des services identiques. Dans le cas particulier de l'énergie électrique, cette difficulté découle notamment du fait que son utilité pour le consommateur ne dépend pas seulement de la quantité qui est mise à sa disposition, mais aussi de la puissance sous laquelle elle est fournie et du moment (saison ou heure) de la fourniture. En effet, les possibilités de conservation de l'électricité sont limitées et onéreuses. Ceci entraîne encore la conséquence que le coût de production de l'électricité varie lui aussi en fonction non seulement de la quantité, mais en outre de facteurs tels que la puissance et le moment de la fourniture.

C'est pourquoi les prix de l'électricité ne se présentent pas sous la forme simple que l'on connaît pour des produits homogènes tels que l'acier ou le charbon, mais au contraire comme le résultat d'un calcul dont la formule est établie par un contrat ou un tarif.

Cette complexité est une première source de difficultés. Il s'y ajoute que les ventes par contrats ne font l'objet d'aucune publicité; une enquête spé-

ciale, toujours difficile à cause de l'obstacle du secret des affaires, est nécessaire si l'on veut connaître les prix qu'ils contiennent.

La production de l'électricité a bénéficié et bénéficie encore d'un progrès technique rapide qui a influencé favorablement les prix de revient. Il en résulte que des contrats conclus depuis un certain nombre d'années ne reflètent plus les conditions actuelles du marché (à moins qu'ils ne comportent une clause de révision périodique des prix), mais doivent plutôt être considérés comme une survivance du passé. L'évolution des prix peut quelquefois être si rapide qu'un décalage de deux ou trois années suffit dans certains cas à modifier de manière appréciable les rapports de prix de pays à pays.

On doit signaler aussi la présence d'un secteur d'autoproduction d'importance inégale selon les pays, dont le fonctionnement ne donne pas lieu à des transactions ni par conséquent à la formation de prix.

Enfin le degré d'intervention des pouvoirs publics dans le domaine de l'électricité est très variable et comporte des effets très sensibles sur les modes de formation des prix.

Cette intervention concerne principalement le statut juridique de l'industrie électrique et les charges imposées, soit en contrepartie de la concession du monopole, soit dans le cadre de la réglementation des prix.

CHAPITRE I

STATUT DE L'INDUSTRIE ELECTRIQUE ET FORMATION DES PRIX

SECTION A

REGIME JURIDIQUE DES ENTREPRISES

Le régime juridique des entreprises de production et de distribution d'énergie électrique diffère sensiblement d'un pays à l'autre.

En *Belgique*, la production totale d'énergie destinée à la distribution publique est assurée de la manière suivante :

94,2 % par les entreprises privées,
5,8 % par les entreprises publiques.

La distribution se répartit de manière sensiblement différente :

40,8 % par les entreprises privées,
18,9 % par les entreprises publiques (communales ou intercommunales),
40,3 % par les entreprises mixtes.

En *Allemagne*, en ce qui concerne la situation juridique des entreprises d'approvisionnement en élec-

tricité, il y a lieu de distinguer entre les entreprises du secteur public (Etat fédéral, Länder, communes), les entreprises d'économie mixte et les entreprises privées. Sont considérées comme entreprises publiques celles dont le capital appartient dans la proportion d'au moins 95 % au secteur public. Ces entreprises fournissent 52 % du total des prestations aux utilisateurs finals. Les entreprises d'économie mixte sont celles dont le capital appartient, dans une proportion de moins de 95 %, au secteur public, et de moins de 50 %, au secteur privé. Les entreprises de cette dernière catégorie fournissent 45 % du total des prestations aux utilisateurs finals. Les entreprises privées d'approvisionnement en électricité sont celles dont le capital est pour plus de 50 %, d'origine privée. Leurs prestations ne représentent que 3 % du total.

TABLEAU I

Importance des diverses catégories d'entreprises par rapport au total des entreprises, à la production brute et aux prestations fournies aux usagers, en Allemagne

Catégorie d'entreprise	Nombre des entreprises	Production brute	En pourcentage
			Prestations aux utilisateurs finals
Entreprises du secteur public	72	42	52
Entreprises d'économie mixte	8	55	45
Entreprises privées	20	3	3

En *France*, l'Electricité de France, entreprise nationalisée créée par la loi du 8 avril 1946, dispose d'un monopole légal pour la production, le transport et la distribution d'électricité. Ce monopole subit certaines exceptions dans le domaine de la production : la Compagnie nationale du Rhône et quelques régies forment avec l'Electricité de France le secteur public qui fournit 70 % de l'énergie consommée; le reste provient d'autoproducteurs dont certains cèdent une partie de leur production à l'Electricité de France.

Dans le secteur de la distribution, quelques régies et coopératives font également exception à la nationalisation.

En *Italie*, en dehors de l'autoproduction qui représente 16 % de la production totale, trois types

d'entreprises concourent à la production d'électricité⁽¹⁾ :

- Entreprises commerciales 75 % de la production nationale,
- Régies municipales 6 % de la production nationale,
- Chemins de fer italiens 3 % de la production nationale.

(1) On sait qu'un projet de loi sur la nationalisation des entreprises de production et de distribution d'électricité est examiné actuellement par le Parlement italien. D'après ce projet, les entreprises en question seraient absorbées par l'ENEL (Office de l'Energie Electrique). Plusieurs considérations formulées dans le présent rapport devront éventuellement être revues à la lumière des dispositions qui seraient prises suite à l'examen de ce projet.

Les entreprises de distribution possédant un statut public sont, sur le plan national, l'administration des chemins de fer de l'Etat qui produit une partie de l'énergie nécessaire à ses besoins et, sur le plan local, les régies municipales.

Toutes les autres sont des firmes privées. L'Etat italien possède néanmoins des participations dans certaines d'entre elles sans pour autant modifier leur statut et leur mode de gestion.

Au *Grand-Duché de Luxembourg*, les autoproduteurs industriels fournissent la plus grande partie de l'énergie électrique. En effet, les centrales des entreprises sidérurgiques permettent de satisfaire non seulement les besoins de ce secteur, mais aussi de répondre à une partie de la demande des réseaux publics.

La distribution publique dépend d'un concessionnaire général, sauf dans quelques localités où elle

est assurée par une régie municipale ou une entreprise privée.

Aux *Pays-Bas*, à part un secteur d'autoproduction assez important (charbonnages notamment), la production d'énergie électrique est intégralement assurée par des entreprises dépendant des pouvoirs publics.

Il s'agit principalement d'entreprises créées par les provinces. Certaines grandes villes assurent la production de courant, en régie. Les 3/5èmes environ de la production sont assurés par les entreprises provinciales et les 2/5èmes par les entreprises communales.

La distribution est effectuée, soit directement par les entreprises provinciales de production, soit (à raison de 60 %) par des régies communales qui leur achètent le courant.

SECTION B

MODE DE FORMATION DES PRIX

Les traits principaux des modes de formation des prix dans chaque pays sont brièvement exposés ci-dessous.

En *Belgique*, les sociétés privées de production et de distribution publique d'électricité ont accepté en certaines matières, et notamment en ce qui concerne la tarification, de se soumettre aux directives d'un comité de gestion unique pour l'ensemble du pays.

C'est ainsi que la multiplicité des sociétés n'a pas fait obstacle à un progrès rapide dans le sens d'une unification tarifaire qui (sauf dans le cas de quelques régies communales) est d'ores et déjà entièrement réalisée dans le domaine de la basse tension. Ce tarif national est du type dégressif à tranches. Quatre tranches sont prévues pour les différentes catégories de consommation (résidentielle, c'est-à-dire domestique, non résidentielle avec consommation d'éclairage prépondérante, c'est-à-dire pour usages commerciaux, et agricole ou non résidentielle avec une consommation de force motrice prépondérante, c'est-à-dire pour usages artisanaux). Le tarif fixe aussi les redevances d'abonnement. Il est indexé sur les principaux éléments du prix de revient de l'énergie électrique. En haute tension, les sociétés membres du Comité de gestion ont unifié leurs conditions de vente pour toutes les fournitures effectuées sous une puissance inférieure à 1.000 kW. Les entreprises publiques les ayant imitées, ce tarif est appliqué à la presque totalité des livraisons relevant de cette catégorie en Belgique. Il est fonction de la puissance maximum mensuellement appelée et du nombre, conventionnellement calculé, d'heures d'utilisation. Il est indexé sur le prix de l'énergie primaire et les index de prix de gros et de détail du Royaume.

Entre 1.000 et 3.000 kW de puissance, les sociétés membres du Comité de gestion se conforment en principe à des tarifs indicatifs dont leurs prix ne s'écartent guère de plus de un ou deux centimes. Les conditions de vente pour les puissances supérieures à 3.000 kW peuvent, à cause des particularités de la demande des preneurs, s'écarter davantage des tarifs indicatifs. Ceux-ci conservent cependant une valeur de référence.

Depuis l'institution du Comité de gestion en 1955, l'unification des tarifs s'est accompagnée d'une baisse appréciable de prix dont on attend la continuation au cours des prochaines années.

En *Allemagne*, on distingue deux catégories principales de consommateurs de courant, à savoir les abonnés et les titulaires de contrats spéciaux.

Les abonnés sont les consommateurs domestiques, les agriculteurs et les artisans. A cette catégorie de consommateurs, l'électricité est toujours distribuée en basse tension et en conformité de ce qu'on appelle « les conditions générales de fourniture ». Il s'agit de dispositions qui visent en ordre principal à en unifier les caractères techniques.

Mais la réglementation relative aux tarifs de l'énergie électrique contient aussi des dispositions concernant le niveau des prix et la forme de la tarification. Aux termes de cette réglementation, il faut que soient offerts aux consommateurs au moins deux tarifs binômes dont le terme proportionnel⁽¹⁾ est assujéti à un maximum. Les très

(¹) Dans un but de simplification et de clarté, les experts ont décidé de désigner comme suit dans leur rapport les deux éléments du prix du courant figurant dans les tarifs binômes : (¹) terme fixe (Grundpreis) et (²) terme proportionnel (Arbeitspreis).

petits consommateurs ont en outre droit à un tarif spécial qui doit avoir la forme d'un « tarif-compteur ». Enfin, les entreprises électriques sont obligées d'offrir un tarif d'heures creuses, dont le terme proportionnel ne peut dépasser 4 Pfg/kWh durant les heures de nuit.

Les termes fixes des tarifs ne sont pas assujettis à un maximum légal. Ils sont établis en fonction du nombre de pièces de l'habitation s'il s'agit d'un usager domestique, en fonction de la surface agricole utile s'il s'agit d'un usager agriculteur, et d'après le volume des locaux, ou la puissance nominale applicable, s'il s'agit d'un commerçant ou d'un artisan.

Les maxima légaux pour les termes proportionnels ont souvent cessé d'être applicables. Toute augmentation du terme proportionnel de fournitures quelconques aux abonnés et, dans le cas des fournitures à usage domestique, toute augmentation soit du terme fixe, soit du terme proportionnel, est encore subordonnée à une autorisation spéciale des autorités chargées de la surveillance des prix, mais, vu le nombre d'autorisations particulières qui ont été accordées, l'uniformité originellement introduite par la réglementation sur les tarifs a, dans une large mesure, disparu.

Ainsi cette réglementation sur les tarifs a pu conduire à une uniformisation des formes tarifaires, mais non à l'unification des prix du courant. Celle-ci était d'ailleurs dès le départ incomplète du fait que les entreprises électriques conservaient la liberté en ce qui concerne l'établissement du terme fixe.

Les titulaires de contrats spéciaux sont approuvés conformément aux dispositions de leurs conventions particulières avec l'entreprise distributrice d'électricité. Ces fournitures s'effectuent en général en haute tension. Au sein de cette catégorie, les petits et les moyens consommateurs (ceux dont la puissance appelée est inférieure à une limite généralement comprise entre 1.000 et 3.000 kW) bénéficient en majeure partie de l'application de contrats dits « quasi normalisés ». Ces contrats prévoient des modalités uniformes d'établissement des prix pour tous les consommateurs qui, à l'intérieur d'une même région, présentent les mêmes caractéristiques de consommation. Les fournitures aux consommateurs plus importants sont réglées par des dispositions spécifiques adaptées au caractère de la consommation dans chaque cas particulier. Tous les contrats ont en commun de comporter une clause d'indexation des prix liés à l'évolution des éléments du coût de production.

Dans certains cas, les prix pour des consommations dont les caractéristiques sont semblables, présentent des différences notables d'une entreprise de distribution à l'autre.

En France, Electricité de France applique des tarifs qui cherchent à refléter aussi exactement que possible les coûts marginaux de production.

Dans ce but, la tarification pour les usages industriels comporte un terme fixe de puissance souscrite et un terme proportionnel à la consommation. Le terme de puissance est uniforme, quelles que soient les tensions et les régions pour le tarif général (utilisation d'une durée de 1.000 à 3.000 heures). Il est diversifié selon les régions et les tensions d'alimentation pour le tarif d'appoint (utilisation de plus de 3.000 heures). Le terme proportionnel à la consommation est différencié suivant la tension d'alimentation, les régions et le moment de la fourniture. De ce dernier point de vue, le prix de l'énergie se trouve différencié à la fois suivant la saison (hiver et été) et suivant les heures (heures pleines, heures creuses et heures de pointe). Il prévoit aussi la possibilité d'une modalisation du terme fixe de puissance souscrite si celle-ci est différenciée suivant les saisons et/ou les heures. Le tarif comporte en outre des dispositions réglant la facturation des dépassements de puissance, celle de l'énergie réactive, ainsi que la mise à charge des abonnés des frais de raccordement.

Le courant à usage non industriel est assimilé à l'ensemble des fournitures en basse tension. Ces tarifs n'ont pas encore été refondus dans le cadre du tarif vert et gardent un caractère d'hétérogénéité qui devra être modifié par une réforme à l'étude. Actuellement il existe des tarifs simples, des tarifs binômes, des tarifs à tranches (avec tranches de consommation différentes d'une localité à l'autre).

Pour les usages domestiques sont prévus des tarifs spéciaux de consommation en heures creuses.

Des tarifs dégressifs à tranches sont de même appliqués dans le cas des usages agricoles, de l'artisanat et du commerce.

Enfin les agriculteurs et les artisans peuvent bénéficier de tarifs horaires dans les cas où leurs consommations peuvent être reportées vers les heures de faible charge.

Les prix sont rattachés à des indices économiques électriques, l'un pour la haute tension et l'autre pour la basse tension.

En Italie, un règlement édicté par le Comité interministériel des prix a unifié les conditions de vente pour tout le pays. La tarification se réfère toujours à la basse tension; en cas de consommation en moyenne ou haute tension⁽¹⁾, elle prévoit une réduction de prix.

(1) Qui sont toutefois utilisées pour de faibles puissances de 20/30 kW et en général par les puissances au-dessus de 100/200 kW.

Le règlement établit une tarification distincte pour les fournitures destinées à l'éclairage privé, qui sont divisées en deux catégories (grandes villes et reste du pays), pour celles destinées aux usages domestiques autres que l'éclairage et pour la force motrice (usages industriels, commerciaux et agricoles).

Dans le cas de l'éclairage privé, le tarif est simple dans tous les cas en dessous de 10 kW de puissance et, au choix, simple ou binôme si la puissance dépasse 10 kW.

Dans le cas des usages domestiques autres que l'éclairage, la tarification est binôme au-dessus de 1,5 kW; pour les puissances inférieures à 1,5 kW il est prévu aussi un tarif simple qui est plus favorable à l'utilisateur.

Dans le cas de la force motrice (usages industriels, commerciaux et agricoles), les fournitures sont réparties en trois groupes :

1. fournitures avec une puissance souscrite allant jusqu'à 500 kW,
2. fournitures avec une puissance souscrite comprise entre 500 et 3.000 kW,
3. fournitures avec une puissance supérieure à 3.000 kW.

Pour les trois groupes il est prévu un tarif pour utilisation normale, avec un même terme fixe et un terme proportionnel d'autant moins élevé que la puissance souscrite est plus forte.

Pour les puissances inférieures à 5 kW, le choix est offert entre ce tarif binôme et un tarif simple ou un tarif pour utilisation réduite, qui comporte un terme fixe réduit et un terme proportionnel majoré. Pour les puissances comprises entre 5 et 20 kW, le choix est limité au tarif pour utilisation normale et à celui pour utilisation réduite. Pour les puissances supérieures à 20 kW, le tarif pour utilisation normale est seul admis.

Pour les fournitures du deuxième et du troisième groupes, des tarifs différenciés en fonction du régime d'utilisation sont prévus. A cet égard, il existe des termes proportionnels plus bas et des termes fixes plus élevés pour les « hautes utilisations »; des termes proportionnels plus élevés et des termes fixes plus bas pour les utilisations normales.

Il est prévu, pour le troisième groupe, une réduction supplémentaire des termes proportionnels pour les consommations au-delà de 6.000 heures.

Il existe aussi un tarif réduit appliqué aux usagers qui utilisent l'énergie seulement pendant les heures de nuit et les jours de fête.

Dans le cas des usagers agricoles, en plus des tarifs normaux, il y a une série de tarifs spéciaux, qui varient suivant les destinations et la saison d'utilisation; tous ces tarifs prévoient une réduction du

terme fixe et une réduction moins marquée du terme proportionnel.

Pour les fournitures destinées à l'éclairage public, il y a des conditions particulières, avec des tarifs assimilables à ceux de la force motrice pour utilisation normale.

Les dispositions réglementaires prévoient aussi les conditions de fourniture et les pénalités, concernant l'énergie réactive (fixé à la valeur de 0,9 pour l'éclairage et de 0,8 pour la force motrice) et le dépassement de la puissance souscrite.

La connaissance des prix de l'énergie électrique ne présente donc pas de difficultés sérieuses en Italie, encore que des dispositions transitoires aient prévu qu'au cas où l'application des tarifs unifiés entraînerait un relèvement de prix, cette adaptation puisse se faire par étapes. Il faut aussi signaler que les tarifs unifiés constituent des valeurs maxima; les fournitures importantes font souvent l'objet de contrats spéciaux.

Une quote-part du prix (Lit. 0,25/0,35 par kWh) est destinée à un Fonds de compensation qui devra indemniser les entreprises qui pourront justifier une perte du fait de l'unification des tarifs⁽¹⁾.

Au *Grand-Duché de Luxembourg*, les formules des tarifs ont été convenues entre le Gouvernement et le concessionnaire général. Les autres distributeurs appliquent des tarifs généralement comparables.

En haute tension, deux tarifs binômes sont offerts au consommateur : un tarif général à effacement de puissance, dont les postes horaires sont différenciés suivant la puissance et la consommation, et un tarif d'écrêtement où la consommation seule est différenciée en postes de jour et de nuit. De toute manière, le tarif le plus favorable est appliqué automatiquement lors du décompte annuel de la consommation. Il existe en outre un tarif de secours et d'appoint pour les abonnés qui disposent de ressources propres d'énergie électrique.

En basse tension, il existe une série de tarifs répondant aux diverses catégories d'utilisation :

- pour l'éclairage, un tarif simple et un tarif binôme,
- pour la petite force motrice, un tarif simple et un tarif binôme,
- pour la cuisson électrique, un tarif simple,
- pour la consommation de nuit, un tarif simple,
- un tarif ménager à compteur unique, binôme sur base cadastrale.

Il existe aussi, à titre d'essai, un tarif horaire à compteur unique, dont les prix sont différenciés suivant les postes horaires.

⁽¹⁾ Toutes ces dispositions sont antérieures à la loi de nationalisation de l'énergie électrique.

Les prix sont rattachés à des indices électriques, calculés mensuellement, respectivement pour la haute et la basse tension.

Aux *Pays-Bas*, les distributeurs jouissent en principe de toute liberté pour la fixation de leurs tarifs, sauf lorsqu'une clause du contrat de concession conclu avec une autorité supérieure confère à celle-ci un droit de contrôle. Il n'y a aucune règle qui impose une unité de forme des tarifs, qu'il s'agisse du courant à usage domestique ou à usage industriel.

Cependant, pour les usages domestiques, un tarif binôme, à base cadastrale, est très généralement appliqué, sauf pour les très petits consommateurs, pour lesquels un tarif-compteur peut aussi entrer

en ligne de compte. Un tarif d'heures creuses est toujours offert.

Dans certains cas, l'abonné a le choix entre plusieurs tarifs, par exemple un tarif normal et un tarif à terme fixe plus élevé et terme proportionnel plus faible ou inversement.

Pour les usages agricoles, artisanaux et commerciaux, le terme fixe est déterminé d'après la nature de l'utilisation, la puissance installée ou mise à la disposition, ou bien d'autres caractéristiques comme la dimension des vitrines, etc.

Pour l'artisanat, il est souvent prévu, outre le tarif susmentionné, un tarif multihoraire ou des tarifs dégressifs en fonction de l'importance de la consommation.

METHODE DE COMPARAISON ADOPTEE PAR LES EXPERTS

La description sommaire faite au chapitre I permet de se rendre compte des difficultés que comporte tout essai de comparaison des prix de l'énergie. Même dans les cas où les fournitures s'effectuent en fonction de contrats standardisés ou même de tarifs proprement dits, la diversité des méthodes utilisées pour le calcul des prix rend très malaisée la comparaison directe des barèmes.

Pour les usages non industriels⁽¹⁾ il est, par exemple, peu commode sinon fallacieux de comparer directement entre eux les tarifs italiens et allemands, qui sont simples ou binômes, aux tarifs belges et français, qui sont à tranches, d'autant plus que ces tarifs se distinguent encore sous les rapports de la différenciation saisonnière et horaire et de la dispersion régionale.

De même, pour les usages industriels, le prix payé pour la puissance dépend de la puissance souscrite en Italie et en France, mais de la puissance appelée en Belgique; le tarif français comporte une différenciation régionale et des prix particuliers en heures de pointe, qui n'ont aucun équivalent en Belgique et en Italie, pays dans lesquels la réduction du terme proportionnel tient lieu de différenciation horaire.

Ces quelques exemples montrent qu'il est en pratique presque impossible de comparer entre eux les tarifs comme tels, a fortiori est-il exclu de comparer des tarifs et des contrats particuliers qui sont à la fois hétérogènes dans leur forme et confidentiels quant à leur contenu.

C'est pourquoi il a semblé au Groupe d'Experts que la seule manière convenable de procéder consiste à comparer, non les tarifs et les contrats, mais les prix qui en découlent pour un nombre suffisant de consommations schématisées, mais raisonnablement représentatives.

La méthode de comparaison mise en œuvre ci-dessous repose donc au point de départ sur la définition des caractéristiques de consommation d'utilisateurs fictifs auxquels on applique ensuite suivant les cas, soit les tarifs, soit des prix reflétant les conditions moyennes des contrats en cours.

Ceci ne soulève pas de difficultés particulières dans les cas où l'énergie est vendue sous tarif. Mais dans

le cas de l'Allemagne et des Pays-Bas, il a fallu procéder à une enquête auprès d'un échantillon suffisamment nombreux d'entreprises productrices et distributrices d'électricité et obtenir d'elles la communication de contrats de type usuel à partir desquels puisse être calculée une moyenne approximative des prix correspondant à la consommation et aux caractéristiques des utilisateurs imaginaires.

Dans le cas des Pays-Bas, des renseignements ont été obtenus grâce à l'obligeance de la « Vereeniging van Directeuren van Electriciteitsbedrijven in Nederland ».

Pour éviter dans les calculs un surcroît de complication sans commune mesure avec son intérêt réel, le Groupe d'Experts n'a retenu qu'un nombre limité d'utilisateurs fictifs et a fortement schématisé le profil de leur consommation supposée. Le Groupe est donc bien conscient de ce qu'aucune consommation réelle ne corresponde exactement aux hypothèses retenues. Il pense néanmoins qu'elles sont assez proches de la réalité pour constituer une base de comparaison valable.

En ce qui concerne le courant à usage industriel, l'étude a retenu cinq puissances différentes, et sous chacune de ces puissances trois durées d'utilisation correspondant de manière très schématique aux hypothèses d'un travail de l'entreprise à une, deux et trois équipes. Le Groupe d'Experts a estimé l'échantillon ainsi constitué suffisamment représentatif pour mettre en lumière les différences significatives affectant le niveau et la structure des prix de l'électricité à usage industriel. Il va de soi cependant que les habitudes de consommation étant variables de pays à pays, les comparaisons ainsi effectuées n'ont pas de valeur absolue.

Pour les consommations non industrielles on a retenu seulement six consommations-types : trois d'entre elles correspondent respectivement aux cas d'utilisation domestique faible, moyenne ou forte et les trois autres aux utilisations agricole, artisanale et commerciale pour lesquelles un seul exemple a paru suffire.

Une ventilation régionale est en outre donnée pour les pays où les tarifs ne sont pas uniformes sur tout le territoire national. Un seul prix-type est donné pour chaque région socio-économique, en général celui du centre industriel le plus important. Dans certains cas, on a été obligé d'établir des moyennes pondérées de prix, en raison de la présence de plusieurs entreprises pratiquant des tarifs différents dans une même région.

(¹) Les termes usages industriels et usages non industriels ont été préférés aux termes plus usuels de consommation en haute tension et en basse tension, en raison du fait que dans certains cas, des fournitures en basse tension sont faites pour les usages industriels et, inversement, des fournitures en haute tension pour des usages non industriels.

Le détail des hypothèses adoptées pour le calcul des prix des diverses consommations-types est présenté dans les tableaux 2 et 3. On trouvera dans les

annexes les modalités particulières d'application des consommations-types relatives à chaque pays.

TABEAU 2

Consommations-types pour les usages industriels

	Type A	Type B	Type C
1. Durée du travail :			
— équipes par jour	1	2	3
— heures par jour	8	16	24
— jours par semaine	5	5	6
— jours de congé d'été/an	21	21	21
— jours fériés/an	10	10	10
2. Consommation de nuit	aucune	sous 20 % de la puissance souscrite (chauffage et entretien)	sous pleine puissance
3. Durée annuelle d'activité (heures)	1.900	4.300	6.600
4. Puissance	Pour chaque type 125 kW; 500 kW; 1.000 kW; 3.000 kW; 10.000 kW		

REMARQUES CONCERNANT LE TABLEAU 2.

1. *Ventilation horaire et saisonnière.*

A titre d'exemple, dans le cas du tarif vert français, les caractéristiques des 3 types de consommation donnent la répartition suivante :

	A	B	C
Heures de pointe	160	320	360
Heures d'hiver pleines	840	1.680	1.910
Heures d'été pleines	900	1.800	1.840
Heures d'hiver creuses	—	300	1.350
Heures d'été creuses	—	200	1.140
	1.900	4.300	6.600

Pour la République fédérale d'Allemagne, la ventilation en consommation de jour et de nuit n'a pu être appliquée sous cette forme, parce que les distributeurs utilisent des périodes tarifaires très différentes, et que la différenciation été-hiver est partiellement basée sur une simple modification des postes horaires. Il a donc fallu opérer la ventilation, cas par cas, tout en tenant compte des hypothèses de base.

2. *Puissance*

L'utilisateur est censé travailler sous une puissance toujours constante, les puissances appelées étant par hypothèse égales aux puissances souscrites.

3. *Tension d'alimentation*

La fourniture est supposée faite sous la tension d'alimentation la plus fréquemment utilisée pour la puissance souscrite. Dans l'hypothèse où, pour une même puissance souscrite, différentes tensions d'alimentation sont offertes à l'utilisateur, celui-ci est supposé choisir celle qui correspond au prix le plus bas.

4. *Cos. φ*

Le cos. φ est supposé au moins égal à 0,9.

5. *Comptage, propriété de la cabine*

Le comptage est supposé effectué en haute tension, le poste de transformation étant la propriété de l'utilisateur.

6. *Taxes*

Les prix ne comprennent pas la taxe de transmission ni, en France, la TVA payée par l'utilisateur au moment où il vend ses produits. Ils ne comprennent ni les taxes à la consommation, ni les taxes locales ou municipales. Par contre, les redevances de concessions, s'il en existe, ne sont pas déduites des prix.

TABLEAU 3

Consommations-type pour les utilisations domestiques, agricoles, agricoles, du commerce et de l'artisanat

N°	Type de consommation	Equipement électrique	Nombre de pièces	Superficie	Puissance à disposition (kVa)	Consommation annuelle (A)		Répartition de la consommation	
						écl.	force	Total	Jour
1 A	Domestique faible	éclairage, radio, quelques appareils électro-ménagers	3 pièces principales : cabinet de toilette, dégagement	50 m ²	1 à 1,4	—	—	300	
1 B	Domestique moyenne	éclairage, réfrigérateur, TV, équipement électro-ménager plus complet	4 pièces principales : cuisine, salle de bains, dégagement	70 m ²	2 à 3	—	—	1.000	
1 C	Domestique forte	comme ci-dessus, + cuisine, eau chaude et machine à laver	comme ci-dessus	90 m ²	4	(B)	(B)	3.600	3/4 1/4
2	Agricole	équipement électrique complet	(ménage de 4 p.)	10 Ha	10	3.200 (C)	1.600 (D)	4.800	3/4 1/4
3	Artisanale	—	—	—	écl. : 2 f. : 10	1.000	7.000	8.000	
4	Commerciale	—	—	—	3	—	—	2.000	

(A) *Consommation annuelle*

Lorsque, comme c'est le cas en Italie, il y a possibilité pour le consommateur de disposer de plusieurs compteurs, c'est le système qui lui est le plus favorable qui est pris comme base.

(B) *Cuisine* : 840 kWh/an; eau chaude : 1.560 kWh/an; réfrigérateur : 180 kWh/an; machine à laver : 420 kWh/an; petits appareils : 600 kWh/an.

(C) *Ménage*.

(D) *Exploitation*.

En *Belgique*, le tarif unifié a été pris comme base pour les consommateurs industriels jusqu'à 1.000 kW, et, avec de légères différences, pour 3.000 kW. Pour les gros consommateurs industriels, un prix moyen a été calculé d'après ceux communiqués par les deux distributeurs les plus importants, qui approvisionnent environ 80 % des consommateurs de cette catégorie.

En *Allemagne*, il n'était possible de connaître les prix des fournitures aux usagers industriels que par enquête directe auprès des distributeurs. Pour tenir compte du caractère confidentiel de ces renseignements, dans leur utilisation, on a calculé un prix moyen sur le plan de régions plus étendues, pour chaque catégorie d'utilisateurs, sur base de ceux communiqués par plusieurs distributeurs. Les Länder fédéraux ont été choisis comme régions. Les prix moyens pondérés pour le territoire fédéral sont calculés sur base des prix régionaux. Ce résultat peut être considéré comme suffisamment représentatif : en effet, parmi les nombreux distributeurs, trente et une des plus importantes entreprises ont été choisies. Elles fournissent près de 70 % des livraisons aux usagers spéciaux, leur aire d'approvisionnement représente en tout 65 % du territoire fédéral.

Les tarifs pour les abonnés sont publiés, et l'établissement de prix ne présente pas de difficultés. De toute manière, il fallait une fois encore con-

struire un échantillon représentatif du grand nombre de distributeurs. On a choisi 40 des plus importantes entreprises, qui approvisionnent ensemble près de 60 % de la population, et 71 % du territoire fédéral. Pour assurer la comparabilité avec les prix aux usagers spéciaux, on a, comme pour ceux-ci, calculé à partir des prix de chaque entreprise, des prix moyens pondérés par grande région. Les prix pour l'ensemble du territoire sont des moyennes pondérées des prix régionaux.

En ce qui concerne *la France*, on a recueilli les prix pour 21 départements. Pour les comparaisons internationales, on a considéré les prix les plus élevés, le prix le moins cher et le prix médian.

Pour les usagers non industriels, il a fallu procéder à un échantillonnage au hasard, à partir duquel un prix moyen a été calculé. Les prix effectifs ne s'écartent généralement pas de plus de 25 % du prix moyen.

En *Italie*, les prix ont été directement calculés d'après le tarif unifié.

Pour le *Luxembourg*, les tarifs du concessionnaire général de la distribution publique ont été appliqués.

Pour les *Pays-Bas*, le groupe a utilisé des prix calculés à sa demande par la Vereeniging van Directeuren van Electriciteitsbedrijven in Nederland. Ces prix constituent des moyennes pondérées.

CHAPITRE III

COMPARAISON DES PRIX

La consommation du courant fourni par le réseau public dans chaque pays se répartit comme indiqué au tableau 4 entre les différents groupes de consommateurs :

TABLEAU 4

Energie électrique distribuée par les services publics dans les pays de la Communauté en 1960

	Belgique	Allemagne	France	Italie	Luxem- bourg	Pays-Bas	Commu- nauté
Energie totale distribuée (Gwh)	8.120	75.425	51.620	38.641	172	11.623	185.601
Dont (en pourcentage) :							
— Usages industriels	64,2	62,7	63,4	62,5	43,0	56,0	62,5
— Transports	6,6	3,0	6,9	7,0	0,0	6,2	5,3
— Usages non industriels	29,2	34,3	29,7	30,5	57,0	37,8	32,2
dont :							
Agriculture	}	2,6	1,2	1,3	..	—	..
Ménages	22,5	16,3	14,5	23,0	..	23,3	..
Commerce	}	9,9	7,6	}	..	}	14,5
Artisanat	1,0	}	}	6,2	..	}	..
Services publics	5,7	5,5	6,4	}	..	}	..
Part de l'énergie distribuée dans la consommation totale finale (pertes et pompage exclus) en %	60,6	72,3	79,2	81,2	12,0	79,2	75,3

Source : Office Statistique des Communautés Européennes.

Remarque : Le tableau 4 ne tient compte de l'auto-production industrielle que dans la mesure où elle est distribuée par le réseau public.

La consommation de l'industrie a, dans tous les pays, une part prépondérante, qui oscille entre 62 % aux Pays-Bas et 70 % en France et en Belgique.

SECTION A

LES PRIX DE VENTE POUR USAGES INDUSTRIELS

1. LIMITES DE VALIDITE

La comparaison du prix du courant livré aux consommateurs industriels appelle nécessairement certaines réserves, dont les motifs se trouvent non seulement dans les difficultés d'ordre général indiquées dans l'introduction, mais en outre dans les circonstances suivantes :

— Les prix et tarifs sont adaptés aux situations particulières des entreprises et aux habitudes de consommation dans chaque pays, qui présentent naturellement des différences. Une comparaison, basée sur l'hypothèse de conditions identiques de consommation dans tous les pays, perd forcément de sa valeur significative.

— L'enquête s'est limitée aux puissances comprises entre 125 et 10.000 kW, parce qu'au-delà de

cette limite les experts n'auraient pu connaître — ou seulement de manière très incomplète — les conditions de vente qui résultent d'accords particuliers. Il en ressort que bien qu'un grand nombre de consommateurs industriels soient couverts par l'enquête, celle-ci ne s'applique qu'à une fraction sensiblement moins importante des quantités de courant effectivement consommées. Les prix qui ont été déterminés ne représentent donc pas le niveau général des prix de l'électricité aux consommateurs industriels, mais seulement une certaine tranche de ceux-ci.

— Les consommateurs industriels disposent fréquemment d'installations propres pour la production d'électricité, et ne demandent alors au réseau que du courant d'appoint ou de réserve. Dans ce cas, les prix sont influencés par des circonstances

qui peuvent être très différentes, et présentent des écarts en conséquence. Il a fallu, de ce fait, renoncer à considérer dans l'enquête les nombreuses combinaisons possibles entre l'alimentation extérieure et l'autoproduction. Comme l'autoproduction a une importance variable d'un pays à l'autre, la valeur de la comparaison de prix se trouve diminuée de ce fait.

2. COMPARAISON DES PRIX

En Belgique, en Italie et au Luxembourg, un prix uniforme s'applique, dans l'ensemble du pays, aux utilisateurs comparables; en Allemagne, en France et aux Pays-Bas, les prix du courant présentent des écarts régionaux, même pour des utilisateurs de même type.

Les différences régionales de prix dans ces derniers pays ont cependant des causes entièrement différentes. En Allemagne, elles résultent de la structure de l'économie de l'électricité : la distribution est assurée par un grand nombre d'entreprises, qui déterminent de manière autonome leur politique de prix. En France, la différenciation régionale

découle exclusivement de différences de coûts dans le cadre d'un système tarifaire unique.

Les résultats de l'enquête sur les prix payés par les utilisateurs industriels figurent au tableau 5 et sont illustrés par les graphiques 1, 2 et 3. Pour permettre la comparaison, les prix calculés tout d'abord dans les monnaies nationales ont été convertis en une unité de compte commune, le UScent. Le tableau 5 donne, pour chaque pays, un seul prix représentatif du niveau moyen général; les prix calculés pour chaque région figurent à l'annexe I. Les graphiques 6/A, 6/B et 6/C donnent l'image de la différenciation régionale des prix pour une entreprise petite, moyenne ou grande.

Les prix recueillis par l'enquête sont nets des taxes de transmission ou de consommation qui, dans certains pays, frappent les ventes d'électricité. Ils ne correspondent donc pas exactement au montant que paierait un usager dont la consommation répondrait aux caractéristiques de l'un ou l'autre des types utilisés pour l'enquête. L'incidence effective de ces taxes est précisée dans les annexes relatives à chaque pays.

TABLEAU 5

Prix du courant pour les usagers industriels (1) (prix moyens par pays, hors taxes)

US-cents par kWh (2)

Puissance (kW)	Type de consommation (3)	Belgique (4)	Allemagne (5)	France (6)	Italie (4)	Luxembourg	Pays-Bas (5)
125	A	2,48	3,15	1,88	2,50	2,64	2,32
	B	2,02	2,21	1,58	1,87	2,05	1,67
	C	1,82	1,89	1,18	1,71	1,64	1,33
500	A	2,24	2,87	1,86	2,34	2,34	2,18
	B	1,84	2,06	1,56	1,75	1,75	1,56
	C	1,71	1,76	1,17	1,50	1,42	1,28
1.000	A	2,16	2,78	1,86	2,27	2,34	2,13
	B	1,78	2,00	1,55	1,67	1,75	1,54
	C	1,64	1,66	1,16	1,41	1,42	1,23
3.000	A	2,06	2,52	1,84	2,12	2,34	2,04
	B	1,58	1,84	1,54	1,54	1,71	1,51
	C	1,28	1,48	1,15	1,29	1,38	1,19
10.000	A	2,06	2,30	1,62	2,09	—	1,93
	B	1,54	1,68	1,35	1,51	—(7)	1,48
	C	1,26	1,28	1,03	1,27	—	1,13

(1) Voir explications détaillées dans l'annexe relative à chaque pays. Les prix par région figurent à l'annexe I, et aux graphiques 6A à 6C, page 112.

(2) Parités: \$ 1,00 = Fb 50,00 = DM 4,00 = FF 4,937 = Lit. 625,00 = Flux. 50,00 = Fl. P-B 3,62.

(3) A = travail en une équipe : 1.900 heures par an;

B = travail en deux équipes : 4.300 heures par an;

C = travail en trois équipes : 6.600 heures par an.

Pour les détails, voir tableau 2.

(4) Prix absolus valables pour l'ensemble du pays.

(5) Prix moyens calculés sur base pondérée.

(6) Prix pour la région du Nord, médiane par rapport aux régions la plus chère (Bretagne) et la moins chère (Grenoble).

Ces prix sont calculés au tarif d'appoint pour les consommations de type B et C. Toutefois, pour le type B, la durée d'utilisation (quotient de la consommation annuelle par la puissance souscrite) n'est égale qu'à 3.900 heures, alors que d'autres pays ont calculé le prix d'après une durée de 4.300 heures.

La TVA de 10 % n'est pas comprise dans les prix.

(7) On n'a pas relevé de prix, étant donné qu'au Luxembourg les consommateurs de cette importance ne sont pas alimentés par le réseau public.

Si l'on considère ces données comme caractéristiques du niveau de prix pour la catégorie de consommateurs envisagée, elles relèvent des différences non négligeables, entre les pays faisant l'objet de l'enquête.

Les prix les plus bas se rencontrent en France, et les plus élevés en Allemagne. En supposant le niveau des prix français représenté par ceux appliqués dans la région du Nord, l'écart le plus grand par rapport aux prix appliqués en Allemagne est de 1.27 cent (consommation de 1.900 heures sous 125 kW), le plus faible de 0,25 cent (consommation de 6.600 heures sous 10.000 kW). L'augmentation de la puissance et de la durée d'utilisation amènent cependant un rapprochement, aussi bien absolu que relatif, des niveaux de prix.

La caractéristique commune de la formation des prix du courant dans tous les pays est la dégressivité des prix moyens par kWh consommé, en fonction de l'accroissement des quantités utilisées. Cela s'explique par la structure du tarif et la formation des prix.

La dégressivité du prix moyen par kWh consommé peut être obtenue par la fixation d'un terme fixe se réduisant en fonction de l'accroissement de la puissance, par une diminution du terme proportionnel en fonction de l'accroissement des quantités consommées, ainsi que par la combinaison de ces deux possibilités. La dégressivité du terme fixe reflète la réduction des coûts spécifiques en fonction de l'accroissement de la dimension des installations. La dégressivité du terme proportionnel résulte par contre de l'amélioration des coûts au fur et à mesure de l'accroissement de l'utilisation des installations, c'est-à-dire des quantités consommées.

L'influence de la dégressivité du terme fixe sur le prix moyen du courant ressort des graphiques 1 et 2. Si l'on prend comme base 100, le prix moyen payé par l'utilisateur d'une puissance de 125 kW, la dégressivité exclusivement due à l'accroissement de la puissance utilisée s'élève, pour 10.000 kW, aux pourcentages indiqués ci-après :

TABLEAU 6

Dégressivité des prix lorsque la puissance passe de 125 à 10 000 kW (1)

	Belgique	Allemagne	France (Nord) (²)	Italie	Pays-Bas (²)
pour 1.900 h/an	17 %	37 %	14 %	17 %	15 %
pour 4.300 h/an	24 %	24 %	14 %	20 %	15 %
pour 6.600 h/an	31 %	32 %	14 %	26 %	15 %

(1) Le Luxembourg n'est pas envisagé dans ce tableau; voir tableau 5, note (*).

(2) Par suite de l'arrondissement dans différents calculs, les pourcentages réels diffèrent légèrement des pourcentages indiqués.

En France, la dégressivité des prix demeure donc modérée lorsque la puissance augmente et son pourcentage reste le même, quelles que soient les durées d'utilisation. En Italie et en Belgique, la dégressivité est nettement plus forte lorsque la puissance s'accroît et elle varie d'ailleurs en fonction de la durée d'utilisation. Les prix en Allemagne accusent la dégressivité la plus accentuée qui

— cela est intéressant à noter — est déjà très élevée lorsque la durée d'utilisation est faible.

On obtient un résultat semblable en prenant comme base 100, le prix moyen pour une puissance donnée et une durée d'utilisation de 1.900 h/an, et en calculant la dégressivité pour une durée d'utilisation allant jusqu'à 6.600 h/an (cf. tableau 7).

TABLEAU 7

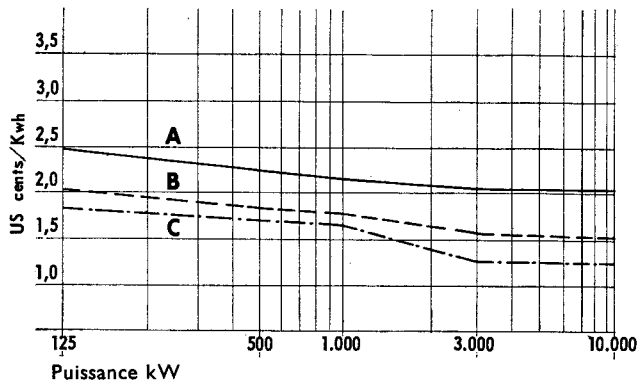
Dégressivité des prix lorsque la durée d'utilisation de la puissance passe de 1 900 h/an à 6 600 h/an

(pourcentages approximatifs)

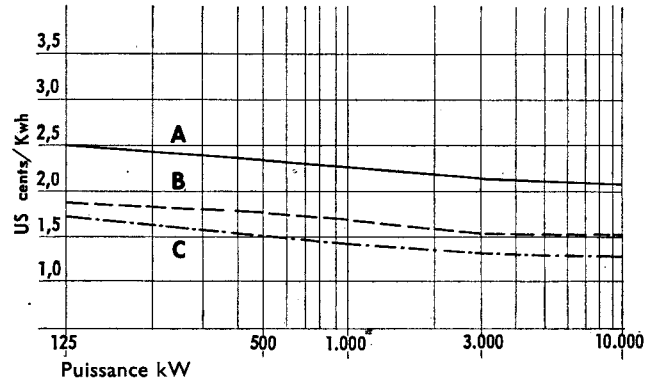
	Belgique	Allemagne	France (Nord)	Italie	Luxembourg	Pays-Bas
125 kW	27 %	40 %	37 %	32 %	38 %	42 %
500 kW	24 %	40 %	37 %	36 %	39 %	42 %
1.000 kW	24 %	40 %	37 %	38 %	39 %	42 %
3.000 kW	38 %	40 %	37 %	39 %	41 %	42 %
10.000 kW	39 %	44 %	37 %	39 %	—	42 %

Prix du courant à usage industriel dans les pays de la Communauté

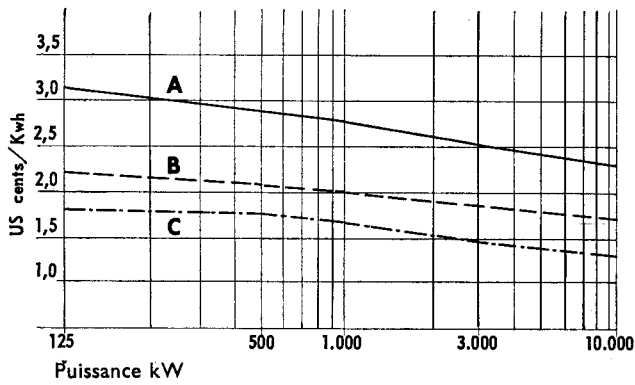
Belgique



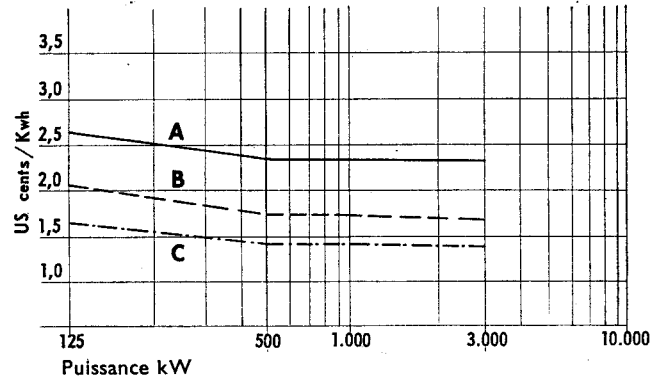
Italie



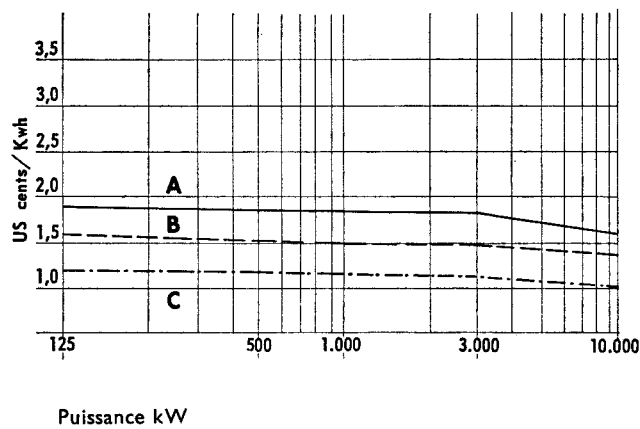
Allemagne



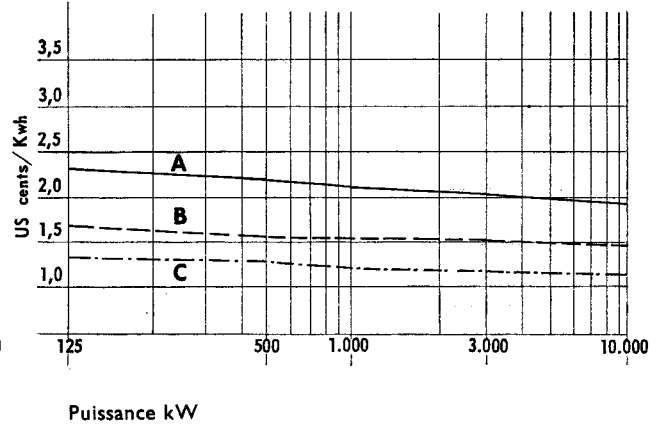
Luxembourg



France



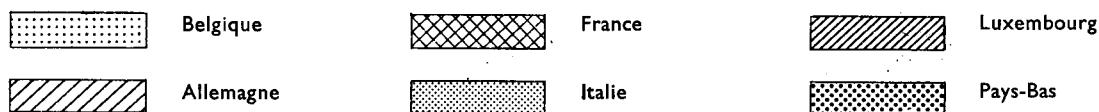
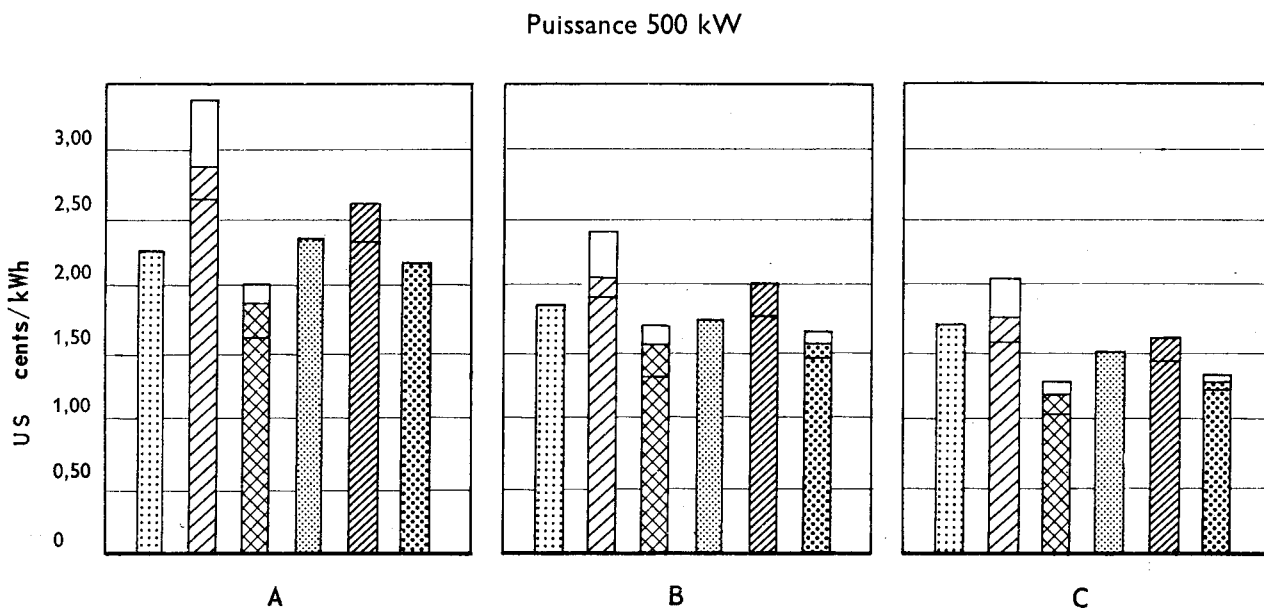
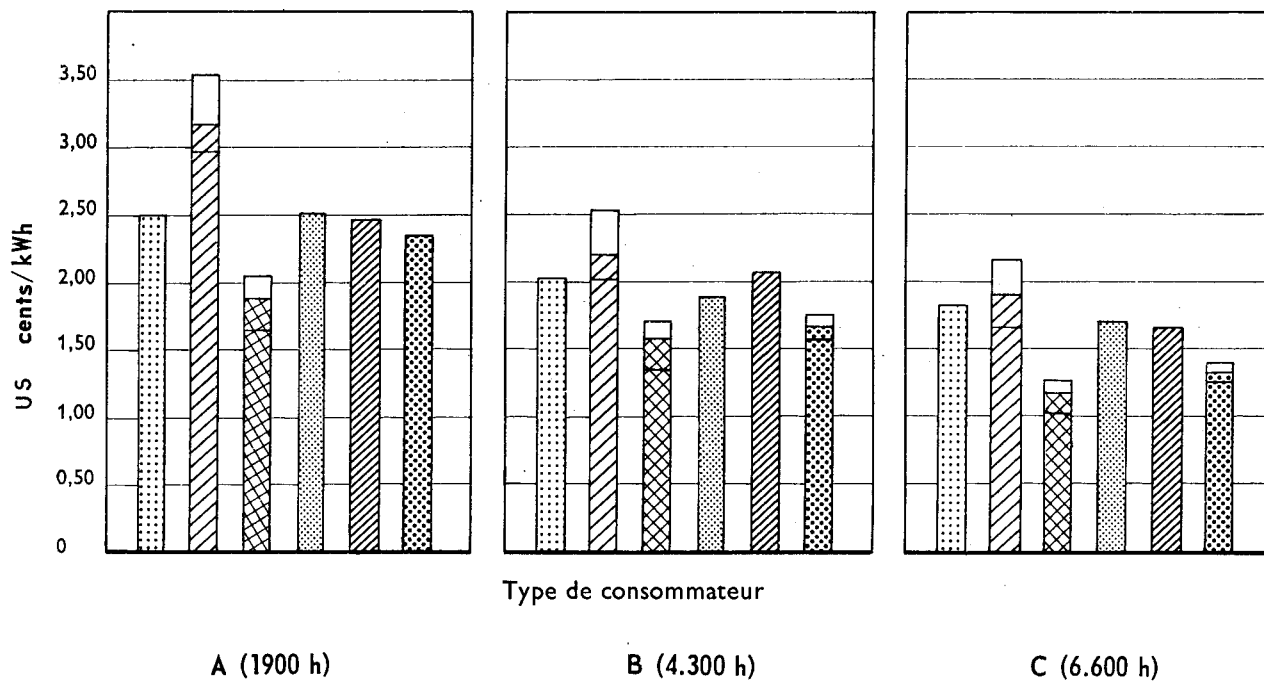
Pays-Bas

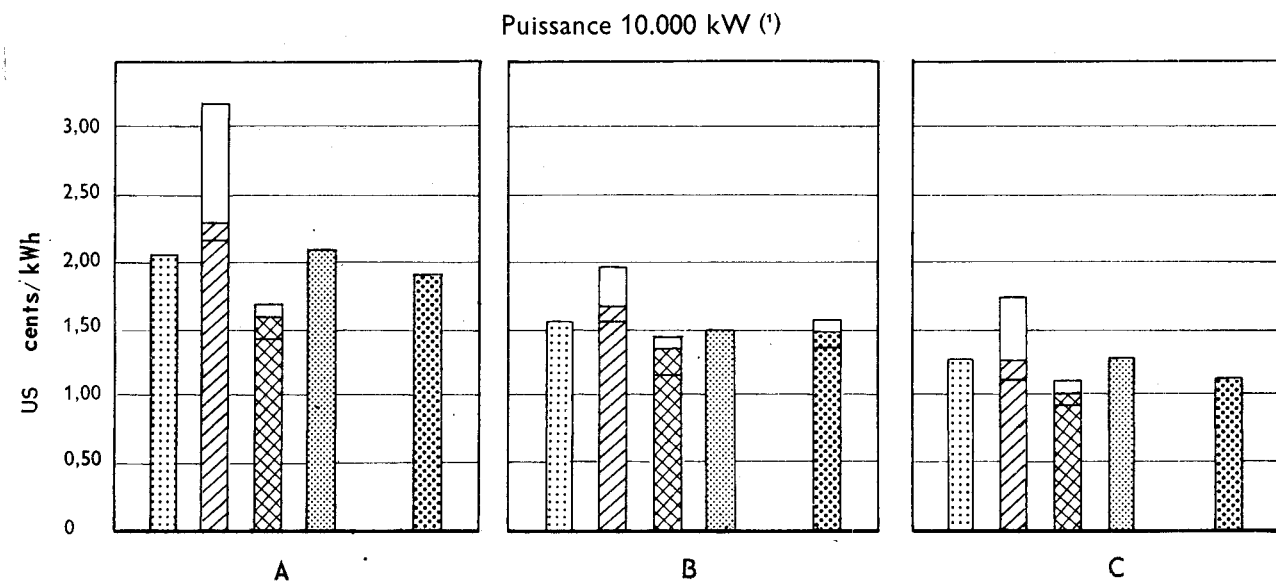
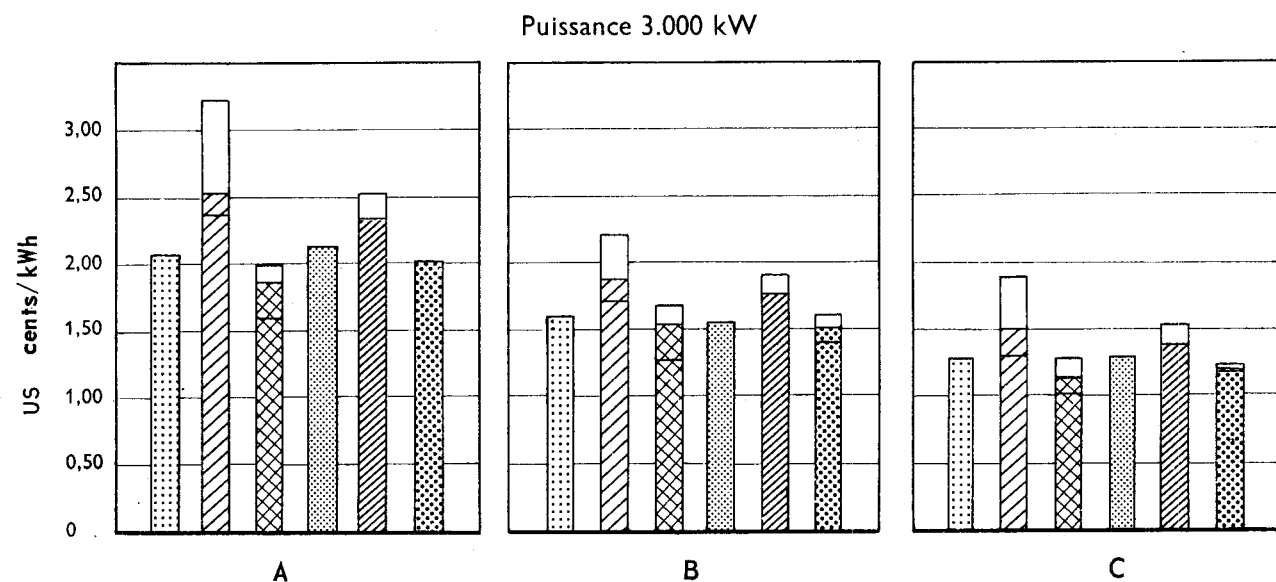
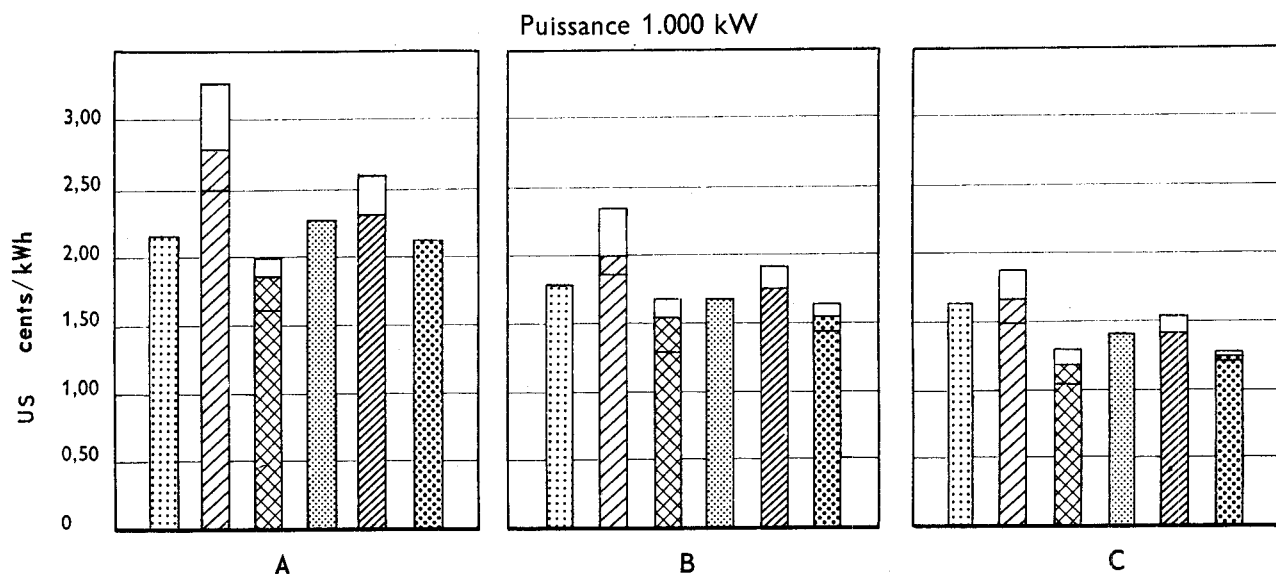


- A. Entreprise travaillant 1.900 h par an
- B. » » 4.300 h »
- C. » » 6.600 h »

Prix moyens et extrêmes du courant à usage industriel (v. tableau 3)

Puissance 125 kW





(*) Cas non envisagé pour le Luxembourg.

En France, la dégressivité des prix en fonction de l'accroissement de la durée d'utilisation est la même pour toutes les catégories de puissance. L'influence de la durée d'utilisation sur le niveau des prix est beaucoup plus importante que celle de la puissance utilisée.

En Italie, la dégressivité des prix en fonction de l'accroissement de la durée d'utilisation est encore plus forte qu'en France. Elle n'est pas identique pour toutes les catégories de puissance et s'accroît en fonction de l'accroissement de la puissance.

Les prix belges sont également dégressifs en fonction de l'accroissement de la durée d'utilisation, dans une mesure qui varie fortement suivant les diverses catégories de puissance. Il est intéressant de noter que la dégressivité est plus faible pour les catégories moyennes de puissance (500 et 1.000 kW).

Les prix allemands accusent à nouveau la dégressivité la plus forte; celle-ci se maintient sensiblement au taux de 40 % jusqu'à une puissance de 3.000 kW et augmente considérablement lorsque la puissance atteint 10.000 kW.

SECTION B

LES PRIX DE VENTE POUR USAGES DOMESTIQUES, AGRICOLES, ARTISANAUX ET COMMERCIAUX

Comme le montre le tableau 4, l'importance de l'ensemble des consommations non industrielles par rapport au total de l'énergie distribuée par les services publics est du même ordre de grandeur dans tous les Pays membres de la Communauté : 29 % en Belgique, 30 % en France et en Italie, 34 % en République fédérale d'Allemagne, 38 % aux Pays-Bas (en 1960). Au Grand-Duché de Luxembourg, la part relative est assez nettement plus forte, mais ceci résulte de ce que la plus grande partie de l'électricité utilisée par les industries correspond à de l'autoproduction.

Malgré l'absence de données statistiques comparables sur la répartition de la consommation entre les différents types d'usagers, il semble que cette répartition diffère peu d'un pays à l'autre. La part la plus importante est celle des usages domestiques et se situe aux environs de 50 %. Le commerce et la petite force motrice (artisanat) représentent de 20 à 30 % sans qu'il soit possible de distinguer exactement ce qui revient à chacun de ces deux types d'usagers; les usagers agricoles ne dépassent sans doute pas 10 %. Le solde représente la consommation des services publics.

En Allemagne, les tarifs sont établis par les entreprises dans certaines limites fixées par les autorités publiques; ils sont fixés par décision ministérielle en Italie; en Belgique, en Allemagne et en France, ainsi qu'au Luxembourg, ils sont soumis au contrôle des pouvoirs publics; aux Pays-Bas, ils sont fixés librement par les entreprises, lesquelles toutefois appartiennent en grande partie aux pouvoirs publics.

Envisagées sous cet angle, les différenciations régionales des tarifs ont un contenu et une signification dissemblables, en France et en Allemagne, comme c'était le cas pour les fournitures aux usagers industriels.

Si l'on examine séparément les divers secteurs, il apparaît que :

En ce qui concerne plus particulièrement *les usages domestiques*,

— la distinction est faite, dans certains pays (par exemple l'Italie) entre l'éclairage et la consommation des appareils électroménagers;

— en Belgique et au Grand-Duché de Luxembourg, les tarifs sont uniformes pour tout le territoire sauf quelques régies communales de même en Italie sauf pour les consommations d'éclairage (tarifées sur une base particulière dans les grandes villes); dans les autres pays, les tarifs sont diversifiés sur le plan régional;

— les tarifs sont binômes en Italie, en Allemagne, aux Pays-Bas et au Grand-Duché de Luxembourg, sauf rares exceptions; ils sont à tranches en Belgique et en France.

En ce qui concerne plus spécialement *les usages agricoles*, les tarifs sont binômes en Belgique et en Italie. En Allemagne, ils sont binômes, mais avec un terme fixe différent de celui prévu pour les autres types de consommations peu élevées. En France, il y a des tarifs à tranches, tandis qu'aux Pays-Bas, on applique des tarifs simples dont la base de référence diffère de celle des tarifs domestiques.

En ce qui concerne *les usages artisanaux*, tous les pays ont des tarifs dégressifs à tranches, sauf le Grand-Duché de Luxembourg où les consommateurs peuvent choisir entre un tarif simple et un tarif binôme.

Pour ces usages, des tarifs spéciaux sont prévus dans différents pays. Ainsi, en France, il existe un tarif-pilote qui s'adapte à la situation des utilisateurs susceptibles de reporter leur consommation sur les heures creuses. En Belgique (et en Allemagne), des tarifs particulièrement favorables sont prévus pour les consommations en heures creuses.

Aux Pays-Bas enfin, des tarifs spéciaux multihoraires ou dégressifs sont appliqués dans certains cas.

Les tarifs pour *usages commerciaux* se réfèrent en général aux tarifs prévus pour d'autres usages (industriels, artisanaux ou domestiques) tant pour la force motrice que pour l'éclairage.

Les particularités les plus remarquables concernent notamment les Pays-Bas, où les termes fixés par les commerçants sont liés entre autres à la surface des vitrines. En outre, en France, le tarif comporte trois tranches exprimées en heures d'utilisation mensuelle de la puissance garantie, et une différenciation saisonnière. Enfin, en Belgique, la dégressivité pour les usages commerciaux est plus grande que celle prévue pour les usages artisanaux.

1. LIMITES DE VALIDITE

i) Les difficultés de comparaison existant entre les données des différents pays, notables dans le cas des consommations industrielles, deviennent plus considérables encore dans celui des autres consommations, faute de pouvoir définir des types de consommation à la fois homogène et suffisamment représentatifs de la situation en chaque pays.

On ne peut envisager un marché unique de l'énergie électrique qu'au prix d'une abstraction assez poussée. Dans le cas des consommations non industrielles, se présente une série de marchés particuliers, caractérisés par une structure propre et par différentes modalités de rencontre de l'offre et de la demande. Ceci est surtout le cas pour l'agriculture, l'artisanat et le commerce. Aux différences résultant de la diversité des structures économiques nationales s'ajoutent donc celles qui dérivent des caractéristiques de chacun de ces marchés particuliers.

Si l'on cherche à déglobaliser les comparaisons pour en améliorer la validité, la démarcation incertaine d'un marché à l'autre rend difficile une analyse par secteur de consommation. En effet, des usages qui ne sont pas tarifés comme tels dans certains pays, sont pris en considération dans d'autres (par exemple l'éclairage public, par opposition à l'éclairage privé), ou encore dans les différents pays, les mêmes usages relèvent de marchés différents (comme l'éclairage et les appareils électroménagers dans les entreprises artisanales ou commerciales).

Pour les raisons susmentionnées il n'a pas été possible au Groupe d'experts de construire des consommations-type également et simultanément valables pour tous les pays. Les conditions nationales sont trop différentes : elles dépendent en partie de la situation générale (plus ou moins grande consommation moyenne d'énergie, plus ou moins grande densité des réseaux), en partie des habitudes locales et des dispositions législatives

liées à l'environnement, en partie enfin des systèmes tarifaires établis dans les différents pays.

De ce dernier point de vue, il convient de relever que certaines différences structurelles dans les tarifs des Etats membres sont dues au fait que pour certains d'entre eux la consommation des petits utilisateurs coïncide avec la consommation en basse tension (France, Belgique) ou bien avec la consommation à tarif normal (Allemagne), tandis que d'autres se basent sur les critères de la destination (Italie).

Il faut remarquer en outre que les diverses catégories n'ont pas le même contenu : en Italie la consommation agricole est celle qui est spécifiquement destinée à l'irrigation ou aux améliorations foncières, tandis que d'autres pays comprennent dans la consommation agricole l'éclairage et les autres usages domestiques; en Italie, aujourd'hui encore, les utilisations pour éclairage ont un tarif à part et ne sont pas comprises dans les usages commerciaux, alors que dans les autres pays en général, la consommation des entreprises commerciales pour éclairage est assimilée à la consommation de force motrice.

Enfin, en marges des tarifs, l'imputation des dépenses accessoire, par exemple les frais de raccordement, diffère sensiblement suivant les pays. Bref, la difficulté de définir des « cas typiques » également valables pour tous les Pays de la C.E.E. n'a pu être entièrement surmontée. Parmi les cas types qui sont à la base de la présente comparaison, certains correspondent à la réalité dans tels pays, mais non dans d'autres, ou y correspondent dans des proportions très différentes. En Allemagne par exemple, les caractères donnés au cas de « consommation à usage artisanal » ne sont nullement représentatifs de la consommation réelle de cette catégorie d'usagers; en France, la consommation de l'« usager agricole » paraîtrait tout à fait anormale; en Italie, l'hypothèse de faible consommation pour l'éclairage ou les usages domestiques est largement supérieure à la moyenne nationale.

ii) Il existe néanmoins dans le domaine de la consommation d'électricité pour les usages domestiques, agricoles, artisanaux et commerciaux, un certain nombre de points communs ayant le caractère de garanties formelles dont le bénéfice est assuré aux utilisateurs :

a) l'obligation, pour les entreprises, de publier leurs tarifs,

b) l'obligation, pour les entreprises, d'accorder le même traitement tarifaire aux usagers se trouvant dans les mêmes conditions,

c) le droit, pour l'usager, de choisir le tarif convenant le mieux à son propre type de consommation,

d) l'obligation, pour les entreprises, d'effectuer le raccordement à la demande de l'utilisateur, sauf cas exceptionnels,

e) la condition que les tarifs approuvés par l'autorité publique doivent toujours s'entendre comme

tarifs maxima, même si, dans certains pays, les prix effectifs et les prix maxima coïncident.

En outre, les structures tarifaires présentent certaines analogies qui sont indiquées ci-dessous au point 3.

TABLEAU 8

Prix du courant pour les usages domestiques, agricoles, de l'artisanat et du commerce (I)
(Prix moyens hors taxes par pays)

U.S.-cents par kWh (*)

N°	Type de consommation (3)	Belgique (4)	R.F. d'Allemagne (5)	France (6)	Italie (7)	G.-D. de Luxem- bourg (8)	Pays- Bas (9)	(10)		
1 A	Domestique faible	6,04	5,68	4,31	5,32	4,80	5,76	8,63	4,14	4,70
1 B	Domestique moyenne	4,68	3,5	3,17	4,28	3,78	4,16	4,29	2,76	3,04
1 C	Domestique forte	2,66	2,50	2,22	2,94	2,78	2,88	3,21	1,80	1,93
2	Agricole	3,44	2,83	3,12	4,18	—	2,86	3,58	2,49	2,49
3	Artisanat (11)	4,40	7,95	3,90	4,36	4,32	4,44	4,60	3,59	3,04
4	Commerce	5,46	5,30	5,47	5,59	4,54	4,93	—	4,14	4,14

(1) Voir explications détaillées dans les annexes relatives à chaque pays et prix pour chaque région dans l'annexe II, ainsi qu'aux (2).

(2) Parités : \$ 1,00 = Fb 50,00 = DM 4,00 = FF 4,937 = Lit. 625,00 = Flux 50,00 = Fl. 3,62.

(3) Voir détails au tableau 3.

(4) Prix appliqués à Louvain, considérés comme typiques du niveau moyen du TNA.

(5) Prix moyens pondérés.

(6) Minimum et maximum.

(7) Grandes villes.

(8) Restant du territoire.

(9) Région I.

(10) Région II.

(11) Les caractéristiques choisies pour ce type d'utilisateur ne sont nullement représentatives de la consommation réelle, dans le cas de l'Allemagne.

(*) Graphiques 7A et 7B, pages 61 et 63.

2. COMPARAISON DES PRIX

La comparaison des prix pour les consommateurs non industriels est présentée en résumé dans le tableau 8. Les prix détaillés par région figurent à l'annexe II.

Sous le couvert des réserves exprimées ci-dessus et au § 1, on peut dire en général que les tarifs les plus bas sont ceux des Pays-Bas, et les plus élevés ceux de la Belgique et du Grand-Duché de Luxembourg.

Une comparaison par catégorie est difficile. Même dans la catégorie des usagers domestiques, qui se présente comme étant la plus homogène, une consommation par exemple de 300 kWh par famille présente des aspects différents en France par rapport à l'Allemagne ou à l'Italie. C'est pourquoi il convient de se référer aux annexes explicatives.

Le tableau indique une dispersion allant, pour les consommations domestiques moyennes, de 2,76 cents de dollars (prix minimum des Pays-Bas) à 4,68 cents de dollar (prix de la Belgique) et, pour les grosses consommations de 1,80 cent de dollar (prix le plus bas des Pays-Bas) à 3,21 cents (prix du Luxembourg). Les écarts en général ne dépassent pas 50 % et exceptionnellement atteignent les 3/4 ou les 4/5.

Tout en étant élevé, cet ordre de grandeur ne diffère pas tellement de celui que l'on retrouve à

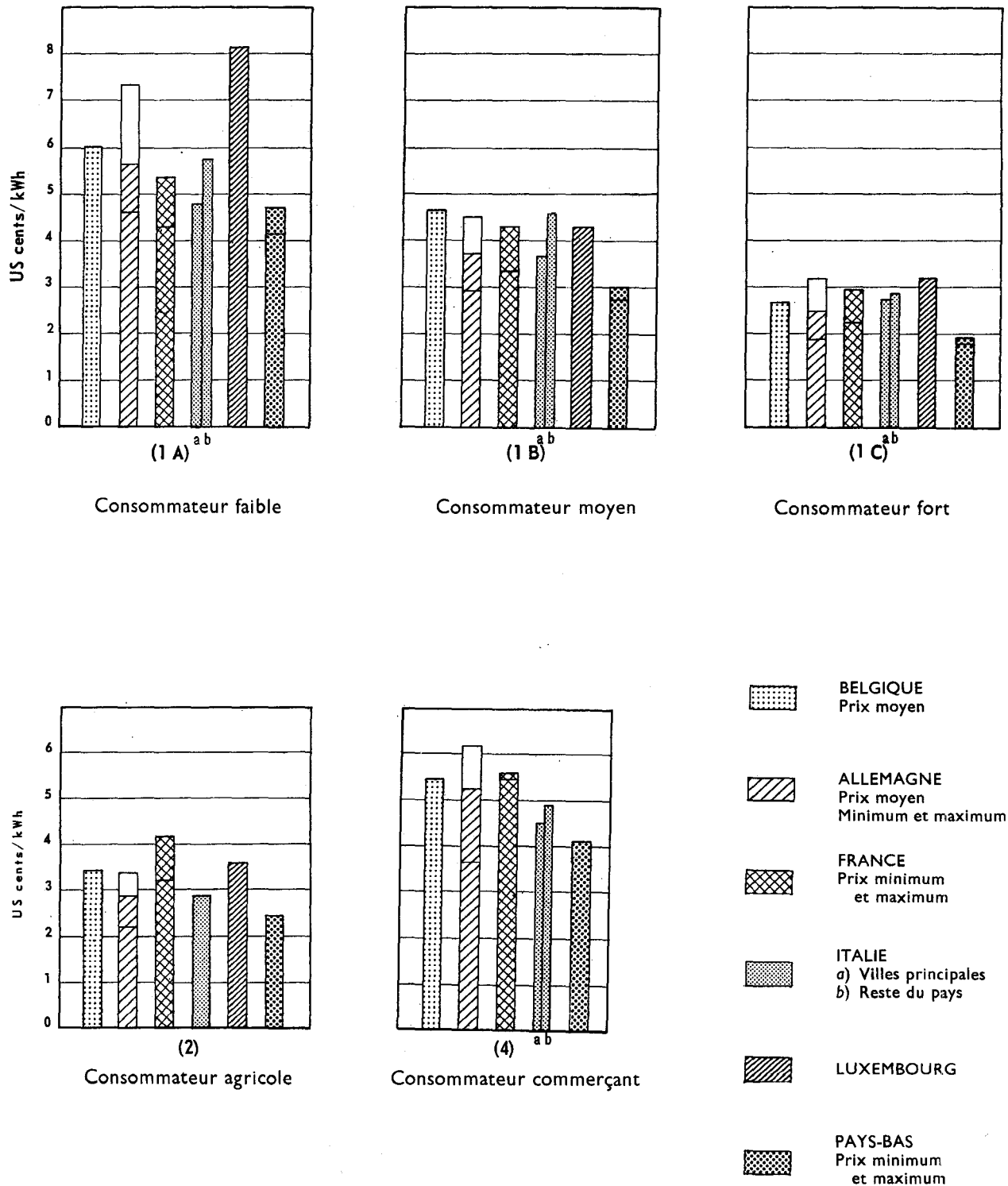
l'intérieur de certains pays de la Communauté (France et Allemagne), où la dispersion est forte, non seulement de région à région, mais aussi entre localités différentes de la même région.

Les prix de l'énergie pour les consommations non industrielles autres que destinées aux usages domestiques sembleraient, compte tenu des réserves déjà exprimées, plus rapprochés. Sauf cas spéciaux qu'il est raisonnable de ne pas prendre en considération parce qu'ils se réfèrent à des hypothèses de consommation qui ne correspondent pas à la réalité, les écarts ne dépassent pas 30 à 50 % (du moins si l'on simplifie la comparaison en prenant seulement en considération la moyenne des prix indiqués au tableau 8 pour la France, l'Italie et les Pays-Bas).

Il convient d'ajouter que le régime fiscal sur les consommations de courant destiné à l'usage domestique est assez différent de pays à pays. Nous nous bornerons à dire ici que les taxes sur les consommations domestiques sont particulièrement élevées en Italie, et dans une moindre mesure en France. Dans les autres pays, aucun impôt direct spécifique ne frappe ces consommations⁽¹⁾. Le prix réel de

(1) Les prix relevés pour l'Allemagne ne comprennent les taxes de concession qui, dans le cas des ventes aux abonnés, peuvent représenter jusqu'à 20 % des recettes brutes (voir annexe IV, § V).

Comparaison des prix moyens de vente du courant aux usagers domestiques, agricoles et du commerce



l'électricité payé par le consommateur n'est donc pas entièrement représenté puisque les prix résultant de l'enquête ne comprennent pas certains impôts.

3. INTERPRETATION DES DIFFERENCES DE PRIX

La catégorie des consommations non industrielles est très hétérogène; ce fait s'exprime clairement dans la structure des prix qui présente une dispersion sensible, non seulement de pays à pays, mais aussi à l'intérieur de chaque pays suivant le type de consommations dont il s'agit.

Il est néanmoins intéressant de noter que la différenciation des prix s'opère dans tous les pays suivant des schémas très semblables.

On observe tout d'abord dans tous les pays des tarifs plus élevés pour l'éclairage et les petites consommations ainsi qu'une certaine tendance à la dégressivité en fonction des quantités consommées. Il faut encore noter que les consommations pour le seul éclairage représentent une faible part du total consommé, et se placent dans les heures de pointe de la demande, ce qui entraîne, pour le producteur et le distributeur, des dépenses élevées d'immobilisation.

Il ressort du graphique 5 que, dans tous les pays, la catégorie qui bénéficie des prix les plus favorables est celle des installations domestiques complètement électrifiées. Elle est suivie par celle des exploitations agricoles fortement électrifiées. Dans le cas du consommateur artisanal, on constate en général des prix relativement élevés, bien que le type de consommation se rapproche fortement de celui de l'agriculture. Il est vraisemblable que des considérations sociales ou de politique économique justifient les tarifs particulièrement favorables offerts aux agriculteurs et aux consommateurs domestiques. Il convient d'ailleurs de noter que les prix portés au tableau 8 correspondent, surtout en ce qui concerne la consommation agricole, à un niveau de consommation électrique rarement

atteint à l'heure actuelle; ce fait limite la portée de la comparaison des prix d'une catégorie à l'autre.

Les disparités relevées au tableau 8 reflètent les différences de structures tarifaires de pays à pays. Ainsi la dégressivité des prix en fonction de la consommation est beaucoup plus accentuée au Luxembourg qu'en Italie et en France. Elle est aussi assez forte en Allemagne et aux Pays-Bas. Le terme fixe du tarif est donc plus élevé dans ces pays qu'en Italie et en France, et de ce fait même l'incitation au développement de la consommation unitaire est plus forte.

Les différences régionales de prix sont particulièrement frappantes dans le cas de l'Allemagne⁽¹⁾. Elles atteignent 1,3 cent de dollar dans le cas de la consommation domestique moyenne, 1,25 cent de dollar dans le cas de la consommation agricole et jusqu'à 2,5 cents de dollar dans le cas de la consommation artisanale. Cette dispersion est le reflet d'une structure caractérisée par le grand nombre d'entreprises intéressées à la distribution d'électricité. Elles élaborent leurs prix et leurs tarifs de manière autonome de sorte que de nombreuses considérations propres à chacune d'elles entrent en ligne de compte. Il est en outre courant qu'une certaine compensation soit opérée entre les prix relativement bas accordés à certains types de consommateurs; mais cette différenciation des prix n'est pas opérée de manière uniforme par toutes les entreprises d'où il résulte une dispersion, qu'on peut d'ailleurs aussi reconnaître en dépit des analogies notées plus haut dans la comparaison de pays à pays.

Le graphique 7 donne une image de la différenciation régionale des prix pour les consommations domestiques moyenne et forte.

(¹) Pour l'Allemagne, ces différences sont calculées entre les moyennes pondérées établies pour chaque Land. Les écarts réels peuvent être encore plus importants, dans certains cas.

Les prix par région figurent à l'annexe II et au graphique 7.

SECTION C

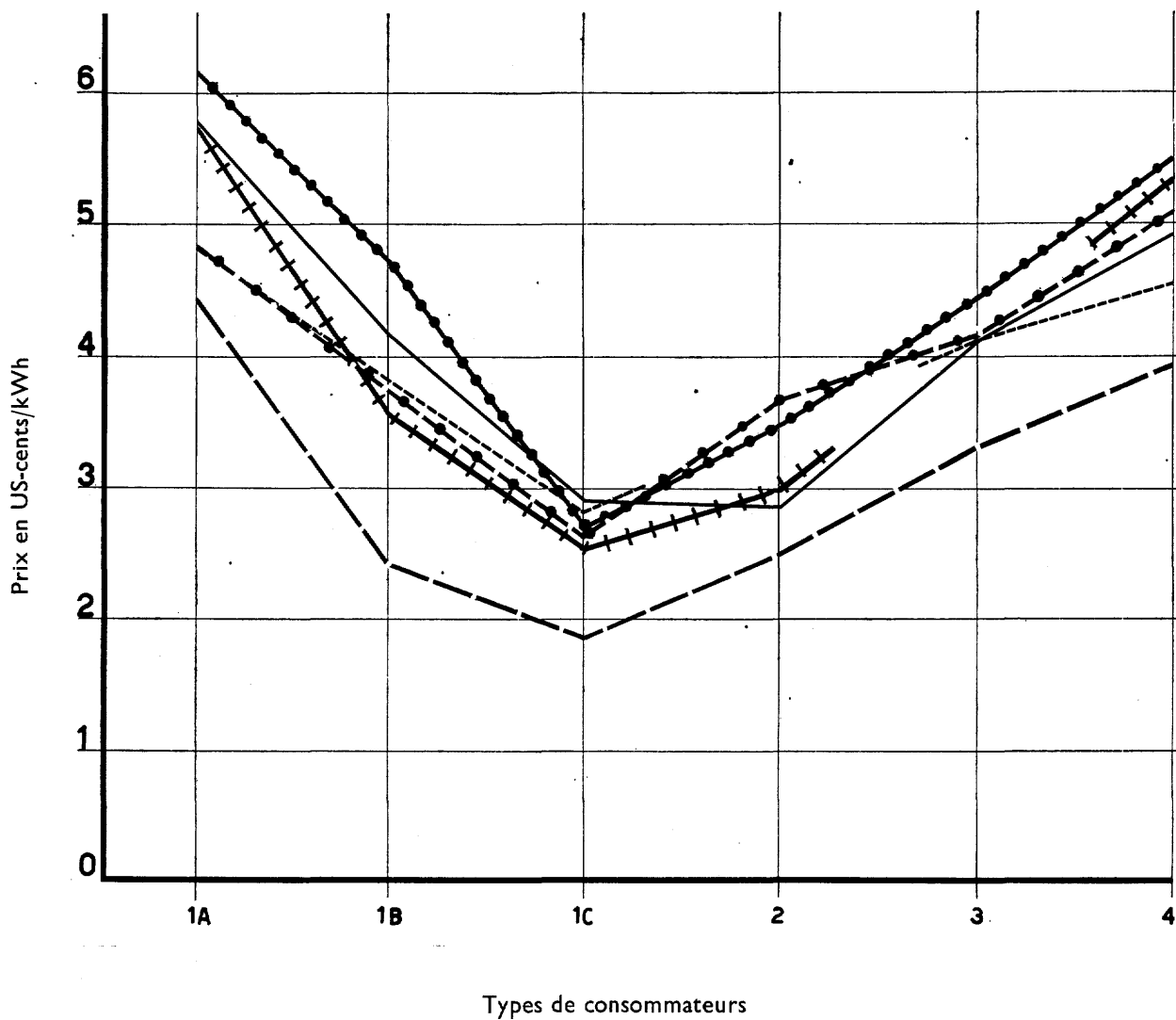
COMPARAISON SYNTHETIQUE DES PRIX

i) Les prix pour les utilisations industrielles et non industrielles doivent être considérés dans leur interdépendance car seul l'ensemble des prix pour tous les groupes de consommateurs détermine le niveau de prix dans un pays donné. Le tableau 9 donne une vue d'ensemble des prix de l'électricité pour les catégories de consommateurs les plus importantes.

Il ressort de ce tableau que les disparités plus faibles entre les tarifs non industriels se rencontrent

en Allemagne (abstraction faite du cas de l'entreprise artisanale, qui, dans la réalité, ne répond pas aux caractéristiques du consommateur fictif utilisé pour l'enquête) et les plus fortes en France à cause du niveau notoirement bas du tarif à usage industriel; les écarts vont jusqu'à 80 et 90, en Italie et aux Pays-Bas; un peu plus et, dans un cas, irrégulières (inversion entre le prix pour la consommation domestique moyenne et la consommation artisanale, en Belgique).

Différenciation des prix pour les consommateurs non industriels



- Belgique
- +—+ Allemagne
- France
- - - - - Grandes villes } Italie
- — — — — Reste du pays }
- · - · - Pays-Bas

TABLEAU 9

Prix du courant pour les catégories de consommateurs les plus importantes

Pays	Industrie			Domestique moyen	Agriculture	Artisanat	Commerce
	A/125 kW	B/1.000 kW	C/10.000 kW				
PRIX en U.S. Cents/kWh							
Belgique	2,48	1,78	1,26	4,68	3,44	4,40	5,46
Allemagne	3,15	2,00	1,28	3,50	2,83	7,95	5,30
France	1,88	1,55	1,03	3,72	3,65	4,13	5,50
Italie (1)	2,50	1,67	1,27	{ a) 3,78 b) 4,16	a) — b) 2,86	a) 4,32 b) 4,44	a) 4,54 b) 4,93
Luxembourg	2,64	1,75	—(2)	4,29	3,58	4,60	—(2)
Pays-Bas	2,32	1,54	1,13	2,90	2,48	3,29	4,14
Comparaison en indices (consommateur industriel A/125 kW = 100)							
Belgique	100	72	51	189	139	177	220
Allemagne	100	63	41	111	89	252	168
France	100	82	55	198	194	220	293
Italie (1)	100	67	51	{ a) 151 b) 166	a) — b) 114	a) 173 b) 165	a) 182 b) 197
Luxembourg	100	66	—(2)	163	136	174	—(2)
Pays-Bas	100	66	49	125	107	142	178

(1) Pour les usages non industriels : a) = grandes villes
b) = restant du territoire.
(2) Prix non communiqués.

Si l'on rapproche des autres les prix pour les usages industriels, il ressort que les usages non industriels seraient comparativement favorisés, sauf dans le cas de la France. Les prix à usage domestique « moyen » et à usage commercial seraient particulièrement bas en Allemagne, et les prix à usage artisanal particulièrement bas aux Pays-Bas.

En d'autres termes, si l'on range les divers pays suivant l'ordre décroissant des prix, on constate que cet ordre varie sensiblement d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Dans l'ensemble on constate que les Pays-Bas bénéficient des prix les

plus bas (voir tableau 10), mais abstraction faite de l'importance relative des diverses catégories de consommateurs. Il est manifeste aussi qu'en Allemagne les prix de l'électricité pour l'industrie sont relativement hauts et, au contraire, relativement bas pour les consommateurs non industrielles. Dans le cas de la France, c'est un rapport inverse qui apparaît : les prix sont relativement bas pour l'industrie et relativement hauts pour la consommation non industrielle. De toute évidence, la différenciation des prix par catégories de consommateurs correspond dans ces deux pays à des principes différents.

TABLEAU 10

Classement des pays par ordre décroissant des prix

A 125 kW	Industriel		Domestique moyenne (1 B)	Agriculture	Artisanat	Commerce
	B 1.000 kW	C 10.000 kW				
Allemagne	Allemagne	Italie	Belgique	France	Allemagne	France
Luxembourg	Belgique	Belgique	Luxembourg	Luxembourg	Luxembourg	Belgique
Italie	Luxembourg	Allemagne	Italie	Belgique	Belgique	Allemagne
Belgique	Italie	Pays-Bas	France	Italie	Italie	
Pays-Bas	France		Allemagne	Allemagne	France	Italie
France	Pays-Bas	France	Pays-Bas	Pays-Bas	Pays-Bas	Pays-Bas

ii) Si l'on divise par le volume de la consommation la recette totale pour fourniture à l'industrie et pour fourniture aux consommateurs non indus-

triels, on obtient pour les différents pays les recettes moyennes figurant au tableau 11.

TABLEAU 11

Recette moyenne par kWh dans les pays de la CEE en 1960

Catégorie	U.S.-cents/kWh				
	Belgique	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas
A Gros consommateurs	1,75	1,83	1,24	..	1,89
B Petits consommateurs	5,28	4,03	4,3	..	3,21
C Prix moyen global	2,69	2,50	1,95	..	2,33
D Rapport A : B	3,0	2,2	3,5	..	1,7

Source: Office Statistique des Communautés Européennes.

Il apparaît ainsi que les prix moyens globaux par kWh sont les plus élevés en Belgique et les plus bas en France. Ces chiffres ne sont que partiellement comparables avec ceux qui ont été recueillis par les experts, car ils comprennent aussi les fournitures sous une puissance supérieure à 10.000 kW; ce groupe de consommateurs correspond en France et en Allemagne à environ 45 % de la consommation industrielle, en Belgique à 30 % et aux Pays-Bas à moins encore. Ces très gros consommateurs bénéficient en Allemagne de prix relativement très bas, de sorte que, compte tenu de leur impor-

tance dans la consommation totale, la moyenne globale des prix allemands pour les consommations industrielles est inférieure à celle des prix néerlandais bien que, pour les catégories de consommateurs touchées par l'enquête, ce soit l'inverse.

Les prix moyens indiqués au tableau ne s'expliquent pas seulement par le niveau général des prix de l'électricité, mais aussi en fonction de la structure de la consommation et des habitudes des consommateurs en général, et des interférences en ces divers facteurs.

CHAPITRE IV

LES FACTEURS SUSCEPTIBLES D'EXPLIQUER LES DIFFERENCES CONSTATEES

Deux groupes de facteurs sont susceptibles d'exercer leur influence sur le niveau des prix de l'énergie électrique et donc d'expliquer les différences constatées au chapitre précédent.

Les uns jouent sur les coûts de production. Il s'agit de la situation économique générale, de la structure

de la production et de la consommation d'électricité. Les autres jouent sur l'écart entre coût de production et prix de vente. Il s'agit de la structure institutionnelle des entreprises productrices d'énergie électrique en ce qu'elle entraîne des contraintes ou un comportement donné à l'égard du marché.

SECTION A

LES DONNEES TECHNICO-ECONOMIQUES

Les conditions d'offre d'électricité (quantité et prix) résultent d'un certain nombre de facteurs technico-économiques relatifs à la production, au transport et à la distribution du courant électrique d'une part, à la structure même de sa consommation, d'autre part.

Pour analyser l'incidence de ces facteurs sur les coûts de fourniture du courant électrique, il est indispensable de rappeler les conditions générales de l'économie électrique.

Le coût du kWh, de manière très sommaire, peut être imputé pour 40 à 50 % aux opérations de production, pour 50 à 60 % aux opérations de transport-distribution. Cette seconde étape est donc loin d'être négligeable : les conditions de transport (distances, localisations, obstacles naturels, etc...) et de distribution (densité des utilisateurs, longueur des raccordements, infrastructure de transformation, etc...) devront être au moins évoquées à défaut d'une mesure précise de leur incidence sur le coût de l'électricité.

1. ELEMENTS RELATIFS A LA PRODUCTION

Au niveau de la production d'électricité, de nombreux éléments entrent dans la composition du coût. Outre les salaires et charges sociales, les frais généraux et redevances fiscales communes à toute activité industrielle, la production d'électricité est caractérisée par le coût particulièrement lourd de deux groupes de facteurs de production : le capital fixe productif et l'énergie primaire trans-

formée (combustibles). Il va de soi que les poids respectifs de l'un et l'autre de ces facteurs dans le coût de l'électricité dépend du mode de production envisagé. Dans le cas de l'hydroélectricité, les charges du capital (amortissement, intérêts, etc...) représentent jusqu'à 80 % du coût au niveau de la production : tout en demeurant très importantes par rapport à d'autres activités industrielles, ces charges cèdent la première place au coût des combustibles dans le cas d'une production thermique. Ce dernier facteur représente en moyenne 60 % du coût de production de l'électricité thermique⁽¹⁾. Avant d'examiner en détail ces divers éléments du coût de production, il convient donc de situer l'importance respective de ces deux modes de production d'électricité dans chaque pays de la Communauté.

i) HYDRAULIQUE ET THERMIQUE

La part respective de l'hydraulique et du thermique est très différente de pays à pays.

Sur la base d'une année d'hydraulicité moyenne, la part totale de l'électricité d'origine hydraulique dans l'énergie distribuée s'élève à 2 % en Belgique, 17 % en Allemagne, 59 % en France et 74 % en Italie. Elle est nulle aux Pays-Bas⁽²⁾.

(1) Cette évaluation a été faite en Allemagne pour une centrale thermique fonctionnant 4.000 h/an. Pour la même unité, le coût du capital représente 25 % du coût total. Dans d'autres cas, le coût des combustibles peut atteindre 80 % du coût total.

(2) Part de l'hydraulique dans :	Belgique	Allemagne	France	Italie	Luxembourg	CEE
la production des services publics	1,9 %	12,3 %	56,8 %	70,9 %	26,2 %	37,2 %
les achats aux tiers	—	4,9 %	2,5 %	1,8 %	—	3,1 %
le total de l'énergie distribuée par les services publics	1,9 %	17,2 %	59,3 %	73,7 %	26,2 %	40,3 %

Source : Office Statistique des Communautés Européennes (O.S.C.E.) — Le pourcentage d'électricité hydraulique s'entend sans pompage (ni les droits d'eau allemands en Autriche).

Même si les différences régionales qui apparaissent entre les coûts de production sont, dans une large mesure, composées par le fait que toutes les centrales alimentent un réseau commun interconnecté à l'échelle nationale, deux observations n'en doivent pas moins être faites :

— d'une part, lorsque la production hydraulique revient meilleur marché que la production thermique, le pays qui a le plus fort pourcentage de production hydraulique est mieux placé quant aux coûts,

— dans les mêmes conditions, quelle que soit l'importance de l'interconnection, les coûts de production dans les régions essentiellement hydraulique ont chance d'être plus faibles que dans les autres régions.

Les centrales hydrauliques allemandes, situées dans la région sud du pays, n'étant pas notablement avantagées par rapport aux centrales thermiques en ce qui concerne les coûts — ainsi que nous le verrons plus loin — ni l'un ni l'autre de ces deux éléments n'est susceptible d'influencer le coût de production moyen ou les coûts régionaux.

Par contre, l'importance de l'avantage que représentent les réseaux hydrauliques de la France se mesure au fait que dans les comptes de gestion d'Electricité de France, le coût du kWh hydraulique apparaît comme à peine supérieur au tiers de celui du kWh thermique⁽¹⁾.

On ne dispose pas d'informations équivalentes pour l'Italie.

ii) LE COUT DU CAPITAL FIXE

a) COUTS D'INVESTISSEMENT

La diversité des unités d'équipement hydroélectrique et l'absence d'évaluations homogènes d'un pays à l'autre ne permettent pas, pour l'instant, une comparaison significative des coûts à l'intérieur de la Communauté.

Pour les unités thermiques, par contre, un certain nombre de renseignements ont pu être recueillis. Ceux que nous livrons ci-dessous ne permettent pas une comparaison précise, mais constituent des ordres de grandeur qui situent chaque pays de la

Communauté dans un éventail des coûts de l'investissement⁽¹⁾.

Il est inutile d'insister sur le fait qu'ils sont soumis à toutes les influences qui introduisent les distorsions entre les prix des différents pays de la Communauté. Ce sont des indications valables en général pour l'année 1960 et l'on doit garder présent à l'esprit que chaque pays connaît une évolution différente dans le temps.

En *Belgique*, pour une unité de 250 MW, au charbon ou mixte, composée de deux groupes de 125 MW, le coût du kW brut installé est de l'ordre de 150 US \$. Il n'est que de 130 US \$ dans le cas d'une unité de 125 MW au fuel.

En *Allemagne*, ce coût varie entre 125 et 145 US \$ pour des unités de 300 à 400 MW au charbon en groupes de 100 à 150 MW. Il est à noter toutefois que ces évaluations ne comprennent pas les dépenses d'acquisition et reconnaissance du terrain, ni celles de rattachement de la centrale au réseau de transport.

Electricité de France, pour sa part, estime à 150 US \$ le coût de kW installé dans une unité au charbon de 500 MW en deux tranches de 250 MW chacune; ce même coût s'élèverait à 155 US \$ pour quatre tranches de 125 MW. Ces chiffres doivent être réduits de 11 % environ pour une centrale alimentée au fuel (supposée équipée de réservoirs permettant le stockage de la consommation de plusieurs mois), de 17 % pour une centrale alimentée au gaz naturel et de 9,5 % pour une centrale mixte (gas-ful oil)⁽²⁾.

Pour *l'Italie*, le coût d'installation du kW dans un groupe de 300 MW au fuel semble à peine supérieur à 100 US \$, mais s'élève à 130 US \$ pour un groupe de 150 MW mixte.

Quoique ces chiffres ne soient autre chose que des ordres de grandeur, nous constatons facilement que les évaluations belges et françaises sont assez groupées et homogènes. Ces deux pays semblent avoir des coûts d'installation sensiblement égaux avec cependant un léger avantage pour la Belgique. Les

(1) En 1959 et 1960, la production hydraulique a été respectivement de 24,8 et 30,6 milliards de kWh pour des coûts imputés de 601 et 658 millions de FF. La production thermique a été respectivement de 15,0 et 14,8 milliards de kWh pour des coûts imputés de 937 et 906 millions de FF. Il faut noter que les coûts imputés sont influencés, surtout dans le cas de l'hydraulique, par des conditions de financement qui sont examinées plus loin. L'année 1960 a bénéficié d'une hydraulique particulièrement favorable. Il est en outre bien évident que dans la production hydraulique, les coûts moyens sont très inférieurs aux coûts de développement.

(1) Pour assurer le maximum d'homogénéité dans les évaluations, les experts se sont accordés sur les bases de calcul suivantes :

— coût du kW installé *brut* — la puissance brute mesurée à la sortie des groupes de la centrale et comprenant la puissance absorbée par les services auxiliaires et les pertes de transformation,

— intérêts intercalaires exclus,

— année de référence = 1960.

Les experts ont eu la satisfaction de constater que les résultats de leur propre enquête convergiaient de manière significative avec ceux obtenus par Euratom dans le cadre d'une enquête indépendante.

(2) Source: Electricité de France — Coûts de référence = 1/4/1961.

coûts du kW installé en Italie et en Allemagne semblent, par contre, d'un ordre de grandeur sensiblement plus faible.

b) AMORTISSEMENT

Les conditions fiscales et financières prévalant dans la CEE sont encore très variables d'un pays à l'autre, et c'est ainsi que l'on rencontre, dans ce domaine, des durées de vie allant de 15 à 30 ans (dans certains cas exceptionnels des durées d'amortissement fiscal de 12 ans ont été rencontrées).

En moyenne, les durées sont les suivantes :

Belgique	= 20 ans
Allemagne Fédérale	= 17 ans
France	= 30 ans
Italie	= 20 ans
Pays-Bas	= 15 ans

Ces différences sont considérables (de 100 % dans les cas de la France et des Pays-Bas) et ont certainement des incidences sur les charges financières annuelles des entreprises, donc sur leurs coûts.

iii) LES CHARGES D'EXPLOITATION

Au niveau de la production d'électricité, la part prédominante des charges en capital que nous venons d'évoquer réduit l'importance qu'il convient d'accorder aux coûts de fonctionnement, notamment pour l'électricité d'origine hydraulique. Pour l'électricité thermique, par contre, les coûts de fonctionnement présentent un double intérêt :

— ils entrent pour une large part dans le prix de revient de l'électricité, principalement sous forme d'achat de combustibles,

— ils sont en évolution constante sous l'effet du progrès technique, particulièrement sensible dans ce secteur de production.

On envisagera donc la structure technique des équipements qui influence la part du combustible dans le coût total de l'électricité thermique, puis on rappellera l'incidence éventuelle des quelques postes principaux de la formation des coûts.

a) LA STRUCTURE TECHNIQUE DES ÉQUIPEMENTS

Deux facteurs interviennent dans la différenciation des coûts : la structure d'âge du parc thermique de chaque pays et la consommation spécifique des centrales.

1. Structure d'âge du parc thermique

Elle intervient non seulement sur les consommations spécifiques, mais sur tous les coûts de fonctionnement (dépenses de main-d'œuvre, d'entretien, de contrôle, de sécurité, etc...) dans la mesure où les unités récentes ont permis de les réduire de façon notable. Une structure d'âge plus jeune entraîne un abaissement des coûts de fonctionnement.

On peut évaluer cette structure d'âge en regroupant les puissances installées annuellement. Quelques différences apparaissent au sein de la Communauté.

La structure la plus jeune est celle du parc thermique et géothermique italien, puisque 54 % de sa puissance installée est postérieure à 1955, dont 37,4 % mise en place au cours des années 1959-1960-1961.

Elle est suivie par la France, dont la structure d'âge peut être décrite ainsi :

- puissance installée antérieure à 1950 = 26 % environ;
- puissance installée de 1950 à 1954 = 25 %;
- puissance installée de 1955 à 1960 = 49 %.

La Belgique et l'Allemagne semblent avoir une structure thermique moins jeune.

Pour le premier pays, nous relevons :

- 39 % de puissance installée avant 1950,
- 22,1 % de puissance installée entre 1950 et 1955,
- 38,9 % de puissance installée entre 1955 et après.

La structure du parc thermique allemand ne diffère guère. On peut la retracer ainsi (toujours sur base des puissances installées) :

- puissance installée antérieure à 1950 = 40 %,
- puissance installée de 1950 à 1954 = 27 %,
- puissance installée de 1955 à 1960 = 33 %.

Ces évaluations doivent être interprétées très prudemment. Elles ne prennent en considération que les investissements d'extension, or, du fait des destructions de la guerre, les investissements de remplacement ont été particulièrement nombreux et ont pu jouer le même rôle que des investissements neufs. Il n'en reste pas moins que cette structure d'âge explique la place moins importante en Allemagne que dans les autres pays des unités de production de 100 MW et plus.

Pour l'ensemble des pays, la structure du parc thermique établie sur la base des puissances installées ne traduit d'ailleurs pas très fidèlement la contribution de chaque tranche d'âge à la production d'électricité. Il est en effet normal que les groupes les plus jeunes, qui sont aussi les plus puissants, participent proportionnellement plus à la production que les groupes plus anciens⁽¹⁾.

(1) A titre d'exemple :

— En Belgique 75 % de la production thermique (en kWh) est fournie par des unités de moins de 10 ans, alors que 9 % seulement est fournie par des unités de plus de 20 ans.
— En France, l'exploitation annuelle future des centrales est prévue par le IV^e Plan dans les conditions suivantes :
Années 1 à 5 : durée moyenne d'utilisation 5.600 heures.
Années 6 à 10 : durée moyenne d'utilisation 4.500 heures.
Années 11 à 15 : durée moyenne d'utilisation 2.850 heures.
Années 16 à 20 : durée moyenne d'utilisation 1.300 heures.
Années 21 à 25 : durée moyenne d'utilisation 450 heures.

2. La consommation spécifique.

La consommation spécifique moyenne des centrales thermiques dans les pays de la Communauté ne présente pas une très grande dispersion comme l'indique le tableau 12.

TABLEAU 12

Consommation spécifique moyenne des centrales des services publics basée sur le P.C.I.

	Kcal/kWh net		
	1958	1959	1960
Belgique	3.335	3.215	2.995
Allemagne	3.360	3.260	3.140
France	2.780	2.600	2.540
Italie	3.080	2.890	(2.800)
Pays-Bas	3.185	3.100	3.035

Source : O.S.C.E.

Ce tableau appelle cependant trois groupes d'observations :

— Il s'agit ici de moyennes et il est bien certain que le progrès technique a tendance à les abaisser sans cesse. Il n'est pas utile de rassembler ici des informations, facilement disponibles du reste, sur les consommations spécifiques des centrales les plus modernes, celles-ci ayant tendance à s'identifier de plus en plus dans l'ensemble des pays.

— Les pays qui ont un pourcentage de production hydraulique élevé (France et Italie principalement) ont tendance à avoir des consommations spécifiques moyennes meilleures puisque la production thermique n'a à satisfaire qu'une partie plus faible de la consommation totale.

— Le niveau élevé de la consommation spécifique en Allemagne, ainsi qu'aux Pays-Bas et en Belgique, s'explique avant tout par le fait que, dans ces pays, la part de production assurée par des unités de 100 MW de puissance et plus, à faible consommation thermique, est relativement peu élevée. Elle représentait en effet, en 1960, 27 % en Allemagne, 20 % en Belgique, et seulement 3 % aux Pays-Bas, contre 65 % en France. A côté de cela, le fait que les centrales allemandes consomment du lignite en quantité importante joue également un rôle. L'emploi de ce combustible dans des conditions comparables entraîne, en effet, une consommation spécifique plus élevée que l'utilisation de la houille. Il faut enfin considérer que, dans ces trois pays, les centrales thermiques sont souvent affectées à la couverture de la charge de pointe, et n'atteignent de ce fait pas leur optimum d'exploitation.

b) PRIX DES COMBUSTIBLES

Plutôt que de rappeler les politiques de chaque pays en ce qui concerne les prix des combustibles, mieux vaut rassembler des statistiques constatant des situations de fait.

En Belgique, le coût de la thermie PCS pour tous combustibles d'origine belge en 1960 était de 0,0905 Fb, soit 0,18 US cent, à quai, ou 0,103 Fb, soit 0,20 US cent, préparé.

En Allemagne, les prix du charbon de la Ruhr⁽¹⁾ rendu à la centrale ont été évalués pour quelques grandes villes :

Hambourg : 0,0097 DM la thermie PCS, soit 0,24 US cent,

Francfort : 0,0098 DM la thermie PCS, soit 0,24 US cent,

Stuttgart : 0,0103 DM la thermie PCS, soit 0,25 US cent,

Munich : 0,0112 DM la thermie PCS, soit 0,28 US cent.

Pour le lignite consommé dans les centrales situées à proximité immédiate des gisements, il faut compter en moyenne un coût d'environ 0,03 DM par kg équivalent charbon, soit 0,75 US cent, ou 0,11 US cent la thermie.

En France, les prix rendus des combustibles (charbon et fuel) destinés aux centrales thermiques ont été évalués dans les travaux préparatoires au IV^e Plan. Le tableau suivant en fournit les principaux résultats par régions.

Pour sa part, Electricité de France⁽²⁾ retient comme base moyenne d'évaluation des combustibles rendus à la centrale :

— charbon national, hors TVA, en moyenne 1,07 nouveaux centimes la thermie PCS, soit 0,218 US cents. Ce coût particulièrement élevé par rapport aux évaluations du IV^e Plan citées ci-dessus s'explique par le poids du transport que retient l'Electricité de France, soit 0,192 nouveaux centimes (environ 0,04 US cent) la thermie.

(¹) Ces prix ont été calculés sur les bases suivantes :

— prix de barème départ mine, diminués de 5 à 7 % pour tenir compte des rabais qui sont pratiqués pour les consommateurs industriels (primes de quantité, de saison, etc...),

— adjonction des coûts de transport par eau pour Hambourg, Francfort et Stuttgart, par chemin de fer pour Munich,

— conversion des prix par tonne en prix à la thermie PCS.

Pour ce faire, on a utilisé le coefficient $\frac{\text{PCI}}{\text{PCS}} = 0,91$, com-

munié par les services d'Euratom. Le pouvoir calorifique des diverses catégories de charbon étant très variable, il n'est pas absolument sûr qu'un tel coefficient ne soit pas légèrement surestimé, ce qui pourrait aboutir à gonfler artificiellement les prix allemands.

(²) Source : Electricité de France — Coûts de référence — 1/4/1961.

TABLEAU 13

Prix rendu des combustibles destinés aux centrales thermiques en France

Année 1960

Régions d'utilisation	Prix à la thermie PCS rendue			
	Charbon		Fuel	
	Provenance	UScent	Provenance	UScent
Nord	Nord	0,190	Dunkerque	0,232
Basse-Seine	U.S.A.	0,194	Basse-Seine	0,228
Ouest	U.S.A.	0,194	Donges	0,300
Sud-Ouest (Atlantique)	U.S.A.	0,194	Bordeaux	0,224
Sud-Ouest (Méd.)	Tarn	0,200	Frontignan	0,286
Sud-Est	Provenance	0,190	Lavera-Berre	0,211
Alpes & Centre	Loire	0,194	Bourgogne	0,224
Région parisienne	Nord	0,206	Basse-Seine	0,234
Est	Lorraine	0,196	Strasbourg	0,239

Source : IV^e Plan — Rapport général de la Commission de l'Énergie, p. 360.

— fuel, TVA non récupérable incluse, en moyenne 1,15 nouveaux centimes la thermie, soit 0,235 US cent, dont 0,05 nouveaux centimes (0,01 US cent) de transport par thermie.

Pour l'Italie, on peut distinguer le prix rendu à la centrale selon que celle-ci se trouve implantée auprès d'un port ou à l'intérieur des terres.

Centrale côtière : charbon à 7.700 cal/kg (PCS) = 1,20 Lit.

soit 0,19 US cent la thermie,

fuel à 10.400 cal/kg (PCS) = 1,11 Lit.

soit 0,17 US cent la thermie.

Centrale à l'intérieur des terres : fuel à 10.400 cal/kg (PCS) = 1,25 Lit.

soit 0,20 US cent la thermie.

Ces prix calculés pour l'Italie du Nord doivent être augmentés de 7 à 8 % si l'on prend en considération les unités thermiques du Sud de l'Italie.

c) LES COÛTS DE PERSONNEL

Les salaires et charges sociales du personnel affecté à la production et à la distribution d'énergie électrique ne sont pas les mêmes dans tous les pays. Il suffit de rappeler à ce propos les différences qui existent dans la notion même de rémunération directe, et dans les législations relatives aux rémunérations directes et aux avantages extra-salariaux. Il peut exister en outre, dans les pays où l'électricité n'est pas fournie par une entreprise unique, des différences dans les avantages éventuellement accordés au personnel en dehors du cadre légal.

Les frais de personnel représentaient en 1960 14 % du chiffre d'affaires en Allemagne, et 23 % en France.

De toute manière, si même l'on disposait de données précises sur l'incidence des salaires dans les coûts de production, il faudrait tenir compte dans

l'interprétation de ces chiffres de la répartition de la production entre l'hydraulique et le thermique. Il faut aussi noter que les effectifs des entreprises d'électricité comprennent le personnel affecté à la distribution, et que les services publics distribuent une quantité plus ou moins grande selon les pays d'énergie produite par les centrales industrielles, qui ne supportent que des frais de distribution, dont l'incidence est plus forte⁽¹⁾.

Il resterait enfin à envisager, pour compléter cette analyse des coûts, les charges de sécurité que doivent supporter les entreprises productrices. Aucune évaluation, à notre connaissance, n'a été tentée : il ne nous est donc pas possible de préciser si elles sont plus lourdes dans un pays que dans un autre.

iv) VUE D'ENSEMBLE SUR LES COÛTS DE PRODUCTION

Les charges annuelles d'exploitation et d'entretien dans les centrales thermiques classiques sont voisines de 3 à 3,5 % de l'investissement, ce qui conduit pour des centrales de base à une charge annuelle par kW de 4,5 à 5 US \$ en Belgique, de 4 à 4,5 US \$ en Allemagne, de 5,4 US \$ en France, et de 3 à 3,9 US \$ en Italie.

Pour qu'une confrontation puisse être effectuée avec le prix du kWh vendu, il faut ramener ce coût du kW au kWh.

En Belgique, le prix moyen approximatif du kWh aux bornes des centrales s'élève à 0,60 Fb en 1960, soit 1,2 US cents/kWh⁽²⁾.

⁽¹⁾ Voir page 40 la note en bas de page sur la France.

⁽²⁾ Y compris les amortissements et intérêts sur capitaux, mais à l'exclusion des charges fiscales et de la rémunération du capital propre, soit respectivement 0,1 et 0,2 US cent environ.

En *Allemagne*, les coûts de production des différentes catégories de centrales ont été évalués en 1959 de la manière suivante :

		<i>Dpf/kWh</i>	<i>US cent/kWh</i>
Centrales au charbon anciennes	3276 h/an	5,49	1,37
Centrales au charbon modernes	3276 h/an	4,95	1,24
Centrales au lignite modernes	5480 h/an	3,23	0,81
Centrales hydrauliques modernes (éclusées en cascade)	4815 h/an	3,54	0,885

Ces coûts ne comprennent pas les frais de transport du charbon et ne valent donc très exactement que pour les centrales qui sont localisées à proximité des mines. Si on les incorpore en prenant pour exemple une centrale de la région de Munich-Nuremberg, il faut ajouter environ 1 Dpf/kWh, soit 0,25 US cent.

L'amortissement est calculé sur la valeur actuelle des équipements.

En *France*, les charges fixes annuelles d'exploitation d'une centrale thermique sont estimées par Electricité de France à 29,08 FF/kWh pour une unité de 250 MW fonctionnant 5.000 heures environ⁽¹⁾. Nous pouvons en déduire les coûts de production. La durée de vie est supposée de 25 ans et les durées annuelles d'utilisation ont été calculées telles qu'avec un taux d'actualisation de 7 % ces 25 années fournissent 48.080 heures. Compte tenu du coût déjà indiqué de l'équipement et de la calorie, nous arrivons pour une centrale de 250 MW moderne au charbon à 4,8 nouveaux centimes, soit 1 US cent/kWh environ.

D'autre part il résulte du rapport d'Electricité de France — 1960 (pp. 94 et 96) que le coût de la production thermique était de 906 millions de FF pour 14.778 millions de kWh, soit environ 1,2 US cent par kWh.

En *Italie*, si l'on se réfère à une unité récente, à puissance installée élevée, le coût moyen du kWh net peut être estimé en fonction des heures annuelles d'utilisation :

pour 3.000 heures, 6,40 liras, soit 1,02 US cent

⁽¹⁾ soit en détail

— charges d'exploitation proprement dites	
Conduite	3,85 FF soit 0,78 US \$/kW
Entretien	13,10 FF soit 2,67 US \$/kW
Frais généraux	2,82 FF soit 0,57 US \$/kW
Impôts et redevances	2,42 FF soit 0,50 US \$/kW
	22,19 FF soit 4,58 US \$/kW
— charges financières des stocks (taux 7 %)	2,82 FF soit 0,57 US \$/kW
— participation aux dépenses des services régionaux	1,65 FF soit 0,33 US \$/kW
— particip. aux dépenses des serv. cent.	2,42 FF soit 0,50 US \$/kW
	29,08 FF soit 5,92 US \$/kW

pour 4.000 heures, 5,50 liras, soit 0,88 US cent
pour 5.000 heures, 5,00 liras, soit 0,80 US cent
pour 6.000 heures, 4,60 liras, soit 0,73 US cent.

Bien entendu, si la centrale n'est pas moderne, ou si la puissance installée est relativement petite, le coût sera plus élevé.

Ces divers résultats, qui ne sont que des ordres de grandeur, ne manquent pas d'intérêt, mais n'autorisent pas de conclusions précises sur la comparaison des coûts. Le coût du kWh en France est évalué pour une centrale moderne de 250 MW, alors que subsistent encore bien des groupes de puissance inférieure et à production unitaire plus chère. L'échantillon des coûts allemands n'est pas assez large pour permettre de généraliser la comparaison. Un seul point semble assuré : l'examen comparé des divers coûts thermiques ne fait apparaître aucune différence assez sensible pour expliquer à elle seule les différences de prix de vente au sein de la CEE; bien plus, les pays qui vendent l'électricité au plus bas prix (France et Pays-Bas) auraient tendance à avoir des coûts — de premier établissement tout au moins — légèrement supérieurs⁽¹⁾.

2. ELEMENTS RELATIFS AU TRANSPORT ET A LA DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

Les coûts de transport et de distribution de l'énergie électrique représentent en général plus de 50 % des frais totaux de mise à disposition du courant. Dans des proportions de 60 à 80 %, ce coût est imputable à l'amortissement et à la rémunération du capital fixe investi dans l'infrastructure de transport et distribution de l'électricité (lignes haute et basse tension, postes de transformation, raccordements des lignes avec les installations des usagers). Le tableau 14 résume les principales caractéristiques des pays de la Communauté en matière de transport et distribution d'électricité. Il appelle néanmoins quelques commentaires.

⁽¹⁾ Cette conclusion semble confirmée pour la France par les diverses évaluations que nous avons fournies. Pour les Pays-Bas, on n'a pu obtenir de données chiffrées.

TABLEAU 14

*Éléments de comparaison des conditions de transport et distribution d'électricité dans les pays de la Communauté
1960*

	Belgique	R.F.A.	France	Italie (1)	Luxembourg	Pays-Bas
Longueur des lignes à très haute tension (km)						
220 kV	42	8.177	13.266	9.889	—	82
380 kV	—	341	524	—	—	—
Densité des abonnés aux 100 km ² de superficie desservie (consommation industrielle)	38	38	11	—	9	32
Consommation spécifique par abonné industriel (en 10 ³ kWh)	513	546	664	580	296	681
Densité des abonnés au 100 km ² de superficie desservie (consommation non industrielle ou basse tension)	10.440	7.200	3.370	5.800	3.100	9.860
Consommation spécifique par utilisateur en kWh/an	710	1.270	680	580	477	—
Longueur des lignes basse tension par abonné tarifaire (en mètres)	19	19	27	—	16	12

(1) Les chiffres de densité et de consommation spécifique par abonné, pour l'Italie, ne sont pas comparables à ceux concernant les autres pays, en raison de différences dans la définition des consommateurs industriels et non industriels.
Source : O.S.C.E.

i) LE TRANSPORT

Certes, les facteurs géographiques interviennent en premier lieu dans une comparaison des coûts du transport au sein de la Communauté. Il est indéniable que l'étendue des surfaces à desservir, l'éloignement des centres de production, hydrauliques notamment, des grands centres de consommation exigent une infrastructure particulièrement lourde. C'est le cas pour la France et pour l'Allemagne. L'Italie occupe une situation particulière. Ses grands centres industriels sont localisés dans le Nord du pays, donc à proximité des grandes sources hydrauliques des Alpes, ce qui réduit en moyenne les transports à environ 200 km. Par contre, l'électrification du Sud de l'Italie exige un développement du réseau de transport électrique considérable. La Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, pour leur part, ne connaissent pas de difficultés de ce genre.

Ces considérations ne peuvent cependant faire oublier que les facteurs géographiques ne sont pas les seuls et qu'ils sont loin d'être déterminants. L'interconnexion des réseaux de transport modifie profondément les données du problème.

ii) LA DISTRIBUTION

Outre les facteurs techniques (qualité des réseaux, rendement des postes de transformation, etc...), c'est la situation géographique des usagers qui constitue le principal facteur explicatif des différences

de coût. A cet égard, le tableau 14 fournit un certain nombre d'éléments de comparaison entre les pays de la Communauté.

Comme on pouvait s'y attendre, la Belgique et les Pays-Bas ont une densité très élevée d'usagers accompagnée d'une consommation spécifique unitaire élevée.

Si, en Allemagne, la densité est elle-même très élevée, ce qui entraîne une faible longueur de ligne BT par usager, la consommation spécifique moyenne, par contre, n'atteint pas la consommation française.

Il n'en demeure pas moins que la France ne bénéficie pas de telles conditions dans l'ensemble. C'est elle qui a la plus faible densité, tant pour les usages industriels que domestiques, ce qui entraîne une longueur des lignes BT par usager domestique supérieur de 30 % à celle de l'Allemagne.

3. LES CONDITIONS DU FINANCEMENT

Tant au niveau de la production qu'à celui de la distribution, la rémunération du capital fixe constitue le principal élément du coût de l'électricité. De manière très générale, on peut admettre que 50 à 60 % du coût du kWh sont constitués par l'amortissement du capital fixe et son taux d'intérêt. Or, le coût annuel de ce capital dépend, entre autres, des modalités de financement auxquelles recourent les entreprises de production et distri-

bution d'électricité. Une double incidence sur le coût de l'électricité en résulte :

— il est bien connu que les divers modes de financement en présence (souscription en capital, émission d'obligations, autofinancement) n'entraînent pas les mêmes charges financières. La contribution plus ou moins importante de l'une de ces modalités se répercutera donc sur les coûts;

— le financement par appel à des capitaux extérieurs (publics ou privés) est pratiqué par toutes les entreprises électriques des pays de la Communauté dans des proportions souvent très importantes. Les taux d'intérêt pratiqués dans chacun de ces pays doivent donc être confrontés. En plus de ces charges financières stricte-sensu, intervient l'incidence de l'autofinancement dont le jeu beaucoup plus complexe ne peut être négligé dans une comparaison de prix de revient.

Nous distinguerons donc, pour la clarté de l'exposé, ce qui constitue de véritables charges financières d'une part, l'incidence de l'autofinancement d'autre part⁽¹⁾.

i) LES CHARGES FINANCIERES STRICTE-SENSU⁽²⁾

a) Belgique

Au cours des années 1958-1961, les investissements électriques ont été financés à concurrence de 56 % par émission d'actions, 29 % par émission d'emprunts à long terme et 15 % par appel aux ressources propres des entreprises (réserves et provisions)⁽³⁾.

Durant la même période, le taux d'intérêt moyen des emprunts à long terme s'est élevé à 6 %, atteignant parfois 7 % pour les emprunts de 10 à 15 ans. Par contre, le Crédit Communal a accordé des prêts à 5,5 % aux intercommunales pures.

⁽¹⁾ Les renseignements fournis par chaque pays ont été complétés par une note élaborée par les services d'Euratom, à partir de sondages effectués suivant une méthode uniforme. Ici encore, sans prétendre à une exactitude absolue que les informations recueillies ne permettent pas de réaliser, il a semblé utile de livrer quelques informations.

⁽²⁾ On n'ignore pas les taux d'intérêt publiés dans le Bulletin de Statistique générale de la Communauté pour la moyenne des années 1959/1960/1961 :

	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas	Belgique
Fonds d'Etat	6,0	5,8	5,3	4,1	5,8
Obligations privées	5,6	6,8	5,4	4,1	5,4

Toutefois, si quelques-unes de ces informations recourent ce que l'on sait par ailleurs, il n'a pas semblé possible de s'en contenter, d'autant plus que la moyenne n'est pas nécessairement significative de ce qui se passe en fait dans un secteur déterminé, ici celui de l'électricité.

⁽³⁾ Evaluations faites pour les 7 entreprises privées les plus importantes qui contrôlent environ 50 % de la production d'électricité.

b) Allemagne

La structure de financement des entreprises électriques, à l'exclusion des autoproducteurs, s'est établie comme suit, au cours des trois dernières années : 32 % de participation du capital (émission d'actions), 46 % d'emprunts à long terme et 22 % d'autofinancement⁽¹⁾. Cette dernière source s'élève à 40 % si l'on prend en considération les investissements des autoproducteurs.

Le taux d'intérêt, s'il semble actuellement se stabiliser autour de 6 %, était en fait beaucoup plus élevé au cours des dernières années et avait même atteint 9 % en 1956.

c) France⁽²⁾

La règle classique des « trois tiers »⁽³⁾, qui était respectée avant les nationalisations, a été abandonnée depuis, compte tenu de l'ampleur des programmes de financement à réaliser.

Le nouveau statut juridique d'Electricité de France ne permet pas d'utiliser les moyens classiques d'appel au capital privé puisque, au terme de la loi de nationalisation, ce capital est propriété de la Nation. Les pouvoirs publics avaient cependant admis le principe de la dotation en capital, mais il faut attendre 1956 pour qu'une telle éventualité se réalise. Elle porta sur une somme de 3.150 millions de FF et s'opéra sous forme d'une consolidation de la dette d'Electricité de France auprès du Fonds de Développement Economique et Social (F.D.E.S.).

Il ne reste donc à Electricité de France que deux voies de financement : l'emprunt et le recours aux fonds propres. En fait, la première modalité se dédouble du fait de l'existence du F.D.E.S.⁽⁴⁾.

— De 1946 à 1960 inclus, Electricité de France a emprunté au F.D.E.S. 11.538 millions de FF dans les conditions suivantes :

- différé d'amortissement de 3 ans,
- amortissement en 30 ans,
- taux d'intérêt de 4,5 %,
- tableau d'amortissement tel qu'amortissement et intérêt donnent lieu à une annuité constante.

⁽¹⁾ Sondage effectué en 1958 auprès des principales entreprises alimentant le réseau public.

⁽²⁾ Nous utilisons ici un article très complet de d'Ormesson, Directeur des Services financiers d'Electricité de France, paru dans la Revue Française de l'Energie — novembre-décembre 1961.

⁽³⁾ 1/3 par le capital, 1/3 par voie d'emprunt, 1/3 par les ressources propres.

⁽⁴⁾ Le Fonds de Développement Economique et Social, approvisionné par les organismes publics, fait des prêts aux entreprises privées aussi bien que publiques, aux mêmes conditions, pour la réalisation des investissements inscrits au plan.

— Simultanément, depuis 1950, Electricité de France se porte emprunteur sur le marché financier. La part de ce moyen de financement n'a cessé de croître : 10,9 % en 1946-1955, 28,2 % en 1960. Jusqu'en 1960, le Trésor français a accordé à Electricité de France un certain nombre de facilités pour réaliser ces emprunts⁽¹⁾, mais depuis cette date tout allègement a été supprimé.

— La part des ressources propres nettes⁽²⁾, très variable, n'a jamais dépassé 24 % et se stabilise en moyenne autour de 15 %.

Cette composition du financement des investissements électriques en France explique la croissance continue de l'indice d'endettement financier⁽³⁾ d'Electricité de France, qui atteint 107,9 en 1960. Quoi qu'il en soit et jusqu'à présent, cet établissement semble avoir bénéficié de plus large facilités que dans les autres pays.

d) *Italie*

Sur les mêmes bases que ci-dessus, il résulte de certaines évaluations que les principales sources ont contribué au financement des investissements dans les proportions suivantes : actions : 50 %, emprunts : 25 %, ressources propres : 25 %⁽⁴⁾. Le taux d'intérêt des emprunts se situe généralement entre 5,5 et 6 %, mais il atteint fréquemment 7 % et plus, si l'on inclut les charges fiscales et les frais qui le grèvent.

En 1960, les dividendes distribués par les entreprises électriques ont varié entre 5,50 et 8,50 % de la valeur nominale des actions. Rapportés à la valeur boursière des titres, ces dividendes ne représentent en fait que 3 à 4 % selon des évaluations de la Banque d'Italie.

(1) En 1950 et 1951, le Trésor prenait à son compte une partie des engagements de telle sorte que les charges supportées par Electricité de France, en intérêts et amortissements, ne soient pas supérieures à celles d'un prêt du F.D.E.S.

De 1952 à 1960, l'intervention du Trésor ne consistait plus qu'en une bonification d'intérêts qui ramenait le taux réel à 5 %.

(2) Les ressources propres brutes ont deux origines : les dotations d'amortissement et la récupération des taxes sur le chiffre d'affaires incluses dans le coût des investissements. Ces ressources propres brutes sont diminuées de l'amortissement financier qui ne cesse de croître : 25,9 % des ressources propres brutes en 1959, 49,3 % en 1961.

(3) Indice d'endettement financier =

$$\frac{\text{emprunts à long terme moyen}}{\text{capitaux propres}}$$

(4) Ces évaluations n'intéressent que les sociétés privées. Leur importance dans la production électrique italienne (77 %) avant la nationalisation autorise à les tenir pour représentatives des moyens de financement. La valeur des amortissements a atteint 40 % de la valeur comptable des investissements bruts dans les bilans des entreprises d'électricité visant l'année 1960.

e) *Pays-Bas*

On peut simplement signaler que toutes les entreprises, y compris les sociétés anonymes, financent la quasi totalité de leurs investissements soit par des emprunts à long terme, soit par autofinancement.

D'après les analyses de cotations en bourse, le rendement des obligations des sociétés d'électricité est de l'ordre de 5 %⁽¹⁾.

ii) L'AUTOFINANCEMENT

Rappelons que l'ordre de grandeur de l'autofinancement varie de pays à pays : 15 % en Belgique, 22 % en Allemagne⁽²⁾, 15 % en France et 25 % en Italie.

L'incidence de l'autofinancement sur les coûts et prix de l'énergie n'a pu être évaluée rigoureusement. Sa complexité appelle néanmoins quelques réflexions.

Il semble que l'autofinancement ne soit une technique avantageuse (en ce sens qu'elle charge le moins les prix de vente) que dans la mesure où le taux d'expansion de la production est inférieur au taux d'intérêt ; dans le cas inverse, c'est-à-dire si le taux d'expansion est supérieur au taux d'intérêt, le financement par émission d'obligation chargerait moins les prix de vente⁽³⁾. Ceci suppose une fiscalité nulle et une technique de financement constante.

Si l'on introduit l'hypothèse d'une fiscalité de 50 % sur les profits, le financement par émission d'obligations devient plus avantageux à compter du moment où le taux de croissance de la production est supérieur à la moitié du taux d'intérêt.

Quant aux émissions d'actions, elles supposent, semble-t-il, une rémunération régulière du capital si les sociétés intéressées doivent procéder à des émissions fréquentes. Dès lors, elles supposent le paiement des impôts, tout comme l'autofinancement, et en outre le paiement d'un dividende équivalent aux taux d'intérêt, tout comme les obliga-

(1) *Source* : Euratom, doc. cit.

(2) Non compris les autoproducteurs.

(3) Ce raisonnement peut s'appuyer sur le modèle suivant : capital-output ratio = 3; taux d'expansion de la production = 10 % par an; on commence avec un capital de 30 et une production de 10.

	Capital	Volume de la production (sans intérêt)
Année 1	30	10
Année 2	33	11
Année 3	36,3	12,1
Année 4	39,9	13,3

Si l'expansion du capital est autofinancée, les prix de vente de l'année T doivent supporter une surcharge égale à 10 % de la valeur du capital en cette année T. En cas de financement par emprunts, on voit tout de suite que le taux d'intérêt devrait être 10 % pour constituer une charge équivalente sur les prix.

tions. Dès lors, elles ne sont certainement pas moins coûteuses que l'autofinancement. Tout ceci s'entend naturellement du point de vue de l'incidence sur les prix et n'affecte pas ce que l'on peut dire du point de vue de la sécurité financière des entreprises; à cet égard, l'autofinancement est évidemment avantageux.

Si l'on ne suppose pas constante la technique de financement, le problème devient plus complexe. Il semble en effet que le passage d'une technique d'autofinancement à une technique d'émission d'obligations doit avoir pour résultat de diminuer temporairement l'incidence des charges financières sur les prix. Inversement, le passage d'une technique d'émission d'obligation à une technique d'autofinancement devrait avoir pour résultat un gonflement temporaire de l'incidence des charges financières sur les prix.

Dès lors, pour apprécier la situation relative des divers pays, il faudrait disposer de séries continues remontant au moins à une douzaine d'années. Dans l'état actuel des documents disponibles, très peu de conclusions peuvent être tirées. Les experts ont cru néanmoins nécessaire de ne pas éluder complètement le problème.

iii) VUE D'ENSEMBLE SUR LES CHARGES FINANCIERES

A considérer dans leur ensemble les charges relatives au financement il semble que l'on puisse du moins tirer des conclusions qualitatives.

Il ne semble pas que les charges d'autofinancement, dans la mesure où on a pu les relever pour les années les plus récentes, aient comporté dans les divers pays des incidences très différentes sur les prix de revient respectifs.

En revanche il est clair que les situations relatives sont très inégales en ce qui concerne la rémunération du capital. Dans le cas d'Electricité de France, la dotation en capital est faiblement rémunérée; les emprunts contractés auprès du F.D.E.S. ont bénéficié de taux d'intérêt très modiques compte tenu des conditions d'amortissement et ceux placés sur le marché financier ont fait l'objet jusqu'en 1960 de subventions pour réduire la charge d'intérêts. Enfin, l'inflation qui n'a été maîtrisée qu'en 1957 a amoindri la valeur réelle des dettes les plus anciennes. Le reour progressif à la normale a pour effet d'accroître d'année en année l'incidence des charges financières, y compris celles afférentes aux indemnités de nationalisation dans le prix de revient d'Electricité de France. Elles sont passées de 1958 à 1960 de 15,2 % à 16,7 % de la valeur hors TVA des ventes d'énergie⁽¹⁾. Compte tenu du

fait que la production française est en grande partie d'origine hydraulique, ce sont là cependant des pourcentages très faibles.

A titre de point de repère on peut observer qu'en 1960 la part des bénéfices nets et des charges d'intérêts représentait 16,8 % de la valeur de vente de l'électricité en Belgique, alors que la production est entièrement d'origine thermique; il est vrai que si l'on tenait compte seulement des bénéfices distribués, ce pourcentage descendrait à quelque 14,5 %. Cette comparaison est assurément sujette à caution pour plusieurs raisons et notamment parce qu'elle est influencée par l'importance relative de l'énergie achetée aux autoproducteurs.

Une autre façon de procéder consiste à rapprocher les pourcentages de charges totales d'investissement (amortissements plus rémunération du capital) dans le prix de vente (moins les impôts et les participations des communes aux bénéfices) pour la Belgique et dans le prix de revient de la production thermique en France. On trouve ainsi 39 % pour la Belgique (en 1960) contre 30,9 % en France. Encore convient-il d'observer que les pourcentages français en 1959 et 1960 paraissent gonflés par des amortissements exceptionnels. Entre 1953 et 1958, les charges d'investissement totales imputées à la production thermique ne dépassaient guère 20 % de son coût de production.

Ces rapprochements fort grossiers montrent néanmoins que Electricité de France bénéficie de conditions beaucoup plus favorables que le réseau belge en ce qui concerne la rémunération du capital.

On ne dispose d'aucun chiffre pour les autres pays. Tout ce qu'on peut dire est qu'ils se situent vraisemblablement entre les situations de la France et de la Belgique, les Pays-Bas se trouvant sans doute plus rapprochés de la situation française du fait des niveaux relativement bas des taux d'intérêt.

4. STRUCTURE DE LA CONSOMMATION

La structure de la consommation n'est pas sans conséquence sur les prix de l'électricité. Bien que le cadre de cette étude ne permette pas une analyse très détaillée des interactions possibles entre ces deux phénomènes, il est utile de souligner les principaux traits de la structure de consommation dans les pays de la CEE.

i) CONSOMMATION TOTALE D'ELECTRICITE

Les conditions géographiques et climatiques, l'importance de l'équipement industriel; le niveau et le mode de vie sont les principaux facteurs dont résulte la différenciation des consommations moyennes d'électricité par habitant, indiquée au tableau 15.

(1) Rapports d'Electricité de France - 1959, pp. 38 et 44; 1960, pp. 92 et 99.

TABLEAU 15

Consommation nette d'énergie électrique par habitant en 1960
(autoconsommation comprise)

kWh par habitant

	Usages industriels	Transport	Usages non industriels	Ensemble
Belgique	1.034	67	259	1.463
Allemagne	1.400	70	484	1.954
France	1.016	78	337	1.431
Italie	662	65	239	966
Luxembourg	4.194	45	312	4.551
Pays-Bas	833	63	382	1.278
Communauté	1.034	70	354	1.458

Source: Office Statistique des Communautés Européennes.

Sans même tenir compte du Luxembourg, qui constitue un cas exceptionnel en raison de la prépondérance de la sidérurgie dans son économie industrielle, on constate que les consommations par habitant présentent des différences assez sensibles, d'un pays à l'autre. Ces différences ne peuvent d'ailleurs être appréciées indépendamment du niveau absolu de la consommation, de la nature et de l'importance des équipements. C'est ainsi que la consommation moyenne d'ensemble pour la France a une signification toute différente de celle de la Belgique, bien qu'elle soit du même ordre de grandeur.

ii) REPARTITION DE LA CONSOMMATION ENTRE L'INDUSTRIE ET LES AUTRES SECTEURS

On a donné au chapitre III un bref aperçu de la répartition de la consommation entre les principaux secteurs⁽¹⁾.

Le Luxembourg encore une fois mis à part, on constate que la répartition de l'énergie distribuée est assez homogène dans l'ensemble de la Communauté: les industries absorbent de 56 à 64 % de la consommation, les secteurs non industriels autres que le transport, de 30 à 38 %, et la traction de 3 à 7 %.

On note cependant des différences plus sensibles dans l'importance relative de l'énergie distribuée par rapport à la consommation totale finale. La présence d'une autoconsommation importante peut avoir une incidence sur les coûts dans la mesure où elle est le fait d'industries grosses consommatrices dont la demande d'électricité est très étalée. En laissant au réseau le soin de faire face aux pointes, on le contraint à un suréquipement dont le coût est réparti sur l'ensemble de la production de courant.

⁽¹⁾ Voir tableau 4, page 20.

iii) ANALYSE DE LA CONSOMMATION INDUSTRIELLE

Le tableau 16 fait apparaître un certain nombre d'écart de pays à pays, dans la répartition de la consommation entre les différentes branches d'industries. Ils ne sont néanmoins pas assez importants pour que l'on puisse en tirer de conclusions précises. De toute manière, quand bien même l'homogénéité des rubriques serait assurée, cette ventilation des consommations d'électricité ne serait pas suffisante pour résoudre le problème qui nous intéresse.

Lorsque l'on s'interroge sur les incidences possibles de la structure de consommation sur les coûts de l'électricité, on peut les envisager de deux sortes. La consommation peut intervenir d'abord par sa plus ou moins grande densité sur les coûts d'équipement (infrastructure et moyens de transport) et sur les coûts d'exploitation (volume des pertes en ligne)⁽¹⁾.

Elle peut jouer aussi par la durée moyenne d'utilisation des unités qui la composent. Toutes les caractéristiques des unités de consommation devraient alors être retenues: secteur utilisateur, dimension des unités, type de main-d'œuvre⁽²⁾, etc... Il est certain, de ce point de vue, qu'une consommation industrielle constituée principalement de grandes unités, dans des secteurs à activité continue (type métaux non ferreux par exemple), pratiquant la journée continue et le travail de nuit permet une production plus régulière à des coûts moins élevés.

⁽¹⁾ Ce problème a été évoqué à propos du transport et de la distribution d'électricité.

⁽²⁾ En France, par exemple, certaines industries à main-d'œuvre essentiellement féminine ne peuvent étaler leur consommation parce que cette catégorie de main-d'œuvre n'accepte pas le travail de nuit.

TABLEAU 16

Consommation industrielle d'énergie électrique fournie par la distribution publique en 1960 (1)

en %

	Belgique	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas
Extraction des combustibles solides	4,6	6,1	0,3	0,3	0,0
Autres industries extractives	1,2	1,6	1,9	2,6	0,7
Sidérurgie-métallurgie du fer et de l'acier	8,7	14,0	10,8	17,7	7,4
Métaux non ferreux	2,7	9,9	21,5 ⁽³⁾	1,9	1,0
Constructions mécaniques et électriques	9,8	15,9	12,1	14,3	15,0
Industries chimiques	21,4	28,3	21,1	23,1	23,7
Industries du verre, céramique, matériaux de construction	8,9	9,1	6,9	11,3	4,8
Industries alimentaires et des stimulants	7,3	3,8	3,7	7,2	9,2
Industries textile, cuir, caoutchouc et vêtements	13,6	6,4	7,8	10,6	9,1
Industries du bois et papier	4,7 ⁽²⁾	3,2	5,4	5,1	6,0
Autres industries	23,1	17,1	1,7	8,5	5,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Consommation correspondant au total (en gWh)	47.302	32.737	24.146	6.508	5.213

(1) Source : O.S.C.E. — Le secteur « transports » n'est pas inclus dans cette ventilation.

(2) Comprend uniquement les papeteries.

(3) En France, l'importance relative de la consommation du secteur des métaux non ferreux est plus forte que dans les autres pays. Cette situation semble résulter de conditions particulières à l'industrie française de l'aluminium. A la différence de ce qui existe dans les autres pays, elle ne dispose pratiquement pas d'énergie autoproduite, ce qui augmente son poids relatif dans la consommation d'énergie fournie par le réseau public. On notera d'autre part que cette industrie bénéficie, pour une grande partie de ses achats à Electricité de France, d'un régime préférentiel datant de l'époque de la nationalisation de l'électricité.

Le tableau précédent ne nous permet pas de vérifier statistiquement ces hypothèses. Il fait simplement apparaître une consommation relativement plus importante des industries de transformation en Italie, Belgique et Pays-Bas, ce qui peut être

interprété, avec beaucoup de précaution, comme un handicap. Par contre, rien dans la structure de consommation ne permet d'éclairer les différences de prix relevés entre la France et l'Allemagne.

SECTION B

LA STRUCTURE INSTITUTIONNELLE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE

Le cadre institutionnel dans lequel s'insèrent les firmes productrices d'électricité n'est pas étranger aux différences tarifaires relevées entre pays de la CEE. Ce cadre institutionnel peut intervenir sur la formation du prix de l'électricité à deux niveaux : celui de l'entreprise, elle-même, dont le statut commandera, en partie, la politique tarifaire, celui des rapports qui lient la firme productrice ou distributrice à la puissance publique. L'un et l'autre peuvent s'avérer insuffisant à expliquer la différenciation des prix : nous aurons alors recours à un troisième facteur explicatif, partiellement indépendant des deux précédents : l'attitude de la firme à l'égard du marché.

1. LES RAPPORTS
AVEC LES POUVOIRS PUBLICS

Ils se définissent par un régime d'exploitation des sources d'énergie primaire que les pouvoirs publics peuvent concéder aux entreprises d'électricité. En contrepartie, les exploitants sont tenus de respecter certaines clauses d'intérêt général et d'accepter certaines contraintes dont le coût peut affecter le prix de l'électricité produite.

i) LE REGIME DE LA CONCESSION

Ce régime définit les rapports entre les entreprises distributrices d'électricité et la puissance publique dans presque tous les pays de la CEE; il s'étend, dans certains cas, aux firmes productrices.

a) PRODUCTION

Le régime de la concession est appliquée en France, depuis la loi du 16 octobre 1919, pour l'exploitation de toutes les chutes d'eau d'une certaine puissance⁽¹⁾.

Par la loi de nationalisation du 8 avril 1946 Electricité de France reprend l'exploitation des chutes d'eau et cours d'eau sous le régime de la concession prévue par la loi de 1919. Une convention passée entre l'Etat et le concessionnaire délimite les droits de ce dernier; en contrepartie, le concessionnaire s'engage à respecter les clauses du cahier des charges.

(1) Puissance maximum de 500 kW, quelle que soit la destination de l'énergie produite, ou 150 kW, si l'énergie produite est principalement destinée aux services publics. Au-dessous, le régime appliqué est celui de l'autorisation.

En *Italie* ne sont soumises au régime de la concession que les entreprises exploitant des centrales hydrauliques⁽¹⁾. Pour un même projet, les différentes demandes sont examinées par le Ministre des Travaux Publics qui a le pouvoir d'accorder la concession au projet dont les caractéristiques représentent la solution optimum.

La concession est généralement accordée pour une durée de 60 ans, à l'issue desquels la puissance publique a le droit de prendre possession des installations sans contrepartie.

Pour les autres pays où domine la production thermique, le régime juridique est celui de l'autorisation qui permet à la puissance publique de s'assurer des caractéristiques techniques des ouvrages.

Au niveau de la production, le régime de la concession apparaît donc bien lié aux modes de production hydraulique qui utilise des richesses naturelles communes.

b) DISTRIBUTION

Monopolistique ou non, le régime de la concession, au stade de la distribution, s'est imposé dans tous les pays de la CEE, à l'exception de l'*Italie*⁽¹⁾.

Il présente le principal avantage d'apporter une solution aux multiples problèmes juridiques que pose l'utilisation de la voie publique pour le transport et la distribution du courant électrique.

Belgique

Le régime de concession est en fait dépassé depuis 1925 par un régime d'association (les intercommunales mixtes) entre les sociétés privées de production et les pouvoirs locaux.

Ce régime, qui comporte en général sous forme de participation aux bénéfices une rémunération assez importante des pouvoirs publics locaux pour l'autorisation d'exploiter, n'a pas remédié aux nombreux inconvénients découlant de l'émiettement du territoire en un grand nombre de zones de distribution dont la taille devint rapidement incompatible avec celle des unités de production moderne.

Ce régime a été à son tour dépassé par des accords sui-generis entre les entreprises de production et de distribution d'électricité d'une part, et de l'autre les syndicats et la Fédération des Industries Belges. Pour faire face à ces obligations contractuelles, les sociétés productrices et distributrices d'électricité se sont placées sous la direction d'un comité de gestion unique.

(1) Ce rapport a été élaboré avant que ne soit votée la loi de nationalisation de l'énergie électrique.

Allemagne

Les entreprises de distribution d'électricité ne jouissent d'aucun monopole de droit mais, par le régime de la concession, elles détiennent, chacune dans leur région, une situation de monopole.

Un contrat de concession est conclu après négociation entre les entreprises d'approvisionnement en électricité et la collectivité publique intéressée. Par cet acte, le propriétaire de la concession autorise l'entreprise d'approvisionnement à utiliser les moyens nécessaires et lui accorde une sorte de position de monopole en s'engageant à ne concéder le même droit à aucune autre entreprise pendant la durée du contrat. Souvent, on convient du versement d'un droit de concession qui constitue la contrepartie versée à la collectivité publique⁽¹⁾.

France

Le régime de la concession est repris par la loi de nationalisation. Il s'applique à Electricité de France et aux quelques régies ou entreprises d'économie mixte qui ont échappé à la nationalisation. Sous ce régime, le concessionnaire obtient :

- le droit d'utiliser la voie publique pour le transport et la distribution d'électricité (l'autorité concédante gardant néanmoins le droit d'exiger la modification des installations avec ou sans indemnité selon les cas),
- un monopole de fait sur la distribution d'énergie électrique,
- une situation de concessionnaire privilégié (loi de 1906 qui lui assure un certain nombre de droits dans ses rapports avec les tiers (expropriation, droit de passage, d'ancrage, d'implantation, etc...)).

Italie

Aucune concession n'existe en ce qui concerne le transport et la distribution d'électricité⁽²⁾.

Dès 1894, une loi sur les servitudes légales a réglementé ces problèmes. La construction et l'exploitation des lignes électriques n'exigent qu'une demande d'autorisation auprès de l'Administration, qui s'assure de la bonne exécution technique des installations.

Il découle de cette situation qu'aucune entreprise ne peut prétendre à un monopole même local : dans certaines villes, plusieurs entreprises de distribution entrent ainsi en concurrence.

Pays-Bas

En règle générale, un seul concessionnaire par localité a le droit de distribuer le courant.

(1) Ce dernier point est examiné en fin de paragraphe.

(2) Nous envisageons, bien entendu, la situation antérieure à la loi de nationalisation.

En plus de ce qui vient d'être dit concernant chaque pays, il faut noter que le régime de la concession entraîne presque toujours le versement par les sociétés distributrices d'une redevance aux autorités concédantes. C'est vrai pour la Belgique, pour les producteurs d'hydro-électricité en Italie, et surtout pour l'Allemagne où cette redevance peut atteindre des sommes très élevées⁽¹⁾.

Il n'est pas douteux qu'un tel prélèvement puisse influencer sur le prix de l'électricité. A cela il faut encore ajouter, bien qu'il soit beaucoup plus difficile de le chiffrer, le coût des contraintes qui découlent du régime de la concession.

ii) LES CONTRAINTES IMPOSEES PAR LES POUVOIRS PUBLICS

En contrepartie des avantages qu'elle lui accorde par le régime de la concession, la puissance publique impose généralement au concessionnaire un certain nombre de contraintes liées au caractère public du service qu'il est censé accomplir.

Néanmoins ces contraintes affectent inégalement les entreprises dans leurs fonctions de production et de distribution selon les pays.

a) PRODUCTION

En France, sa situation administrative et sa qualité de producteur d'électricité astreignent le concessionnaire à une série d'obligations :

— il doit assurer la sauvegarde des intérêts généraux en participant aux ententes ayant pour objet l'exécution de travaux d'intérêt collectif dans un même bassin fluvial,

— il doit conserver des réserves d'eau et d'énergie et être en mesure de répondre aux réquisitions d'énergie pour les besoins des services publics.

Dans les autres pays, où le régime de la concession ne couvre que le stade de la distribution, les producteurs d'électricité ne sont soumis à aucune contrainte particulière mis à part le contrôle technique de leurs installations⁽²⁾.

(1) Elle représente en deçà d'un maximum fixé par la loi, un certain pourcentage des recettes brutes de distribution déterminé par convention entre les collectivités locales et les sociétés distributrices, qui varie pour les abonnés avec l'importance de la localité desservie :

— de 25.000 habitants : 10 % des recettes brutes, de 25.000 à 100.000 habitants : 15 % des recettes brutes, de 100.000 à 500.000 habitants : 18 % des recettes brutes, + de 500.000 habitants : 20 % des recettes brutes.

Pour les non-abonnés, elle est uniformément au taux de 1,5 %. En fait, des limites interviennent : elle n'est perçue que lorsque le volume des réserves de la société est suffisant et que son capital propre est rémunéré au moins à 4 %.

(2) Nous rattachons l'obligation de fourniture aux contraintes liées à la distribution bien qu'on puisse aussi les analyser dans ce paragraphe.

b) DISTRIBUTION

Plus nombreuses que les précédentes, elles font généralement l'objet de clauses dans le cahier des charges, dans le cas de la concession ou de règlements d'administration publique, si seule l'autorisation est exigée.

On peut néanmoins les regrouper en quelques rubriques principales.

1. Obligation de fourniture

Elle est sanctionnée juridiquement dans tous les pays de la CEE, même si aucune loi ne le stipule expressément.

En Allemagne, le Ministère fédéral de l'Economie peut aller jusqu'à interdire toute activité à une entreprise qui n'est pas en état d'approvisionner les usagers et charger une autre entreprise d'assumer cette tâche. Certaines limites peuvent cependant être introduites : en Belgique, par exemple, le concessionnaire est en droit d'exiger de l'abonné éventuel une consommation annuelle minimum.

Il est évident que l'obligation de fourniture constitue une charge pour le producteur et se répercute sur ses prix. Aussi en Italie, les entreprises distributrices d'électricité, approvisionnées en énergie d'origine hydraulique, ont été amenées à prendre des participations dans des sociétés alimentées en électricité d'origine thermique pour parer aux ruptures éventuelles, lors des années de faibles hydraulicités.

2. Respect de l'égalité devant le tarif

En France, le concessionnaire est tenu d'appliquer des tarifs identiques pour tous les abonnés placés dans les mêmes conditions de puissance, d'horaire, d'utilisation, de consommation, de durée d'abonnement.

Dans tous les autres pays de la CEE, la même règle semble prévaloir bien qu'il soit plus difficile d'en vérifier l'application, compte tenu de la multiplicité des firmes productrices et distributrices, de l'absence d'un tarif unique, ou de la part beaucoup plus importante occupée par l'autoproduction.

3. Contrôle des tarifs par la puissance publique

Deux méthodes sont généralement utilisées : la fixation de prix maxima et l'indexation du prix ou d'un de ces éléments au moins dans le cas des tarifs binômes.

En France, les deux méthodes sont utilisées; en Allemagne, l'élément variable du tarif ne peut être augmenté qu'après approbation par l'administration; en Belgique, les barèmes de tarif jusqu'à 1.000 kW de puissance sont obligatoirement soumis à approbation administrative; en Italie, le Comité interministériel des prix fixe une limite maximum en deçà de laquelle les entreprises peuvent vendre librement.

Ces diverses contraintes sont assez voisines d'un pays à l'autre; il ne semble donc pas que l'on puisse y trouver un élément décisif pour expliquer les différences de prix précédemment relevées entre pays de la CEE. Les unes ou les autres peuvent simplement infléchir une tendance que d'autres facteurs déterminent par ailleurs. Parmi ceux-ci, le régime juridique des entreprises elles-mêmes mérite que l'on s'y arrête.

2. REGIME JURIDIQUE DES ENTREPRISES

Outre la place plus ou moins importante de l'auto-production précédemment rappelée, la structure de la production et de la distribution d'électricité diffère d'un pays à l'autre. Des indications concernant les différents régimes juridiques ont été données dans la section A du chapitre I.

Le fait qu'une entreprise soit privée, publique ou d'économie mixte ne suffit certainement pas à

expliquer les différences de prix relevées d'un pays à l'autre. Le statut juridique n'est pas pour autant étranger à la politique des prix que pratique la firme même, si ces prix ne sont pas entièrement libres, mais soumis à des contrôles plus ou moins étroits de la puissance publique. Ce statut conditionne en partie l'attitude du distributeur vis-à-vis des consommateurs et limite son degré de sujétion à la puissance publique.

Il ne suffit évidemment pas à expliquer les différences de prix. Tant au stade de la production qu'à celui de la consommation, l'Allemagne possède un grand nombre d'entreprises publiques ou à participation majoritaire des pouvoirs publics sans avoir pour autant une électricité bon marché. L'Italie et la Belgique, où dominent les entreprises privées, vendent l'électricité à un prix plus élevé qu'en France (production et distribution nationalisées), mais inférieur à celui de l'Allemagne.

SECTION C

CONCLUSIONS

Les principaux éléments passés en revue dans ce chapitre et les appréciations qualitatives auxquelles ils ont donné lieu sont repris au tableau 17 dans une présentation synthétique.

Comme il est impossible de leur donner une pondération quelque peu exacte, on ne peut préciser jusqu'à quel point ils expliquent les différences de prix constatées.

Il est cependant manifeste que la conjonction de ressources hydrauliques importantes et de faibles

charges financières jouent un rôle décisif dans l'explication des prix relativement bas d'Electricité de France, d'autant plus que ces deux facteurs se renforcent l'un l'autre. Le jeu en sens inverse des mêmes facteurs contribue dans une large mesure à expliquer le niveau élevé des prix allemands.

Mais il serait osé d'affirmer que toute l'explication se trouve dans l'influence de ces éléments de coût.

TABLEAU 17

Situation relative des divers pays par rapport à divers éléments de coût

	Belgique	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas
Ressources hydrauliques	défavorable	défavorable	très favorable	très favorable	défavorable
Coût des appareils	relativement défavorable	favorable	défavorable	très favorable	---
Consommation spécifique	moyenne	défavorable	très favorable	favorable	moyenne
Prix des combustibles	moyenne	défavorable sauf le cas du lignite	défavorable	moyenne	favorable
Densité des réseaux de distribution	favorable	favorable	défavorable (sauf Nord et Est du pays)	défavorable (sauf Nord du pays)	favorable
Charges financières et fiscales	relativement peu favorable	défavorable	très favorable	relativement peu favorable	favorable
Taille des réseaux	moyenne	variable suivant le cas	favorable	variable suivant le cas	relativement peu favorable

Plus précisément on peut penser à trois types d'écart entre prix et coûts :

- ceux qui seraient dus à des bénéfices excédant la rémunération normale du capital,
- ceux qui résultent des charges fiscales et des prélèvements des communes,
- ceux qui résultent de la différenciation des prix selon le volume de la consommation.

i) Une appréciation circonstanciée sur le premier type d'écart exigerait à elle seule une étude complexe pour laquelle on ne dispose pas du minimum indispensable de données.

La Belgique est le seul pays pour lequel on ait des chiffres exacts. La rémunération totale du capital (intérêts plus bénéfice net atteignait en 1960 18,7 % de la valeur de la production nette des charges fiscales et des participations bénéficiaires des communes. A un taux de capitalisation de 6 %, cette rémunération correspondait à un capital représentant environ 3,5 fois la valeur de la production. Pour interpréter ce chiffre il convient d'avoir à l'esprit que la valeur du capital nécessaire à la production et à la distribution de l'énergie d'origine thermique est en général estimée entre 3 et 4 fois la valeur de la production annuelle (capital-output ratio).

Ces chiffres n'autorisent pas à conclure à une sur-rémunération du capital en Belgique.

On a vu plus haut comment la rémunération du capital d'Electricité de France se compare à celle du réseau belge. Compte tenu de l'importance des investissements hydrauliques en France et du fait que le réseau de distribution français est moins dense, il y a de bonnes raisons de penser que le capital d'Electricité de France est encore sous-rémunéré.

Pour les autres pays, aucune base d'appréciation chiffrée n'existe.

On ne peut davantage tirer de présomption du jeu des facteurs institutionnels : le régime de concession ne varie guère d'un pays à l'autre et répond avant tout à des problèmes spécifiques posés par la production et le transport de courant électrique ; le régime juridique des entreprises, en évolution d'ailleurs, aussi bien en Belgique qu'en Italie, tend vers une participation plus active des pouvoirs publics dans un domaine où s'impose un pouvoir coordinateur.

Le clivage public-privé se présente immédiatement à l'esprit. Dans une certaine mesure, l'Allemagne et la France s'opposeraient ainsi à l'Italie et à la Belgique. Mais les données présentées tout au long de ce chapitre montrent que cette classification ne conduit à rien. Le caractère public ou privé de la firme ne suffit pas à expliquer son comportement. Si l'entreprise privée n'a pas de raison de chercher

autre chose que la maximisation de son profit (encore faut-il tenir compte de son appartenance éventuelle à des groupes financiers, de son souci de puissance, de sécurité, des contrôles de prix qui lui sont imposés, etc...), l'entreprise publique peut adopter des comportements divers, chacun assorti d'un critère spécifique : le profit (ou la rente institutionnelle) en cas de monopole fiscal, le bas prix de vente (assorti éventuellement d'une subvention compensatrice des pertes), l'intérêt général sous l'une ou l'autre de ses conceptions possibles (par exemple sa conception parétienne de l'égalisation des prix de vente et des coûts marginaux de développement).

Le recours à tel ou tel critère n'est pas lié automatiquement à un statut institutionnel privé ou public.

Electricité de France se rattache incontestablement au troisième critère, la loi de nationalisation lui ayant imposé le service de l'intérêt général et ses dirigeants l'ayant défini de cette manière. Dans cette perspective, le profit (éventuel) est purement résiduel et ne sert en rien de critère de gestion.

Cette situation institutionnelle et cette logique de comportement, joints aux facilités financières consenties dans le passé récent par les pouvoirs publics français et aux mesures de rationalisation internes que permettent à Electricité de France ses dimensions même expliquent que celle-ci puisse fournir aux consommateurs industriels français de l'électricité à des tarifs relativement faibles, tout en payant ses équipements plus cher que dans les autres pays de la Communauté. Le régime d'Electricité de France apporte ainsi un double avantage au profit de l'industrie française.

Il en va bien différemment lorsque l'autorité est exercée par les communes. Elles semblent en général pousser les entreprises à augmenter leurs taux de profit dans la mesure où, contractuellement, elles perçoivent un certain pourcentage de bénéfice. Dans quelque pays que ce soit, les soucis quotidiens des communes tendant à leur donner un comportement financier de type très traditionnel⁽¹⁾.

Entre ces deux extrêmes de nombreuses situations intermédiaires sont concevables. Il se peut que s'y rattachent en particulier les entreprises privées si les pouvoirs publics ou l'opinion interviennent pour orienter leur comportement dans le sens d'une autolimitation des profits.

ii) Le deuxième type d'écart se rattache bien entendu au problème des rapports entre les entreprises d'électricité et les pouvoirs publics. Il va de

(1) On notera en France, à ce sujet, les grandes difficultés que rencontre l'Electricité de France pour mettre en place un nouveau tarif basse tension.

soi que là où les pouvoirs publics considèrent l'industrie de l'électricité comme une source de revenu, un écart apparaît nécessairement entre les prix et les coûts. Cet écart peut naître concrètement de l'incidence d'une taxe : c'est le cas en France et surtout en Italie, où les pouvoirs locaux opèrent sur l'électricité à usage non industriel des prélèvements fiscaux particulièrement importants. Ce type d'écart n'est pas enregistré dans le présent rapport puisque l'enquête a porté sur les prix hors taxes. Mais, l'écart peut naître aussi de l'impôt sur les bénéfices et entraîner inévitablement les entreprises à accroître leur marge de profit dans la mesure où celles-ci, contraintes de recourir au marché de capitaux pour financer leur investissement, doivent par conséquent rémunérer leurs actionnaires. Enfin, les participations des communes aux bénéfices ou les redevances des concessions contribuent aussi à disjoindre les prix des coûts. En Belgique, les charges fiscales et les participations bénéficiaires des communes n'ont pas représenté moins de 10 % du prix du kWh en 1960. L'incidence de ces deux

derniers types de charge apparaît dans les données chiffrées de ce rapport.

iii) Le troisième type d'écart, enfin, concerne l'incidence de la différenciation des prix ou des tarifs suivant les volumes de la consommation. Cette différenciation conduit à des écarts entre les prix et les coûts dans la mesure où elle n'est pas fondée sur la structure même des prix de revient, mais résulte au contraire soit du comportement du producteur-distributeur cherchant à maximiser son profit par la discrimination dont l'économiste Colson a naguère élaboré la théorie, soit encore des équilibres de forces qui s'établissent dans les relations de marché à des niveaux plus favorables au gros qu'au petit consommateur.

Cette « discrimination » que s'interdit Electricité de France du fait de sa conception de l'intérêt général explique que les différences de prix de vente, entre la France et l'Allemagne par exemple, s'atténuant pour les longues utilisations sous forte puissance.

CHAPITRE V

LES CONSEQUENCES DES DIFFERENCES DE PRIX DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

L'intérêt d'avoir cherché à préciser les différences entre les prix de l'énergie électrique pratiqués dans les six pays de la Communauté tient aux conséquences que ces différences sont susceptibles d'exercer sur l'ensemble de l'activité économique des pays membres, et en particulier aux distorsions qui risquent d'être aussi créées. Il est donc indispensable d'indiquer quelques-unes de ces conséquences possibles, même s'il n'est pas de l'objet direct de cette étude d'approfondir ce point.

On n'oubliera pas, ce faisant, que le caractère même de cette étude limite les conclusions qu'il est possible de tirer des informations recueillies dans les chapitres précédents.

Cette limite tient d'abord à ce qu'on a envisagé isolément le prix de l'électricité. Or, celle-ci n'intervient, sauf usages spécifiques bien déterminés, que comme une source d'énergie parmi d'autres entre lesquelles le chef d'entreprise a la possibilité de choisir. Des conclusions véritables ne pourraient donc être tirées que d'une étude générale consacrée à l'influence du prix de l'énergie.

Mais une autre limite provient aussi du caractère

statique de cette étude. Elle constitue une coupe dans le temps, mais ce qui importe, c'est beaucoup plus encore le dynamisme de l'industrie de l'électricité. Compte tenu de la complexité croissante de l'industrie moderne et en particulier de la longueur nécessaire de son horizon d'anticipation, le chef d'entreprise se détermine beaucoup plus sur ce qu'il prévoit que sera le prix de tel input dans un temps plus ou moins éloigné, sur la tendance des prix, que sur les prix actuellement pratiqués. De plus, les tendances peuvent être parfois cumulatives. Supposons qu'une baisse de prix (ou une disponibilité meilleure) en un point déclenche un accroissement de densité de la consommation. Celui-ci, à son tour, entraîne une nouvelle baisse de prix, etc... Le genre même d'étude ici réalisée ne permet pas de préciser ces tendances. Elles sont très difficiles à mettre au jour du reste, sauf pour la France, où le IV^{ème} Plan précise justement l'évolution à atteindre.

On distinguera le secteur de la consommation industrielle et le secteur de la consommation domestique.

SECTION A

LE SECTEUR DE LA CONSOMMATION INDUSTRIELLE

Deux méthodes d'analyse se présentent. L'approche globale qui cherche un lien entre le rythme de croissance et le prix de l'énergie électrique, et une approche sectorielle du problème.

1. L'APPROCHE GLOBALE

Les études ne manquent pas qui ont voulu voir dans le faible prix de l'électricité un facteur de croissance économique. Le thème de l'énergie à bon marché a des chances de plaire à ceux qui en consomment — c'est-à-dire à tout le monde — et surtout à ceux qui en consomment beaucoup⁽¹⁾.

Il ne serait évidemment pas suffisant de rejeter cette affirmation, en prétextant que l'Allemagne, dont on ne saurait nier qu'elle soit hautement industrialisée en comparaison d'autres pays de la Communauté, ni prétendre que son rythme de croissance soit particulièrement faible, connaît des prix

relativement élevés de l'énergie électrique. On pourrait en effet répondre que l'Allemagne a bénéficié de facteurs autres (tels que la disponibilité sur son territoire d'un pôle aussi puissant que celui de la Ruhr, pour n'en citer qu'un) et d'influences suffisantes pour compenser celle qu'a pu exercer le prix de l'électricité.

On pourrait en effet contester cette argumentation sommaire en faisant observer que jusqu'à présent des frontières économiques existaient qui empêchaient l'influence des prix de l'énergie de s'exercer de pays à pays au sein de la CEE. Il n'y a même pas besoin d'invoquer l'hypothèse des grands classiques sur l'immobilité des facteurs de production pour prendre cette attitude. Il est donc très intéressant de pouvoir bénéficier de travaux permettant des confrontations régionales dans un cadre national⁽¹⁾.

(¹) Il est évident que le thème de l'énergie comme matière première à bon marché est un cas beaucoup plus fondamental.

(¹) Nous utiliserons pour ce faire un rapport du Conseil supérieur français de la construction de juillet 1961, directement inspiré de travaux menés depuis 2 ans à l'Institut Economique et Juridique de l'Energie de Grenoble.

En France, une liaison a été cherchée entre le prix de l'énergie électrique et la fraction de la population active engagée dans l'industrie de transformation, département par département.

Les conclusions ne sont pas très nettes. Certes, une incompatibilité semble exister entre un prix élevé de l'électricité (et de l'ensemble des combustibles, ce qui est encore plus significatif) et une industrialisation étendue, mais les régions dans lesquelles le prix de l'énergie (a fortiori celui de l'électricité) est faible ne sont pas nécessairement plus industrialisées que les autres.

Cette double constatation est un facteur d'incertitude. D'une part, elle permet de penser que le prix de l'électricité est éventuellement un frein quand il est trop élevé, mais qu'il ne constitue pas nécessairement un moteur. D'autre part, elle oblige à se demander si le prix de l'électricité est la variable explicative ou la variable expliquée.

En effet, en introduisant la consommation d'électricité, on aperçoit une double liaison, positive entre consommation d'électricité et degré d'industrialisation, négative entre consommation et prix de l'électricité. Rien de ceci n'étonne. La disponibilité de l'énergie est une condition de l'industrie ou (mais comment choisir) l'industrie a induit le développement de la production électrique. A nouveau on reste dans l'impossibilité de choisir entre trois interprétations :

— les entreprises fortement consommatrices d'électricité s'installent, toutes choses égales par ailleurs, là où elle est le meilleur marché,

— dans les zones géographiques de bas prix, les industries peuvent se laisser aller, plus qu'ailleurs, à gaspiller de l'électricité,

— l'existence d'une forte densité de consommation permet de mettre en place de grosses unités de production fonctionnant à plus bas coûts de production et avec les dépenses minima de transport. Il est manifeste que le prix relativement faible de l'électricité dans la Ruhr s'explique en grande partie par la forte densité de consommation. Autrement dit, une telle étude ne permet aucune conclusion utilisable.

Aux Etats-Unis, on dispose de deux documents fort intéressants dus respectivement à Mason⁽¹⁾ et à Barnett⁽²⁾.

Mason constate, en étudiant chacun des 48 Etats des Etats-Unis, une liaison faible, mais légèrement croissante entre le revenu moyen par personne (qui peut être un indice d'industrialisation) et le prix de l'électricité (évalué indirectement).

(1) Mason et collaborateurs : « Besoins en Energie et Développement économique ». Rapport P/02-ONU - Conférence de Genève, 1955.

(2) H.J. Barnett : « Atomic Energy in the U.S. Economy. A Consideration of certain industrial, regional and economic Development Aspects ».

Barnett prend en considération la fraction de la population active occupée dans l'industrie et le prix de l'énergie vendue à l'industrie manufacturière. La corrélation est voisine de zéro et Barnett déclare (p. 229) : « L'évidence est qu'il n'y a pour les U.S.A. aucune corrélation significative entre les coûts de l'énergie et le degré de l'industrialisation ». Craignant que l'Etat ne soit une unité trop vaste, il a examiné un très grand nombre de petites zones et il en conclut (p. 232) : « La localisation de l'industrie n'est pas influencée par l'énergie à bon marché ».

Encore faut-il interpréter soigneusement ce que l'on peut tirer des travaux de Mason et Barnett. On ne doit pas oublier que les Etats-Unis ont une structure industrielle tout à fait spécifique. Elle est relativement homogène sur une grande partie du territoire et les distances entre régions très éloignées jouent un rôle considérable. A étudier le prix de l'énergie seul, il semble qu'il ne joue pas de rôle positif puisque, jusqu'à la 2ème guerre mondiale, on préférerait transporter le gaz texan plutôt que de l'utiliser au Texas⁽¹⁾. Mais ce qui était en cause plus sérieusement, c'était une comparaison entre un coût de transport du gaz et un coût de transport du produit.

Or, au sein de la Communauté Economique Européenne, les distances sont bien moindres, ce qui est susceptible de renforcer l'importance relative des écarts entre les prix de l'énergie.

Dès lors, si intéressantes que soient ces premières ébauches de réflexion sur ce problème et compte tenu de leur petit nombre, deux conclusions d'étape peuvent être proposées :

— il est difficile d'extrapoler à partir de si peu de renseignements, mais une étude suffisamment approfondie demanderait à être faite pour elle-même et il est très probable que l'influence des prix de l'électricité devrait y être étudiée en liaison avec l'influence du prix de l'énergie de manière générale,

— surtout, cette méthode d'approche se révèle très insuffisante. Constater qu'il n'y a pas de lien entre le prix de l'électricité et l'industrialisation reste une observation beaucoup trop superficielle. Les prix moyens de l'électricité ne signifient pas grand-chose et nous avons vu que les écarts de prix diffèrent selon les pays.

Ils sont beaucoup moins importants pour la consommation de type C sous 10.000 kW que pour la consommation de type A sous 125 kW, et l'on peut penser que ces écarts se réduisent encore, ou s'inversent, pour les plus gros consommateurs. On peut également supposer que les industries grosses consommatrices d'énergie sont susceptibles — ce qui

(1) Cf. Prix de l'Energie et Croissance — Rapport de travail de l'Institut Economique et Juridique de l'Energie de l'Université de Grenoble, cahier n° 1bis, 1961.

semble par ailleurs être le cas, si l'on regarde les applications de leurs produits, pour l'électrochimie et l'électrometallurgie — d'exercer une action motrice sur l'ensemble de leur environnement régional ou même national. Le prix de l'électricité peut dans ce cas exercer une action déterminante même dans un pays où le prix moyen est relativement élevé (avec une forte dispersion selon les fournitures) et même si, en général, et par le fait même, il ne semble pas y avoir de lien entre prix moyen de l'électricité et niveau d'industrialisation. Il faut donc passer d'une approche globale à une approche sectorielle du problème.

2. L'APPROCHE SECTORIELLE

Sachant que l'on ne dispose pas des enquêtes statistiques⁽¹⁾ suffisamment détaillées pour traiter convenablement de ce problème, on peut le poser de la manière suivante. Chercher l'influence du prix de l'électricité selon les différents secteurs revient à s'interroger sur son influence sur les fonctions de production de chacun de ces secteurs. Le prix de l'électricité agira en déterminant des substitutions, qui peuvent être de trois types :

- substitution à des phénomènes de transport par influence sur la localisation,
- substitution à de la main-d'œuvre par l'influence sur la modernisation et le progrès technique,
- substitution à d'autres sources d'énergie (ce qui impliquerait que cette enquête ne soit pas limitée au prix de l'électricité).

Sans qu'il soit possible d'aborder dans le détail chacun de ces points, on est néanmoins en mesure de préciser la manière dont le problème pourrait être posé.

i) L'INFLUENCE SUR LA LOCALISATION

a) Deux observations préalables doivent être faites :

— Cette analyse ne peut, statistiquement, reposer que sur la part du prix de l'électricité dans le coût de production des différents produits. Mais il faut au préalable choisir si l'on vise la consommation directe ou la consommation totale d'électricité⁽²⁾.

⁽¹⁾ Une difficulté spéciale de l'analyse sectorielle réside dans la définition des secteurs. Il faut choisir un agrégat. Or, la dépense d'énergie peut être variable suivant les différentes phases du processus de production et les agrégations verticales masquent ces différences. Il en est de même d'agrégations horizontales.

⁽²⁾ La consommation d'électricité *directe* est celle dont le fabricant d'un produit fait figurer explicitement le coût dans son compte d'exploitation. Mais le même fabricant utilise des demi-produits et supporte des charges de transport. Ces coûts comportent à nouveau une certaine part d'électricité. Enfin, les immobilisations, qui interviennent par les amortissements, contiennent aussi des dépenses d'électricité. L'ensemble de ces trois types de charges donne la consommation d'électricité *totale*. Inutile d'insister ici sur les difficultés de son évaluation, qui n'est possible qu'en utilisant l'inversion de tableaux d'échanges inter-industriels.

En ce qui concerne la localisation à l'intérieur d'un pays, on pourrait se contenter de l'électricité directe dans la mesure où, toutes choses étant égales par ailleurs, elle est la seule à intervenir sur la décision du chef de firme. Mais lorsqu'il s'agit de la localisation entre plusieurs pays, les choses ne sont pas aussi simples. Raisonnant sur le choix fait par une entreprise, c'est encore l'électricité directe qui intervient seule, l'électricité indirecte étant incorporée dans les prix des autres facteurs de production. Raisonnant au contraire sur la totalité d'une industrie, il faudrait considérer l'électricité totale, mais ce cas est beaucoup trop théorique pour être retenu. On se contentera donc ici de l'électricité directe.

Encore les données relatives à la part de l'électricité directe dans les coûts sont-elles très variables d'un pays à l'autre. Cette dispersion dont témoigne le tableau 18 s'explique à son tour par deux groupes de considérations au moins :

D'une part, ces informations sont le plus souvent établies à partir des travaux de comptabilité nationale et en particulier des tableaux d'échanges inter-industriels. Tant qu'aucune harmonisation de ces documents n'est réalisée à l'échelle des six pays de la Communauté, les secteurs ne sont pas nécessairement l'objet d'une définition identique d'autant plus que leurs subdivisions ne sont pas poussées au même degré selon les pays. Dès lors, la comparabilité des sources est très largement contestable. Une grande prudence s'impose de ce fait dans l'interprétation.

D'autre part, cette disparité des données est aussi due, en partie au moins, à la différence dans les prix de l'électricité. Ainsi, pour n'en prendre qu'un exemple, dans le département de l'Isère, les produits sidérurgiques intègrent 1,3 % de coût d'électricité contre 0,8 pour la France entière, les produits de la première transformation de l'acier 1,6 contre 1,1, les fibres artificielles et synthétiques 2,6 contre 3,5, etc... Dès lors, que les deux variables ne sont pas indépendantes, tout travail analytique nécessite une grande prudence. On ne peut en particulier affirmer sans plus que le pays où la part du prix de l'électricité est la plus élevée soit celui où l'on consomme le plus d'électricité. En réalité, il faudrait pouvoir inverser les termes du problème, c'est-à-dire comparer les structures industrielles des zones à prix d'électricité faibles et des zones à prix d'électricité élevés, en même temps que les techniques respectivement utilisées. Encore faudrait-il pouvoir isoler l'influence du prix de l'électricité, chose fort difficile car il peut y avoir un certain parallélisme entre les zones à prix élevé d'électricité et les zones dépourvues de sources de base (ce qui accroît les charges de transport), le prix élevé de l'électricité pouvant ici s'expliquer aussi par une faible densité des consommations.

TABLEAU 18

Part de l'électricité dans le prix de revient des divers produits
(en % du chiffre d'affaires)

	Allemagne (1) (2)	Belgique (3)	France (4)	Italie (5)	Pays-Bas (2) (6)
Produits de l'agriculture		0,6	0,3	0,17	
Produits des ind. agric. et alim.		0,3	0,3	0,59	
Matériaux de construction		2,3	2,6		1,2
Verre		2,0	2,9		
Minerai de fer			3,4	2,35	
Produits sidérurgiques		1,2	0,8		
Aluminium	} 2,3	} 1,2	15,5	} 4,98	
Cuivre			2,9		
Autres métaux non ferreux			4,4		
Produits de la première transformation de l'acier	2,2		1,1		
Machines et appareils mécaniques	0,6		1,8	} 1,10	
Machines et appareils électriques	0,3		0,7		
Automobiles et cycles	1,2		1,0		
Constructions navales	1,1		1,3	0,72	
Produits chimiques minéraux		} 3,9	6,0	} 2,64	
Produits chimiques organiques			2,0		
Produits de la parachimie			0,4		
Produits pharmaceutiques			0,3		
Matières premières textiles artificielles et synthétiques			3,5		
Ouvrages en caoutchouc et amiante		2,4	1,4	1,65	1,6
Fils et filés		} 1,3	1,2	} 1,20	
Ouvrages en filés			0,7		
Habillement			0,4		
Cuir et peaux		0,8	0,6	0,34	
Bois bruts et bois sciés			0,8	1,35	1,1
Papiers et cartons		3,0	1,7	3,68	1,4
Presse et éditions		0,8	0,2	0,74	0,9
Bâtiment et travaux publics			0,2	0,22	
Transports ferroviaires			} 1,3	4,95	
Transports routiers et fluviaux		} 0,4			
Transports maritimes et aériens				0,4	
Services rendus principalement :					
aux entreprises		} 0,7	0,1	} 0,7	
aux particuliers			0,7		
Services de santé		0,4	0,8		
Commerce		1,2	0,6	8,85	

(1) Ces chiffres proviennent d'une enquête sur les coûts d'énergie effectuée auprès des industries de la ville de Hambourg en 1959. Ils indiquent l'importance des coûts d'énergie électrique par rapport au chiffre d'affaires.

(2) Il s'agit de l'énergie électrique achetée : l'énergie autoproduite est donc exclue.

(3) Il s'agit en réalité d'un ordre de grandeur à utiliser avec beaucoup de prudence.

(4) Chiffres extraits du rapport de M. P. Maillet : L'Apport de la Comptabilité nationale aux Etudes sur l'Energie, présenté au 1^{er} Colloque franco-italien d'économie de l'énergie, organisé à Grenoble par l'Institut Economique et Juridique de l'Energie, du 4 au 7 avril 1962.

(5) Les chiffres italiens regroupent les charges d'électricité et d'eau (source : Cao-Pina, Cuglia, Righi, Paretti : Struttura e Prospettive dell'economia energetica italiana, Rome 1960, tableau 10, annexe 4).

(6) Source : O.S.C.E.

Quoiqu'il en soit, on constate que, sauf exception, pour les métaux non ferreux en particulier, l'incidence du prix de l'électricité sur le prix de revient des produits industriels n'excède pas 4 %, ce qui reste faible.

De ce point de vue, du reste, il serait facile de faire apparaître trois groupes : les industries à consommation intensive d'électricité, les industries de base où l'électricité joue un rôle non négligeable quoique jamais dominant, les industries de transformation où la part des dépenses d'électricité est très restreinte.

Toutefois, affirmer que la part du prix de revient afférente à l'électricité est faible ne signifie nullement que le prix de l'électricité soit sans aucune influence. En particulier, au sein de la Communauté Economique Européenne, les structures de production étant très semblables, les moindres éléments de coût interviennent sur les conditions de la concurrence. Une somme de petites différences peut finir par être significative. Le prix de l'électricité n'intervient jamais seul, ce qui conduit à une seconde observation préalable.

— Parmi les coûts que tout entrepreneur cherche

à minimiser — compte tenu de l'approvisionnement en matières premières et outillage considérés comme une donnée — lorsqu'il étudie sa localisation optimale, on peut distinguer les dépenses de transport, les dépenses d'énergie et les dépenses de main-d'œuvre.

Les dépenses de transport sont incontestablement les plus importantes, ce qui explique que la théorie de la localisation (Palander, Isard, Predöhl) les ait privilégiées. Dès lors, la main-d'œuvre et l'énergie jouent le rôle d'éléments perturbateurs entraînant une déviation, un écart.

Le problème de l'électricité ne peut donc être isolé, et il s'agit de comparer les économies réalisables sur l'énergie et les pertes qu'une nouvelle localisation entraîne en matière de transport.

Ceci étant, il faut distinguer les secteurs dans lesquels les dépenses d'électricité sont telles que des économies peuvent y compenser des charges additionnelles de transport et les autres secteurs à dépenses d'électricité n'excédant pas 4 % du coût de production total.

b) Dans le cas des secteurs à dépenses d'électricité élevées, comme l'électrochimie et l'électrometallurgie, l'expérience prouve que l'économie d'électricité compense — et au-delà — la charge additionnelle de transport, même lorsque celle-ci est particulièrement forte. Les installations de FRIA en Guinée et d'ALUCAM à Edéa (Cameroun) le montrent à l'évidence. La même constatation se fait aux Etats-Unis : les industries de l'aluminium se localisent dans les centres industriels à bon marché, en dépit des coûts de transport additionnels⁽¹⁾. Cette tendance explique que jusqu'en 1930 l'industrie allemande de l'aluminium se soit localisée à la frontière suisse où elle bénéficiait des possibilités d'importation d'électricité hydraulique en provenance de Suisse. En France, la même industrie s'est implantée dans les vallées alpestres de Tarentaise ou de Maurienne.

Il ne faut en effet pas restreindre ces considérations au cas de l'aluminium. De manière générale, l'implantation des entreprises grosses consommatrices d'électricité est évidemment fonction des possibilités, donc des prix favorables, de production de courant. C'est ainsi que les entreprises chimiques telles que la Knapsack-Griesheim AG et les industries de métaux non ferreux telles que la Vereinigte Aluminium Werke AG, toutes deux grandes consommatrices de courant, se concentrent en Rhénanie du Nord-Westphalie, c'est-à-dire dans la région d'Allemagne où les prix du courant sont les plus bas. Il en va de même de Péchiney, qui

quitte ses implantations traditionnelles pour profiter des bas prix du gaz de Lacq⁽¹⁾.

De ce point de vue, l'enquête déjà citée de Schurr et Marschak est pleine d'enseignement. La fabrication du chlore et de la soude caustique qui exige 8 % d'électricité ne se localise pas pour autant sur d'autres considérations que sur celles du coût de transport. Le seuil minimum d'influence dominante est donc relativement élevé. Par contre, si le superphosphate ordinaire se localise en fonction des transports (sur le lieu des débouchés car la matière première, même si elle est plus lourde, supporte un coût de transport moins élevé), le superphosphate double, qui requiert cependant plus de minerai, montre une localisation qui n'est ni nécessairement sur la source de matière première ni sur le lieu des débouchés, car le coût de l'électricité est déterminant dans le four électrique. Enfin, dans un tout autre secteur, le coût de production de la brique intègre bien de l'électricité pour 20 % — ce qui témoigne de techniques fort différentes des techniques européennes —, mais les charges de transport, du fait du poids, deviennent si vite prohibitives que le lieu du débouché, et donc le coût de transport, exercent une influence prépondérante.

Il ne pouvait être question dans cette étude de se livrer à une enquête aussi détaillée sur la situation dans les six pays de la Communauté Economique Européenne, en particulier parce que l'on a dû se contenter d'informations extrêmement limitées sur les prix pratiqués pour les consommateurs appelant de très grosses puissances, les seuls visés ici.

Le cas de ces très gros consommateurs soulève un problème d'ordre général au sujet de la structure des tarifs d'électricité. L'acceptation d'une forte discrimination des prix⁽²⁾, qui fait supporter des prix relativement élevés au petit consommateur permet d'offrir des prix acceptables pour ces gros

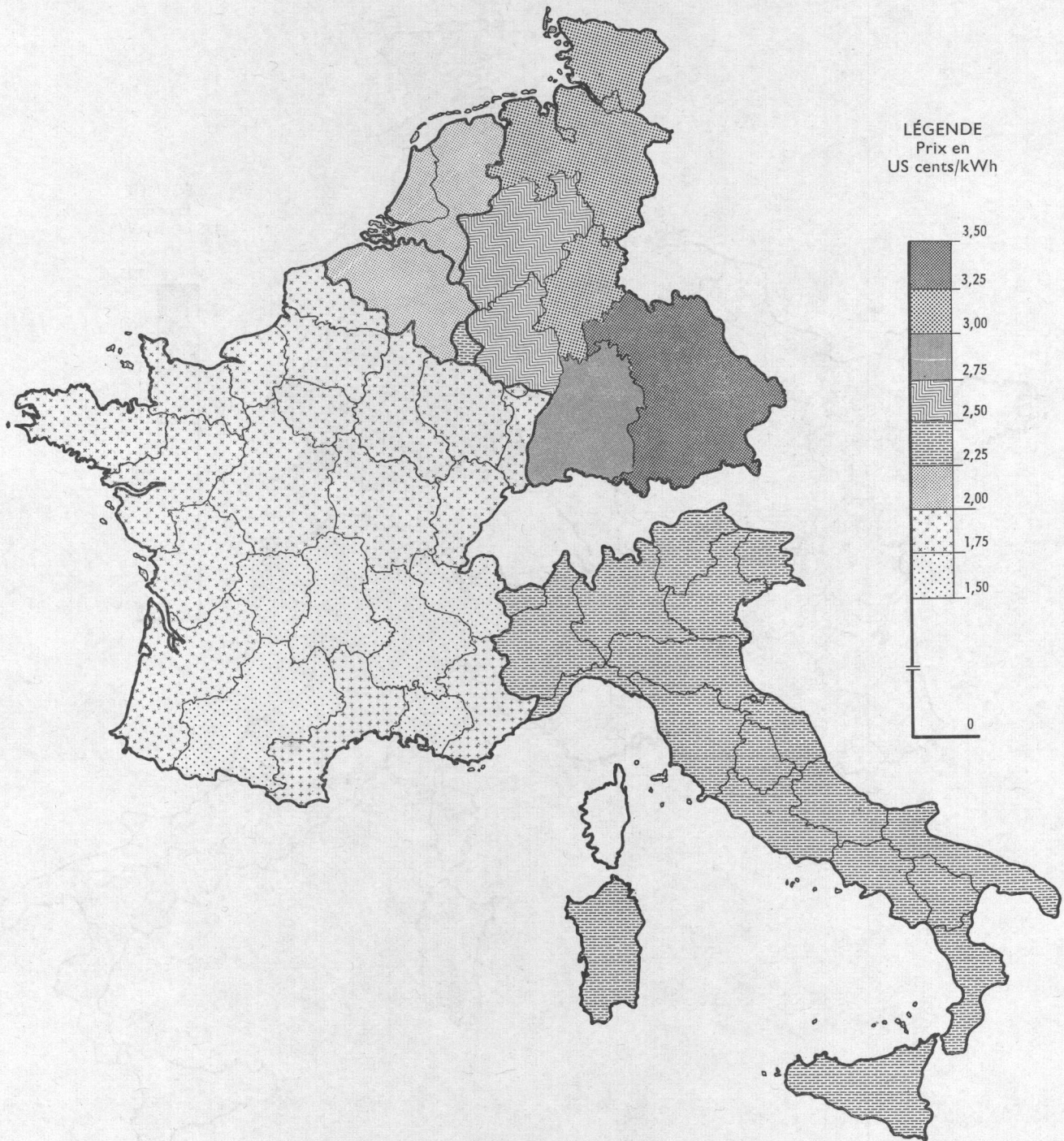
(1) S. Schurr et J. Marschak — *Economic aspects of atomic power*. Commission for Research in Economics, Princeton, 1950.

(1) On sait que Péchiney a financé deux groupes de 125 MW gérés par EDF et utilisant le gaz de Lacq. Péchiney paie le courant au coût marginal mais bénéficie par le fait même de la bonification consentie de 1 nouveau centime (soit 0,2 US cent) par m³ de gaz utilisé.

(2) Cette discrimination peut être volontaire lorsque la firme productrice est liée à la firme grosse consommatrice (ces liaisons sont de multiples sortes dans le capitalisme moderne). Elle peut être voulue aussi en application de la théorie du monopole de Colson (faire supporter au client tout ce qu'il peut supporter). Elle peut être imposée aussi à la firme productrice ayant un bargaining power relativement moins élevé à l'égard de la firme dont la localisation dépend du prix de l'électricité. On observera que l'interdiction réglementaire de la discrimination ne peut avoir d'efficacité que si l'on définit la non-discrimination par un principe économique de tarification. Sinon, les fournitures toujours différentes peuvent trop aisément justifier la différenciation. Et comment distinguer valablement différenciation et discrimination hors d'une définition économique (par exemple), le principe du coût marginal, à condition de définir rigoureusement celui-ci.

Différenciation régionale des prix du courant à usage industriel

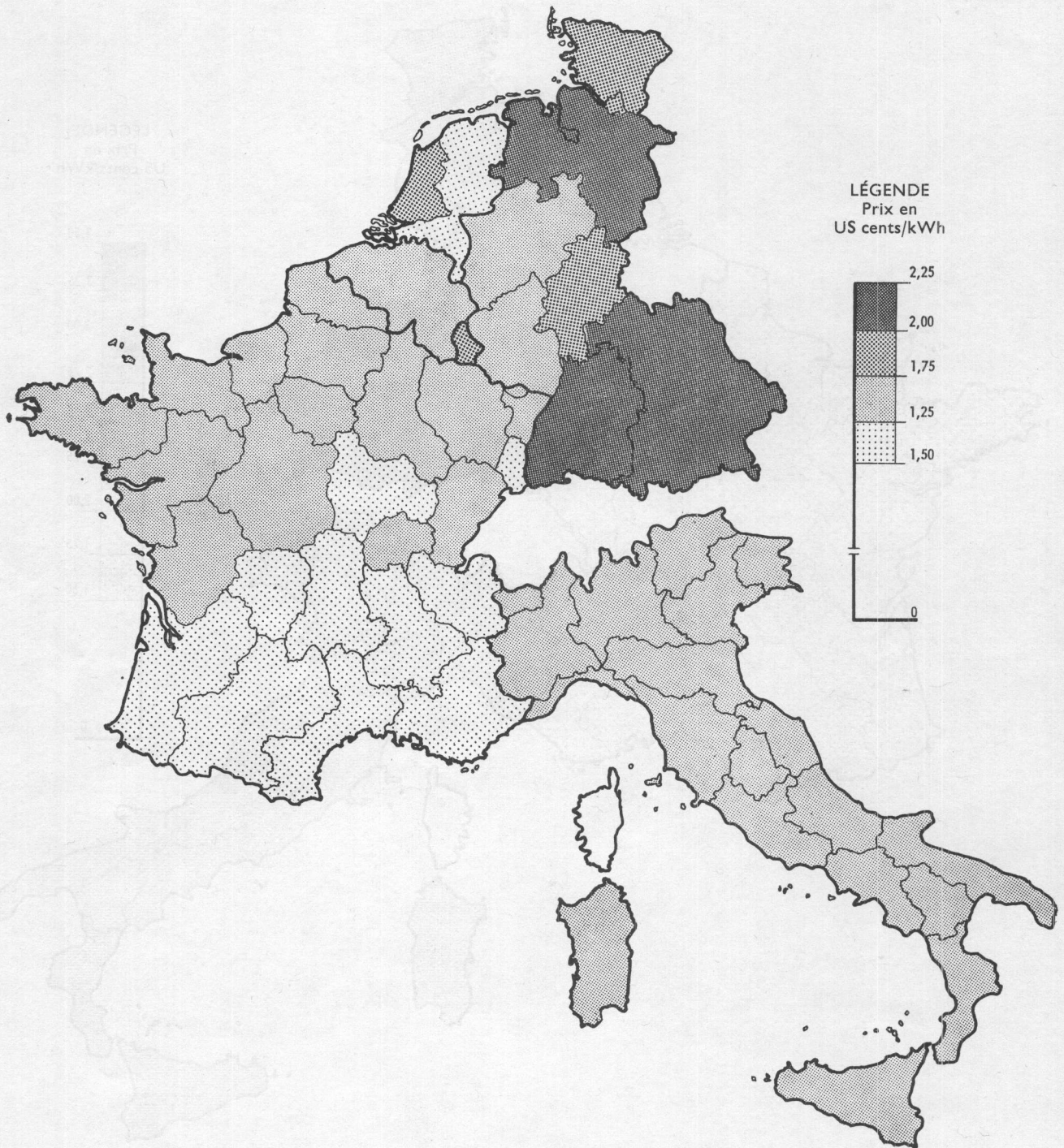
A. Consommateur-type A 1.900 heures
sous une puissance de 500 kW



Cas non envisagé pour la Corse.

Différenciation régionale des prix du courant à usage industriel

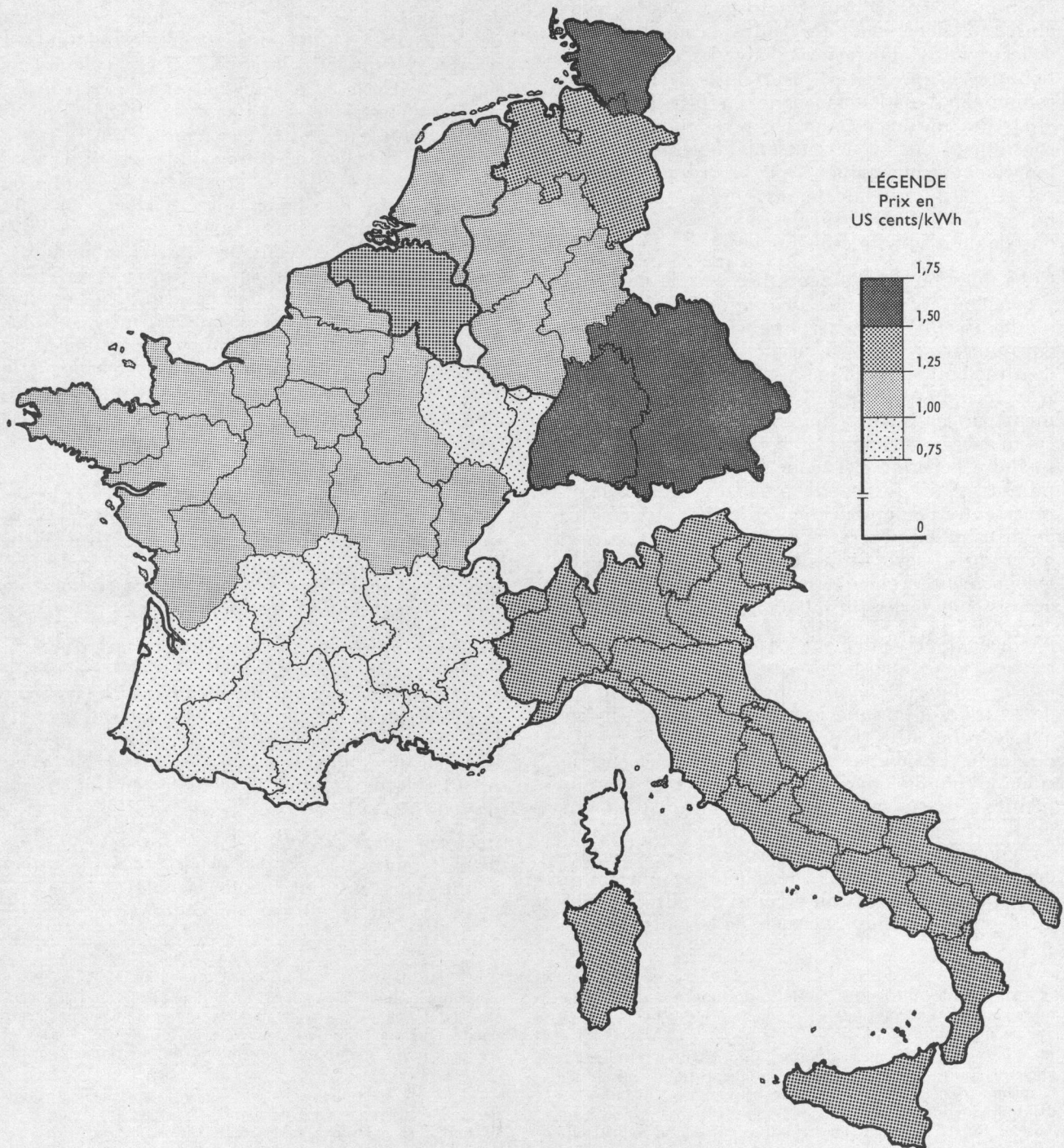
B. Consommateur-type B 4.300 heures
 sous une puissance de 1.000 kW



Cas non envisagé pour la Corse.

Différenciation régionale des prix du courant à usage industriel

C. Consommateur-type C 6.600 heures
sous une puissance de 10.000 kW



Cas non envisagé pour le Luxembourg et la Corse.

consommateurs. Sans aucun doute la structure tarifaire allemande est-elle favorable à ces industries qui ne peuvent plus envisager de s'installer en France dans le cadre du Tarif Vert. Il n'appartient pas à cette étude de porter un jugement de valeur : elle ne peut que constater. Il est clair que, dans le cas français, ces industries ne risquent pas de vivre ainsi au détriment des autres consommateurs d'électricité. A l'inverse, à l'appui d'une tarification très dégressive, on peut faire valoir que la communauté nationale gagne en bénéficiant des effets de croissance induits par ces industries qui constituent souvent de puissants moteurs du développement économique, sans perdre par ailleurs s'il est bien vrai que le prix de l'électricité n'a que peu d'influence sur les autres secteurs d'industrie ou d'activité économique.

Cette question est d'ailleurs liée à celle de l'autoproduction⁽¹⁾. En effet, une entreprise forte consommatrice d'électricité, localisée par hypothèse dans une région où l'électricité livrée par le réseau de distribution publique est relativement chère, n'est pas nécessairement liée à l'approvisionnement par les services publics. S'il existe des sources d'énergie primaire à bon marché, elle peut produire l'énergie électrique dans des installations propres. Ainsi se pose le problème de la concurrence entre l'autoproduction et l'achat aux réseaux de distribution. On serait en droit de penser alors qu'un prix élevé influencerait faiblement le développement économique, mais conduirait à un accroissement des installations d'autoproduction.

Nuancé, ce raisonnement est encore plus juste. Il ne peut jouer que dans les régions où l'électricité est thermique⁽²⁾, et seulement si la construction de centrales électriques est libre. De même, il faut que le volume de consommation soit à la mesure des unités modernes de production d'électricité, sinon le coût de l'autoproduction ne serait pas compétitif. Plus on va et plus le recours à l'autoproduction risque d'être difficile. En outre, la construction d'une installation propre représente une dépense non négligeable de capital et une entreprise peut hésiter à utiliser ainsi ses disponibilités au détriment d'une extension de ses installations

(1) Au-delà des difficultés de définition rigoureuse de l'autoproduction (énergie fatale, production de vapeur, etc...) qui ne nous intéressent pas ici.

(2) Le cas de l'Italie serait ainsi intéressant à étudier. A l'origine, une forte intégration oligopolistique faisait de beaucoup d'installations hydroélectriques des installations d'autoproduction (comme dans les vallées des Alpes françaises). Puis il devint évident qu'une entreprise industrielle ne pouvait envisager — sauf rarissime exception — de construire son propre barrage. Mais à nouveau les possibilités ouvertes par le méthane à l'électricité thermique sont susceptibles — sauf à connaître les termes de la loi de nationalisation — de rouvrir cette possibilité de l'autoproduction.

de production. Enfin, l'autoproduction ne peut dispenser de recours accidentels au réseau public et ces recours se font à des tarifs toujours beaucoup plus élevés que les tarifs normaux (cf. Tarif de secours en France). On ne peut donc négliger les possibilités de l'autoproduction ni les surestimer⁽¹⁾.

Ici encore l'objet même de cette étude — les prix de l'électricité, ce qui sous-entend, de celle qui est achetée et vendue — interdit d'aller plus loin dans l'analyse. Certes, l'Allemagne est un pays où les prix de l'électricité sont relativement élevés et où l'autoproduction est très développée. Mais il n'y a pas nécessairement de liaison univoque, ni de relation de cause à effet. L'importance des mines de charbon peut l'expliquer aussi (il y a en effet moins d'autoproduction dans les régions où l'hydraulique domine), peut-être aussi l'habitude des consommateurs industriels dans un pays où l'intégration verticale de l'industrie a été poussée plus loin qu'ailleurs. On ne saurait affirmer non plus qu'une modification de ce comportement aurait pu entraîner une baisse de prix de l'électricité sur le réseau de distribution public, soit par une augmentation de la densité des consommations, soit par une modification dans les bargaining powers respectifs.

Mais il faudrait craindre en Europe le développement de groupes électrogènes de petites dimensions, qui constitue sans aucun doute un gaspillage. Dans l'état actuel des choses, un tel mode de production électrique ne dépasse pas en général le domaine de l'artisanat ou de la petite industrie.

c) En ce qui concerne les secteurs courants (4 % ou moins d'électricité dans le prix de revient), il semble que pas un industriel ne localise sa firme à l'intérieur d'un pays en fonction du prix de l'électricité. Cette constatation oblige à ne pas accorder une importance trop considérable à un prix faible de l'électricité, compte tenu de ce qui précède (2. (i) a)).

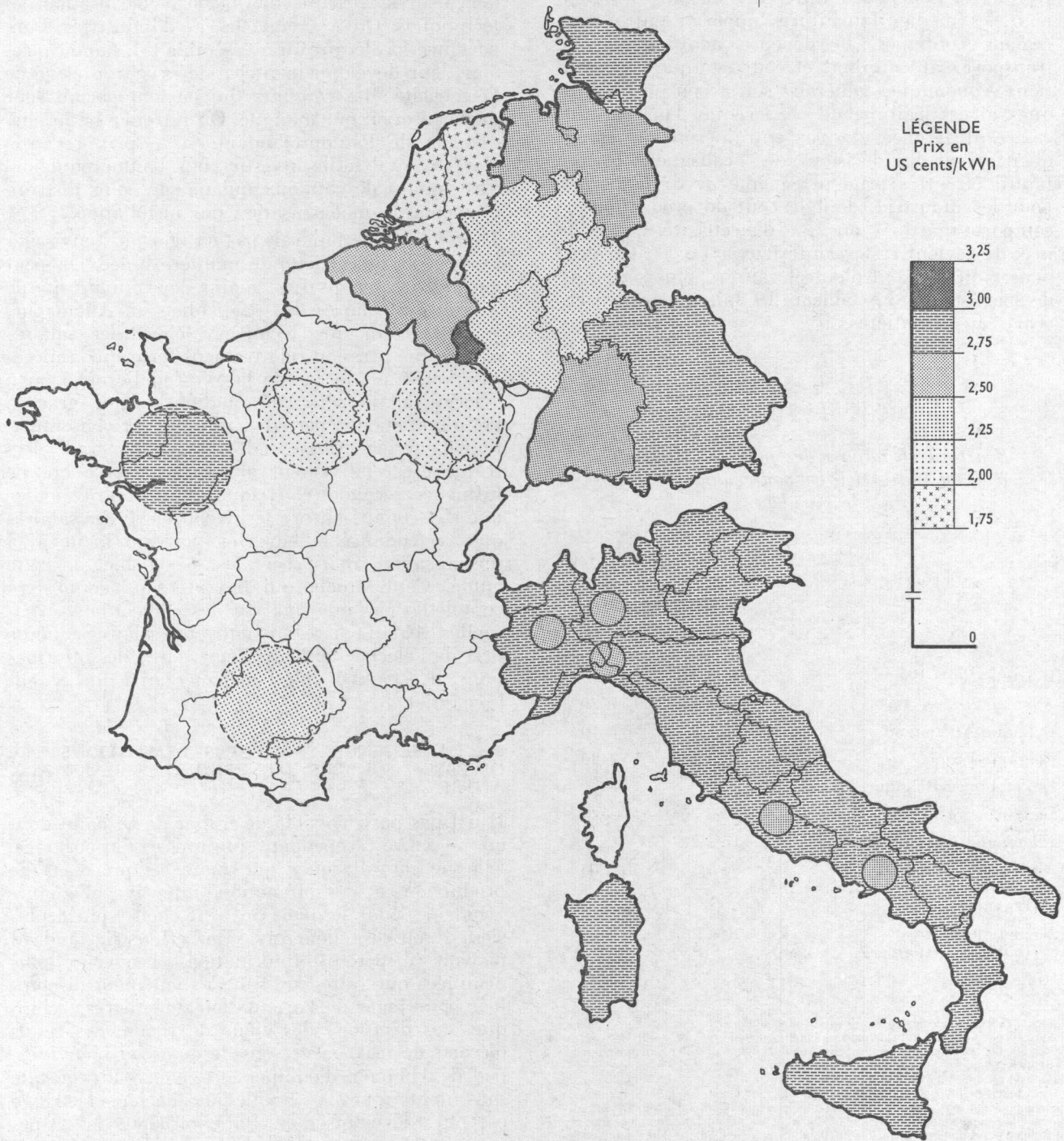
Ceci cependant est vrai à l'intérieur d'un pays où les différences de prix de l'électricité d'une région à une autre ne sont jamais brutales⁽²⁾. Le problème ne se posait pas en ce qui concerne les

(1) Il est significatif à cet égard que 80 % de l'électricité consommée dans la papeterie est autoproduite en Italie contre seulement 45 % en France. Ici, le prix élevé de l'électricité entraîne manifestement un gaspillage de capital et freine par là même les possibilités de développement de l'économie.

(2) Une enquête menée aux Etats-Unis par Isard et Cumberland confirme encore ce point : dans les études de localisation d'un complexe sidérurgique, les coûts autres que le transport, sauf la ferraille, tels que la main-d'œuvre et l'énergie, sont considérés comme ayant une faible influence en raison de leurs variations minimales dans l'espace, relativement aux variations des coûts de transport (New England as a possible location for an integrated Iron and Steel Work, in *Economic Geography*, vol. 26, n° 4 - octobre 1950).

Différenciation régionale des prix du courant à usage domestique

Consommateur-type fort 1 C



Note: En France, sont seuls indiqués les prix pratiqués dans quatre localités représentatives de l'éventail des tarifs.
Cas non envisagé pour la Corse.

frontières dans la mesure où elles constituaient jusqu'à présent des barrières économiques réelles.

L'abaissement des frontières poursuivi dans le cadre de la Communauté Economique Européenne modifie cette situation et accroît l'importance des écarts dans les prix de l'électricité au passage des frontières. Lorsqu'une différence de plus de 70 % pour les mêmes fournitures apparaît entre deux régions contiguës, la dépense additionnelle de transport étant minime, et pour peu que les conditions économiques générales soit à peu près identiques, il est légitime de penser que dans certains cas ces différences de prix entraîneront des conséquences sur les décisions de localisation. Encore faut-il être très prudent : même avec 70 d'écart, pour les industries dont le coût de production ne comporte que 1 % ou 2 % d'électricité, l'écart de prix de revient restera inférieur à 1,5 %. On peut penser qu'elles ont d'autres raisons, plus sérieuses, de localisation. Le tableau 19 fait apparaître ces écarts aux frontières.

TABLEAU 19

Ecart aux frontières des prix de l'électricité à usage industriel, en pourcentage du prix le plus bas

Frontières	Type de consommateur	
	A 125 kW	C 10.000 kW
	en %	en %
Belgique-Pays-Bas	10 à 15	10 à 15
Allemagne-Pays-Bas	30 à 35	15 à 20
Belgique-Allemagne	15 à 20 ⁽¹⁾	5 à 10
Belgique-France	25 à 35	15 à 25
Luxembourg-Belgique	0	—
Luxembourg-France	30 à 35	—
Allemagne-Luxembourg	15 à 20	—
Allemagne-France (Rhénanie du Nord / Sarre) (Lorraine)	80 à 85	50 à 55
Allemagne-France (Baden-Wurtemberg) (Alsace)	70 à 80	70 à 75
Italie-France	35 à 55	25 à 35

Note : Deux catégories de consommateurs seulement ont été envisagées, pour ne pas alourdir le tableau. Les écarts sont calculés en pourcentage du prix le plus bas. Le pays le plus cher est indiqué le premier dans la colonne « frontières ».

Il s'agit chaque fois de prix sans taxes.

Dans le cas de l'Allemagne et des Pays-Bas, les écarts de prix indiqués ne correspondent pas, dans la plupart des cas, aux conditions régnant effectivement dans les zones frontalières. Il s'agit, en effet, dans ces pays de prix moyens pondérés sur base des tarifs d'entreprises qui ne sont pas toutes situées à la frontière. Les écarts réels diffèrent donc, en plus ou en moins, des chiffres cités, selon les endroits. D'autre part, dans le Sud de l'Allemagne, les distributeurs des zones frontalières sont fréquemment de petites entreprises qui n'ont pas pu être comprises dans le calcul de prix.

⁽¹⁾ Dans ce cas, c'est l'Allemagne qui est le pays le plus cher.

ii) L'INFLUENCE SUR LES PROGRES TECHNIQUES (substitution de l'électricité à la main-d'œuvre)

Il ne semble pas que l'on puisse faire état d'informations suffisantes pour en traiter de manière approfondie.

Il est certain que le prix du courant a une incidence sur la mécanisation ou la modernisation des techniques. On a signalé le cas d'industries d'importance locale qui furent, semble-t-il, handicapées dans leur développement par le prix trop élevé de l'électricité : les capitaux qui eussent permis leur modernisation ont manqué. On retrouve ici le phénomène de l'autoproduction ; si le prix est trop élevé et qu'il faille investir pour l'autoproduction, c'est autant de capitaux qui ne sont plus disponibles pour la modernisation des installations.

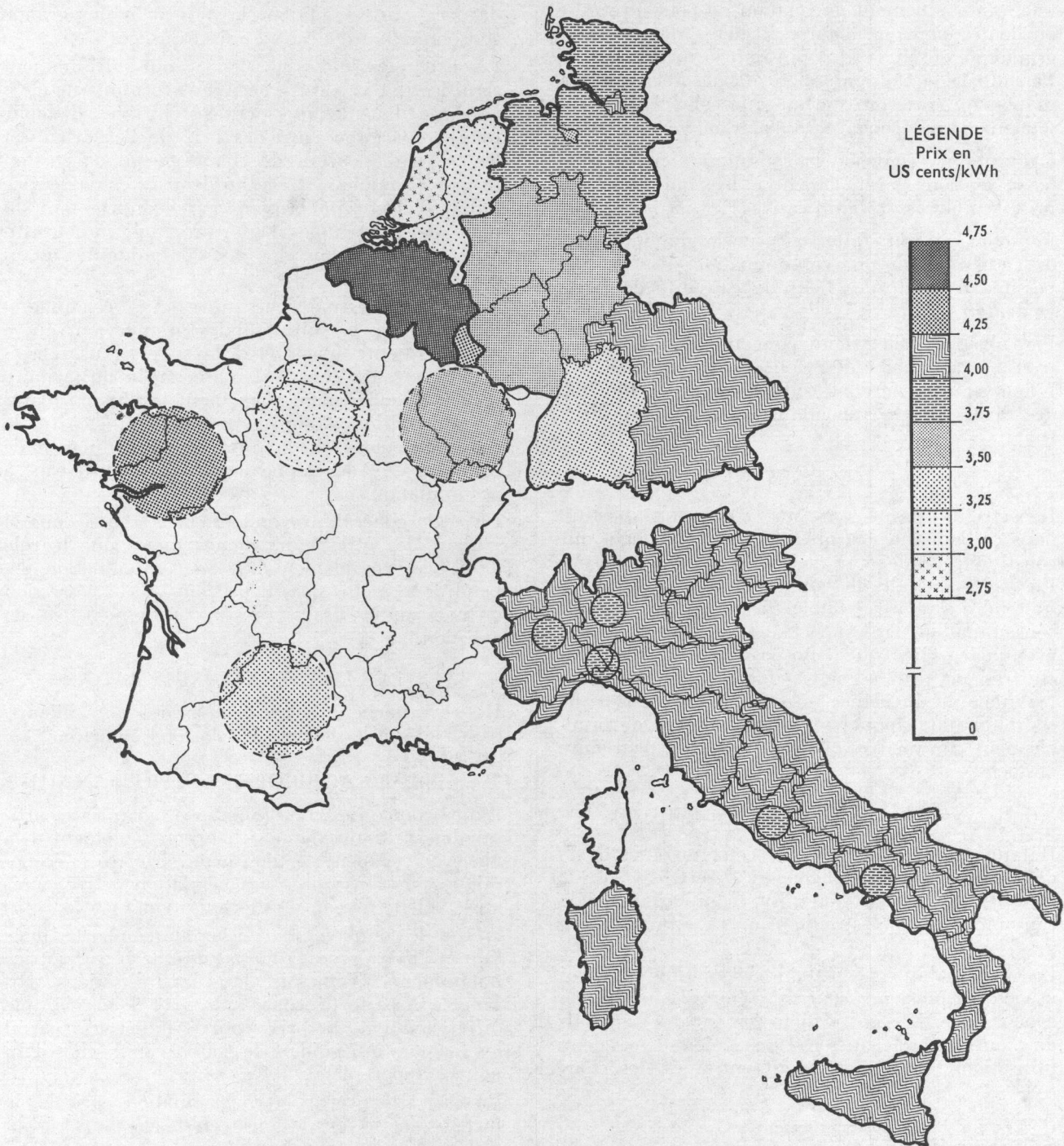
Toutefois, il ne faudrait pas ici non plus envisager les prix de l'électricité de manière isolée. On peut en effet penser qu'il est moins déterminant que le niveau des salaires. En particulier, en Allemagne, il est certain que le niveau élevé des salaires exerce une pression relativement forte sur la mécanisation. C'est le cas de la Westphalie où 5 ou 6 aciéries ont passé à l'automation, ce qui, grâce à l'élimination des pertes, a diminué la consommation d'énergie. Même si le prix de l'énergie électrique est relativement élevé, il n'exerce qu'une influence secondaire. Il faudrait peut-être ajouter que c'est moins encore le niveau élevé des salaires que la tendance à leur élévation qui incite à la mécanisation, mais ceci n'est pas l'objet de cette étude. Cette étude, qui devrait sans doute être complétée par une analyse des corrélations éventuelles, région par région, entre bas salaires et hauts prix de l'électricité. Dans l'état actuel des informations, il est impossible d'affirmer quoi que ce soit à ce sujet.

iii) L'INFLUENCE SUR LES SUBSTITUTIONS DES DIVERSES SOURCES D'ENERGIE LES UNES AUX AUTRES

Il n'a pas paru possible de traiter de ce point dont on ne saurait cependant minimiser l'importance. Elle ne saurait jouer que pour les processus de production à consommation intensive d'énergie (chaleur) pour lesquels on peut choisir entre plusieurs sources d'énergie. En effet, il faudrait pouvoir disposer d'informations beaucoup plus détaillées que celles qui sont actuellement disponibles pour juger de l'orientation du progrès technique, des décisions des chefs de firme, des seuils d'écarts de prix en dessous desquels on n'envisage pas de changer d'équipement, etc... On constate sans doute que la production d'acier électrique est plus développée en Italie ou dans les Alpes que dans les autres pays de la Communauté, mais il serait dangereux d'extrapoler. A cet égard, c'est une étude globale des prix de l'énergie qui s'impose.

Différenciation régionale des prix du courant à usage domestique

Consommateur-type moyen 1 B



Note: En France, sont seuls indiqués les prix pratiqués dans quatre localités représentatives de l'éventail des tarifs.
Cas non envisagé pour la Corse.

CONSOMMATION DOMESTIQUE, COMMERCIALE, AGRICOLE ET ARTISANALE

Les approches de type global ont habitué à lier le montant de la consommation pour les usages non industriels et le niveau du revenu national par tête. Statistiquement, la relation ne peut être mise en doute, bien que d'autres facteurs de type géographique ou climatique puissent la déformer.

Passant de la consommation globale à la consommation unitaire, on constate que celle-ci n'est pas totalement indépendante du prix moyen du kWh.

L'évolution récente de la consommation belge en basse tension, parallèlement à la diminution des prix, semble assez significative⁽¹⁾.

Toutefois, si l'on s'interroge sur le contenu exact de cette relation prix-consommation, il n'est pas possible d'établir des liens de causalité de façon évidente.

La rubrique « électricité pour usages non industriels » rassemble des fournitures hétérogènes. L'analyse dissocie donc cette rubrique en fonction des divers usages répondant à des besoins différents.

1. L'ECLAIRAGE

L'électricité, jusqu'à ce jour, n'a aucun substitut dans ce domaine. De plus, la part du budget que constitue cette dépense ne peut être très élevée⁽²⁾. En règle générale, il semble donc que l'on puisse s'attendre à une très faible élasticité de ce type de consommation par rapport aux variations de prix éventuelles. Bien qu'on ne possède pas d'éléments chiffrés, on peut admettre que les différences de prix ont une incidence négligeable sur ce type de consommation auquel seule une absence de branchement sur un réseau de distribution peut faire obstacle.

2. AUTRES USAGES DOMESTIQUES

Il faut entendre par là tous ceux qu'entraîne la détention d'appareils ménagers divers.

Deux effets peuvent jouer en ce qui concerne la consommation d'électricité pour ce groupe d'usages.

La substituabilité ne peut intervenir que pour les usages où plusieurs sources d'énergie entrent en concurrence. Il s'agit principalement des appareils de chauffage et de cuisson. La première de ces deux utilisations, notamment, peut entraîner des char-

ges relativement lourdes que les évaluations de budgets familiaux retiennent généralement.

Il n'est donc pas étonnant qu'une différenciation de prix puisse expliquer la plus ou moins grande consommation d'électricité à cet usage.

Les exemples suisses et suédois sont suffisamment significatifs. Il serait cependant fort instructif, si l'on possédait quelques données chiffrées, d'établir une comparaison entre les prix de l'électricité et les types d'appareils de chauffage ou de cuisson utilisés. Toutefois, à égalité de prix et de service rendu, l'électricité présente un avantage tant du point de vue souplesse que propreté, caractéristiques qui seront souvent plus déterminantes qu'un écart de prix.

Pour les usages ménagers autres que l'éclairage et le chauffage, la substituabilité n'intervient guère (réfrigérateurs, machines à laver, essoreuses, aspirateurs, cireuses, etc...). Un aménagement tarifaire peut influencer momentanément la plus ou moins grande utilisation d'un type d'appareil : ce fut le cas, notamment, de la mise en place du tarif de nuit sur le développement des chauffe-eau à accumulation.

En règle générale, cependant, l'électricité, dans la plupart des utilisateurs domestiques, joue le rôle d'un bien complémentaire. Sa consommation dépend donc moins de son prix que de la possession ou non par les usagers des appareils ménagers en question.

3. LES USAGES COMMERCIAUX

Ils se rattachent à ceux envisagés par ailleurs, c'est-à-dire à l'éclairage et à la force motrice.

4. USAGES AGRICOLES ET ARTISANAUX

L'importance des consommations agricoles et artisanales est naturellement liée non seulement à la place qu'occupent ces deux catégories socio-économiques en cause dans la population active, mais aussi à leur niveau de mécanisation.

L'effet de complémentarité semble l'emporter dans l'un et l'autre groupe d'usage (petite force motrice notamment). Toutefois, dans les utilisations artisanales assez fortes consommatrices d'énergie, une différenciation de prix pourra intervenir parmi les facteurs qui guident le choix pour l'achat d'un nouvel appareillage.

En ce qui concerne la consommation agricole, le facteur décisif est la mise en place d'un réseau d'électrification complète. Dans la plupart des pays européens, ce type de consommation demeure encore éloigné du point de saturation et constitue un important débouché potentiel.

(1) Le taux annuel d'accroissement est passé de 4,2 % à 8,1 % entre 1950-1955 et 1955-1960.

(2) Exception faite pour les très bas revenus dans un pays comme l'Italie où la consommation pour l'éclairage est particulièrement onéreuse parce qu'historiquement considérée comme un luxe et de ce fait lourdement taxée.

Régions socio-économiques de la Communauté



SECTION C

CONCLUSION

Il apparaît que le prix de l'électricité dans les six pays n'a pas l'influence que certains voudraient lui attribuer. Mais le fait que ce prix suffise à déplacer vers l'Afrique certaines industries interdit aussi de lui dénier toute signification.

Les écarts aux frontières peuvent déplacer certaines industries, le prix de l'électricité peut agir sur le caractère de l'industrialisation (automation) comme sur son niveau, mais une étude plus approfondie est nécessaire pour traiter des substitutions d'une source d'énergie à une autre dans les usages non spécifiques. Des conclusions définitives ne pourraient de toute manière être tirées que d'une étude plus large, s'étendant à l'effet des écarts de prix entre différentes sources d'énergie.

La relation entre la consommation pour usages non industriels et le prix de l'électricité ne peut être interprétée hors du contexte économique dans lequel elle s'inscrit. Elle est conditionnée par le niveau des revenus, la structure de la population, l'état du logement, le plus ou moins grand dévelop-

pement des réseaux d'électrification; il est permis de penser que ces divers facteurs sont très importants pour l'évolution de la consommation d'électricité à usage non industriel.

Quant à l'importance du prix, elle est encore assez mal connue. Certaines études ont été faites dans l'un ou l'autre pays⁽¹⁾, mais elles ne peuvent être étendues aux autres, en raison des différences de contexte économique. Seule une approche sectorielle, à laquelle le groupe n'était pas en mesure de procéder, permettrait de dégager des conclusions valables.

⁽¹⁾ Cette conclusion est confirmée par une étude statistique très complète sur la consommation énergétique des ménages français de 1950 à 1959. Cf. J. Alquier - Consommation territoriale totale d'Energie des Ménages en France de 1950 à 1959, Consommation, Annales du CREDOC, avril-juin 1961. Dans le même document, on trouvera une étude de N. Tabard d'où il ressort que l'élasticité des dépenses d'énergie est la plus faible parmi celles des sous-groupes de consommation.

ANNEXES

ANNEXE I

PRIX DE VENTE DU KWH AUX CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
DANS LES RÉGIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES DE LA COMMUNAUTÉ (1)

Prix sans taxe

U/Seent/kWh

N°	Régions	Puissance														
		125 kW			500 kW			1.000 kW			3.000 kW			10.000 kW		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
	Norm	Type de consommateur (2)														
	Localité															

Belgique : 50 F = 1 \$ (2)

1	Schleswig-Holstein	2,48	2,02	1,82	2,24	1,84	1,71	2,16	1,78	1,64	2,06	1,58	1,28	2,06	1,54	1,26
2	Niedersachsen	3,37	2,26	1,97	3,22	2,18	1,91	3,21	2,11	1,84	2,85	1,92	1,71	2,61	1,87	1,68
3	Nordrhein-Westfalen	3,28	2,33	1,99	3,17	2,27	1,95	3,00	2,19	1,88	2,94	2,12	1,80	2,93	1,92	1,51
4	Hessen	3,09	2,20	1,88	2,73	1,99	1,70	2,54	1,93	1,60	2,35	1,73	1,37	2,17	1,59	1,15
5	Rheinland-Pfalz Saar	3,24	2,24	1,80	3,09	2,08	1,74	2,95	2,05	1,67	2,77	1,94	1,53	2,21	1,71	1,25
6	Baden-Württemberg	2,95	2,03	1,67	2,64	1,90	1,58	2,49	1,86	1,48	2,38	1,71	1,30	2,22	1,59	1,13
7	Bayern	3,19	2,43	2,00	2,98	2,18	1,90	2,81	2,11	1,75	2,65	2,02	1,67	2,59	1,94	1,62
	Moyenne du pays	3,52	2,52	2,17	3,37	2,39	2,06	3,28	2,32	1,98	3,22	2,20	1,88	3,21	1,97	1,75
		3,15	2,21	1,89	2,87	2,06	1,76	2,78	2,00	1,66	2,52	1,84	1,48	2,30	1,68	1,28

République Fédérale d'Allemagne : 4 DM = 1 \$ (2)

France : 4,937 FF = 1 \$ (2)

1	Paris	1,86	1,84	1,17	1,84	1,54	1,16	1,83	1,53	1,16	1,81	1,52	1,15	1,63	1,36	1,05
2	Champagne	1,99	1,68	1,25	1,97	1,66	1,24	1,96	1,65	1,24	1,94	1,63	1,23	1,67	1,39	1,07
3	Picardie	1,96	1,65	1,24	1,94	1,63	1,23	1,93	1,62	1,23	1,91	1,61	1,22	1,65	1,38	1,06
4	Haute-Normandie	1,99	1,68	1,25	1,97	1,66	1,24	1,96	1,65	1,24	1,94	1,63	1,23	1,67	1,39	1,07
5	Centre	1,92	1,61	1,21	1,90	1,60	1,20	1,90	1,59	1,20	1,88	1,57	1,19	1,64	1,37	1,05
6	Lorraine	1,97	1,66	1,25	1,95	1,65	1,24	1,95	1,64	1,23	1,93	1,62	1,22	1,66	1,39	1,07
7		1,93	1,63	1,22	1,91	1,61	1,21	1,91	1,60	1,21	1,89	1,58	1,20	1,62	1,36	1,05
		1,95	1,64	1,23	1,93	1,62	1,22	1,92	1,61	1,22	1,90	1,60	1,21	1,64	1,37	1,06
		1,88	1,58	1,81	1,86	1,56	1,17	1,86	1,55	1,16	1,84	1,54	1,15	1,62	1,35	1,03
		1,86	1,56	1,16	1,84	1,54	1,15	1,83	1,53	1,15	1,81	1,52	1,14	1,59	1,32	0,93

8	Alsace	Strasbourg Mulhouse	1,86 1,81	1,56 1,51	1,16 1,14	1,84 1,79	1,54 1,49	1,15 1,13	1,83 1,78	1,53 1,48	1,15 1,13	1,81 1,76	1,52 1,47	1,14 1,12	1,59 1,59	1,32 1,32	0,93 0,93
9	Franche-Comté	Besançon	1,89	1,59	1,19	1,87	1,57	1,18	1,87	1,56	1,17	1,85	1,54	1,16	1,58	1,31	1,01
10	Bretagne		2,03	1,71	1,28	2,00	1,70	1,27	2,00	1,69	1,27	1,98	1,67	1,26	1,71	1,43	1,10
11	Basse-Normandie	Caen	2,01	1,70	1,27	1,99	1,60	1,26	1,99	1,67	1,26	1,97	1,65	1,25	1,70	1,42	1,09
12	Loire	Nantes Angers Le Mans	1,93 1,95 2,01	1,62 1,64 1,70	1,22 1,23 1,27	1,91 1,93 1,99	1,60 1,62 1,68	1,21 1,22 1,26	1,90 1,92 1,99	1,59 1,61 1,67	1,20 1,22 1,26	1,88 1,90 1,97	1,58 1,60 1,65	1,19 1,21 1,25	1,62 1,64 1,70	1,35 1,37 1,42	1,04 1,06 1,09
13	Limousin	Limoges	1,77	1,48	1,13	1,75	1,46	1,12	1,75	1,45	1,12	1,73	1,44	1,11	1,53	1,27	0,99
14	Auvergne	Clermont-Ferrand Montluçon	1,77	1,48	1,13	1,75	1,46	1,12	1,75	1,45	1,12	1,73	1,44	1,11	1,53	1,27	0,99
15	Poitou-Charente	Angoulême	1,89	1,59	1,20	1,87	1,57	1,19	1,87	1,56	1,19	1,85	1,55	1,18	1,59	1,32	1,03
16	Aquitaine	Bordeaux	1,84	1,54	1,17	1,82	1,52	1,16	1,81	1,51	1,16	1,79	1,50	1,15	1,54	1,28	1,00
17	Midi-Pyrénées	Toulouse	1,66	1,38	1,07	1,64	1,36	1,06	1,63	1,35	1,05	1,62	1,34	1,04	1,46	1,20	0,95
18	Rhône-Alpes	Saint-Etienne Lyon Grenoble	1,76 1,73 1,63	1,47 1,44 1,34	1,12 1,10 1,04	1,74 1,71 1,61	1,44 1,42 1,32	1,11 1,09 1,03	1,73 1,71 1,60	1,44 1,41 1,32	1,11 1,09 1,03	1,71 1,69 1,58	1,42 1,40 1,30	1,10 1,08 1,02	1,50 1,50 1,44	1,25 1,25 1,18	0,98 0,98 0,94
19	Bourgogne	Dijon Chalon-sur-Saône	1,96 1,83	1,65 1,53	1,24 1,16	1,94 1,81	1,63 1,51	1,23 1,15	1,93 1,81	1,62 1,51	1,23 1,15	1,91 1,78	1,61 1,49	1,22 1,14	1,65 1,54	1,38 1,31	1,06 1,02
20	Languedoc	Nîmes	1,80	1,50	1,14	1,78	1,48	1,13	1,77	1,47	1,12	1,75	1,46	1,11	1,50	1,24	0,97
21	Provence-Côte d'Azur	Nice-Toulon Marseille	1,84 1,73	1,54 1,44	1,17 1,10	1,82 1,71	1,52 1,42	1,16 1,09	1,81 1,71	1,52 1,41	1,16 1,09	1,80 1,69	1,50 1,40	1,15 1,26	1,54 1,50	1,27 1,24	1,00 0,97
			Italie : 625 Lit. = 1 \$ (*)														
			2,50	1,87	1,71	2,34	1,75	1,50	2,27	1,67	1,41	2,12	1,54	1,29	2,09	1,51	1,27
			Pays-Bas : 3,62 Fl. = 1 \$ (*)														
			2,32	1,77	1,38	2,18	1,66	1,33	2,13	1,63	1,27	2,04	1,60	1,22	1,93	1,57	1,13
			2,23	1,57	1,27	2,18	1,46	1,22	2,13	1,44	1,19	2,04	1,41	1,16	1,93	1,57	1,13
			Luxembourg : 50 Flux = 1 \$ (*)														
			2,46	2,05	1,64	2,33	1,75	1,42	2,33	1,75	1,42	2,33	1,71	1,38	—	—	—

(*) Voir définition au chapitre II.

(*) Belgique : prix valable pour tout le pays.

Allemagne : prix moyens pondérés.

France : prix du tarif dans les centres industriels les plus importants.

Italie : prix du tarif valable pour l'ensemble du pays.

Pays-Bas : prix moyens pondérés.

Luxembourg : prix valable pour tout le pays.

A l'exception de la France, où il s'agit de prix effectifs, ces prix ne représentent pas nécessairement le montant réclamé aux consommateurs réels.

(*) Types de consommateurs

A = une équipe

B = deux équipes

C = trois équipes.

ANNEXE II

**PRIX DE VENTE DU KWH AUX CONSOMMATEURS NON INDUSTRIELS
DANS LES RÉGIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES DE LA COMMUNAUTÉ (1)**

Prix sans taxe

UScent/kWh

		Type de consommateur					
		Domestique			agricole	artisanal	commerçant
		faible	moyen	fort			
		1A	1B	1C	2	3	4
		Belgique : 50 F = 1 \$					
		6,04	4,63	2,66	3,44	4,40	5,46
		République fédérale d'Allemagne : 4 DM = \$					
1a	Schleswig-Holstein	5,73	3,98	2,80	2,90	9,38	5,48
1b	Hamburg	5,85	4,08	2,83	2,90	9,43	5,78
2a	Niedersachsen	6,03	3,80	2,55	2,95	6,96	4,48
2b	Bremen	5,83	3,73	2,73	2,95	6,98	4,48
3	Nordrhein-Westfalen	5,73	3,70	2,28	2,43	7,90	5,78
4	Hessen	5,50	3,58	2,48	3,00	8,73	4,78
5	Rheinland-Pfalz/Saar	5,68	3,68	2,28	2,43	7,48	5,85
6	Baden-Württemberg	4,95	3,45	2,68	2,98	7,20	5,20
7	Bayern	5,93	4,15	2,80	3,03	9,40	5,98
		France : 4,937 FF = \$					
1	Paris	4,98	3,17	2,24	—	4,28	5,50
2	Nancy	5,01	3,51	2,22	3,12	4,25	5,47
3	Toulouse	4,31	3,32	2,33	4,18	3,90	5,48
4	Rennes	5,32	4,28	2,94	3,57	4,36	5,41
		Italie : 625 Lit. = \$					
1	Roma, Milano, Geneva, Torino, Napoli	4,80	3,78	2,78	—	4,32	4,54
2	Autres localités	5,76	4,16	2,88	2,86	4,12	4,93
		Luxembourg : 50 Flux = \$					
		8,63	4,29	3,21	3,58	4,60	—
		Pays-Bas : 3,62 Fl = \$					
I	Noord-Holland, Zuid-Holland, Utrecht	4,14	2,76	1,80	1,90	3,59	4,14
II	Autres provinces	4,70	3,04	1,93	2,49	3,04	4,14

(1) Voir définition au chapitre II.

Belgique : prix moyen du tarif national automatique.

Allemagne : prix moyens pondérés.

France : prix d'une localité-témoin de la région.

Pays-Bas : prix moyen approximatif.

ANNEXE III

BELGIQUE

A. USAGES INDUSTRIELS

1. PRINCIPES DE FORMATION DU PRIX

La mise en place d'un comité de gestion unique par les sociétés privées pour l'ensemble du pays a permis d'unifier complètement les prix pour les fournitures effectuées sous une puissance inférieure à 1.000 kW. Les fournitures sont donc tarifées. Le barème qui sert à l'établissement des prix, connu sous le nom de tarif B.H. répond au souci de respecter avec une approximation suffisante la correspondance entre les prix et les coûts de production. Aux termes de ce tarif, les prix sont facturés en fonction de la durée d'utilisation, de la puissance maximum mensuelle appelée et d'un coefficient d'indexation qui tient compte du prix des combustibles consommés par les centrales, de l'index des prix de gros et de l'index des prix de détail. L'application du tarif exclut délibérément entre les clients toute différenciation de prix autre que celles qui résultent des durées d'utilisation et des puissances appelées.

Ce tarif est d'une application presque générale. Quelque 90 % des kWh distribués sous une puissance inférieure à 1.000 kW sont facturés conformément à ses dispositions.

Pour ce qui est des clients de plus de 1.000 kW, il n'existe pas de formule barémique unique définissant les prix de l'énergie électrique. Les différentes entreprises considèrent en effet que, dans le cas des clients de plus de 1.000 kW, il est justifié d'examiner tous les éléments du prélèvement d'énergie et non pas uniquement les quelques éléments qui peuvent être retenus par une formule tarifaire unique.

En conséquence, la tendance générale est de traiter ces cas comme des cas particuliers. Toutefois, jusqu'à 3.000 kW il existe certains barèmes indicatifs qui sont appliqués en principe par la plupart des entreprises; les prix effectifs varient donc d'entreprise à entreprise mais sont très voisins (écarts de prix de l'ordre de 0,01 à 0,015 francs belges).

Au-delà de 3.000 kW, les barèmes n'ont plus qu'un caractère de référence et de nombreux éléments du prélèvement du client peuvent modifier assez sensiblement les prix du barème indicatif.

Pour les fournitures de 3.000 et 10.000 kW envisagées par le groupe d'experts, les prix ont été calculés sur base des barèmes appliqués par deux des plus importantes entreprises du pays; ces entreprises représentent 80 % des kWh distribués à

l'industrie sous une puissance supérieure à 1.000 kW.

2. PUISSANCE

Les tarifications qui ont été envisagées sont basées sur la puissance maximum 1/4 horaire appelée pendant le mois de la facturation. En pratique étant donné les variations saisonnières de l'appel du client, la tarification basée sur une pointe mensuelle donne un avantage au client, vu que l'on peut dire en gros que l'utilisation mensuelle moyenne est pratiquement égale à

$$\frac{1,15 \times \text{utilisation annuelle}}{12}$$

12

Le client bénéficie ainsi dans une tarification mensuelle d'une réduction de prix, l'utilisation effectivement appliquée étant supérieure à l'utilisation annuelle de la puissance maximum appelée pendant l'année. Toutefois, étant donné l'hypothèse de travail que le consommateur est supposé toujours appeler la totalité de la puissance souscrite, il n'a pas été tenu compte, dans les calculs, d'une variation saisonnière de la consommation.

En conséquence, les prix qui sont communiqués pour la Belgique sont quelque peu supérieurs aux prix qui seraient effectivement payés par la clientèle.

3. TENSION D'ALIMENTATION

Il est impossible d'indiquer l'influence de la tension d'alimentation sur le prix de la fourniture.

Certaines clauses du barème B.H. prévoient une augmentation de prix de 10 ou de 15 % lorsque l'alimentation est effectuée, non pas en Haute Tension, mais en Basse Tension.

Le cas des alimentations sous une tension supérieure à la tension normale (cas éventuel du client de 10.000 kW) doit faire l'objet d'évaluations locales en tenant compte des conditions de raccordement du client.

4. CLAUSE COS φ

La clause cos. φ pour les ventes inférieures ou égales à 1.000 kW est comprise dans le contrat B.H. Elle stipule que les prix barémiques sont :

a) augmentés en % de la moitié du nombre de centièmes manquant au cos. φ pour atteindre la valeur de 0,80;

b) diminués en % de la moitié du nombre de centièmes dont le cos. φ dépasse la valeur de 0,80, cette diminution étant limitée à 5 %.

Ces dispositions s'appliquent aux fournitures sous une puissance supérieure à 1.000 kW par rapport au prix contractuel.

5. EFFACEMENT EN HEURES DE POINTE, DEPASSEMENT DE LA PUISSANCE SOUSCRITE

Il n'y a nulle part de pénalité pour dépassement de la puissance souscrite, la tarification étant basée sur la puissance effectivement prélevée. Il est impossible de préciser les avantages octroyés au consommateur qui réduit sa demande en heures de pointe, cette question faisant l'objet d'accords particuliers avec la clientèle. Il y a toutefois lieu de remarquer que, sauf en ce qui concerne certaines cimenteries et certains très gros clients industriels, une tarification avec effacement en pointe n'est pas appliquée en Belgique.

6. HEURES DE NUIT

Les clients peuvent bénéficier, s'ils le désirent, d'un prix spécial pour leur consommation de nuit.

Ce prix est uniforme quelles que soient la puissance appelée et la durée d'utilisation (dans les limites du nombre d'heures de nuit disponibles). La réduction consentie est donc proportionnellement plus grande pour les fournitures effectuées sous une faible puissance.

7. COMPTAGE, PROPRIETE DE LA CABINE

La cabine est presque toujours la propriété du client; ce n'est que pour quelques clients appelant une puissance de quelques centaines de kW maximum que l'on peut rencontrer des cas où la cabine est propriété du distributeur.

Dans ces cas, le prix est augmenté :

— de 10 % lorsque le prélèvement est effectué à une cabine de distribution publique du distributeur, le comptage se plaçant au départ de la cabine,

— de 15 % lorsque, dans le même cas, le comptage est placé à l'arrivée des installations de l'abonné,

— de 25 % lorsque le prélèvement est effectué sur le réseau général de distribution Basse Tension du distributeur ou lorsqu'une cabine est établie spécialement pour ce cas. Cette dernière hypothèse est plus théorique que réelle, son application étant tout à fait exceptionnelle.

8. TAXES

Tous les prix en haute Tension doivent être majorés d'une taxe de transmission qui est de 1 % à partir du 1.1.1962; ils ne sont pas susceptibles d'autres taxes. Les prix en Basse tension doivent être augmentés d'une taxe de 6 %.

9. TARIFS DE SECOURS ET TARIFS D'APPOINT

Les tarifications de secours ou d'appoint font l'objet de négociations particulières avec chaque client.

10. PERIODE DE REFERENCE

Les prix figurant dans le rapport correspondent aux indices économiques du mois de novembre 1961.

11. STRUCTURE DE LA CONSOMMATION

Le tableau ci-après donne une idée de la structure de la consommation d'électricité en Belgique.

Répartition de la consommation industrielle en Belgique

en millions de kWh

Industries	1960	1961
Charbonnages	1.687,8	1.660,9
Fours à coke	49,4	48,6
Sidérurgie et métallurgie	2.291,6	2.294,0
Industrie de synthèse	882,7	766,6
Métaux non ferreux	588,6	603,9
Fabrications métalliques	607,3	694,7
Chimie et huiles minérales	1.048,8	1.099,8
Glaces et verres	222,0	233,6
Carrières et cimenteries	470,4	499,7
Textiles	749,5	782,6
Industries alimentaires	468,9	486,2
Papeterie	416,3	446,3
Divers	922,9	1.027,4
Total	10.406,2	10.644,3

B. USAGES NON INDUSTRIELS

Le tarif national est appliqué par les entreprises privées et par les intercommunales mixtes lesquelles desservent ensemble plus de 90 p.c. de la clientèle en basse tension (c.-à-d. tous les usages non industriels et une fraction minime des usages industriels).

Il est composé de ce qui suit⁽¹⁾ :

1. TARIF POUR USAGES RESIDENTIELS

- a) le prix du kWh varie par tranches comme suit :
- une première tranche de 15 à 25 kWh par mois suivant les réseaux est facturée au tarif contractuel éclairage — limite supérieurement à 3,50 F comme indiqué au 1. ci-dessus,
 - une deuxième tranche de 30 kWh par mois est facturée à 2 F par kWh,
 - une troisième tranche de 30 kWh par mois est facturée à 1,45 F par kWh,

(1) Tous les prix mentionnés ci-dessous sont valables pour la valeur 100 de l'index électrique en basse tension.

Structure de la consommation d'électricité en Belgique

en millions de kWh

Secteurs	1960	% du total	1961 Chiffres absolus	% du total
I. Basse tension				
Distribution publique :				
Eclairage privé et commercial, usages domestiques et mixtes	1.826,7	13,6	2.043,2	14,7
Petite force motrice	76,9	0,6	76,5	0,5
Eclairage public et bâtiments communaux	216,2	1,6	233,0	1,7
Total	2.119,8	15,8	2.352,7	16,9
II. Haute tension				
1. Distribution publique :				
Eclairage	245,0	1,9	277,5	2,0
Traction	532,3	4,0	540,4	3,9
Usages industriels	5.107,8	38,0	5.409,1	38,9
Total	5.885,1	43,9	6.227,0	44,8
2. Autoproduction et opérations de coordination :				
Traction	80,9	0,6	85,0	0,6
Usages industriels	5.309,0	39,7	5.235,2	37,7
Total	5.390,8	40,3	5.320,2	38,3
3. Ensemble de la haute tension :				
Eclairage	256,5	1,9	277,5	2,0
Traction	613,2	4,6	625,4	4,5
Usages industriels	10.406,2	77,7	10.644,3	76,6
Total	11.275,9	84,2	11.547,2	83,1
III. Ensemble de la consommation	13.395,7	100,0	13.890,9	100,0

— le solde de la consommation est facturé à 0,90 F par kWh.

b) le nombre (x) de kWh de la première tranche est fixé, en fonction de la valeur du tarif contractuel d'éclairage (E), par la relation

$$x = \frac{22}{E - 2}$$

x étant limité inférieurement à 15 et supérieurement à 25.

Le prix plein éclairage est limité à 3,50 F/kWh, pour un index électrique basse tension égal à 100, toutes taxes et redevances généralement quelconques comprises, à l'exclusion de la taxe de transmission;

c) les longueurs des tranches à prix dégressif sont établies sur une base mensuelle; elles sont doublées lorsque les relevés d'index et la facturation sont bimestriels et triplées lorsque les relevés d'index et la facturation se font trimestriellement;

d) les redevances d'abonnement sont arrêtées à 10 F par mois pour tous les clients résidentiels. A part la redevance d'abonnement, plus aucune redevance n'est portée en compte de l'abonné;

e) *Modalités d'application*

Le tarif national automatique doit être accordé aux clients résidentiels dans les mêmes limites contractuelles que le tarif plein éclairage, c'est-à-dire jusqu'à la puissance limite installée figurant dans le cahier des charges régissant la distribution d'électricité (10 kVA dans le cahier des charges-type).

Les entreprises sont en droit de réclamer au client résidentiel dont la puissance installée dépasse 10 kVA, outre le paiement de la consommation au tarif national automatique, une redevance soit forfaitaire acquittée une fois pour toutes, soit sous forme de paiement par relevé, cette redevance couvrant les frais qu'entraînerait le renforcement du réseau nécessité par l'alimentation de tels clients.

La redevance tient compte des conditions locales d'alimentation du client et notamment de la distance entre la cabine d'alimentation et le client proprement dit.

Etant donné l'automatisme du tarif, il n'est pas nécessaire que le client signe un contrat ou une demande de tarification.

2. TARIFS POUR USAGES NON RESIDENTIELS A PREPONDERANCE D'ECLAIRAGE

a) Prix du kWh

Le prix du kWh varie par tranches de la façon suivante :

— pour les 1.000 premiers watts de la puissance non résidentielle utilisée :

15 à 25 kWh au prix plein éclairage,	
30 kWh	à 2,— F
45 kWh	à 1,45 F
le solde	à 0,90 F

Le nombre (x) de kWh de la première tranche est, comme pour le tarif résidentiel, fixé en fonction de la valeur du tarif contractuel d'éclairage (E), par la relation

$$x = \frac{22}{E - 2}$$

x étant limité supérieurement à 25 et inférieurement à 15.

Il convient de remarquer que pour les 1.000 premiers watts le tarif est identique à celui applicable aux usages résidentiels.

— ensuite, par tranche entière ou non de 500 W de la puissance non résidentielle utilisée :

15 à 25 kWh au prix plein éclairage,	
30 kWh	à 2,— F
45 kWh	à 1,45 F
le solde	à 0,90 F

b) Redevance d'abonnement

La redevance d'abonnement reste fixée à 10 F, 22,5 F ou 35 F par mois, suivant la puissance du raccordement. Lorsque la puissance utilisée est inférieure à 1 kW, la redevance d'abonnement est limitée à 10 F par mois, quelle que soit la puissance du raccordement.

c) Modalités d'application

— En principe, le tarif n'est applicable que si la puissance non résidentielle utilisée ne dépasse pas 10 kVA;

— En cas de clients mixtes, les deux tarifs résidentiels et non résidentiels se cumulent, le tarif en résultant étant donc un tarif à tranches dont la longueur des tranches est la somme des longueurs des tranches des deux tarifications. Toutefois, pour les abonnés mixtes utilisant moins de 500 watts de puissance non résidentielle, seule la première tranche du tarif résidentiel est doublée.

Le tarif appliqué à ces abonnés est donc :

30 à 50 kWh par mois au prix plein éclairage	
30 kWh par mois à 2 F	
45 kWh par mois à 1,45 F	
le solde à 0,90 F.	

3. TARIFS POUR USAGES NON RESIDENTIELS A PREPONDERANCE DE FORCE MOTRICE

a) Prix du kWh

Le prix du kWh varie par tranches à raison de : 30 kWh par mois et par kW de puissance mise à disposition au prix de la force motrice contractuelle,

30 kWh par mois et par kW de puissance mise à disposition à 2,00

120 kWh par mois et par kW de puissance mise à disposition à 1,45

solde à 0,90 F.

En principe, le tarif dont question ci-dessus est appliqué sur compteur séparé. Toutefois, pour la clientèle mixte et si le distributeur le désire, le tarif peut être combiné avec le tarif national résidentiel et non résidentiel à prépondérance d'éclairage; il suffit, en effet, dans les facturations d'épuiser tout d'abord la première tranche au tarif contractuel d'éclairage, puis celle au tarif contractuel de force motrice et ensuite d'appliquer les tranches à 2,00 F, 1,45 F et 0,90 F au solde de la consommation du client.

b) Redevance

— En cas de raccordement spécial force motrice, il n'est perçu aucune redevance, ni de puissance, ni d'abonnement pour ce genre de tarif. Toutefois, la location pour compteur spécial de force motrice est perçue.

— En cas de tarif mixte sur compteur unique, la redevance d'abonnement est fixée en fonction de la puissance du compteur à 10 F, 22,50 F ou 35 F. Il n'est pas perçu, dans ce cas, de location de compteur force motrice.

c) Remarques

— la notion de « prédominance » d'éclairage commercial ou de force motrice s'entend au sens de la consommation.

— en cas de chauffage de locaux ou d'emploi de cuisinière, etc... par un client non résidentiel, il est appliqué à la consommation de ces appareils :

1. Soit le tarif national pour usages non résidentiels à prépondérance de force motrice,

2. Soit un éventuel tarif monôme existant pour groupe chauffant sur compteur séparé.

— lorsque le prix contractuel de la force motrice est inférieur à 2 F, le tarif national force motrice s'applique comme suit :

— 60 kWh par kW au prix contractuel pour la force motrice

— 120 kWh par kW à 1,45 F

— le solde à 0,90 F.

— Les modalités ci-dessous sont d'application pour les agriculteurs dont les locaux à usage non résidentiel sont contigus à l'habitation privée :

1. lorsque la puissance des moteurs utilisés est inférieure à 1 CV

— le tarif résidentiel pur est appliqué pour l'ensemble de leurs consommations résidentielles et non résidentielles

2. lorsque la puissance des moteurs utilisés est comprise entre 1 et 3 CV

— les tranches du tarif résidentiel sont doublées.

3. lorsque la puissance des moteurs utilisés est supérieure à 3 CV

— le tarif mixte résidentiel — force motrice est appliqué suivant les règles générales exposées ci-dessus.

d) *Modalités d'application*

— Par analogie avec les règles en vigueur en H.T., un abonné qui bénéficie du tarif national pour usages non résidentiels à prépondérance de force motrice peut utiliser de l'éclairage non résidentiel à concurrence de 15 % maximum de la puissance utilisée sur le raccordement force motrice. De plus, lorsqu'une partie de l'installation d'un abonné non résidentiel est à nette prépondérance d'éclairage et qu'une autre partie est à prépondérance de force motrice, le tarif national non résidentiel d'éclairage peut être appliqué à la première partie

de l'installation et le tarif national force motrice peut l'être à la deuxième.

Avec l'accord du client, les deux tarifications peuvent être cumulées sur compteur unique en un seul tarif dont la longueur des tranches successives sera la somme respective des tranches des deux tarifications.

— Le distributeur a la faculté de ne pas placer de dispositif de contrôle de la puissance utilisée s'il fixe cette puissance en accord avec le client, mais aussi de le placer temporairement ou à demeure, même après cet accord, s'il l'estime utile.

Au cas où la puissance utilisée est mesurée par un indicateur de puissance quart-horaire placé à demeure, il convient de prendre, pour définir la longueur des tranches, la plus forte pointe de la période de facturation.

4. TARIF POUR USAGES EXCLUSIFS DE NUIT

— il est réservé aux appareils utilisés exclusivement la nuit;

— il est applicable pendant 6 heures (de 22 h à 6 h);

— le prix maximum du kWh est de 0,65 F et la redevance pour l'appareillage spécial de comptage (horloge, compteur, relais) est au maximum de 15 F par mois, que le compteur soit mono ou triphasé.

REPUBLIQUE FEDERALE D'ALLEMAGNE

I. MODE DE FORMATION DES PRIX

1. FONDEMENTS JURIDIQUES

En République fédérale d'Allemagne, on distingue deux groupes d'usagers : les abonnés et les usagers spéciaux.

On entend par *abonnés* les consommateurs domestiques et agricoles et les petits consommateurs commerciaux, artisanaux et industriels. Les besoins individuels de ces consommateurs sont relativement faibles et exclusivement couverts par le réseau à basse tension. Les entreprises de distribution sont tenues de les raccorder au réseau et de les approvisionner dans les conditions générales prévues à l'art. 6, al. 1, de la Loi sur l'énergie.

En dehors de cette loi, l'approvisionnement des abonnés est réglé par les « Conditions générales de Distribution » (die Allgemeinen Versorgungsbedingungen) et par l'« Ordonnance relative aux tarifs de l'énergie électrique » (die Tarifordnung). Le premier de ces textes a pour objet principal d'unifier les conditions techniques de distribution, telles que la tension et la fréquence, le comptage de l'énergie électrique, la facturation et le paiement. Le second concerne le montant et les bases de calcul des prix.

L'approvisionnement en courant des consommateurs importants n'est soumis à aucune disposition législative. Il est réglé par des contrats individuels, directement passés avec le distributeur. Les usagers de cette catégorie sont presque exclusivement alimentés par des lignes à haute tension. Comme ils ne sont pas approvisionnés aux conditions générales d'approvisionnement, et que l'Ordonnance sur les tarifs ne s'applique pas à leur cas, on a pris l'habitude de les désigner sous le nom d'*usagers spéciaux*.

Les distributeurs concluent généralement des conventions de prix particulières avec les usagers spéciaux, mais la plupart d'entre eux appliquent aux petits et moyens consommateurs (maximum 3.000 kW) des contrats dits « quasi normalisés ». Ces contrats se caractérisent par une normalisation assez étendue des différents éléments constitutifs des prix. Ceci conduit à des conditions d'approvisionnement semblables pour des usagers comparables à l'intérieur d'une zone de distribution. Toutefois, ces « contrats quasi normalisés » diffèrent par leur teneur suivant les entreprises de distribution, de telle sorte que, pour une même catégorie d'usagers, il y a autant de conditions différentes d'approvisionnement que de distributeurs.

2. PRINCIPES DE LA FORMATION DES PRIX

La formation des prix de l'électricité peut généralement être fonction du principe des coûts ou de celui de la valeur. Le principe des coûts signifie que l'on facture à l'usager un prix qui se rapproche aussi étroitement que possible du coût de son approvisionnement. Le principe de la valeur tend à faire correspondre les prix du courant à l'estimation de la valeur de la demande. La notion de coût n'intervient ici que pour autant que l'ensemble des coûts doit être couvert par l'ensemble des recettes. La formation des prix du courant se caractérise donc par deux limites : une limite inférieure constituée par les prix de revient, tandis qu'une limite supérieure est déterminée par l'utilité marginale de la demande. La limite supérieure peut être influencée par divers éléments tels que le pouvoir d'achat, la propension des usagers à la consommation, des facteurs subjectifs, le prix des sources d'énergie concurrentes (marché de l'énergie thermique) ainsi que (pour les gros consommateurs) par la possibilité de construire des installations de production propres.

En République fédérale d'Allemagne, les distributeurs peuvent fixer leurs prix et leurs tarifs en toute autonomie sauf, bien entendu, à respecter les limites de l'Ordonnance relative aux tarifs. Aucun principe uniforme ne règle donc la formation des prix du courant. De manière générale, on peut seulement constater que l'on tient toujours compte du principe des coûts ainsi que du principe de la valeur. L'importance relative attachée dans les cas d'espèce à l'un ou l'autre de ces principes dépend des circonstances et de la politique de vente poursuivie par l'entreprise. La position de marché relativement forte des distributeurs rend en tout cas aisée une adaptation à l'élasticité de la demande aux prix.

II. STRUCTURE DES PRIX

1. USAGERS INDUSTRIELS

La description des prix du courant pour les usagers spéciaux se limite au cas de ceux qui sont approvisionnés en vertu de « contrats quasi normalisés ». Pour les usagers plus importants, les prix sont adaptés tout à fait individuellement aux conditions particulières d'approvisionnement, et il n'y a pas de règles d'application générale. La conception fondamentale de la formation des prix fixés dans les « contrats quasi normalisés » est à peu près la même pour toutes les entreprises de distribution : elle repose sur les éléments suivants :

- terme fixe (Leistungspreis),⁽¹⁾
- terme proportionnel (Arbeitspreis),⁽¹⁾
- facteur pouvant déterminer une modification de prix,
- supplément pour énergie réactive,
- suppléments spéciaux ou remises.

En outre, une participation aux frais de construction est demandée dans la plupart des cas, lors du raccordement d'un nouvel usager ou lors d'un relèvement de la puissance assez important pour entraîner le renforcement de la ligne de raccordement ou du poste de transformation. Cette participation s'effectue en un seul versement déterminé d'après l'importance des investissements nécessaires. On renonce cependant souvent à la couverture entière de ces dépenses d'investissement.

La base de calcul du *terme fixe* est en général la puissance appelée, et dans certains cas seulement la puissance souscrite. On mesure à cet effet la puissance réelle (en kW) ou la puissance apparente (en kVA).

Comme les entreprises qui fournissent l'électricité doivent adapter la capacité de leurs installations à la pointe de la demande au cours d'une période déterminée, elles établissent le plus souvent le terme fixe en fonction de la puissance annuelle maxima. Celle-ci peut être assimilée :

- à la puissance maxima de l'année de décompte,
- à la moyenne des deux puissances mensuelles maxima les plus élevées,
- à la moyenne des trois puissances mensuelles maxima les plus élevées,
- à la moyenne des puissances mensuelles maxima les plus élevées de chaque trimestre.

On utilise aussi parfois un prix de puissance mensuel calculé en fonction de la pointe de puissance du mois. Il s'agit en général de la puissance la plus élevée enregistrée pendant 15 (ou plus rarement 30) minutes au cours du mois.

Le *terme proportionnel* est la plupart du temps fixé par tranches ou dégressif. Indépendamment de cette réglementation, des prix différents sont fréquemment fixés pour les heures de pointe et les heures creuses. Sont considérés comme périodes creuses la nuit, ainsi que, dans beaucoup d'entreprises de distribution, le week-end. La démarcation des heures de pointe et des heures creuses n'est généralement pas la même en été et en hiver, et elle varie considérablement suivant les distributeurs. La différence entre les prix des deux postes horaires est en règle générale d'autant plus grande qu'une part plus grande des frais fixes est comprise

dans le terme proportionnel. La fixation des périodes tarifaires influe également sur les relations existant entre le prix des heures de pointe et des heures creuses.

Le *facteur de variation des prix* sert pendant la durée de validité du contrat, qui est généralement assez longue, à adapter les prix du courant aux variations des coûts de la production et de la distribution. Selon les clauses d'indexation, le facteur de variation est appliqué au prix du courant, soit par addition, soit par multiplication. Cette adaptation peut porter tant sur les termes fixes que sur les termes proportionnels, mais en règle générale, c'est ce dernier seulement qui est ainsi indexé. Les paramètres utilisés dans les clauses d'indexation sont en général le prix du charbon et un salaire d'ouvrier qualifié clairement défini.

Les conditions de prix prévues par les contrats valent en général sous réserve d'un facteur de puissance de $\cos. \varphi = 0.9$, c'est-à-dire que, pendant les périodes de pointe, la puissance réactive induite ne peut représenter au maximum que 50 % de la puissance active appelée simultanément. Les dépenses supplémentaires supportées par le distributeur en raison de la présence d'installations de comptage insuffisamment compensées sont en général couvertes par des *suppléments pour énergie réactive*. Ces suppléments sont superflus quand on choisit la puissance apparente (kVA) comme assiette du prix de puissance.

Des *suppléments spéciaux ou remises* s'appliquent fréquemment aux usagers dont les conditions d'approvisionnement s'écartent de la normale. Ainsi, par exemple, de nombreux distributeurs accordent un rabais spécial sur le prix de puissance aux usagers qui, pendant les heures de pointe, appellent une puissance réduite dans une mesure déterminée (souvent 30 % au moins). Pour obtenir le minimum d'utilisation des installations économiquement acceptable, les contrats prévoient fréquemment une garantie d'utilisation minimum, dont l'inobservation entraîne le paiement de suppléments. D'autre part, l'octroi de remises en fonction de la durée d'utilisation constitue un stimulant à la consommation.

L'exemple chiffré ci-dessous explique le mécanisme de la composition des prix :

Supposons que la puissance utilisée s'élève à 500 kW et que la durée annuelle d'utilisation soit de 4.300 heures.

La consommation annuelle sera donc de 2.150.000 kWh; 70 % ou 1.505.000 kWh correspondront aux heures de pointe et 30 % ou 645.000 kWh aux heures creuses.

Les prix de puissance et d'utilisation sont ventilés en tranches de la manière suivante :

- les 100 premiers kW

⁽¹⁾ Voir note (1) p. 12 du rapport.

de puissance coûtent	100 DM au kW
les kW supplémentaires coûtent	80 DM au kW
— les 100.000 premiers kWh	
en période de pointe coûtent	8,5 Pf. au kWh
les 1.000.000 kWh de pointe	
suivants coûtent	8 Pf au kWh
les kWh de pointe supplé-	
mentaires coûtent	7,5 Pf. au kWh
— les 100.000 premiers kWh	
en période creuse coûtent	6,5 Pf. au kWh
les autres kWh en période	
creuse coûtent	5,5 Pf. au kWh

En vertu de la clause d'indexation, le prix d'utilisation est majoré de 3 %.

La compensation de l'utilisateur pour l'énergie réactive est suffisante ($\cos. \varphi$ supérieur à 0,9), si bien qu'aucun supplément n'est facturé à ce titre. Aucun autre supplément ou rabais n'entre en ligne de compte. Le calcul du prix moyen du kWh s'établit donc de la manière suivante :

a) *Prix de puissance*

Les 100 premiers kW à 100 DM le kW	10.000 DM
Les 400 kW suivants à 80 DM le kW	32.000 DM
	<hr/>
	42.000 DM

b) *Prix d'utilisation en période de pointe*

Les 100.000 premiers kWh à 8,5 Pf.	
le kWh	8.500 DM
Les 1.000.000 kWh suivants à 8 Pf.	
le kWh	80.000 DM
Les 405.000 kWh restants à 7,5 Pf.	
le kWh	30.375 DM
	<hr/>
	118.875 DM

c) *Prix d'utilisation en période creuse*

Les 100.000 premiers kWh à 6,5 Pf.	
le kWh	6.500 DM
Les 545.000 kWh restants à 5,5 Pf.	
le kWh	29.975 DM
	<hr/>
	36.475 DM

d) *Supplément de 3 % en vertu de la clause d'indexation*

sur 155.350 DM	4.660 DM
----------------	----------

TOTAL 202.010 DM

Pour une consommation globale de 2.150.000 kWh, le prix moyen s'établit à 9,40 Pf. le kWh.

2. ABONNES

L'« Ordonnance pour les tarifs de l'énergie électrique » du 25 juillet 1938 règle la formation des prix pour les abonnés. Le par. 2 de cette Ordonnance définit comme forme tarifaire unique un tarif binôme, caractérisé par la répartition du prix global en un terme fixe et un terme proportionnel. Le terme proportionnel doit essentiellement couvrir les coûts variables et le terme fixe, qui repré-

sente une sorte de paiement anticipatif, les frais fixes.

L'Ordonnance sur les tarifs (par. 9) stipule que tout usager se verra offrir, sans restriction quant à l'objet de l'utilisation, deux tarifs calculés sur des termes fixes différents et assortis de termes proportionnels, qui ne peuvent dépasser 8 Pf. le kWh dans le tarif I, et 15 Pf. le kWh dans le tarif II.

Dans certains cas exceptionnels, le distributeur peut, aux termes du par. 16, être dispensé de l'obligation d'instituer le tarif à 15 Pf., si ce dernier n'offre pas d'avantages notables aux usagers. Les distributeurs ont la faculté de fixer le niveau des termes fixes, mais l'ordonnance leur prescrit certains facteurs de référence pour les établir (par. 3). Les facteurs suivants sont admis : la puissance du raccordement de l'installation de l'utilisateur et la puissance appelée ou souscrite ; pour les usagers domestiques, le nombre de pièces se substitue à la puissance du raccordement (par. 5). En ce qui concerne les besoins industriels, commerciaux, artisanaux ou professionnels, c'est surtout la puissance de raccordement qui sert de facteur de référence, mais elle peut être remplacée par le volume des locaux. Ces deux facteurs peuvent être appliqués simultanément ou en relation l'un avec l'autre. Si le volume des locaux sert de référence, les locaux doivent être répartis en catégories (par. 6).

De plus, il faut offrir aux usagers dont la consommation est peu élevée, un autre tarif dit tarif des petits usagers, comportant un terme proportionnel élevé et un terme fixe particulièrement faible (location de compteur) (par. 10).

En outre, à des heures qu'ils déterminent eux-mêmes, les distributeurs doivent offrir à tout usager de l'énergie électrique à un prix d'utilisation maximum de 4 Pf. au kWh (tarif d'heures creuses). Ils ont la faculté de limiter les possibilités d'utilisation de l'énergie électrique livrée à ce tarif et d'ajouter au terme fixe normal un supplément approprié qui peut également être remplacé par un engagement de consommation minimum (par. 11).

Le tarif binôme rendu obligatoire par l'Ordonnance sur les tarifs s'efforce de refléter sensiblement la structure des coûts de l'industrie électrique. La part prépondérante des frais fixes dans l'ensemble de ces coûts aurait cependant pour effet, par l'application logique de la théorie des coûts, d'amener des termes fixes très élevés et des termes proportionnels relativement bas. Il en résulterait pour les petits utilisateurs des prix moyens très élevés. C'est pourquoi les tarifs binômes s'inspirent en général seulement de la structure naturelle des coûts. Pour des raisons sociales, on abaisse donc les termes fixes aux dépens des termes proportionnels. La politique de marché des entreprises joue toutefois aussi un rôle important à cet égard.

En résumé, chaque distributeur doit offrir trois tarifs à ses usagers. La représentation graphique des prix moyens en Pf. par kWh, qui en résulte, se traduit par trois hyperboles successives. Les points d'intersection entre ces hyperboles et, par conséquent, la portée des tarifs correspondants peuvent être modifiés en variant le rapport entre le terme fixe et le terme proportionnel. Les distributeurs ont ainsi la possibilité de pratiquer une politique des prix active en adaptant leur courbe des prix à la valeur estimée de la demande dans les différentes régions où est consommée l'énergie électrique (voir graphique 1).

Les tarifs sont basés sur des conditions moyennes de distribution, et ne peuvent en conséquence tenir que partiellement compte des cas d'espèce. Ils ne couvrent que dans une limite déterminée les particularités de raccordement résultant de l'éloignement du point d'alimentation, ainsi que des difficultés que présente l'établissement des lignes. Si le raccordement d'un usager entraîne des coûts plus élevés que ces coûts moyens, les distributeurs

peuvent demander le versement d'une contribution aux dépenses de construction. Ces contributions se différencient fréquemment en fonction de la consommation probable de l'usager.

L'Ordonnance sur les tarifs a certes entraîné une unification des formes tarifaires, mais non l'uniformisation des prix. Cette uniformisation n'a pu être réalisée, parce que les distributeurs ont pu fixer librement le montant des prix de base et qu'ils ont seulement été tenus de ne pas laisser les prix d'utilisation dépasser certains maxima.

Ces maxima sont, dans beaucoup de cas, tombés en désuétude. Le relèvement des prix d'utilisation pour toutes les livraisons de courant aux abonnés, ainsi que des prix de base et des prix d'utilisation aux usagers domestiques, ne peut toutefois être décidé sans autorisation spéciale des services du contrôle des prix. C'est pourquoi il existe, d'un distributeur à l'autre, des différences entre les niveaux et l'allure des hyperboles de prix (cf. tableaux 1 et 2 et graphique 2).

TABLEAU 1

Eléments des prix pour les usagers domestiques fixés par trois distributeurs

Distri- buteurs	Tarif	Prix d'utilisation Pf/kWh	Prix de base mensuel en DM suivant nombre de pièces					Pour chaque pièce suppl.	Prix estimatif mensuel en DM
			1	2	3	4	5		
A	I	12	1,10	1,15	2,30	3,50	4,80	1,20	—
	II	9	2,—	3,—	4,—	5,—	6,—	1,—	—
B	I	10	2,—	2,60	3,20	3,80	4,40	0,60	—
	II	6	4,—	5,50	7,—	8,20	9,40	1,20	—
C	I	11	1,—	2,—	3,—	4,—	5,—	1,—	—
	II	7,5	3,—	5,—	7,—	9,—	11,—	2,—	2

III. MODE D'ETABLISSEMENT ET REPRESENTATIVITE DE L'ENQUETE

Les prix convenus avec les *usagers spéciaux* ne sont soumis en République fédérale d'Allemagne à aucune publicité; ils sont même considérés comme confidentiels. Il n'a donc été possible d'en avoir connaissance qu'en procédant à une enquête directe auprès des distributeurs, enquête dont le succès était fonction de leur bonne volonté.

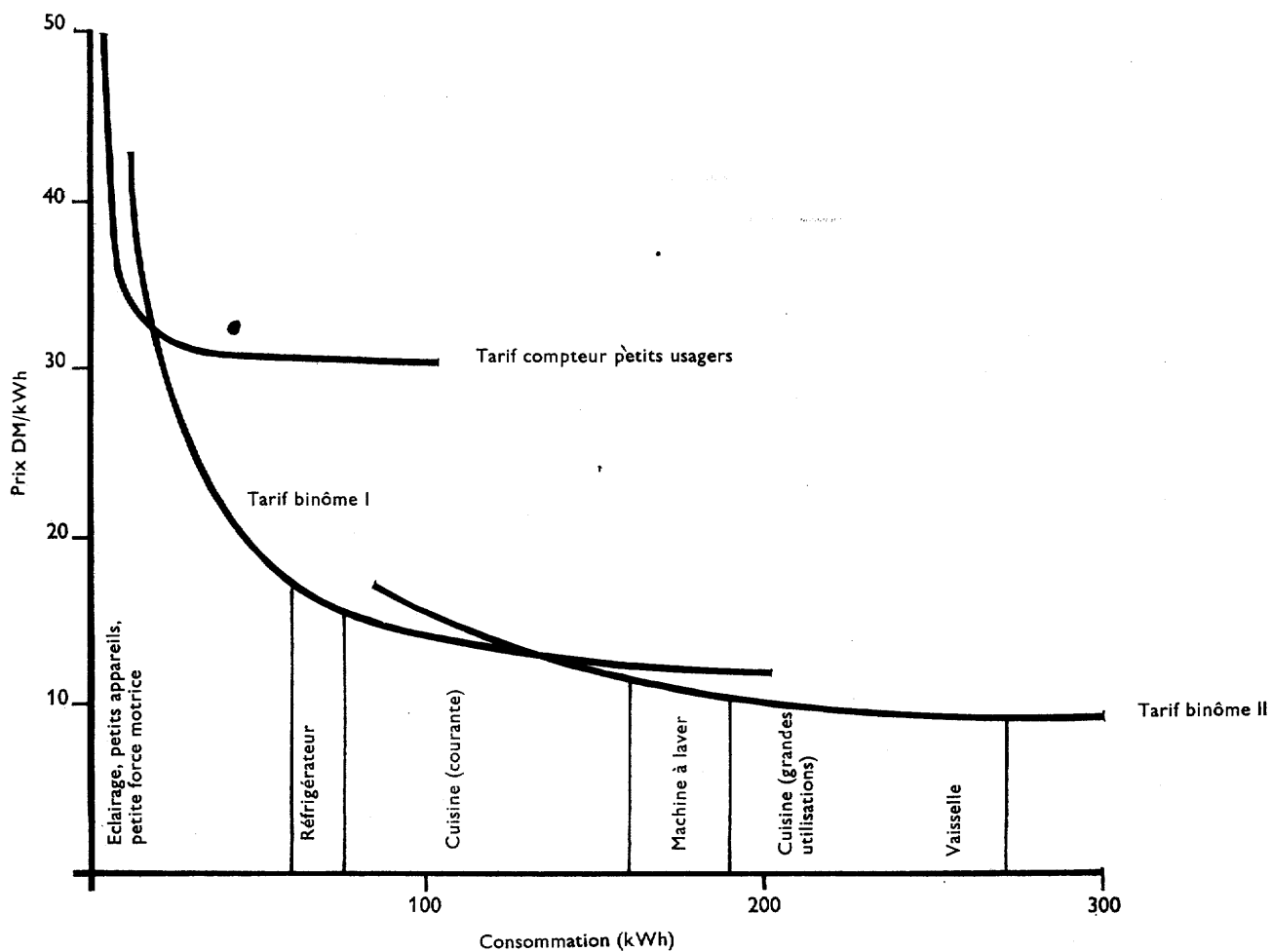
L'enquête a été menée auprès des 32 distributeurs les plus importants; le critère du choix étant l'importance des livraisons directes de courant et/ou la situation du distributeur dans des zones de concentration industrielle. Douze des distributeurs sont des entreprises urbaines, les 20 autres comprenant de grandes entreprises interconnectées et des entreprises régionales de distribution. La part de ces 32 entreprises dans l'ensemble des livraisons

aux usagers spéciaux s'élève à 68,9 %, et le territoire approvisionné représente 64,8 % de la superficie de la République fédérale d'Allemagne. Leur degré de représentativité peut être considéré comme suffisant. La situation particulière existant en Allemagne conférant un caractère confidentiel aux prix qui ont été relevés par l'enquête, on a dû renoncer à les citer individuellement. On a donc constitué plusieurs régions, en tenant compte de la délimitation des Länder fédéraux, et calculé des prix moyens pondérés pour chacune d'elles. Les régions suivantes ont été retenues :

1. Schleswig-Holstein/Hambourg
2. Basse Saxe/Brême
3. Rhénanie du Nord/Westphalie
4. Hesse
5. Rhénanie-Palatinat/Sarre
6. Bade-Württemberg
7. Bavière

Prix moyens d'après un tarif compteur et deux tarifs binômes, pour une habitation de 4 pièces (4 personnes)

Tarif binôme I: prix de base 3,80 DM, prix d'utilisation 0,10 DM
 Tarif binôme II: prix de base 8,20 DM, prix d'utilisation 0,06 DM
 Tarif compteur: prix de base 0,50 DM, prix d'utilisation 0,30 DM



Allure des hyperboles de tarifs offerts par 3 distributeurs à un usager domestique occupant 4 pièces

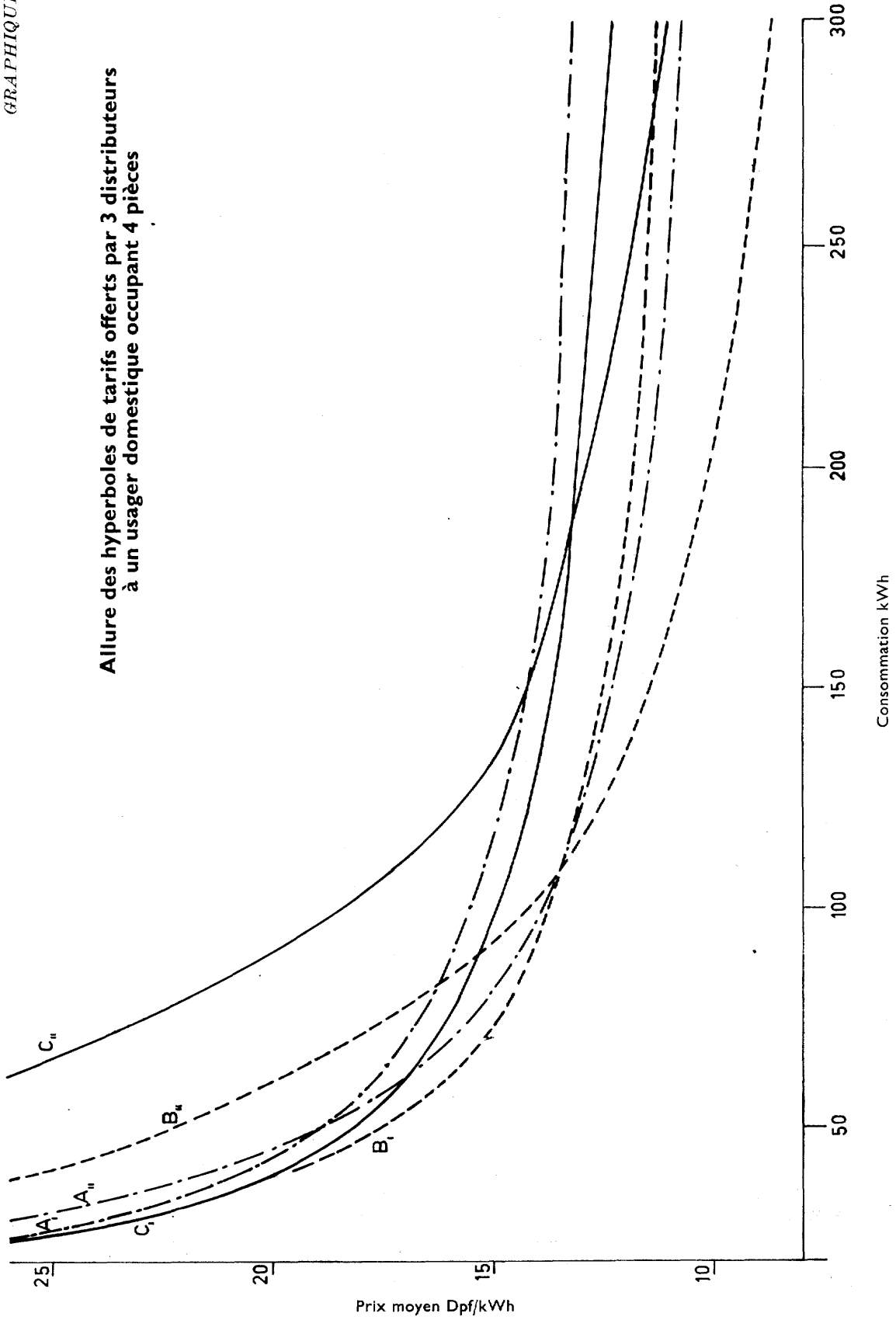


TABLEAU 2

Prix moyens du courant calculés par deux entreprises de distribution pour les usagers domestiques disposant de quatre pièces

Consommation en kWh	A			B			C			
	Prix de base DM/kW	Prix d'utilisation DM/kWh	Prix global moyen Pf./kWh	Prix de base DM/kW	Prix d'utilisation DM/kWh	Prix global moyen Pf./kWh	Prix de base DM/kW	Prix d'utilisation DM/kWh	Prix global moyen Pf./kWh	
I	10	3,50	1,20	47,-	3,80	1,00	48,-	4,00	1,10	51,-
	20	3,50	2,40	29,5	3,80	2,00	29,-	4,00	2,20	31,-
	50	3,50	6,00	19,-	3,80	5,00	17,6	4,00	5,50	18,1
	100	3,50	12,00	15,5	3,80	10,00	13,8	4,00	11,00	15,-
	150	3,50	18,00	14,3	3,80	15,00	12,5	4,00	16,50	13,7
	200	3,50	24,00	13,8	3,80	20,00	11,9	4,00	22,00	13,-
	250	3,50	30,00	13,4	3,80	25,00	11,5	4,00	27,50	12,6
300	3,50	36,00	13,2	3,80	30,00	11,3	4,00	33,00	12,3	
II	10	5,00	0,90	59,-	8,20	0,60	88,-	11,00	0,75	117,5
	20	5,00	1,80	34,-	8,20	1,20	47,-	11,00	1,50	62,5
	50	5,00	4,50	19,-	8,20	3,00	22,4	11,00	3,75	29,5
	100	5,00	9,00	14,-	8,20	6,00	14,2	11,00	7,50	18,5
	150	5,00	13,50	12,3	8,20	9,00	11,5	11,00	10,25	14,2
	200	5,00	18,00	11,5	8,20	12,00	10,1	11,00	15,00	13,-
	250	5,00	22,50	11,-	8,20	15,00	9,3	11,00	17,75	11,5
300	5,00	27,00	10,7	8,20	18,00	8,7	11,00	22,50	11,2	

Le prix moyen s'appliquant à la République fédérale d'Allemagne pour chaque catégorie d'usagers a été obtenu à son tour en calculant la moyenne pondérée des prix des différents régions.

Les prix pour les *abonnés* ont pu être extraits de la statistique tarifaire publiée annuellement par l'Association des centrales électriques allemandes. A l'aide de cette statistique, 40 entreprises distributrices ont été examinées, dont 28 couvrent un ensemble régional et 13 sont purement urbaines. Ces entreprises approvisionnent environ 60 % des habitants et 71 % de la superficie du territoire fédéral. La différence entre ces deux pourcentages résulte du fait que les centrales régionales approvisionnent de vastes étendues ayant une faible densité de population. Les entreprises examinées livrent aux abonnés 62 % de l'ensemble des prestations fournies par le réseau public. Ces chiffres garantissent une représentativité suffisante des prix indiqués pour l'ensemble du territoire fédéral. Pour l'ensemble des livraisons aux abonnés dans la République fédérale d'Allemagne, 54,9 % sont allés aux ménages en 1960, 8,4 % aux usagers agricoles et 36,4 % aux usagers du commerce, de l'industrie et de l'artisanat. L'ensemble des livraisons effectuées par les distributeurs examinés se répartit dans une mesure sensiblement identique entre les différentes catégories d'usagers.

Parmi les tarifs offerts, on a chaque fois choisi celui qui assure l'approvisionnement le plus favorable de l'utilisateur en tenant compte des conditions schématisées de consommation définies pour l'enquête. Les prix ainsi obtenus résultent essentiellement de l'application des tarifs binômes I et II. A l'exception des usagers domestiques et agricoles entièrement équipés, auxquels s'applique le tarif II, il a presque toujours fallu recourir au tarif I. Le tarif des petits usagers n'a été appliqué que dans certains cas d'espèce (au total pour 13 distributeurs) aux consommations d'éclairage de l'utilisateur artisan. Ce tarif n'a pas une grande importance économique sur le territoire fédéral, et ne s'applique qu'à moins de 5 % des abonnés.

Pour des motifs semblables à ceux cités à propos des usagers spéciaux, les prix appliqués aux abonnés ont été établis en moyennes pondérées, sur la base régionale citée plus haut.

IV. DIFFERENCIATION REGIONALE

Le chapitre IV du rapport contient une analyse détaillée des facteurs susceptibles de déterminer les différences de prix. Cette analyse est en principe aussi valable pour expliquer les différences de prix entre les régions d'un même pays. Les tableaux en annexe I et II du rapport, qui contiennent les prix

de courant relevés pour les régions choisies et correspondent aux conditions schématisées de consommation permettent de constater qu'il existe d'importantes différences de prix à l'intérieur de la République fédérale d'Allemagne. L'interprétation de ces différences est rendue plus difficile dans ce cas particulier par le fait que les zones d'activité des distributeurs dépassent fréquemment les limites des régions. C'est ainsi qu'en dehors du Land Rhénanie du Nord/Westphalie, la Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke A.G. alimente également d'autres régions, directement ou indirectement par le truchement de filiales et que de ce fait, le niveau des prix de cette entreprise influence également les prix relevés dans les autres Länder. Cette remarque vaut surtout pour la région Rhénanie-Palatinat/Sarre.

Si l'on fait abstraction de ce fait, on remarque que les prix les plus bas se rencontrent en Rhénanie du Nord/Westphalie et les prix les plus élevés en Bavière. Cela s'explique par des raisons très complexes. Certains facteurs interviennent également, dont les effets s'équilibrent dans une large mesure pour l'ensemble du territoire national et qui sont en conséquence moins importants pour la comparaison des prix du courant dans les divers Pays du marché commun. Parmi ces facteurs, on peut notamment citer la densité de consommation et l'éloignement des sources de combustibles utilisés dans les centrales thermiques. La Rhénanie du Nord/Westphalie est le Land dont la densité de consommation est la plus forte et le degré d'industrialisation le plus élevé. La houille consommée par les centrales de cette région ne supporte donc que de faibles coûts de transport; du lignite peu coûteux y est en outre disponible. La Bavière a, par contre, une densité de population relativement faible et un degré d'industrialisation inférieur. Les combustibles utilisés dans les centrales sont de provenance éloignée, et leurs prix sont donc relativement élevés. La Bavière dispose certes d'énergie hydraulique relativement abondante, mais celle-ci est, en partie, assez coûteuse et ses conditions de production sont défavorables.

Il n'est d'ailleurs guère facile d'établir des rapports nets entre les prix régionaux du courant et les facteurs qui les influencent.

V. FACTEURS PARTICULIERS

Outre les contraintes de coût, déjà citées, et qui sont particulières à chaque économie de l'électricité, le niveau élevé des prix du courant en Allemagne résulte de l'influence de divers facteurs particuliers. Les principaux de ces facteurs sont les redevances de concessions, l'intégration de plusieurs services publics en une seule entreprise (querverbund), et la structure des entreprises.

L'utilisation de la voie publique par un distributeur d'électricité exige l'autorisation du propriétaire de celle-ci (pouvoirs subordonnés). En effet, selon l'opinion dominante dans la jurisprudence, l'installation de lignes de distribution ne fait pas partie de l'utilisation libre du domaine public. Un contrat de concession est donc conclu entre le propriétaire de la voie publique et l'entreprise d'électricité. Par cette convention, l'autorité locale accorde au distributeur la permission de voirie, et lui garantit une position de monopole en s'interdisant de concéder le même droit à une autre entreprise, pendant toute la durée d'application du contrat. En contrepartie, il est souvent prévu que le distributeur paiera une redevance de concession.

Les modalités d'application des redevances de concession sont réglées par une Ordonnance spéciale. Les taux sont limités à un maximum, qui, en ce qui concerne spécialement les redevances sur les recettes provenant des abonnés, dépend du nombre d'habitants de la commune :

Nombre d'habitants	Taux maximum de la redevance en % du chiffre d'affaires
Jusqu'à 25.000	10
de 25 à 100.000	15
de 100 à 500.000	18
plus de 500.000	20

Les redevances constituent un élément du prix de revient, et le droit fiscal les traite comme des charges déductibles du bénéfice. Les prix du courant relevés pour l'Allemagne comprennent les redevances de concession.

Les taux ne sont pas toujours fixés aux maxima indiqués ci-dessus. La redevance ne doit être payée que si l'entreprise rémunère son capital propre à raison de 4 % au moins.

Le taux maximum pour les ventes aux usagers spéciaux est de 1,5 %. Cette redevance ne doit être payée que si un bénéfice de 4 % au moins est assuré dans les mêmes conditions que ci-dessus, et si le prix moyen du courant n'est pas inférieur à 0,05 DM par kWh.

Un autre facteur qui contribue au niveau élevé du prix du courant en Allemagne est le fait que plusieurs activités économiques d'une commune sont fréquemment intégrées en une seule entreprise : la distribution d'énergie électrique, de gaz ou d'eau, et les transports en commun sont associés de différentes manières en un service public intégré (querverbund). De cette manière, il peut se pro-

duire, à charge de l'électricité, une subvention interne en faveur des autres branches d'activité, en général moins prospères, et souvent même déficitaires. La part des entreprises de services publics intégrées (= querverbund-unternehme) dans la distribution d'électricité n'est cependant pas si considérable qu'une telle compensation puisse entraîner un relèvement sensible du niveau des prix du courant en Allemagne.

Par contre, la structure des entreprises a certainement une influence plus forte. Il y a, particulière-

ment au stade de la distribution proprement dite, un grand nombre d'entreprises. Il en découle que, pour beaucoup de celles-ci, le marché est relativement très limité, c'est-à-dire qu'elles n'approvisionnent qu'un territoire assez petit, et que leurs livraisons sont presque insignifiantes, vis-à-vis de l'ensemble.

En conclusion, les facteurs spéciaux qui viennent d'être décrits tendent à relever le niveau du prix du courant, mais il n'est cependant pas possible de chiffrer leur influence.

ANNEXE V

FRANCE

1ère PARTIE

COURANT A USAGE INDUSTRIEL

Le courant à usage industriel est généralement assimilé à l'ensemble des fournitures sous haute tension. Cependant, la consommation en haute tension comprend en France, outre les usages purement industriels, certaines fournitures livrées aux gros consommateurs des services publics et administrations, du commerce et de l'artisanat. De ce fait, les valeurs relatives à la consommation en haute tension sont un peu supérieures (environ 5 %) à celles correspondant seulement à l'ensemble des usages industriels et des transports, comme le montre la comparaison ci-dessous⁽¹⁾. Un tel type de courant représente en France, pour l'année 1960, 73 % de la consommation totale d'électricité (pertes comprises).

Consommation haute tension	52.542 GWh
Consommation basse tension	12.629 GWh
Pertes	6.849 GWh
Total	72.020 GWh
Industrie et transports	49.821 GWh
Autres secteurs	15.350 GWh
Pertes	6.849 GWh
Total	72.020 GWh

Il est à noter que la part des consommations haute tension s'est accrue constamment depuis 1938 passant de 66,8 % à 73 % accroissement dû en majeure partie à la réduction des pertes en ligne⁽²⁾. Electricité de France détient un monopole quasi absolu de la distribution de la haute tension tout en laissant à certaines industries le soin de s'approvisionner par leurs propres moyens. Toujours en 1960⁽³⁾ :

Distribué par Electricité de France	38.211	}	52.542 GWh
Distribué par les Régies et secteurs non nationalisés	780		
Autoconsommation	13.551		

A quelques exceptions près, toute la tarification française du courant à usage industriel relève

d'Electricité de France à l'intérieur du cadre légal qu'a fixé la loi de nationalisation du 8 avril 1946, modifié par la loi du 2 août 1949 en ce qui concerne les petits producteurs⁽¹⁾.

1. STRUCTURE DES TARIFS

A. LEGISLATION

La loi de nationalisation confie de facto à Electricité de France le monopole de distribution d'électricité sous le régime juridique de la concession qui était déjà celui des sociétés distributrices d'avant la nationalisation. Parmi celles-ci, ne subsistent (art. 23 de la loi du 8 avril 1946) que les régies, les sociétés d'économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités locales détiennent la majorité, les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole, en un mot, les nationalisations avant la lettre qui assurent actuellement 5 % de la distribution.

En application de l'art. 37 de la loi de nationalisation, les pouvoirs publics ont établi deux nouveaux cahiers des charges relatifs à l'alimentation générale en énergie électrique d'une part, à la concession des distributions publiques d'électricité d'autre part.

Le 28 novembre 1956 l'Etat passe avec Electricité de France une seule convention s'étendant à l'ensemble du territoire.

Enfin, un décret du 22 novembre 1960 approuve le nouveau cahier des charges type des distributions publiques d'énergie électrique.

B. FORMATION DES PRIX

Les vicissitudes monétaires de la période d'après-guerre ont disloqué le système tarifaire en vigueur depuis 1935-1938. Sur la base de la tarification au coût marginal, un nouveau système, dit Tarif Vert⁽²⁾, est progressivement mis en place entre 1956 et 1958. C'est lui qui régit aujourd'hui l'ensemble des prix du courant haute tension.

⁽¹⁾ C. Jeanneney et Colliard, *Economie et Droit de l'Electricité*, Donat-Montchrestien, Paris 1950.

⁽²⁾ On peut voir sur ce sujet :

— M. Boiteux : *Le Tarif Vert d'Electricité de France*, R.F.E. janv. 1957.

— M. Boiteux : *La Vente au Coût marginal*, R.F.E., déc. 1956.

⁽¹⁾ Electricité de France — *Statistiques de la Production et de la Consommation 1960*, p. 3.

⁽²⁾ Cf. la Structure de la Consommation d'Electricité de France, R.F.E., nov.-déc. 1961, p. 184.

⁽³⁾ Electricité de France — *op. cit.* p. 41.

a) LES TYPES DE TARIF

A côté d'un tarif général s'appliquant à 80 % des abonnés environ, deux autres modalités tarifaires répondent aux besoins spécifiques de certains usagers.

i) Tarif d'appoint

Il est destiné aux fournitures faites à titre de complément à un abonné dont les installations bénéficient d'une autre alimentation que celle du réseau d'Electricité de France. En fait, sa structure même (voir infra b) permet de l'utiliser comme tarif de longue utilisation à l'exclusion de tout recours au tarif général.

ii) Tarif de secours et tarif pour courte utilisation

Il est conçu pour les fournitures effectuées au titre d'un contrat préalable en substitution à la production d'une source d'énergie autonome momentanément défaillante. Le tarif pour courte utilisation, dérivé du tarif de secours, peut s'appliquer aux abonnés dont la consommation est faible par rapport à la puissance souscrite (inférieure à environ 700 kWh par an et kW souscrit).

iii) Tarif général

Bien que n'étant pas destiné aux autoproducteurs, le tarif général peut leur être appliqué dans cer-

tains cas particuliers, notamment lorsqu'ils acceptent le rachat intégral de leur production par Electricité de France ou lorsque la puissance de leur source autonome est négligeable par rapport à celle des fournitures d'Electricité de France.

Chacun de ces trois types de tarif se différencie par sa structure interne.

b) LA COMPOSITION DES TARIFS

Chaque tarif comprend :

- une prime fixe par kw souscrit (progressive ou dégressive),
- un prix variable en fonction d'un triple paramètre (région, tension, moment de la fourniture).

i) Prime fixe

Tarif général

Elle est annuelle et fixée à 4.992 F/kW de puissance souscrite pour une valeur de l'index égale à 8.200 (1).

Elle présente l'avantage d'être dégressive en fonction de la puissance souscrite suivant l'échelle ci-dessous :

(1) Base de l'index : 7.300 en 1954. L'index est actuellement à 8.200.

Tranches (kW)	0 à 100	100 à 300	300 à 1.000	1.000 à 3.000	3.000 à 10.000	+ 10.000
Rabais par tranches	0 %	4 %	8 %	12 %	16 %	20 %

De plus, l'abonné peut bénéficier de réduction sur le montant de la prime s'il souscrit des effacements de puissance (cf. incidences de certains points particuliers, infra 3.E.).

Tarif d'appoint

La prime varie avec les zones tarifaires et la tension sous laquelle sont reçues les fournitures (cf. effet sur le prix de la fourniture sous une tension différente, infra 3.B.).

Tarif de secours

Le taux de base de la prime fixe est égal :

- au quart de celui du tarif général lorsque l'abonné n'est pas autoproducteur,
- à la moitié de celui du tarif général à concurrence de la puissance de la source d'énergie hydraulique dont dispose l'autoproducteur.

Dans le cas du tarif de secours, la prime est progressive :

Tranches (kW)	0 à 1.000	1.000 à 3.000	3.000 à 10.000	+ 10.000
Majoration par tranches	3 %	20 %	40 %	80 %

Comme aux deux précédentes, des réductions pour modulation de puissance peuvent être appliquées.

ii) Prix de l'énergie

Une triple différenciation est opérée.

Selon les régions

Le territoire national, à l'exception de la Corse et des îles qui ne sont pas rattachées au réseau d'interconnexion, a été divisé en 23 zones tarifaires.

Selon la tension d'alimentation

Au total, 7 tensions tarifaires sont retenues : 220 kV, 150 kV, 60 kV, 15 kV et 90 kV, 30 kV, 5 kV. L'un ou l'autre groupe de tensions sont appliqués selon les usages des régions intéressées.

Selon le moment de la fourniture

Un double critère intervient pour définir le moment de la fourniture :

la saison : hiver - du 1er octobre au 31 mars
été - du 1er avril au 30 septembre

le poste-horaire :

pointes : 2 heures le matin et 2 heures le soir durant novembre, décembre, janvier, février.

heure pleine : de 6 heures à 22 heures sauf dimanche et heures de pointe,

heure creuse : de 22 heures à 6 heures et la totalité des dimanches.

A titre d'exemple, voici comment se présente le tableau tarifaire (tarif général) de la zone 5.

Prix d'énergie F/kWh

Prime annuelle fixe : 4.992 FF/kW		P	Hiver HP	HC	HP	Eté HC
220 kV	Ensemble de la zone	7,83	4,71	3,46	4,04	2,62
150 kV	Isère, Haute-Savoie, Savoie Hautes-Alpes	9,10	5,28	3,56	4,16	2,68
		9,42	5,48	3,56	4,16	2,68
60 kV	Isère, Haute-Savoie, Savoie Hautes-Alpes	10,95	6,12	3,68	4,32	2,78
		11,78	6,55	3,68	4,32	2,78
15 kV	Isère, Savoie Haute-Savoie Hautes-Alpes	12,74	7,09	3,76	4,44	2,83
		13,19	7,34	3,76	4,44	2,83
		15,34	8,52	3,76	4,44	2,83
90 kV	Isère, Haute-Savoie, Savoie Hautes-Alpes	10,18	5,79	3,63	4,26	2,75
		10,82	6,12	3,63	4,26	2,75
30 kV	Isère, Savoie Haute-Savoie Hautes-Alpes	12,22	6,81	3,74	4,42	2,82
		12,54	6,94	3,74	4,42	2,82
		14,19	7,89	3,74	4,42	2,82
5 kV	Isère, Savoie Haute-Savoie Hautes-Alpes	13,14	7,34	3,77	4,47	2,85
		13,73	7,56	3,77	4,47	2,85
		16,04	8,94	3,77	4,47	2,85

2. CARACTERE REPRESENTATIF DES PRIX

A. STRUCTURE DE LA CONSOMMATION

La consommation de courant haute tension peut être structurée en fonction de plusieurs critères dont la combinaison jette quelque lumière sur le mode de tarification.

Envisageons-les successivement.

i) Répartition par activité

Cette ventilation permet de saisir l'importance respective de chaque type de tarification (tarif général, tarif d'appoint ou de longue utilisation, tarif de secours ou de courte utilisation) pour deux séries de raison :

— l'autoproduction n'intervient de façon appréciable que dans quelques branches d'industries,

— la technologique de chaque branche d'industrie modèle la structure de consommation énergétique.

Au cours de l'année 1960, la consommation haute tension des gros consommateurs s'est répartie selon le tableau qui figure à la p. 8⁽¹⁾.

ii) Répartition par tranches de puissance souscrite unitaire

Elle détermine la dégressivité des primes fixes comme nous l'avons vu plus haut (cf. 1 D, (i)).

(1) Source : Electricité de France, Statistiques de la Production et de la Consommation pour l'Année 1960, p. 46 et p. 47.

Nomenclature	Activités	Energie provenant des réseaux (1)	Production propre	Consommation totale
0	Sources d'énergie et industries connexes (y compris usines à gaz et consommation du distributeur)	1.645	4.286	5.931
	dont : houille et lignite	102	3.760	3.862
	pétrole, extraction, raffinerie, synthèse	421	525	946
1	Extraction minerais, mét. product. et métallurgie	8.817	4.686	13.503
	dont : minerai de fer	96	440	536
	sidérurgie et transformations associées	2.169	4.017	6.186
	aluminium	4.486	15	4.501
	ferro-alliages	1.354	200	1.554
2	Transformation des métaux, industries mécaniques et électr.	5.956	127	6.083
	dont : première transformation des métaux automobile et cycle	1.440	10	1.450
	automobile et cycle	1.188	84	1.272
3	Extraction minéraux divers, matériaux de construction, bâtiments et travaux publics	2.314	241	2.555
	dont : potasse	104	125	229
	chaux, ciment, plâtre	1.256	107	1.363
4	Industries chimiques et para-chimiques	7.198	1.747	8.945
	dont : azote	1.026	920	1.946
	carbures et calcium	1.354	210	1.564
	chlorures et dérivés	1.338	199	1.537
5	Production et transformation de produits agricoles et alim.	1.413		
6	Industries de textile, vêtements, cuir, bois et papier	4.413	1.816	6.229
	dont : filatures et tissages	2.021	400	2.421
	papier et carton	1.535	1.387	2.922
7	Transports et communications (y compris télécommunications)	3.798		3.798
	dont : S.N.C.F.	2.972		2.972
8 et 9	Consommateurs non industriels (commerce, services, administration, services publics non industriels)	1.690		1.690
	Total : gros consommateurs	37.244	13.156	50.400
	petits consommateurs	1.747	395	2.142
	Total général haute tension	38.991	13.551	52.542

(1) La part non-EDF est très faible. Elle ne dépasse jamais 2 à 3 %.

Le tableau ci-après couvre l'ensemble des consommations haute tension pour l'année 1960 — les fournitures non E.d.F. y sont incluses, mais ne représentent que 780 Gwh sur une consommation totale de 38.991 Gwh (1).

Le tableau fait très nettement apparaître :
— la prédominance des petits usagers : 76 % d'entre eux ont une puissance souscrite inférieure à 100 kw,
— l'étalement accru des horaires d'utilisation en fonction de la puissance souscrite : de 1.900 à 5.700 heures.

B. LIVRAISONS SOUS TARIF ET HORS TARIF

Toutes les livraisons haute tension sont soumises au système tarifaire précédemment décrit. Seules quelques entreprises y échappent partiellement pour des raisons liées à leur situation de producteur énergétique avant la nationalisation ou au rôle

qu'elles jouent dans le développement actuel de certains complexes énergétiques.

Il en va ainsi de :

- quelques groupes parmi lesquels, Péchiney, Ugine, St-Gobain, pour le courant issu des centrales dont ils étaient autrefois propriétaires et qui leur est actuellement facturé à son prix de revient augmenté de 15 %,
- la centrale de Lacq (2 groupes de 250 MW).

Il s'agit d'une centrale financée par Péchiney et gérée par Electricité de France. Le courant haute tension qu'elle produit est revendu à Péchiney à son prix de revient, étant entendu que ladite centrale bénéficie d'une bonification de 1 nouveau centime par m³ de gaz consommé.

C. AUTOPRODUCTION

L'art. 8 de la loi du 8 avril 1946 exclut de la nationalisation les entreprises qui n'ont pas pour activité principale la production d'électricité, mais possèdent néanmoins des installations à cet effet.

(1) Electricité de France — Statistiques de la Production et de la Consommation pour l'année 1960, p. 40.

Tranches de puissance souscrite unitaire (kW)	Nombre d'abonnements	Puissance souscrite totale (MW)	Consommation totale (GWh)	Utilisation annuelle (heures)
— 100	44.529	1.712	3.297	1.900
100 à 249	8.657	1.261	2.492	2.000
250 à 499	2.781	922	2.220	2.400
500 à 999	1.421	948	2.695	2.800
1.000 à 1.999	709	957	3.010	3.150
2.000 à 2.999	245	580	1.975	3.400
3.000 à 3.999	113	385	1.472	3.800
4.000 à 7.999	156	854	3.631	4.250
8.000 à 15.999	78	853	4.280	5.000
16.000 à 31.999	43	875	3.774	4.300
+ 32.000	23	1.772	10.145	5.700
Totaux	58.755	11.119	38.991	3.500

Il convient d'ailleurs de noter que certaines de ces entreprises étaient nationalisées à un autre titre (houillères et S.N.C.F. notamment).

Le tableau de la page 88 situe les principales branches autoproductrices dans l'ensemble des industries consommatrices d'électricité.

Il s'agit essentiellement pour 1960 de :

Houille et lignite	3.760 Gwh
Sidérurgie	4.017 Gwh
Papier, carton	1.387 Gwh

soit un total de 9.164 Gwh sur 13.551 produits, soit 70 % du total.

Les autoproducteurs vendent et achètent de l'électricité à Électricité de France.

Achat

Cf. les régimes tarifaires, supra 1, B, a).

Vente

Les excédents font l'objet de contrats adaptés à chaque cas particulier.

3. INCIDENCES DE CERTAINS POINTS PARTICULIERS

A. BASE DE LA TARIFICATION : PUISSANCE SOUSCRITE OU APPELÉE

La puissance souscrite l'est normalement pour la durée du contrat (en général 5 ans). Toutefois, pendant la 1ère année d'application du contrat, l'abonné a la faculté de la réduire à concurrence de 10 %. Cette réduction prend effet à compter du début du mois suivant la demande de l'abonné par un avenant de modification des puissances souscrites au contrat.

Pendant toute la durée du contrat, les puissances souscrites peuvent être augmentées par tranches d'au moins 10 %.

La procédure suivie est la même que précédemment à une exception près : l'avenant doit tenir

compte de la durée des travaux éventuellement entrepris pour élever la puissance appelée.

La puissance souscrite a une incidence tarifaire directe. La prime fixe annuelle (cf. p. 86) est en effet fonction de la puissance souscrite :

- elle est dégressive dans les tarifs général et d'appoint,
- elle est progressive dans le tarif de secours.

B. EFFET SUR LE PRIX DE LA FOURNITURE SOUS UNE TENSION DIFFÉRENTE

L'incidence tarifaire de la tension sous laquelle est fournie le courant haute tension s'avère plus complexe. Il convient en effet de distinguer les régimes de tarification.

i) Tarif général et tarif de secours

La prime fixe annuelle est indépendante de la tension sous laquelle est fournie l'électricité. Seul le prix de l'énergie (2ème élément du tarif) s'en trouve affecté.

ii) Tarif d'appoint

Comme dans le cas du tarif général, le prix de l'énergie est fonction de la tension, mais, de plus, le taux de base de la prime fixe annuelle est affecté.

Dans le département de l'Isère (zone n° 5), le taux de base en F/kw varie ainsi :

Tension	Taux de base (sur base indiciaire 8.200) (TVA incluse)
220	6.802
150	7.238
60	7.925
15	8.636
90	7.650
30	8.387
5	8.736

C. ENERGIE REACTIVE — PENALITE ET BONIFICATION

Les primes fixes et prix du kWh s'entendent pour une fourniture comportant chaque mois, en dehors des heures creuses, une proportion d'énergie réactive égale à 60 % de la quantité d'énergie active consommée le même mois en dehors des heures creuses.

Lorsque, pour un mois, la proportion consommée est supérieure à 60 %, l'excédent est facturé aux prix indiqués aux barèmes.

L'énergie réactive non consommée en-deçà de la proportion de 60 % donne lieu à une bonification.

D. PROPRIETE DE LA CABINE

La cabine est propriété de l'abonné haute tension. A partir du point de livraison toutes les installations sont entretenues et exploitées par ses soins.

E. EFFACEMENT EN POINTE

i) Principe

Une réduction de la puissance à facturer dans la prime fixe annuelle est accordée à l'abonné qui

consent au moins à un effacement de puissance en heure de pointe.

i) Condition de cette réduction de la puissance

Les puissances appelées doivent croître d'au moins 20 % (avec un minimum de 20 kw) d'un poste horaire au suivant, c'est-à-dire en passant successivement :

des heures de pointe	P
aux heures pleines d'hiver	HPh
aux heures pleines d'été	HPe
aux heures creuses d'hiver	HCh
aux heures creuses d'été	HCe

iii) Calcul de cette puissance réduite

La puissance souscrite en pointe est facturée pour l'intégralité de sa valeur; un supplément de puissance souscrit en heures pleines d'hiver n'est compté que pour 40 % de sa valeur (dans le cas d'une puissance souscrite aux tarifs général ou d'appoint) et ainsi de suite suivant le tableau ci-dessous :

Postes horaires	P	HPh	HPe	HCh	HCe
Puissance appelée dans chaque poste horaire	P1	P2	P3	P4	P5
Condition de la réduction de puissance		$P2 = 1,2 P1$	$P3 = 1,2 P2$	$P4 = 1,2 P3$	$P5 = 1,2 P4$
Puissance à facturer par poste horaire					
— Tarif général et d'appoint	P1	0,4 (P2 — P1)	0,2 (P3 — P2)	0,07 (P4 — P3)	0,02 (P5 — P4)
— Tarif de secours	P1	0,8 (P2 — P1)	0,4 (P3 — P2)	0,28 (P4 — P3)	0,08 (P5 — P4)

La puissance réduite PR à facturer dans la prime fixe annuelle est égale :

— dans les tarifs général et d'appoint à
 $PR = P1 + 0,4 (P2 - P1) + 0,2 (P3 - P2) + 0,07 (P4 - P3) + 0,02 (P5 - P4)$

— dans le tarif de secours à
 $PR = P1 + 0,8 (P2 - P1) + 0,4 (P3 - P2) + 0,28 (P4 - P3) + 0,08 (P5 - P4)$.

iv) Calcul de la prime fixe annuelle

Comme pour une puissance fixe, la prime fixe annuelle est égale au produit de la puissance réduite par le taux de base de la prime fixe du tarif considéré, après l'avoir corrigé pour tenir compte

— de la dégressivité de la prime dans les tarifs général et d'appoint,

— de la progressivité de la prime dans le tarif de secours.

F. DEPASSEMENT DE LA PUISSANCE SOUSCRITE

Les pénalités pour dépassement de puissance souscrite sont calculées mois par mois.

Ces pénalités sont facturées sur la différence :
 — entre la nouvelle puissance réduite résultant des dépassements enregistrés au cours du mois,
 — et la puissance réduite souscrite.

L'intégration sur 10 minutes élimine les dépassements très brefs.

4. DIFFERENCIATION REGIONALE

Le découpage du territoire national en 23 zones tarifaires résulte de la fixation des prix au coût marginal — ce qui suppose, bien entendu, l'interconnexion du réseau —.

Le but d'un tel système est de hiérarchiser aussi strictement que possible les centrales électriques en fonction de leur prix de revient respectifs

quelle que soit leur localisation propre et celle du consommateur.

Deux démarches aboutissent à la détermination des tarifs de zone.

A. CALCUL DES PRIX MARGINAUX EN 220 kV

Il convient pour cela de connaître :

— le prix de revient marginal de chaque centrale pour chacun des principaux postes horaires retenus : P, HPh, HPe, HCh, HCe.

— le prix de revient du transport de chaque kWh pour les mêmes postes horaires ci-dessus.

Ceci établi, il reste à déterminer toujours par postes horaires « la configuration des mouvements d'énergie sur toutes les lignes du réseau d'interconnexion, puis de calculer les prix, de proche en proche, en tous les postes du réseau d'interconnexion »⁽¹⁾.

Pour chacune des régions, on obtient ainsi un ensemble de 5 prix correspondant aux 5 postes horaires.

B. CALCUL EN TENSION DE LIVRAISON

Chacun des 5 prix régionaux est ensuite augmenté des frais de distribution en 150, 90, 60 kV..., ce qui conduit à une nouvelle différenciation par

⁽¹⁾ M. Boiteux : Le Tarif vert d'Electricité de France, R.F.E., janv. 1957, p. 11.

département à l'intérieur de la zone tarifaire afin de tenir compte des inégales densités de population qui affectent le coût de la distribution.

Appliqué intégralement, ce principe eut cependant conduit à paralyser complètement certaines régions insuffisamment développées.

Pour pallier tel risque, l'Electricité de France affecte à ces régions (pratiquement les 2/3 du territoire) une densité de consommation fictive, anticipant le développement ultérieur de la consommation.

5. INCIDENCE DES TAXES A LA CONSOMMATION

Jusqu'au début de 1939, les ventes d'électricité se trouvaient exonérées de taxes sur le chiffre d'affaires.

Depuis cette date, la TVA est incorporée au prix de l'électricité. Electricité de France qui la perçoit directement est en droit de la conserver jusqu'à concurrence du montant des taxes que ses propres fournisseurs lui font supporter. Le taux de la TVA retenu est toutefois un taux minoré : 10 % pour la haute tension⁽¹⁾.

⁽¹⁾ On peut consulter sur ce point l'article de H d'Ormesson. Le Financement des Investissements d'Electricité de France, Revue Française de l'Energie, déc. 1961, p. 80.

2ème PARTIE

USAGES DOMESTIQUES, AGRICOLES, DE L'ARTISANAT ET DU COMMERCE

Le nombre et la diversité des usagers du courant basse tension ne permettent pas de fournir des éléments statistiques aussi précis que ceux relatifs aux consommateurs de courant haute tension. Pour l'année 1960, nous savons que 18.580.000 abonnés ont consommé 12.629 Gwh dont 11.839 fournis par Electricité de France et 790 par les régies et autres secteurs non nationalisés⁽¹⁾.

Sur ce total, les usages domestiques ont absorbé 7.484 Gwh : pour l'instant, les ventilations opérées ne permettent pas de pousser plus loin les différenciations, notamment entre usages agricole, artisanal et commercial.

1. STRUCTURE DES TARIFS

A. LEGISLATION

Voir 1^{re} partie, § 1A.

⁽¹⁾ Electricité de France — Statistiques de la production et de la consommation pour l'année 1960, pp. 40 et 41.

B. FORMATION DES PRIX

Alors que les tarifs haute tension ont été complètement refondus dans le cadre du tarif vert, ceux du courant basse tension actuellement en vigueur dérivent encore du système tarifaire mis au point en 1928 (Décret du 17 janvier 1928).

Une refonte est cependant à l'étude et les tarifs pilote mis provisoirement en place dans certains départements en sont les signes précurseurs. Cette réforme se heurte actuellement à l'opposition de certaines collectivités locales.

i) Cadre général de la tarification

Indexation

Tous les prix basse tension varient avec un index périodiquement établi :

— valeur de référence : 310

— valeur novembre 1961 : 13.350

Différenciation des prix

Les prix varient avec la période d'application.

La plupart des tarifs varient avec les saisons :
 — prix « hiver » : du 1er novembre au 30 avril
 — prix « été » : du 1er mai au 31 octobre.

Toutefois, pour le tarif aménagé non domestique, la période « d'hiver » s'étend du 1er octobre au 31 mars.

ii) Modalités de tarification

Le système tarifaire actuellement en vigueur, dans l'attente d'une réforme, offre une grande diversité de modalités d'application dont nous ne rappelons que sommairement les grands traits.

1. Tarifs maxima

Ils continuent les tarifs des anciennes concessions et se composent d'un terme fixe et d'un terme correctif variant avec l'index économique.

— pour l'éclairage : l'abonné ne paie qu'une prime de consommation,

— pour les autres usages (à l'exception des projections cinématographiques) : une seule prime aussi mais, en général, moins élevée.

2. Tarifs pour la cuisson électrique

Pour bénéficier de ce tarif, les appareils de cuisine doivent être raccordés, de façon fixe, à un circuit spécial commandé par un disjoncteur.

L'abonné ne paie qu'une prime de consommation variant avec la densité de population du lieu de résidence et la saison.

3. Tarif exclusif d'heures creuses

Il s'agit des heures de nuit (21 heures - 6 heures) et de la totalité des dimanches.

Le tarif s'applique à tous les usages (principalement les appareils à accumulation), à l'exclusion de l'éclairage. Le circuit d'alimentation doit être indépendant et inviolable.

L'abonné paie une taxe spéciale pour la location du dispositif de comptage spécial; en contrepartie, le prix du kWh est relativement bon marché.

4. Tarifs dégressifs à tranches multiples

— pour les usagers domestiques, la consommation B.T. est facturée par tranches dont l'importance varie avec la puissance du disjoncteur principal.

Le tarif appliqué à chaque tranche est le même que ceux cités précédemment :

1ère tranche : prix maximum éclairage

2ème tranche : prix maximum autres usages (en moyenne, réduction de 25 % sur le précédent)

3ème tranche : prix de cuisson.

— pour les usages non domestiques, les tarifs sont dégressifs en fonction de la puissance souscrite par l'abonné. Entre autres buts, ces tarifs sont destinés à encourager le développement de l'éclairage des magasins et des vitrines.

Les deux premières tranches sont modulées par saison :

en heures/kw souscrit	Hiver	Eté	Total
1ère tranche	300	200	500
2ème tranche	250	150	400

La facturation s'opère ainsi :

	Eclairage	Autres usages
1ère tranche	prix maximum	prix maximum
2ème tranche	rabais de 25 %	» — 15 %
3ème tranche	rabais de 50 %	» — 25 %

5. Tarifs pilote pour utilisation artisanale

Introduit à titre d'essai, ce tarif est une généralisation du « tarif vert » utilisé pour la haute tension.

Il ne s'applique qu'aux entreprises artisanales pour lesquelles l'éclairage ne constitue pas l'usage principal, et comprend :

— une taxe d'abonnement mensuelle, variable avec la puissance souscrite et la densité de population du lieu de résidence,

— une prime de consommation par kWh variable avec les saisons, les postes journaliers et l'importance de la localité.

en FF par mois	Communes rurales — 2.000 h	Villes de 2.000 à 10.000	Villes de 10.000 à 50.000	Villes de + 50.000
Force motrice				
1° KVA	9,19	9,19	8,83	8,58
KVA supplém.	3,80	3,80	3,43	3,18

2. STRUCTURE DE LA CONSOMMATION

Nous avons souligné précédemment le caractère encore très sommaire des renseignements à la structure des consommations basse tension⁽¹⁾.

A. REPARTITION PAR GRANDES CATEGORIES DE FOURNITURES (1960)

Distribué par Electricité de France

<i>Usages domestiques</i>	en GWh	en %
Eclairage et 1ère tranche	2.503	21,20
2ème tranche	515,5	4,34
3ème tranche et cuisine heures creuses	2.979,5	25,23
	753	6,21
<i>Usages non domestiques</i>		
Eclairage	1.450	12,26
Services publics et communaux	949	8,00
Tous autres usages	2.280	19,30

⁽¹⁾ Sources : J. Chazel, La Structure de la Consommation d'Electricité de France, R.F.E., n° spécial, nov.-déc. 1961.

<i>Divers</i>	409	3,46
TOTAL	11.839	100
Distribué hors Electricité de France	790	
TOTAL GENERAL	12.629	

La consommation à usage domestique a plus que doublé entre 1950 et 1960 : elle est en effet passée de 3.090 à 6.751 GWh⁽¹⁾. Dans le même intervalle, sa structure interne s'est considérablement modifiée : décroissance de la part de la première tranche, croissance rapide pour la 3ème tranche et des heures creuses, phénomène qui s'explique par le développement de l'usage des appareils domestiques (chauffe-eau électrique à accumulation notamment).

⁽¹⁾ Ne comprend pas l'énergie livrée gratuitement.

	Consommation globale annuelle (GWh)	Nombre d'abonnés en milliers	Consommation annuelle par abonné (kWh)
Communes rurales	2.929	5.669	517
Communes urbaines	8.910	9.334	955

B. REPARTITION ENTRE COMMUNES URBAINES ET COMMUNES RURALES⁽²⁾

Comme toute moyenne, les consommations par abonné données ci-dessus masquent de très fortes dispersions⁽³⁾. Notons toutefois qu'au cours des dernières années (1955-1960), les taux de croissance de consommation ont été plus élevés dans les communes rurales que dans les communes urbaines.

3. DIFFERENCIATION REGIONALE

La diversité des prix appliqués ne permet pas de fournir un aperçu complet sur la différenciation régionale.

⁽²⁾ Sont classées rurales les communes de moins de 2.000 habitants. Elles comprennent donc une forte population agricole, mais leur consommation ne peut être assimilée à la consommation agricole.

⁽³⁾ On peut consulter : Mme Capronnier, Comptes nationaux et régionaux de l'Energie, A. Colin.

Le tableau qui suit sub. 4, élaboré à partir de sondages, est cependant assez significatif. Les écarts régionaux ne sont pas très accentués et ne dépassent jamais 25 %.

4. INCIDENCE DES TAXES A LA CONSOMMATION

Les prix du courant B.T. supportent une série de taxes d'origine nationale et locale :

- taxe à la valeur ajoutée : 5 % du prix de vente brut,
- taxe locale : 2,75 % s'appliquant aux prix de vente maxima bruts,
- taxes départementales de 4 % environ,
- taxes municipales pouvant s'élever à 8 % s'appliquant au courant pour usage domestique mais non à celui destiné à la force motrice artisanale.

Le tableau qui suit fournit un exemple d'incidence chiffrée de cette série de taxes sur le prix du courant B.T.

Prix du kWh en centimes de nouveaux francs

Régions		Type de consommateurs					
		1 A	1 B	1 C	2	3	4
Région de Paris (Paris)	A	24,50	15,68	11,06	—	21,16	27,60
	B	4,59	2,74	1,92	—	2,37	8,33
	C	29,09	18,42	12,98	—	23,53	35,93
Région de Nancy (Champigneulles)	A	24,74	17,37	11,00	15,42	21,03	27,04
	B	4,11	3,04	2,03	2,76	1,76	5,17
	C	28,85	20,41	13,03	18,18	22,79	32,21
Région de Toulouse (Puylaurens)	A	21,31	16,43	11,54	20,65	19,29	27,10
	B	3,07	3,15	1,28	1,62	1,58	2,29
	C	24,38	19,58	12,82	22,27	20,87	29,39
Région de Rennes (Janzé)	A	26,27	21,15	14,52	17,65	21,56	27,24
	B	3,15	2,52	1,75	1,47	1,60	3,33
	C	29,42	23,67	16,27	19,12	23,16	30,57

A = prix sans taxes

B = taxes

C = prix toutes taxes comprises.

**5. INCIDENCE
DE CERTAINS POINTS PARTICULIERS**

A. LOCATION DES COMPTEURS

Elle est à charge de l'usager; son montant varie avec la puissance appelée. En FF par mois :

de 0 à 1 kW	0,33
de 1 à 1,4 kW	0,71
de 1,5 à 5 kW exclus	1,64

de 5 à 10 kW	3,28
+ de 10 kW	5,46

B. ENERGIE RESERVEE

Un certain nombre de collectivités locales (hôpitaux, coopératives agricoles, compagnies de tramways, etc...) bénéficient de tranches réservées de courant B.T. à très bas prix.

ITALIE

Les tarifs électriques en Italie sont actuellement régis par le Règlement C.I.P. n° 941 du 29 août 1961. Les nouveaux tarifs sont dits « unifiés » et se caractérisent par l'absence de discrimination pour les différentes zones géographiques du pays (sauf quelques particularités mineures en faveur du Midi en ce qui concerne les impositions fiscales).

On a estimé que le premier élément de garantie pour le développement économique du pays était l'élimination des pointes, particulièrement élevées justement dans les zones les moins développées, qui devraient au contraire être avantagées dans le coût des services publics. Ceux qui sont théoriquement favorables à une différenciation dans les tarifs comme élément d'accélération du développement, ont eux-mêmes convenu que le premier pas vers une distribution plus équitable des coûts de l'énergie était un critère d'unification pour le pays tout entier. A leur avis, on ne pourra penser à la différenciation des tarifs qu'une fois réalisée la nationalisation des industries de l'électricité.

A. FOURNITURES A USAGE INDUSTRIEL

1. STRUCTURE DES TARIFS

Le tarif pour la force motrice est du type « à échelons », c'est-à-dire qu'il présente la caractéristique du prix décroissant en fonction de l'augmentation de la fourniture.

Pour l'application du nouveau tarif, les fournitures ont été réparties en trois groupes :

a) Fournitures sous une puissance inférieure à 500 kW

1. Tarifs binômes pour utilisations normales, comprenant un terme fixe de puissance et un terme proportionnel par kWh variable.

2. Tarifs binômes pour les utilisations réduites des consommateurs dont la puissance est inférieure ou égale à 20 kW. Le terme fixe de ces tarifs est moins élevé que celui des tarifs cités en 1), et le terme proportionnel plus élevé.

3. Tarifs binômes pour les fournitures d'appoint avec terme fixe de puissance et prix du kWh variable.

b) Fournitures sous une puissance comprise entre 500 et 3.000 kW

1. Tarifs binômes pour utilisations normales, comprenant un terme fixe de puissance et un terme proportionnel par kWh.

2. Tarifs binômes pour fortes utilisations, avec terme fixe plus élevé que celui des tarifs cités en 1), et terme proportionnel plus faible.

3. Tarifs binômes pour les fournitures d'appoint.

4. Tarifs binômes pour les fournitures exclusives de nuit, avec des prix de kWh égaux à ceux repris sous 2) et 3), mais avec un terme fixe de puissance beaucoup plus faible.

c) Fournitures sous une puissance supérieure à 3.000 kW

1. Tarifs binômes pour utilisations normales.

2. Tarifs binômes pour grandes utilisations.

3. Tarifs binômes pour fournitures d'appoint.

Pour ces fournitures, des tarifs réduits sont appliqués aux kWh consommés au-delà de 6.000 kWh par an et par kW de la puissance maximum appelée dans l'année (ou de la puissance souscrite si elle est supérieure).

Pour les fournitures des deuxième et troisième groupes, les tarifs sont différenciés en fonction du régime d'utilisation. A cet égard, il existe des tarifs unitaires plus bas et des termes de puissance plus élevés pour les « hautes utilisations » et des tarifs plus élevés et des termes de puissance plus bas pour les « utilisations normales ».

L'usager doit cependant choisir parmi ces tarifs au moment de la conclusion du contrat.

Il faut noter à cet égard que pour les régimes de 4.300 heures d'utilisation par an, les entreprises consommatrices sont dans une situation où le choix entre le tarif de haute utilisation et le tarif d'utilisation normale est totalement indifférent, alors qu'en ce qui concerne les régimes d'utilisation inférieurs et les régimes d'utilisation supérieurs, il est convenable de choisir entre les tarifs prévus d'utilisation normale et ceux de haute utilisation.

Dans le tableau « Prix du kWh pour le consommateur industriel » (annexe I), les puissances choisies sont presque toutes, sauf celle de 125 kWh, à la limite de différentes catégories de tarifs. Celle de 500 kW est à la limite de la catégorie « jusqu'à 500 kW » et « de 501 à 1.000 kW ». Celle de 1.000 kW est à la limite de la catégorie « de 501 à 1.000 kW » et « de 1.001 à 3.000 kW ». Celle de 3.000 kW est à la limite de la catégorie « de 1.001 à 3.000 kW » et « de 3.001 à 10.000 kW ». Celle de 10.000 kW est à la limite de la catégorie « de 3.001 à 10.000 kW » et « plus de 10.000 kW ».

Compte tenu de deux conditions particulièrement favorables aux consommateurs (le bas facteur de puissance et les larges limites de tolérance), on a choisi pour les consommations qui sont à la limite de deux catégories, le tarif de la catégorie supérieure qui est plus favorable au consommateur.

Il faut noter enfin que tous les tarifs indiqués sont maxima ou normaux. Des conditions spéciales sont largement appliquées aux grands consommateurs. Pour compléter les hypothèses qu'on peut formuler sur base des tarifs en vigueur, on pourrait ajouter deux cas :

a) tarif de nuit prévu, pour les entreprises qui, jouissant d'une puissance de 1.000 kW minimum, n'utilisent d'énergie qu'entre 22 heures et 6 heures et les jours fériés. Ce cas, semble-t-il, n'existe pas encore dans la réalité : cependant, il pourrait se présenter même exceptionnellement. On précise donc que dans ce cas les tarifs seraient respectivement :

pour les puissances de 1.000 kW : U.S. cent 1,20
 pour les puissances de 3.000 kW : U.S. cent 1,10
 pour les puissances de 10.000 kW : U.S. cent 1,07

Naturellement, les calculs ont été faits selon la méthode employée pour les consommations définies au chapitre II, dans l'hypothèse d'une consommation de 1.900 heures. L'hypothèse C (6.000 heures) est impossible. L'hypothèse B (4.300 heures) est presque impossible.

b) tarif comportant plusieurs puissances, qui a été prévu pour les entreprises qui veulent s'inscrire à deux puissances différentes pour deux périodes différentes de l'année, dont la plus courte doit être d'un minimum de trois mois.

Ces tarifs prévoient, à cet égard, que la fourniture soit considérée comme le total de deux fournitures, dont l'une à titre continu, avec une puissance égale à celle de la période de basse puissance, et l'autre de durée inférieure à un an et de caractère intermittent, avec une puissance souscrite égale à la différence existant entre les puissances souscrites pour les périodes de haute et de basse puissances.

Pour calculer le prix du kWh et les conditions tarifaires, on doit se référer à la puissance souscrite dans son ensemble pour les deux périodes.

Faute de données existantes, il faudrait se référer à des hypothèses théoriques auxquelles on renonce pour le moment, parce que les différences de tarif qui en résultent sont, finalement, assez modestes.

2. CARACTERE REPRESENTATIF DES PRIX

La présente enquête, comme indiqué au chapitre III, ne concerne que les consommations-type jusqu'à 10.000 kW de puissance.

Il convient de rappeler que la répartition de la production d'électricité entre les diverses catégories d'entreprises était, en 1960, la suivante :

Producteurs-distributeurs	73 %
Autoproducteurs	18 %
Régies municipales	7 %
Chemins de fer de l'Etat	2 %

Dans les producteurs-distributeurs sont comprises les entreprises publiques faisant partie de la Fine-

lettrica (contrôlée par un organisme d'Etat l'I.R.I.), qui ont produit en 1960 14,6 milliards de kWh, soit 25,6 % de la production nationale.

L'enquête ne couvre donc pas l'autoproduction, et elle exclut également l'énergie livrée à des consommateurs avec puissance supérieure à 10.000 kW.

3. FOURNITURES ANORMALES

Puisque les tarifs unifiés ne sont entrés en vigueur que le 1er septembre 1961, on ne peut pas encore se rendre compte de la différence existant entre les tarifs maxima unifiés et les tarifs moyens en application.

On peut toutefois noter que, dans les relevés statistiques effectués par le Comité interministériel des prix pour l'année 1959, il ressort que, entre les entreprises utilisant une puissance supérieure à 500 kW, les « fournitures anormales » constituaient 43 % du total, avec un tarif moyen de Lit. 5,80 par kWh au lieu de Lit. 9,50 par kWh.

Il est probable que les « fournitures anormales » tendent, en vertu des nouvelles dispositions, à diminuer progressivement.

Il est également difficile de dire jusqu'à quel point, dans les statistiques susmentionnées, elles ont pu être influencées par des motifs de natures diverses capables d'augmenter le volume des « fournitures anormales » en comparaison avec les « fournitures normales ».

On peut néanmoins conclure que la présente enquête concerne à peu près la moitié de la consommation totale et à peu près les deux tiers de la consommation des entreprises.

4. REPARTITION DE LA CONSOMMATION

Le tableau suivant indique par catégories d'utilisation la répartition de la consommation en 1960 (consommation totale de 55.148 millions de kWh).

Industries traitant les produits du sol et dérivés

Industries alimentaires	4,05 %
Industrie du tabac	0,03 %

Industries extractives et industries traitant principalement les minéraux non métalliques et leurs dérivés

Industries extractives	1,66 %
Industries céramiques et du verre	1,05 %
Industries de la construction	5,11 %
Industries chimiques	7,97 %
Industries électro-chimiques	9,78 %

Industries traitant les minéraux et matériaux métalliques

Industries sidérurgiques	2,45 %
Industries électro-sidérurgiques	9,41 %
Industries métallurgiques	0,98 %

Industries électro-métallurgiques	3,34 %
Industries mécaniques	7,97 %
<i>Industries textiles et de l'habillement</i>	
Industries du coton	2,12 %
Industries du lin, chanvre et jute	0,21 %
Industries de la laine	1,11 %
Industries de la soie	0,21 %
Industries des fibres artificielles	1,58 %
Industries textiles divers et mixtes	0,66 %
Industries de l'habillement	0,46 %
<i>Industries diverses et chauffage industriel</i>	
Industries du papier	3,29 %
Industries graphiques	0,45 %
Industries du bois	0,79 %
Industries du caoutchouc	0,92 %
Industries du cuir, des peaux et connexes	0,22 %
Industries non classées ailleurs	1,18 %
Industries de chauffage industriel	1,50 %
<i>Transports et besoins collectifs</i>	
Traction chemins de fer de l'Etat	5,21 %
Traction chemins de fer secondaires (trams, trolleys, etc...)	1,50 %
Services en commun et besoins collectifs	3,36 %
<i>Utilisations non industrielles</i>	21,43 %
TOTAL	100,00 %

5. INCIDENCE DE CERTAINS POINTS PARTICULIERS

a) Tension

Dans les différentes hypothèses reprises dans le tableau, les tarifs sont indiqués sous la tension habituelle. En conséquence, la tension est comprise, dans tous les cas, entre 400 et 50.000 V.

Les tarifs considérés dans le tableau ont été calculés sur la base des tarifs à basse tension — comme prévu par la réglementation pour l'unification des tarifs —, modifiés en relation avec la tension habituelle (qui est dans tous les cas examinés, la tension moyenne).

Les réductions prévues pour les livraisons à moyenne ou à haute tension sont les suivantes :

- 8 % pour une tension allant jusqu'à 50.000 volts,
- 10 % pour une tension allant de 50.000 à 100.000 volts,
- 12 % pour une tension supérieure à 100.000 volts.

b) Facteur de puissance

On remarque que la valeur du facteur de puissance instantané correspondant à la charge maximum, prévue par les normes italiennes, est de 0,8. D'autres pays imposent un facteur de puissance de 0,9, donc moins onéreux pour le fournisseur.

Il ne faut pas non plus perdre de vue que le facteur moyen de puissance mensuelle ne doit pas être

inférieur à 0,6. S'il était inférieur, l'utilisateur serait tenu de modifier sa propre installation de façon à ramener cette valeur moyenne à une valeur qui ne soit pas inférieure à 0,8.

c) Réglementation de la consommation aux heures de pointe

Les conditions de fourniture établies par le nouveau règlement prévoient que les contrats conclus pour une puissance comprise entre 100 et 500 kW peuvent dépasser la limite de la puissance souscrite de 15 % avec un minimum de 20 kW.

On admet que les contrats dont la puissance est supérieure à 500 kW dépassent la limite de la puissance souscrite de 10 % avec un minimum de 75 kW et un maximum de 500 kW. Il s'agit ici de « limites de tolérance ». Pour autant que les entreprises consommatrices arrivent à respecter ces limites, elles devront verser au fournisseur d'électricité un terme fixe égal à celui de la puissance contractuellement souscrite pour chaque kW supplémentaires prélevé au cours du mois dans lequel leur appel de puissance a été le plus élevé.

On accorde cependant aux entreprises consommatrices la possibilité de dépasser les limites de tolérance, pourvu que la consommation n'excède pas, pour les souscriptions comprises entre 100 et 500 kW, 40 % de la puissance contractuelle, avec un minimum de 50 kW, et pour les contrats souscrits pour une puissance supérieure à 500 kW, 25 % avec un minimum de 200 kW et un maximum de 1.250 kW. Les entreprises ayant dépassé dans leur consommation les limites de tolérance, mais sans excéder les limites maxima ci-dessus exposées, sont tenues de verser, pour chaque kW, un terme fixe qui est le double de celui qui est prévu pour la puissance contractuellement souscrite.

Au contraire, dans tous les cas examinés, le prix du kWh reste inchangé.

Enfin, les nouvelles dispositions prévoient que pour les consommations exceptionnellement excédentaires, le fournisseur doit se conformer aux conditions tarifaires prévues au point précédent. Au cas où les excédents que nous venons d'examiner devraient prendre un caractère systématique, on prévoit la modification du contrat en cours afin de l'adapter aux nouvelles exigences des entreprises consommatrices.

6. IMPOTS SUR LA CONSOMMATION

Les taxes sur la consommation, modestes dans le cas de l'énergie pour la force motrice, sont exclues du calcul. La taxe de facture (I.G.E. 3,3 % sur le montant total) est également exclue.

Les taxes sur la consommation (établies par le Texte Unique approuvé par le Décret ministériel du 8 juillet 1924, modifié par de nombreuses lois) ont les taux suivants par kWh :

Lit. 0,50 pour les consommations n'excédant pas 6.000 kWh par mois,

Lit. 0,40 pour les consommations de 6.001 à 200.000 kWh par mois,

Lit. 0,30 pour les consommations supérieures à 200.000 kWh par mois.

Ces taux sont réduits de moitié pour les régions de l'Italie méridionale et pour quelques zones de l'Italie centrale.

Il est prévu que le paiement de la taxe est à charge de l'entreprise électrique de distribution avec le droit de la faire supporter par le consommateur. C'est à l'UTIF (Ufficio Tecnico Imposte Fabbricazione - Office Technique des Taxes sur la Fabrication) qu'il appartient de liquider les taxes et il le fait sur la base des déclarations des entreprises.

L'exemption totale du paiement de la taxe est prévue pour les procédés industriels d'électrochimie, pour les consommations destinées à la production d'énergie thermique à utiliser dans les industries électrométallurgiques, pour les consommations destinées aux applications de galvanoplastie et pour les consommations destinées aux bains électrolytiques en général, ainsi que pour les pertes de transformation et de transport de l'énergie électrique.

7. TARIFS DE RESERVE OU D'APPOINT

Les fournitures d'appoint sont relatives aux entreprises consommatrices ayant d'autres disponibilités d'énergie électrique dérivant soit d'autoproduction, soit d'arrangements avec des tiers, et qui utilisent cette dernière forme d'énergie d'une des façons suivantes : d'une part, avec distribution de la charge entre les différents circuits d'alimentation de leurs installations utilisatrices, quand les installations d'autoproduction et de tiers et celle de l'entreprise qui fournit l'électricité ne sont pas utilisables en parallèle; d'autre part, avec utilisation parallèle des installations d'autoproduction, de celles de tiers et des réseaux de l'entreprise distributrice.

En de tels cas, le prix du kWh reste inchangé par rapport à celui qui est prévu par le tarif. Il y a au contraire une remise sur le prix de base de la puissance, qui varie selon la durée prévue de la fourniture, comme suit :

durée de 9 mois	remise de 10 %
durée de 8 mois	remise de 20 %
durée de 7 mois	remise de 30 %
durée de 6 mois	remise de 40 %
durée de 5 mois	remise de 45 %
durée de 4 mois	remise de 55 %
durée de 3 mois	remise de 65 %

Au cas où l'entreprise demanderait des livraisons pour des installations qui ne peuvent être alimentées par l'énergie autoproduite ou par des tiers, cette fourniture est considérée comme une fourniture normale, et non comme une fourniture d'appoint.

L'entreprise consommatrice qui demande la fourniture d'une puissance supérieure à celle de ses autres disponibilités, a la faculté d'obtenir, au tarif prévu pour l'utilisation normale, la fourniture de base d'une puissance qui ne soit pas supérieure à la différence existant entre la puissance maximum mise à la disposition de l'ensemble par le fournisseur d'électricité et celle qui dérive des autres disponibilités. En ce cas, l'énergie fournie en excédent de puissance est considérée, par rapport à la puissance maximum établie sur le contrat pour la fourniture de base au tarif d'utilisation normale, comme étant relative à la fourniture d'appoint.

L'ensemble de la puissance maximum mise à la disposition par le fournisseur se trouve constitué par la puissance maximum mise à la disposition (puissance maximum, plus tolérance) de la fourniture de base pour utilisation normale, plus la puissance souscrite de la fourniture d'appoint.

Les caractéristiques qui accompagnent les fournitures d'appoint justifient l'absence de tolérance sur les limites de la puissance souscrite qui, en tout cas, doivent se maintenir au-dessus ou à égalité de la puissance envisagée.

B. FOURNITURES NON INDUSTRIELLES

Les fournitures à usages non industriels comprennent celles destinées aux consommations domestiques, agricoles, de l'artisanat et du commerce.

1. STRUCTURE DES TARIFS

En résumé, les tarifs sont les suivants :

a) Fournitures d'énergie électrique destinée à l'éclairage public

Les tarifs pour ces fournitures sont binômes, en ce sens que le terme fixe restant identique, il est prévu un terme proportionnel différent pour les classes d'utilisateurs compris entre 5 et 500 kW.

b) Fournitures pour l'éclairage privé

Il est prévu, pour ces fournitures :

1. un tarif à consommation libre qui prévoit un terme fixe et un prix du kWh invariables,
2. un tarif binôme.

Pour les deux types de tarifs, il y a des conditions plus avantageuses pour les usagers des communes de Rome, Gênes, Milan, Naples et Turin.

c) Fournitures pour les usages électroménagers

Il est prévu, pour ces fournitures :

1. un tarif binôme avec prix du kWh constant et terme de puissance variable,
2. un tarif à consommation libre pour les usagers qui appellent une puissance non supérieure à 1,5 kW.

d) Fournitures pour usages mixtes (éclairage, électroménager)

Pour ces fournitures, l'énergie attribuée à l'éclairage est facturée sur la base des tarifs cités sous le point (b) et le reste sur la base des tarifs cités sous le point (c). La répartition est faite d'après les bases convenues entre le distributeur et le service des finances de l'Administration.

La puissance souscrite est répartie comme suit : quand l'usager appelle, pour ses besoins électroménagers, une puissance non supérieure à 4 kW, la puissance à considérer pour l'éclairage doit être de 500 Watts; pour les usagers plus importants, on prévoit 1 kW.

2. STRUCTURE DES CONSOMMATIONS-TYPES

a) Fournitures domestiques

D'après cette structure des tarifs, on a supposé que l'ensemble de la puissance souscrite se répartit entre l'éclairage et les autres utilisations sur la base des critères suivants :

1. *Pour le consommateur-type 1 A*, on a supposé que la fourniture était calculée d'après le tarif « éclairage » seulement. Cette hypothèse se justifie si l'on tient compte de ce que, pour les fournitures destinées à l'éclairage, il est prévu un minimum annuel élevé et défavorable à l'utilisateur (par exemple à Milan 288 kWh). En outre, il n'est pas probable que pour une petite consommation comme celle de 300 kWh par an, l'utilisateur ait intérêt à demander deux compteurs.

2. *Pour le consommateur-type 1 B*, on a pris deux hypothèses :

- fourniture de 300 kWh pour l'éclairage et de 700 kWh pour les usages électroménagers,
- fourniture de 360 kWh pour l'éclairage et de 640 kWh pour les usages électroménagers.

Dans ces deux hypothèses, on a réparti la puissance comme suit : 0,5 kW pour l'éclairage et 2,5 kW pour les usages électroménagers.

3. *Pour le consommateur-type 1 C*, on a encore pris deux hypothèses :

- fourniture de 360 kWh pour l'éclairage et de 3.240 kWh pour les usages électroménagers,
- fourniture de 480 kWh pour l'éclairage et de 3.120 kWh pour les usages électroménagers.

b) Fournitures agricoles

Les tarifs pour l'agriculture sont du type binôme, différenciés selon les utilisations : irrigation, usages électroménagers, bonification et rationalisation des fonds.

Pour la catégorie 2, on a supposé que les 4.800 kWh se répartissent en 300 kWh pour l'éclairage, 2.900 kWh pour les usages électroménagers, et 1.600 kWh pour les usages agricoles et pour l'irri-

gation pendant un trimestre. On a déduit de la composition de la fourniture décrite pour cette catégorie que les 1.600 kWh appelés pour la force motrice ont un caractère saisonnier. Si l'on avait au contraire supposé que la demande de force motrice s'étalait sur toute l'année, on aurait atteint des tarifs beaucoup plus élevés, en raison de la forte incidence du terme fixe de puissance.

La puissance est répartie en : 0,5 kW pour l'éclairage, 2,5 kW pour les usages électroménagers, et 7 kW pour l'exploitation agricole et l'irrigation.

c) Fournitures à l'artisanat

Pour la 3ème catégorie, on a pris l'hypothèse d'une consommation de 1.000 kWh pour l'éclairage, et 7.000 kWh pour l'exploitation artisanale.

Si l'atelier est situé dans des locaux annexes de l'habitation, les tarifs sont plus bas : respectivement dans les deux cas de Lit. 17,86 et 18,73. Cependant, outre le fait que l'atelier soit annexé à l'habitation, la fourniture est conditionnée par l'alimentation en un seul point, monophasée et inférieure à 10 kW de puissance. Il s'agit ici de cas exceptionnels qui ne rentrent pas exactement dans celui que l'on vient d'étudier.

On a repris la répartition de puissance fixée au tableau : 2 kW pour l'éclairage et 10 kW pour la force motrice.

d) Fournitures au commerce

Pour la 4ème catégorie, deux hypothèses ont été formulées :

— fourniture de 800 kWh pour l'éclairage et de 1.200 kWh pour les usages commerciaux proprement dits (pour lesquels s'applique le tarif à usage industriel),

— fourniture de 2.000 kWh pour l'éclairage (ceci pour se référer aux grands magasins).

Il faut noter que pour la force motrice on applique les tarifs généraux prévus pour l'industrie.

3. LA FISCALITE

La consommation d'énergie électrique pour l'éclairage est sujette à l'impôt de Lit. 4 par kWh. Le courant utilisé à d'autres fins que l'éclairage dans les affaires et les professions libérales, dans les habitations et les locaux habités est assujéti à l'impôt de Lit. 0,50 par kWh.

En plus de l'impôt sur la consommation d'électricité, il existe une taxe communale sur l'énergie destinée à l'éclairage. Cette taxe varie d'une commune à l'autre, avec une limite maximum de Lit. 10 par kWh (Loi du 30.7.1950, n° 575), qui peut être dépassée dans des cas exceptionnels (jusqu'à présent quelques communes seulement, dont Palerme et Turin, ont été autorisées à appliquer une taxe communale de Lit. 15 par kWh).

En sus des impôts précédents, l'I.G.E. (taxe de facture) frappe toutes les consommations d'énergie à raison de 3,3 %.

GRAND-DUCHE DE LUXEMBOURG

A. CONSOMMATIONS INDUSTRIELLES

1. Principes de formation des prix

1-1 L'énergie consommée en haute tension est facturée au tarif à effacement de puissance comprenant :

a) une *prime de puissance*, par kW de puissance réduite définie ci-après et par exercice, égale à F 1.200,—

la puissance réduite (P_r) à facturer est définie par la formule :

$$P_r = P_p + 0,2 (P_j - P_p) + 0,05 (P_n - P_j)$$

P_p = puissance semi-horaire maximale prise pendant les heures de pointe (en principe 4 heures par jour pendant le semestre d'hiver⁽¹⁾).

P_j = puissance semi-horaire maximale prise pendant les heures de jour (6 heures à 22 heures) en dehors des heures de pointe.

P_n = puissance semi-horaire maximale prise pendant les heures de nuit (22 heures à 6 heures).

Aucun des termes de la formule de réduction de puissance ne peut devenir négatif.

b) une *prime de consommation*, par kWh consommé, égale à :

— pour l'énergie de jour (6 heures à 22 heures) F 0,861,

— pour l'énergie de nuit (22 heures à 6 heures) F 0,517.

Les kWh d'énergie de jour consommés annuellement au-delà de 500.000 kWh bénéficient des rabais ci-après :

tranche de	500.001 à 1.000.000 kWh	2,5 %
	1.000.001 à 1.500.000 kWh	5 %
	1.500.001 à 2.000.000 kWh	7,5 %
	au-delà de 2.000.000 kWh	10 %

Pour l'énergie de jour consommée annuellement au-delà de 3.000 fois la puissance semi-horaire maximale prise, le rabais ci-dessus est porté à 20 %.

1-2 Pour les abonnés prenant toute leur énergie au réseau, le prix de l'énergie ne peut pas dépasser celui obtenu en application du *tarif d'écrêtement*, comprenant :

(¹) Période maximale journalière de pointe : 1.30 heure à savoir de 17.30 à 19.00 heures en novembre, de 17.00 à 18.30 heures en décembre et janvier (en février, mars et octobre : pas de période de pointe jusqu'à présent).

a) une *prime de puissance*, par kW de puissance semi-horaire maximale prise et par exercice, égale à F 500. —

b) une *prime de consommation* égale à
pour l'énergie de jour FL 1,112
pour l'énergie de nuit FL 0,778

En aucun cas, le prix moyen annuel du kWh, résultant de ce tarif, ne peut dépasser celui appliqué pour la petite force motrice.

Les prix indiqués ci-dessus s'entendent pour une fourniture d'énergie à 15 kV et pour un index économique électrique haute tension (E_H) égal à l'unité. Depuis 1960 cet index a varié entre 1 et 0,875.

Pour les fournitures à 65 kV, la prime de consommation par kWh, pour $E_H = 1$, est ramenée aux valeurs nettes de 0,69 F/kWh pour l'énergie de jour, F 0,49 pour l'énergie de nuit jusqu'à concurrence de 5 GWh par an et F 0,46 par kWh excédentaire.

2. *Puissances maximales*. — La période d'intégration de la puissance prise par l'abonné H.T. est de 30 minutes. Selon les mesures effectuées par le concessionnaire, les puissances moyennes ainsi obtenues sont de 10 à 30 % inférieures à celles prises sur des périodes de 15 ou de 10 minutes.

Cependant, il n'a pas été tenu compte de cette particularité dans le calcul des prix indiqués au tableau 5.

3. *Clause du facteur de puissance*. — Les kVArh consommés mensuellement en plus de 85 % de l'énergie active de jour sont facturés à raison de 0,222 F/kWh, ceux consommés en moins de 60 % de l'énergie active de jour étant bonifiés à raison de F 0,111. Le nombre de kVArh donnant lieu à cette bonification est limitée à 40 % de l'énergie active de Jour. (Les prix du tableau 5 ne tiennent pas compte de la bonification sur énergie réactive).

4. *Effacement de puissance*. — La réduction de la puissance facturée en cas d'effacement est automatique et non limitée. La presque totalité des abonnés industriels ne travaillant que sur un poste journalier réalisent un effacement total du fait que l'unique période journalière de pointe commence après la fermeture des ateliers. Il y a donc lieu d'admettre pour les consommations du type A les prix obtenus avec l'effacement de 100 %, à savoir :

<i>Puissance en kW :</i>	125	500	1000	3000
<i>Prix du kWh</i>				
sans taxes :	F 0,874	0,720	0,720	0,720
soit U.S. cents	1,75	1,44	1,44	1,44

B. CONSOMMATIONS NON INDUSTRIELLES

1. Principes de formation des prix

Dans chacun des deux groupes ci-dessous (1.-1) les consommateurs ont le choix entre les tarifs A et B. Les prix ci-dessous s'entendent pour un index économique électrique basse tension $E_B = 1$ actuellement $E_B = 0,942$.

1.1 Tarifs pour :

	l'éclairage	la petite force motrice et tout autre usage
<hr/>		
<i>Tarif A :</i>		
Le consommateur paie par kWh consommé :	fr. 4,25	fr. 2,10
<hr/>		
<i>Tarif B :</i>		
Prime fixe mensuelle :	par hectowatt de la puissance de compteur :	par kilowatt de la puissance de compteur :
prime de consommation par kWh :	fr. 4,30 fr. 2,60	fr. 17,20 fr. 1,80

1.2 Tarif spécial pour la *CUISSON* ⁽²⁾ électrique : FL 1,45 par kWh.

⁽¹⁾ Petits appareils domestiques, etc., alimentés par un circuit spécial.

⁽²⁾ Cuisinières, Fours, Réchauds, etc., raccordés de façon fixe à un circuit spécial sans prise de courant.

1.3 Tarif spécial pour les *UTILISATIONS EXCLUSIVES de NUIT* ⁽¹⁾ : FL 0,70 par kWh.

1.4 Tarif *MENAGER* à compteur unique (réservé aux utilisations domestiques).

— Prime d'abonnement mensuelle : pour la 1ère pièce principale de l'habitation : FL 25,35; par pièce supplémentaire : FL 11,45.

— Prime de consommation par kWh : FL 1,45.

Toutes les pièces de l'habitation comptent comme « principale » à l'exception des cuisines, salles de bains, chambres de domestiques, chambres de débarras, couloirs, escaliers, greniers, caves, etc.

1.5 Tarif *HORAIRE* à compteur unique (pour tous usages) :

— de 22 heures à 6 heures, toute l'année : 0,70 FL/kWh,

— de 6 heures à 16 heures, d'octobre à mars et, — de 6 heures à 22 heures, d'avril à septembre : 2,10 FL/kWh,

— de 16 heures à 22 heures, d'octobre à mars : 4,25 FL/kWh.

C. TAXE DE TRANSMISSION

a) Fournitures industrielles (H.T.) 0,5 %

b) Fournitures non industrielles (B.T.)

— Force motrice 0,5 %

— Eclairage et autres usages 2,0 %

Ces taxes sont supprimées à partir du 1.7.1962.

N.B. En comparaison avec les autres pays-membres de la C.E.E., les taxes fiscales perçues au Grand-Duché étaient les plus basses.

⁽¹⁾ Chauffe-eau, Chaudrons-cuiseurs, Appareils de chauffage, etc., utilisés exclusivement de 22 à 6 h, raccordés comme indiqué sub. (2).

ANNEXE VIII

PAYS-BAS

A. FOURNITURES A USAGE INDUSTRIEL

La fourniture d'énergie électrique est confiée, aux Pays-Bas, à des entreprises autonomes dépendant des pouvoirs publics provinciaux et communaux, qui ont chacune leurs propres tarifs et conditions de livraisons tenant compte des circonstances locales. Les indications qui suivent donnent une image globale et moyenne, avec éventuellement les principales divergences qui peuvent être constatées.

1. Puissance

Le plus souvent, le tarif tient compte de la puissance souscrite et de la puissance appelée. La somme à payer peut, dans ces cas, dépendre directement de la puissance effectivement appelée, avec la condition que le client ne paie pas moins que la somme correspondant à un certain pourcentage (60 à 75) de la puissance souscrite.

2. Tension d'alimentation

Les fournitures en cause, du moins celles qui sont supérieures à 500 kW, se font en moyenne tension, le plus souvent 10 kV. Pour 10.000 kW, une tension de 25 kV, par exemple, pourrait être utilisée dans quelques cas rares.

Tous les prix communiqués, y inclus ceux pour la fourniture de 125 kW, sont calculés pour une alimentation sous cette tension. Dans le cas où la fourniture se ferait à basse tension, un supplément serait dû pour pertes de transformation.

3. Durée d'utilisation et répartition de la consommation

On a tenu compte des durées d'utilisation schématisées de 1.900 - 4.300 - 6.600 heures par an (cas A, B et C). Toutefois, il faut remarquer que, pour le cas A du moins, l'hypothèse est peu réaliste. Un consommateur du type A n'aurait en pratique qu'une durée d'utilisation de 1.000 ou 1.200 heures (quotient de l'énergie consommée et de la puissance appelée maximale quart-horaire), ce qui influencerait largement le prix moyen à payer par kWh.

Quant à la répartition de la consommation parmi les diverses périodes d'heures de pointe, pleines et creuses, on a tenu compte de l'horaire de travail

indiqué dans le questionnaire et des clauses que contient le tarif le plus approprié.

4. Facteur de puissance

On a tenu compte d'un facteur de puissance de 0,9. Le tarif précise presque toujours que ce facteur ne devra pas être moindre que 0,8 ou 0,85. Il y a fréquemment une pénalité de 0,5 à 1 cent par kWh consommée au-delà de cette limite. Sauf un cas, où la puissance souscrite est exprimée en kVa, il n'y a pas de bonification pour un écart en sens favorable de cette limite.

5. Effacement en heures de pointe, dépassements de la puissance souscrite

Un dépassement non accidentel de la puissance souscrite nécessite un renouvellement du contrat. Il n'y a pas de pénalités spéciales, mais le terme fixe à payer tient compte de la puissance effectivement appelée.

Une réduction systématique de la puissance demandée aux heures de pointe donne presque toujours lieu à une réduction de la somme à payer. Cela se fait automatiquement par le jeu des conditions de la tarification, qui prévoient, sous une forme ou une autre, un prix différent pour la puissance appelée aux heures de pointe et aux autres heures. Dans quelques cas, un changement du type de tarif appliqué pourrait être favorable.

Le montant de la bonification diffère sensiblement selon les entreprises. En ordre de grandeur, elle pourrait se situer entre f 10,— et f 30,— par an et par kW. Elle est calculée sur la différence entre la puissance appelée maximale et la puissance appelée en heures de pointe.

6. Comptage, propriété de la cabine

On a supposé que le poste de transformation était la propriété de l'utilisateur. Dans beaucoup de cas, cependant, la pratique diffère, mais le plus souvent, le consommateur devra payer séparément les coûts de ce poste. Dans quelques cas seulement, ils sont inclus dans le tarif; dans ces cas, on a effectué la réduction correspondante pour les besoins de l'enquête.

Dans les prix mentionnés ne sont pas contenus les coûts du raccordement du poste au réseau, qui dépendent largement de la situation actuelle du

poste. Dans quelques cas, le tarif est indiqué pour une livraison aux barres d'un poste principal (110/10 kV par exemple) et on demande en outre à chaque nouveau consommateur une somme pour couvrir les charges du réseau 10 kV. Dans les prix mentionnés, on a tenu compte de ces conditions particulières, de sorte que l'on peut dire que ces prix contiennent tous les coûts pour la fourniture, à l'exclusion des frais du raccordement immédiat, destiné au consommateur seul.

7. Taxes

La taxe de transmission, 5 % pour les fournitures industrielles et professionnelles, n'est pas comprise. La somme à payer par l'utilisateur est donc de 1/19 plus élevée que celle qui résulte des prix mentionnés.

8. Régions

Les prix sont indiqués pour les deux régions définies pour l'enquête. Comme il a été dit, il y a dans ces régions des divergences entre les prix des diverses entreprises. On pourrait considérer que ces divergences sont de 10 à 15 % en plus ou en moins de la moyenne.

9. Tarif appliqué

Le tarif appliqué est toujours le tarif le plus approprié pour un consommateur ayant les caractéristiques indiquées. Il n'y a pas de différences notables entre les prix pour un nouveau consommateur et ceux selon des contrats anciens.

Il n'y a pas partout des tarifs publiés pour les fournitures étudiées, ce qui ne veut pas dire qu'il n'existe pas de tarif bien défini (et approuvé par les pouvoirs compétents). Dans certains cas, les tarifs ne prévoient pas de prix pour une fourniture de 10.000 kW ou de 3.000 kW avec une très grande durée de l'utilisation.

B. FOURNITURES A USAGE NON INDUSTRIEL

1. Structure des tarifs

Le tarif pour la consommation domestique est quasi-universellement un tarif à redevance. La redevance est déterminée d'après les dimensions de l'habitation, soit la superficie, soit le nombre de pièces. Le rapport redevance-superficie ou nombre de pièces n'est pas linéaire, il peut y entrer soit une certaine dégressivité, soit une différenciation selon la nature de la pièce ou toutes les deux. En principe, la redevance ne dépend pas de la puissance installée ou disponible; toutefois, dans cer-

tains cas elle peut contenir un loyer de compteur qui dépend de la taille et les autres caractéristiques du compteur. Elle peut ne pas être applicable sans supplément si des appareils spéciaux à grande puissance sont installés.

Pour des abonnés à très petite consommation, on prévoit le plus souvent une limite supérieure du prix total à payer par kW consommé, sauf un modeste loyer du compteur.

Pour des abonnés à consommation moyenne, et notamment sans une consommation appréciable dans les heures creuses, il y a le plus souvent, avec le tarif à redevance, un seul prix du kWh. Dans quelques cas assez rares, il y a une différenciation entre les heures de pointe et les autres heures ou entre les saisons. Parfois, l'abonné a le choix entre plusieurs tarifs, par exemple tarif « normal » et tarif à redevance augmentée et prix du kWh plus bas (ou en sens inverse).

Toujours, le tarif peut contenir, avec un supplément assez modeste à la redevance, un prix spécial pour l'énergie prise aux heures creuses. Les heures creuses se situent pendant la nuit et parfois aussi le dimanche et/ou pendant quelques heures au milieu de la journée.

Souvent, le tarif à redevance s'applique aussi à d'autres abonnés (agricoles, commerciaux). Cependant, dans ces cas la redevance est déterminée selon une formule plus compliquée qui peut tenir compte de la nature de l'abonné, des dimensions des vitrines, etc. (pour les magasins), de la puissance installée ou mise à disposition.

Bien que dans certains cas cette formule s'étende aussi à l'artisanat, il y a souvent un tarif spécial de petite force motrice. Ce tarif peut être un tarif multihoraire (différenciation entre heures de pointe et autres heures) ou un tarif dégressif (dégressivité avec l'ampleur de la consommation, éventuellement par rapport à la puissance disponible ou demandée). Ce tarif peut s'appliquer aussi — à côté d'un tarif à redevance pour la consommation domestique, etc. — aux abonnés agricoles qui ont une forte consommation d'énergie pour la force motrice.

2. Structure de la consommation

Dans quelques cas seulement, il a été possible d'obtenir une indication plus ou moins détaillée sur l'importance de différentes catégories de consommateurs. Ces données se réfèrent à des régions de nature différente, de sorte que globalement, ils peuvent donner une idée approximative pour le pays entier. Toutefois, il faut expressément remarquer qu'on ne peut attribuer à ces données qu'une confiance assez restreinte.

Répartition de la consommation basse tension

		%	
		Consom- mation	Nombre d'abonnés
Domestique	100 kWh/a	0,1	1,3
	100- 500 kWh/a	7	27
	500-1.500 kWh/a	24	40
	1.500 kWh/a	24	12
Agricole		9	6
Artisanale		7	4
Commerciale		19	6 ½
Autres		10	3 ½

3. Prix moyens

Les prix relevés sont des prix moyens, et les prix effectifs des différents distributeurs présentent des écarts assez sensibles par rapport à ces moyennes.

Pour les consommations domestiques, la dispersion est de 10 à 15 %, comme pour les usages industriels.

Pour les consommations agricoles et artisanales, la dispersion est un peu plus grande, et pour la consommation commerciale, elle est assez considérable. Cela résulte en grande partie de ce que la consommation décrite au questionnaire peut se présenter sous des courbes de charge fortement différentes.

Pour déterminer les prix moyens, on s'est basé sur les schémas de consommation, en tenant compte du tarif le plus favorable pour la catégorie de consommateurs en cause. Dans le cas des consommations agricole et artisanale, cela peut impliquer l'emploi de deux compteurs : un pour l'éclairage, etc., et un pour la force motrice.

Les prix du kWh sont fréquemment liés au prix des combustibles. Les prix donnés ont été calculés en fonction de l'index valable au printemps 1962.

ANNEXE IX

TABLEAUX STATISTIQUES

- A. Origine, par source d'énergie, de l'énergie électrique distribuée par les services publics.
 C. Bilan annuel de l'énergie électrique distribuée par les services publics (Année 1960).
 B. Bilan annuel de l'énergie électrique autoconsommée (Année 1960).
 D. Ventilation sommaire de la consommation d'énergie électrique dans les pays de la Communauté.

A. ORIGINE, PAR SOURCE D'ÉNERGIE, DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DISTRIBUÉE PAR LES SERVICES PUBLICS

	R.F. Allemagne Sarre comprise	France	Italie	Pays-Bas	Belgique	Grand- Duché de Luxembourg	Communauté
Energie totale consommée à partir de la distribution publique (pertes et pompage inclus) GWh net	84.203 (100 %)	58.481 (100 %)	45.847 (100 %)	12.539 (100 %)	8.787 (100 %)	172 (100 %)	210.029 (100 %)
Dont (en pourcentage) :							
— en provenance des tiers (autoproduction et échanges)	5	3	2	—	—	—	3
dont — hydraulique	17	8	1	4	6	64	10
— thermique							
— en provenance de la production des services publics	78	89	73	—	94	26	37
dont — hydraulique (1)	12	56	5	—	—	—	1
— géothermique	—	—	1	—	—	—	12
— lignite	30	—	—	2	3	—	—
— gaz manufacturés	—	—	—	1	—	—	2
— gaz naturel	—	6	1	1	—	—	—
— charbon/fuel	36	27	16	93	89	—	35
Part totale de l'hydraulique (%) (1)	17	59	75	—	2	26	40

(1) Production de l'année 1960 ramenée aux conditions d'hydraulicité moyenne.
 Source : O.S.C.E.

B. BILAN ANNUEL DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AUTOCONSOMMÉE

Année 1960

	R.F. Allemagne Sarre incluse	France	Italie	Pays-Bas	Belgique
Autoproduction nette	42.968	19.975	10.866	3.604	5.870
Energie fournie à la distribution publique	14.061	6.250	1.478	392	512
Solde des échanges avec l'étranger	— 19	—	— 87	—	+ 10
Pertes de transport	—	174	342	163	93
Autoconsommation	28.888	13.551	8.959	3.049	5.275
dont :					
Mines de charbon	6.064	3.760	} 3.256	} 1.366	1.447
Sidérurgie	5.469	4.017			1.839
Electrochimie-Electrometallurgie	9.752	1.630	} 5.204	} 1.683	—
Autres industries	6.152	4.144			1.908
Traction	1.451	0	499	0	81

Source : Office Statistique des Communautés Européennes.

C. BILAN ANNUEL DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DISTRIBUÉE PAR LES SERVICES PUBLICS

Année 1960

GWh	R.F. Allemagne Sarre incluse	France	Italie	Pays-Bas	Belgique
Production nette	65.958	52.329	44.410	12.029	8.248
Energie fournie à la distribution publique par l'autoproduction	14.061	6.250	1.478	392	512
Solde des échanges avec l'étranger	+ 4.184	— 98	— 41	+ 118	+ 27
Pertes de transport et pompage	8.778	6.861	7.206	916	667
Energie totale distribuée	75.425	51.620	38.641	11.623	8.120
Consommation industrielle y compris les transports	49.600	36.270	26.843	7.233	5.745
dont :					
Mines de charbon	2.830	102	} 9.099	} 38	241
Sidérurgie	6.456	2.169			453
Electrochimie-Electrometallurgie	17.571	11.064	} 15.047 ⁽¹⁾	} 6.470 ⁽³⁾	—
Autres industries	20.445	19.402			4.519
Traction	2.298	3.533	2.697	725	532
Consommation non industrielle	25.825	15.350	11.798	4.390	2.375
dont :					
Usages agricoles	1.956	630	488	} 2.705 ⁽⁴⁾	} 1.826
Usages domestiques	12.222	7.484	8.947 ⁽²⁾		
Commerce	7.440	3.947	} 2.363	} 1.685	77
Force motrice					
Services publics	4.207	3.289			

(1) Italie = Y compris la consommation de l'artisanat et des petites industries.

(2) Italie = Y compris la consommation pour l'éclairage des locaux privés non résidentiels et la consommation dans les habitations des fermiers.

(3) Pays-Bas = Y compris l'artisanat et l'énergie fournie pour l'épuisement des eaux.

(4) Pays-Bas = Y compris partiellement les usages agricoles.

(5) Y compris la consommation propre du distributeur.

Source : Office Statistique des Communautés Européennes.

D. VENTILATION SOMMAIRE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DANS LES PAYS DE LA COMMUNAUTÉ

Année 1960	R.F. Allemagne Sarre incluse		France		Italie		Pays-Bas		Belgique		Luxembourg		Communauté	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Consommation totale nette ⁽¹⁾	113.091	100	72.206	100	55.148	100	15.751	100	14.155	100	1.475	100	271.826	100
Energie totale distribuée	75.425	66,6	51.620	71,5	38.641	70,0	11.623	73,8	8.120	57,3	172	11,6	185.601	68,3
Dont :														
Usages industriels	47.302	41,8	32.737	45,4	24.146	43,7	6.508	41,3	5.213	36,7	74	5,0	115.980	42,7
Transports	2.298	2,0	3.533	4,9	2.697	4,9	725	4,6	532	3,8	0	0	9.785	3,6
Usages non industriels ⁽²⁾	25.825	22,8	15.350	21,2	11.798	21,4	4.390	27,9	2.375	16,8	98	6,6	59.836	22,0
Energie autoconsommée	28.888	25,6	13.551	18,8	8.959	16,3	3.049	19,4	5.275	37,3	1.257	85,3	60.979	22,4
Dont :														
Usages industriels	27.437	24,3	13.551	18,8	8.460	15,4	3.049	19,4	5.194	36,7	1.243	84,4	58.934	21,6
Transports	1.451	1,3	0	0	499	0,9	0	0	81	0,6	14	0,9	2.045	0,8
Pertes de transport et pompage	8.778	7,8	7.035	9,7	7.548	13,7	1.079	6,8	760	5,4	46	3,1	25.246	9,3
Ensemble des usages industriels	74.739	66,1	46.288	64,2	32.606	59,1	9.557	60,7	10.407	73,4	1.317	89,4	174.914	64,3
Ensemble des transports	3.749	3,3	3.533	4,9	3.196	5,8	725	4,6	613	4,4	14	0,9	11.830	4,4

(1) Consommation des auxiliaires exclue.
 (2) Usages domestiques, agricoles, de l'artisanat et du commerce.
 Source: Office Statistique des Communautés Européennes (O.S.C.E.).



BUREAUX DE VENTE

BELGIQUE – BELGIË

Moniteur belge
40, rue de Louvain – Bruxelles
Belgisch Staatsblad
Leuvensestraat 40 – Brussel

DEUTSCHLAND

Bundesanzeiger
Postfach – Köln 1
Fernschreiber:
Anzeiger Bonn 8882 595

FRANCE

Service de vente en France
des publications
des Communautés européennes
26, rue Desaix – Paris-15^e
Compte courant postal:
Paris 23-96

GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG

Service de diffusion du Mémorial
8, avenue Pescatore
Luxembourg

ITALIA

Libreria dello Stato
Piazza G. Verdi, 10 – Roma
Agences:
Roma – Via del Tritone, 61/A e 61/B
Roma – Via XX Settembre
(Palazzo Ministero delle Finanze)
Milano – Galleria Vittorio Emanuele, 3
Napoli – Via Chiaia, 5
Firenze – Via Cavour, 46/r

NEDERLAND

Staatsdrukkerij- en Uitgeverijbedrijf
Fluwelen Burgwal 18 – Den Haag

GREAT BRITAIN AND COMMONWEALTH

H.M. Stationery Office
P.O. Box 569 – London S.E. 1

UNITED STATES OF AMERICA

European Community Information Service
236 Southern Building – Washington 5, D.C.

AUTRES PAYS

Bureau de vente:
2, place de Metz – Luxembourg
(C.C.P. n° 191-90)

SERVICES DES PUBLICATIONS DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

8075*/1/XII/1962/5

FF 17,50 FB 180,— DM 14,40 Lit 2250,— Fl 13,— £ 1.5.9 \$ 3,60
