

## Le coût de l'électricité au Québec : 1976-1990 The cost of electricity in the Province of Quebec, 1976-1990

Marcel Boyer et Fernand Martin

Volume 54, numéro 4, octobre-décembre 1978

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/800791ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/800791ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

HEC Montréal

ISSN

0001-771X (imprimé)

1710-3991 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Boyer, M. & Martin, F. (1978). Le coût de l'électricité au Québec : 1976-1990. *L'Actualité économique*, 54(4), 431-462. <https://doi.org/10.7202/800791ar>

Résumé de l'article

In this paper, the authors develop a model for evaluating the marginal cost of electricity in the Province of Quebec for the period 1976-90. This model requires only available data, namely, the operating cost for the year 1976-77 and the investment plan for the 1976-1985 period. It makes possible the determination of the marginal cost of electricity without having to use a mathematical programming approach for which the required data are not always available.

## LE COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC : 1976-1990

Le calcul du coût marginal de l'électricité a donné lieu à une abondante littérature économique<sup>1</sup> à cause des problèmes particuliers que représente la production électrique. En effet, l'électricité doit être produite au moment où elle est consommée. Elle ne peut pas être entreposée comme telle afin de régulariser la production. Ainsi, l'adéquation de la production à la demande variable nécessite un parc d'équipements très diversifiés et l'allocation des coûts aux divers postes de la demande pose un défi que seule une approche de programmation mathématique permet de relever efficacement. Par ailleurs, à défaut de disposer des données nécessaires pour travailler directement avec un tel modèle, il faut développer un modèle plus simple, adapté aux données qui sont publiquement disponibles, et capable de produire une évaluation fiable du coût marginal économique de l'électricité au Québec<sup>2</sup>. Le modèle que nous utilisons ici ne requiert comme données que le coût d'opération en 1976-1977 et le programme d'investissement de l'Hydro-Québec pour la période 1976-1985. Or, ces données sont publiques.

Nous discuterons, dans la première section, des problèmes particuliers que pose l'évaluation du coût marginal de l'électricité pour procéder ensuite, dans la section 2, au calcul d'un coût marginal unique représentatif de la période 1976-1990. Dans la troisième section, nous présenterons la différence essentielle qui existe entre, d'une part, le partage du coût marginal en dépenses d'investissement et dépenses d'opération et, d'autre part, le partage du coût marginal entre coût marginal de puissance et coût marginal d'énergie. Enfin, dans la section 4, nous calcu-

---

1. On pourra consulter en particulier les bibliographies contenues dans Morlat et Bessière [1971], NERA [1976], Cichetti, Gillen et Smolenski [1977] et aussi Scherer [1976].

2. Nous traitons dans cet article du coût économique ou social de l'électricité et non du coût financier ou comptable. Ainsi, au lieu d'utiliser le coût financier du capital qui est celui de l'entreprise Hydro-Québec, nous utilisons un coût du capital en termes économiques c'est-à-dire le coût d'opportunité pour la société du capital utilisé par l'Hydro-Québec. Pour une discussion plus approfondie de la méthode, le lecteur pourra consulter Boyer et Martin [1978-1] et Boyer [1978].

lerons le coût marginal pour chacune des sous-périodes 1976-1979, 1980-1985, 1985-1990 et 1976-1985.

### 1. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité vise à satisfaire une demande variable dans le temps. Ainsi, cette demande est généralement exprimée en termes de puissance et en termes d'énergie. A chaque moment de l'année, le public demande une puissance, exprimée en kilowatts (kW) et sur un intervalle de temps, il demande une énergie, exprimée en kilowatts-heures (kWh). Malgré que 1 kWh est produit en opérant un équipement d'une capacité ou puissance de 1 kW pendant une heure ou de 2 kW pendant une demi-heure, il est bon de dissocier les deux aspects — puissance et énergie — pour caractériser la demande. En effet, l'électricité ne pouvant être stockée<sup>3</sup>, il faut que la puissance installée soit supérieure ou égale à la puissance demandée à chaque moment de l'année. De plus, l'énergie produite sur chaque intervalle de temps doit aussi être supérieure ou égale à l'énergie demandée durant cet intervalle de temps. Ainsi, la capacité de production nécessaire pour satisfaire la demande en tout moment ne sera pleinement<sup>4</sup> utilisée qu'une partie relativement faible de l'année étant donné que la demande de puissance varie considérablement d'une période de temps à une autre.

Il est devenu courant de représenter la demande par la courbe des puissances classées. Cette courbe donne la puissance demandée pour chaque heure de l'année, ordonnée selon la puissance demandée à cette heure. Cette courbe prend la forme générale présentée à la figure 1. La surface sous la courbe représente donc l'énergie totale demandée durant une année.

Étant donné le caractère non stockable de l'électricité produite et le caractère variable de la demande, il serait opportun de considérer l'électricité produite durant un intervalle donné comme un bien différent de l'électricité produite durant un autre intervalle. Ces biens sont par ailleurs liés par des relations de complémentarité et de substitution. Ils sont complémentaires au niveau de la consommation car ils entrent comme des inputs dans des équipements (appareils ménagers, chauffage, moteurs) qui sont les mêmes, au niveau de l'utilisateur, d'une période à l'autre. Ils sont substitués car ces équipements pourraient dans plusieurs cas être utilisés davantage dans certaines périodes que dans d'autres selon le coût de l'électricité durant ces périodes.

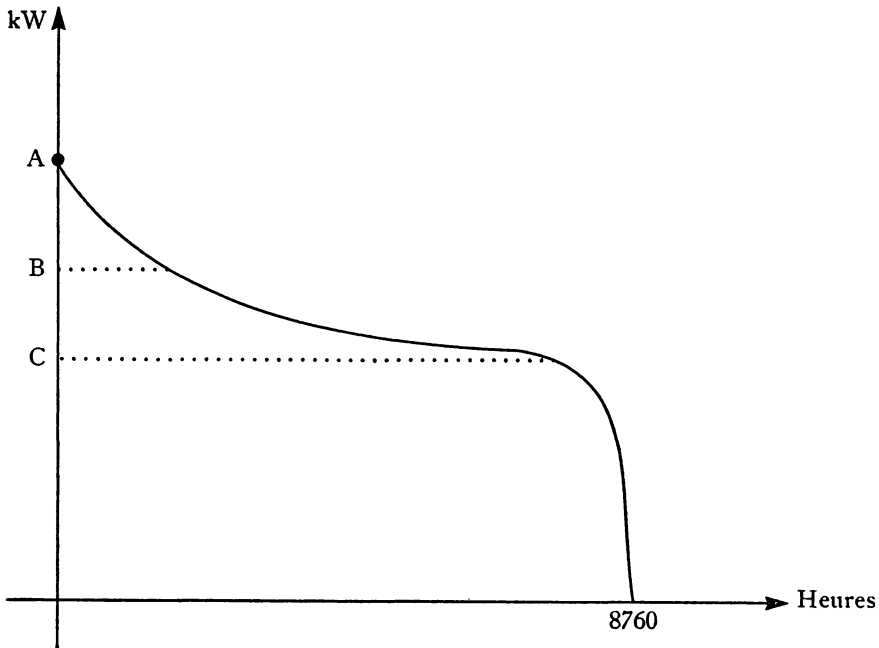
3. Dans le cas d'un équipement hydroélectrique, on peut stocker l'eau. Cette possibilité doit être prise en compte dans le calcul des coûts marginaux de puissance et d'énergie.

4. La capacité de production d'un équipement hydroélectrique peut être pleinement utilisée sans que l'équipement fonctionne durant toute l'année. En effet, la capacité est définie non seulement en fonction de la puissance installée mais aussi en fonction des possibilités d'approvisionnement en eau.

Au niveau du producteur, l'électricité peut aussi être considérée comme un vecteur de biens différents selon la période durant laquelle elle est produite. Ainsi, un kWh d'électricité produit entre 17 h et 19 h durant les mois d'hiver serait un bien différent de l'électricité produite aux mêmes heures durant l'été ou encore de celle produite entre minuit et 2 heures durant l'hiver. Les coûts de production ne sont pas les mêmes d'une période à l'autre car la puissance demandée n'est pas la même. Afin de satisfaire la puissance demandée à la pointe, le producteur disposera d'une capacité excédentaire sur la majeure partie de l'année. De plus, l'équipement marginal mis au service ne sera pas de même nature ou de même efficacité durant chaque heure de l'année.

Si l'électricité est un bien différent selon le moment de sa production, il faut s'attendre à ce que les coûts marginaux de production diffèrent aussi selon le moment de la production. Telle est effectivement l'approche suivie dans les modèles de programmation mathématique, y compris le modèle CAPRI de l'Hydro-Québec, et aussi dans des modèles plus traditionnels, comme celui de l'Hydro-Ontario<sup>5</sup>. Ces modèles exigent

FIGURE 1

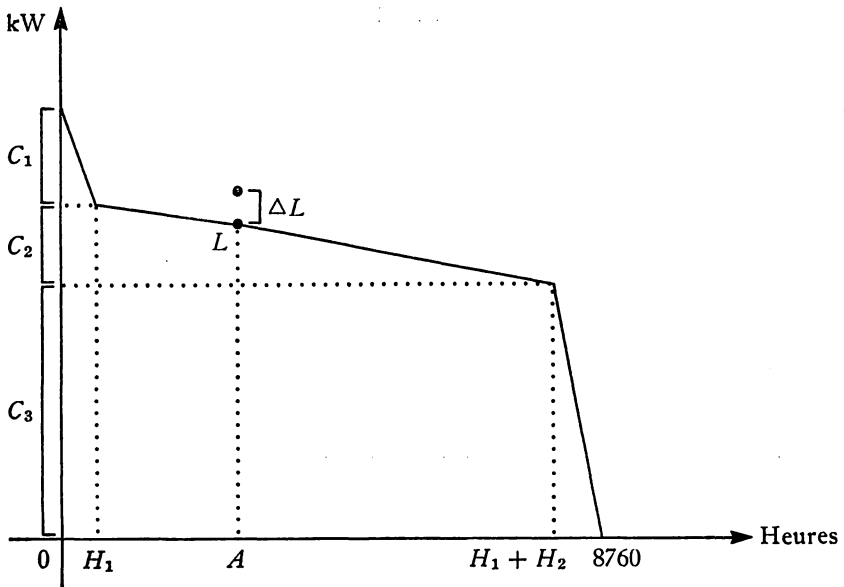


5. NERA [1976].

une quantité considérable de données qui ne sont pas disponibles publiquement. L'intérêt du modèle présenté ici est de calculer des coûts marginaux fiables sans exiger des données inaccessibles. Il permet ainsi au public informé de faire sa propre évaluation du coût marginal de l'électricité au Québec. Il faut noter que ce coût marginal n'est pas opérationnel car il n'est au fond qu'une moyenne de coûts marginaux. Comme nous le verrons dans la section 4, les coûts varient tellement le long de la période 1976-1990, qu'il devient impérieux de distinguer plusieurs sous-périodes et, par conséquent, plusieurs coûts durant la période 1976-1990. Nous présentons tout de même dans une première section un coût unique à cause de son utilité pour introduire ce modèle et en tant que concept permettant d'approximer le phénomène des variations de coûts le long de la période 1976-1990.

Considérons la représentation stylisée suivante de la courbe des puissances classées.

FIGURE 2



où  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  représentent la capacité de production installée en type d'équipement n° 1, en type d'équipement n° 2 et en type d'équipement n° 3. L'équipement n° 3 étant le moins coûteux en coût d'opération fonctionnera en totalité pendant  $H_1 + H_2$  heures et en proportion variable ensuite pour les dernières  $(8760 - H_1 - H_2)$  heures. Le type d'équi-

pement n° 2 fonctionnera en totalité pendant les  $H_1$  heures les plus achalandées — i.e., où la puissance est la plus forte — de l'année et en proportion variable par la suite durant les  $H_2$  heures suivantes, ordonnées selon la puissance demandée. Enfin, l'équipement n° 1 étant le plus coûteux en frais d'opération, ne fonctionnera que durant les heures de pointe en proportion variable, mais pas plus que  $H_1$  heures.

L'énergie totale produite par l'équipement n° 3 est représentée par la surface sous la courbe correspondant à la hauteur  $C_3$ . L'énergie totale produite par l'équipement de type n° 2 est représentée par la surface sous la courbe correspondant à la hauteur  $C_2$ . Enfin, l'énergie totale produite à l'aide de l'équipement n° 1 est représentée par le triangle sous la courbe correspondant à la hauteur  $C_1$ . La somme des trois surfaces donne la surface totale, donc la production totale d'énergie durant l'année.

Nous considérerons, pour les fins de notre exposition, un déplacement de la demande du type suivant : la puissance maximale, en pointe, augmente de 1 kW et l'énergie demandée augmente dans chaque heure de l'année d'un montant proportionnel à l'énergie totale demandée durant cette heure. Ainsi, la courbe des puissances classées de la figure 2 se déplacera vers le haut de 1 kW sur l'axe vertical et d'un montant variable  $\Delta L$  pour chaque heure de l'année. Ainsi, pour l'heure représentée au point  $A$ , l'augmentation  $\Delta L$  sera égale à

$$\left( \frac{1}{C_1 + C_2 + C_3} \right) \overline{AL}.$$

Cette variation de la demande correspond à une utilisation marginale d'électricité représentative de la demande prévue. Il nous semble qu'en l'absence d'une désagrégation plus fine des postes de la demande et des types d'équipement, cette variation marginale est la plus susceptible de conduire à une évaluation correcte du coût marginal.

Le coût total de production de l'électricité peut, en référence à la demande de la figure 2, se calculer comme la somme de l'annuité représentant le coût de l'équipement, des charges fixes et des coûts variables d'opération. Les deux premiers types de coûts dépendent de la capacité installée et le troisième, de l'énergie produite. Nous représenterons ces 3 coûts par  $X$ ,  $Y$  et  $Z$  respectivement. Ainsi,

$$X = C_1 A(C_1) + C_2 A(C_2) + C_3 A(C_3)$$

où  $C_i$  est la capacité installée en type d'équipement n°  $i$  et  $A(C_i)$  est une annuité représentant le coût d'intérêt et de remplacement éventuel de l'équipement de type  $i$ .

$$Y = C_1 F_1 + C_2 F_2 + C_3 F_3$$

où  $F_i$  est le coût fixe d'opération par kW de puissance installée pour le type d'équipement  $i$ .

$$Z = \frac{C_1 H_1}{2} r_1 + \frac{C_2 (H_1 + (H_1 + H_2))}{2} r_2 + \frac{C_3 (H_1 + H_2 + 8760)}{2} r_3$$

où  $r_i$  est le coût variable d'opération par kWh d'énergie produite pour le type d'équipement  $i$ . L'énergie totale produite par l'équipement n° 1 est  $C_1 H_1 / 2$  qui correspond à la surface sous la courbe correspondante à  $C_1$ . L'énergie totale produite par l'équipement n° 2 est de même égale à

$$\frac{C_2 (H_1 + (H_1 + H_2))}{2}$$

et l'énergie totale produite par le troisième type est égale à

$$\frac{C_3 (H_1 + H_2 + 8760)}{2}$$

Nous obtenons ainsi le coût total annuel par l'addition des trois composantes  $X$ ,  $Y$  et  $Z$ .

$$\begin{aligned} X + Y + Z &= C_1 [A(C_1) + F_1] + C_2 [A(C_2) + F_2] \\ &+ C_3 [A(C_3) + F_3] + \frac{C_1 H_1 r_1}{2} \\ &+ C_2 H_1 r_2 + \frac{C_2 H_2 r_2}{2} \\ &+ C_3 H_1 r_3 + C_3 H_2 r_3 \\ &+ \frac{C_3 (8760 - H_1 - H_2) r_3}{2} \end{aligned}$$

ou encore

$$\begin{aligned} X + Y + Z &= C_1 [A(C_1) + F_1] + C_2 [A(C_2) + F_2] \\ &+ C_3 [A(C_3) + F_3] \\ &+ (OPE) \end{aligned}$$

où  $(OPE)$  représente le total des frais d'opération variables encourus pour produire l'énergie totale demandée. Considérant une variation de la demande qui soit *représentative de la courbe des puissances classées*, nous pourrions la résumer à l'aide des deux valeurs  $\Delta P$  et  $\Delta E$  où  $\Delta P$  représente la variation de capacité et  $\Delta E$  la variation de la production

d'énergie. Ainsi, la variation dans le coût total de l'électricité serait décomposé en deux parties.

$$\begin{aligned}\Delta(X + Y + Z) = & \{ \Delta C_1 A(\Delta C_1) \\ & + \Delta C_2 A(\Delta C_2) \\ & + \Delta C_3 A(\Delta C_3) \} \\ & + \Delta E(\Delta FOPE)\end{aligned}$$

où  $\Delta C_1$ ,  $\Delta C_2$ ,  $\Delta C_3$  représentent les investissements dans les 3 types d'équipement et  $(\Delta FOPE)$  représente les frais fixes et variables d'opération par kWh produit. En divisant la variation du coût total  $\Delta(X + Y + Z)$  par la variation dans le nombre de kWh produits, nous obtenons un estimé du coût marginal du kWh. Or, nous ne disposions pas de données sur le terme  $\Delta FOPE$ . Nous avons donc fait l'hypothèse que les frais fixes et les frais variables d'opération seront dans le futur sensiblement les mêmes, en termes réels, que ceux prévus pour l'année 1977. Nous avons calculé ailleurs<sup>6</sup> le coût économique historique de l'énergie produite par l'Hydro-Québec. Nous avons trouvé pour 1977 un coût de 1.33 cent par kWh. Ce coût est composé d'environ 50% de frais de capitalisation et de 50% de frais d'opération<sup>7</sup>. Ainsi, ces frais d'opération se chiffrent en moyenne à 0.65 cent par kWh ou 6.5 mills/kWh. En utilisant ce 6.5 mills/kWh, nous supposons que coût marginal et coût moyen sont égaux en ce qui concerne les frais d'opération<sup>8</sup>.

Considérons le premier terme du membre de droite ci-haut. Il représente le coût d'investissement — sous forme d'annuité — de l'accroissement de capacité  $\Delta P = \Delta C_1 + \Delta C_2 + \Delta C_3$  nécessaire pour rencontrer la hausse de la demande. Ce coût d'investissement nous est donné par le programme d'investissement de l'Hydro-Québec pour 1976-1985. Dans ce programme d'investissement, les données apparaissent sous forme de chroniques d'investissement et le  $\Delta P$  est aussi une chronique de mise en service de différentes centrales de divers types. Nous connaissons en fait la valeur de  $\Delta P$  pour 1976-1990 et le montant global investi chaque année de 1976 à 1985.

Par contre, l'utilisation des chroniques disponibles sur le programme d'investissement exige que ces chroniques soient optimales, i.e., soient susceptibles de satisfaire la demande future au moindre coût. Cette optimalité du programme d'investissement des années 1976-1985 et du pro-

6. Boyer et Martin [1978-1].

7. Ces frais comprennent aussi les frais fixes et en particulier les frais généraux de l'Hydro-Québec.

8. Nous utiliserons en fait 6.5 mills/kWh pour la période 1976-1985 et 10.5 mills/kWh pour 1986-1990 pour une moyenne pondérée de 7.5 mills/kWh. Nous justifierons cette façon de procéder dans la section 4.



gramme d'équipement 1976-1990, nous pouvons la supposer car la procédure de planification des investissements suivie à l'Hydro-Québec, et en particulier le modèle CAPRI<sup>9</sup>, nous apparaît efficace. Malgré que nous ne décrivions pas cette procédure et le modèle CAPRI ici, nous insistons sur le fait que leur existence est nécessaire à l'utilisation de la méthodologie que nous proposons. L'évaluation du coût marginal de l'électricité peut être faite à partir de différentes méthodologies qui se distinguent essentiellement par le type de données qu'elles requièrent et l'objectif poursuivi. Nous verrons ainsi dans la troisième section que le coût marginal de l'électricité peut se scinder en coût marginal de la puissance et en coût marginal de l'énergie. Pour ce faire, il faut utiliser une méthodologie différente de celle que nous employons et qui requiert des données qui ne sont pas disponibles publiquement.

TABLEAU 1

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT EN ÉQUIPEMENT DE PRODUCTION  
1976-1985  
(millions de dollars)<sup>1</sup>

Années	A	B	C
1975 <sup>2</sup>	1852	1982	2146
1976	899	899	899
1977	1265	1183	1092
1978	1312	1145	977
1979	1378	1124	885
1980	1395	1064	773
1981	1222	871	585
1982	1191	793	492
1983	1186	739	423
1984	1677	976	516
1985	2625	1428	697
Total	16002	12204	9485

1. La colonne A est en dollars courants, la colonne B en dollars constants de 1976 et la colonne C en dollars constants actualisés au taux de 8.3%. La colonne A exclut les intérêts capitalisés apparaissant dans le programme d'investissement dans Hydro-Québec [1976-1]. Voir note 1, tableau 6.
2. Ce montant représente le capital cumulatif en 1975 investi dans des équipements (production, transports, distribution) en cours de construction, excluant les intérêts capitalisés. Voir Boyer et Martin [1978-1].

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

9. Le modèle CAPRI (Calcul des programmes d'investissements) est un modèle de programmation mathématique relativement sophistiqué qui assure une cohérence et une optimalité très fiables.

## 2. LE COÛT MARGINAL ÉCONOMIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC : 1976-1990

Les montants d'investissement apparaissant à la colonne A des tableaux 1, 2 et 3 sont en dollars courants. Dans la préparation de ce programme d'investissements, l'Hydro-Québec a prévu un taux d'augmentation annuel moyen de 1976 à 1985 d'environ 9% dans les coûts de la main-d'œuvre<sup>10</sup>. Compte tenu de la hausse de productivité anticipée, on peut établir à 7% le taux annuel d'inflation, au sens strict, anticipé pour la période 1976-1985. Afin de calculer un coût marginal en dollars de 1976, nous avons transformé la colonne A de chaque tableau pour obtenir la colonne B qui exprime le programme d'investissement en dollars de 1976.

Nous avons calculé<sup>11</sup> que le coût économique du capital pour l'Hydro-Québec se situait à environ 8.3% en termes réels. Nous utilisons ce taux pour actualiser les dépenses réelles d'investissements. Ainsi, nous

TABLEAU 2

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT EN ÉQUIPEMENT DE TRANSPORT  
1976-1985  
(millions de dollars)<sup>1</sup>

Années	A	B	C
1976	175	175	175
1977	420	393	353
1978	661	577	492
1979	652	532	419
1980	737	563	409
1981	684	488	327
1982	405	270	167
1983	424	264	151
1984	309	179	94
1985	460	250	122
Total	4927	3691	2719

1. La colonne A est en dollars courants, la colonne B en dollars constants de 1976 et la colonne C en dollars constants actualisés au taux de 8.3%. La colonne A exclut les intérêts capitalisés apparaissant dans le programme d'investissement dans Hydro-Québec [1976-1]. Voir note 1, tableau 7.

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

10. Il s'agit d'un taux moyen retenu en juin 1976 par la Direction Recherche Economique de l'Hydro-Québec. Le taux d'inflation prévue peut différer d'un type de dépenses à un autre. Dans la mesure où l'inflation anticipée sur les dépenses autres que les dépenses en main-d'œuvre est inférieure à 7%, nos calculs sous-estiment le coût réel.

11. Boyer et Martin [1978-1].

avons calculé la colonne C apparaissant aux tableaux 1, 2 et 3 en actualisant les données de la colonne B de chaque tableau au taux de 8.3%. Nous obtenons ainsi un montant d'investissement total réel et actualisé de \$13,884 millions soit \$9,485 millions pour l'équipement de production, \$2,720 millions pour l'équipement de transport et \$1,679 millions pour l'équipement de distribution.

Ces investissements permettront d'augmenter la capacité de production de l'Hydro-Québec. On trouvera au tableau 4, colonne A, les augmentations annuelles prévues de la capacité du réseau de l'Hydro-Québec. De même que nous avons inclus dans le tableau 1 un montant de \$1,852 millions représentant en 1975 l'investissement déjà réalisé sur des équipements devant entrer en production après 1975 et apparaissant donc dans la colonne A du tableau 4, de même nous avons inclus dans ce tableau des augmentations de puissance prévue pour les années 1986-1990. En effet, une partie des investissements réalisés avant 1985 portent sur des équipements devant entrer en fonction après 1985 seulement. Par contre, on ne peut pas supposer que ces équipements aient tous été payés avant 1985. Nous avons fait l'hypothèse qu'une période moyenne de 6 ans s'écoulait entre le début des dépenses d'investissement et la mise en opération de l'équipement. C'est ainsi que nous n'avons retenu qu'une portion décroissante des hausses de puissance des années 1986-1990, le pourcentage apparaissant à côté des variations de puissance

TABLEAU 3

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT EN ÉQUIPEMENT DE DISTRIBUTION  
1976-1985  
(millions de dollars) <sup>1</sup>

Années	A	B	C
1976	155	155	155
1977	285	267	246
1978	252	220	188
1979	282	230	181
1980	309	236	171
1981	339	242	162
1982	373	248	154
1983	418	261	149
1984	459	267	141
1985	498	271	132
Total			1679

1. La colonne A est en dollars courants, la colonne B en dollars constants de 1976 et la colonne C en dollars constants actualisés au taux de 8.3%.

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

de chacune des années. Nous avons ainsi supposé que 50% des 2350 MW de puissance devant entrer en opération en 1988 sont directement crédita- bles aux dépenses d'investissements réalisées avant 1986, et de même pour les autres années.

Pour obtenir une évaluation du coût marginal réel qui ait un sens économique, il faut que les quantités de mégawatts s'échelonnant dans le temps soient actualisées au même titre que les dépenses réelles d'investissements. Nous avons ainsi obtenu la colonne B du tableau 4 en actualisant les mégawatts au taux de 8.3%. On trouve parfois des textes parlant d'un coût de revient égal à la dépense actualisée divisée par la production totale non actualisée. Une telle mesure n'a pas de sens économique. Le véritable coût de revient actualisé est celui qui est obtenu en divisant la dépense actualisée par la production actualisée, dépense et production étant actualisées au même taux <sup>12</sup>.

TABLEAU 4  
PROGRAMME D'ÉQUIPEMENT  
1976-1990  
(en mégawatts) <sup>1</sup>

Années	A	B
1976	986	986
1977	0	0
1978	454	387
1979	1576	1240
1980	1959	1424
1981	1959	1314
1982	2218	1375
1983	1732	991
1984	2259	1193
1985	1951	952
1986	2400 (0.83)	898
1987	2850 (0.67)	794
1988	2350 (0.50)	451
1989	3050 (0.33)	357
1990	3150 (0.17)	175
<b>Total</b>		<b>12537</b>

1. La colonne A est en MW courants et la colonne B est en MW actualisés au taux de 8.3%. Nous avons omis toute référence ici aux pertes dues au transport de l'électricité. Voir note 18.

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

12. Voir à ce sujet Levy-Lambert et Dupuy [1973, tome 1, pp. 114-115], et aussi Hydro-Québec [1976-3].

En effet, nous avons une séquence de dépenses d'investissement réelles  $\{D_t, t = 1975, 1976, \dots, 1985\}$  — c'est la colonne B du tableau 3 — et une séquence d'augmentations de capacité  $\{q_t, t = 1976, 1977, \dots, 1990\}$  — c'est la colonne A du tableau 5. Nous pourrions donc définir une fonctionnelle de coût marginal  $\Gamma$  telle que

$$\Gamma(\{q_t\}) = \{\gamma_t, t = 1976, \dots, 1990\}$$

et telle que, pour un taux d'actualisation  $a$ ,

$$\sum_{t=1976}^{1990} \frac{1}{(1+a)^{t-1976}} (\gamma_t q_t) = \sum_{t=1975}^{1985} \frac{1}{(1+a)^{t-1976}} (D_t).$$

Etant donné que nous cherchons non pas une fonctionnelle  $\Gamma$  mais *un* coût marginal, nous pouvons poser dans l'expression ci-haut que  $\gamma_t = \gamma$  pour tout  $t$  où  $\gamma$  est le coût marginal recherché. Ainsi, nous pouvons récrire l'expression ci-haut comme suit :

$$\gamma \sum_{t=1976}^{1990} \frac{1}{(1+a)^{t-1976}} (q_t) = \sum_{t=1975}^{1985} \frac{1}{(1+a)^{t-1976}} (D_t)$$

ou encore

$$\gamma = \frac{\sum_{t=1975}^{1985} \frac{1}{(1+a)^{t-1976}} (D_t)}{\sum_{t=1976}^{1990} \frac{1}{(1+a)^{t-1976}} (q_t)}$$

On retrouve bien au numérateur les dépenses d'investissement réelles actualisées et au dénominateur la somme actualisée des augmentations annuelles de capacité qu'entraîne la séquence des dépenses d'investissement  $\{D_t\}$ . Dans le cas de l'Hydro-Québec, nous retrouvons  $\gamma = \$1,108./kW$ . Il nous faut traduire ce montant en termes de coût *annuel*. Nous avons ainsi calculé une annuité représentant le paiement du coût d'opportunité social réel du capital de 8.3% et le remplacement à échéance de l'équipement. Nous avons calculé un coût annuel de long terme de \$94.81 par kW de capacité additionnelle installée<sup>13</sup>. C'est un montant exprimé en dollars de 1976. Nous avons déjà mentionné dans la première section que le coût d'opération en 1977 est de l'ordre de 6.5 mills par kilowatt-heure produit.

Il faut bien comprendre ici le sens précis du coût marginal d'investissement  $\gamma = \$1,108/kW$  que nous avons dérivé et calculé et sa valeur

13. Il s'agit ici d'une annuité d'investissement qu'il ne faut pas confondre avec le coût marginal de la puissance. Voir plus loin la section 3.

annuelle en terme d'annuité de \$94.81/kW. Nous avons cherché à obtenir un coût d'investissement unique de la capacité additionnelle installée en posant  $\gamma_t = \gamma$  pour toutes les années du programme.

Ce  $\gamma$  que nous avons calculé est équivalent à la séquence  $\{\gamma_t\}$ <sup>14</sup>. Il représente une moyenne pondérée de ces  $\gamma_t$ . Ainsi, selon que les  $\gamma_t$  ont tendance à augmenter ou à baisser dans le temps, le  $\gamma$  calculé sera plus élevé ou moins élevé que les  $\gamma_t$  des premières années du programme et inversement pour les dernières années. Pour les fins d'évaluation de projets subventionnés<sup>15</sup>, il est de toute évidence plus opportun d'utiliser un coût marginal annuel représenté par une annuité  $A(\gamma)$  qu'un coût marginal annuel prochain représenté par une annuité  $A(\gamma_{1976})$  ou  $A(\gamma_{1977})$ .

Nous pouvons résumer les résultats de nos calculs comme suit :

a) Investissement réel total actualisé à 8.3%	\$13,883 × 10 <sup>6</sup>
b) Augmentation de capacité actualisée à 8.3%	12,537 MW
c) a/b	\$1,108/kW
d) Annuité représentant a/b — coût d'opportunité économique du capital à 8.3% et remplacement inclus —	
40 ans :	\$95.91/kW
50 ans :	\$93.70/kW
Arrondi :	\$94.81/kW

Nous avons calculé ailleurs<sup>16</sup> un coût d'opération de l'ordre de 6.5 mills/kWh pour 1977. Pour des raisons que nous détaillerons dans la section 4 et qui tiennent aux types d'équipements de production à installer durant la période 1985-1990, nous croyons que ce coût d'opération sera en moyenne de 7.5 mills/kWh pour la période 1976-1990. Pour les mêmes raisons, nous évaluons que le système de production à installer de 1976 à 1990 aura un facteur de charge moyen de 62%.

Considérons une augmentation de demande de 1 kW utilisée proportionnellement à la courbe marginale des puissances classées durant la période 1976-1990. Cette utilisation nécessitera une production de  $5,394.7 = (0.616)(8760)$  kilowatts-heures d'énergie, où le facteur 0.616 est représentatif de la courbe marginale des puissances classées sur la période 1976-1990. Le coût annuel total de cet accroissement de demande sera donc de  $\$94.81 (1 \text{ kW}) + \$0.0075 (5,394.7 \text{ kWh}) = \$135.28$ , c'est-à-dire 25.08 mills/kWh. Ce coût de 25.08 mills/kWh dépend

14. Il ne faut pas oublier que  $\gamma$  et  $\gamma_t$  sont toujours exprimés en dollars constants.

15. Boyer et Martin [1978-2].

16. Boyer et Martin [1978-1].

évidemment des hypothèses et facteurs derrière ce calcul. Nous avons utilisé un taux d'inflation de 7%, nous avons inclus les investissements en équipements de distribution, nous avons supposé un coût d'opération de 7.5 mills/kWh, et nous avons utilisé un facteur de charge de 0.616<sup>17</sup>. Par ailleurs, en nous restreignant à la période 1976-1985, nous obtenons 23.70 mills/kWh plutôt que 25.08 mills/kWh<sup>18</sup>.

Nous subdiviserons dans la section 4 la période 1976-1990 en trois sous-périodes. Au coût marginal de 25.08 mills/kWh pour 1976-1990 correspondront un coût marginal de 18.67 mills/kWh pour 1976-1979, un coût marginal de 25.60 mills/kWh pour 1980-1985 et un coût marginal de 29.61 mills/kWh pour 1985-1990, toujours en dollars de 1976.

### 3. DÉPENSE D'INVESTISSEMENT ET DÉPENSE D'OPÉRATION VERSUS COÛT DE PUISSANCE ET COÛT D'ÉNERGIE

Le coût marginal de 25.08 mills/kWh que nous avons calculé dans la section précédente est le coût marginal de l'augmentation considérée de la demande. Il est constitué d'un coût d'investissement et d'un coût d'opération. L'augmentation de la demande est elle-même représentée par la hausse de la puissance et celle de l'énergie. Nous n'avons pas calculé le coût marginal de la puissance et celui de l'énergie car nous ne disposons pas des données nécessaires. Par contre, pour les augmentations de demande représentatives de la courbe marginale des puissances classées, la somme du coût marginal de la puissance et du coût marginal de l'énergie sera égale au coût marginal de 25.08 mills/kWh que nous avons calculé en partageant le coût marginal en dépense marginale d'investissement et dépense marginale d'opération. Nous montrerons dans cette section que la décomposition du coût marginal en coût marginal de puissance et coût marginal d'énergie et sa décomposition en dépense marginale d'investissement et dépense marginale d'énergie ne sont pas comparables. Il s'agit de deux partages différents.

Reprenons la formule de coût total de la section précédente, à savoir

$$X + Y + Z = C_1[A(C_1) + F_1] + C_2[A(C_2) + F_2] \\ + C_3[A(C_3) + F_3] + \frac{C_1 H_1 r_1}{2}$$

17. Le coût d'opération de 7.5 mills/kWh et le facteur de charge de 0.616 seront justifiés à la section 4.

18. Le coût de 25.08 mills/kWh fait abstraction de toute perte que le transport de l'électricité peut entraîner. Il s'agit donc d'un coût au producteur plutôt qu'au consommateur. L'importance des pertes varie d'un point à l'autre du système (cf. Cichetti, Gillen et Smolenski [1977]). Pour le cas qui nous intéresse ici, à savoir une demande représentative de la courbe des puissances classées, la prise en compte des pertes pourrait augmenter le coût d'environ 10%, de 25.08 à 27.59 mills/kWh.

$$\begin{aligned}
 &+ C_2 H_1 r_2 + \frac{C_2 H_2 r_2}{2} \\
 &+ C_3 H_1 r_3 + C_3 H_2 r_3 \\
 &+ \frac{C_3 (8760 - H_1 - H_2) r_3}{2}.
 \end{aligned}$$

Nous allons considérer dans cette section que le coût  $X + Y + Z$  de la formule ci-haut est le coût total minimal de satisfaire la *hausse de la demande considérée*. Ce coût s'ajoute ainsi au coût actuel pour obtenir le coût total de satisfaire la demande globale. Nous procédons comme si nous avons construit un réseau complet nouveau pour satisfaire la hausse de la demande.

Nous ferons l'hypothèse que le parc d'équipements à installer est optimal tant dans sa composition que dans son utilisation. Si nous utilisons trois types d'équipement, c'est que ces équipements ont des caractéristiques différentes. Ainsi, le type d'équipement n° 1 est peu coûteux en capital mais très coûteux en frais variables d'opération. Le type d'équipement n° 3 est très coûteux en capital mais peu coûteux en frais variables d'opération. Le type d'équipement n° 2 se situe entre les deux premiers tant du côté investissement que du côté frais variables d'opération. Si le parc d'investissement est optimal et que son utilisation est aussi optimale, nous obtenons les relations suivantes entre la capacité, le nombre d'heures d'utilisation et les coûts d'investissement, sous forme d'annuités, et les frais fixes et variables d'opération.

$$\begin{aligned}
 A(C_1) + F_1 &= A(C_2) + F_2 - (r_1 - r_2)H_1 \\
 &= A(C_3) + F_3 - (r_1 - r_3)H_1 - (r_2 - r_3)H_2
 \end{aligned}$$

Ainsi, malgré que le type n° 2 coûte plus cher d'investissement que le type n° 1, l'économie de frais variables qu'il permet par rapport au type n° 1 le rend marginalement comparable<sup>19</sup>. Les équations d'optimalité ci-haut sont représentatives de la décision à prendre lorsque les unités additionnelles de capacité sont ajoutées. Ainsi, on peut penser substituer à la marge un kWh de puissance en équipement n° 2 pour un kWh de puissance en équipement n° 1. On augmenterait donc  $C_2$  de 1 kWh tout en réduisant  $C_1$  de 1 kW. Si le parc d'équipement est optimal, cette opération doit être à la marge ni avantageuse ni désavantageuse. Ainsi, nous obtenons les équations d'optimalité.

19. Pour satisfaire le kW de puissance marginale.



En substituant les équations d'optimalité dans l'expression définissant  $X + Y + Z$ , nous obtenons l'expression suivante après quelques manipulations élémentaires.

$$\begin{aligned} X + Y + Z = & (C_1 + C_2 + C_3)[A(C_1) + F_1] \\ & + r_1 H_1 \left( \frac{C_1}{2} + C_2 + C_3 \right) \\ & + r_2 H_2 \left( \frac{C_2}{2} + C_3 \right) \\ & + r_3 (8760 - H_1 - H_2) \left( \frac{C_3}{2} \right) \end{aligned}$$

Dans cette dernière expression, nous retrouvons le coût d'investissement — sous forme d'annuité — de l'équipement n° 1 seulement. Considérant un projet quelconque défini par une capacité demandée à la pointe égale à  $\Delta(C_1 + C_2 + C_3)$  et une quantité d'énergie pour chaque période, la formule ci-haut permet de calculer le coût marginal de l'électricité demandée par ce projet.

Ainsi, si les paramètres apparaissant dans la formule ci-haut sont connus, il est possible de calculer le coût marginal *pour des augmentations quelconques de la demande*. Considérons un consommateur marginal qui veut consommer 10 kW de puissance à pleine capacité pendant les  $H_1$  heures de pointe. Il sera efficace de satisfaire cette demande en augmentant de 10 kW la capacité en équipement no 1 et de le faire fonctionner durant les  $H_1$  heures de pointe. Le coût sera ainsi de  $10[A(C_1) + F_1] + r_2(10 H_1)$  et c'est ce que la formule ci-haut donnerait. A l'autre extrême, considérons un consommateur marginal demandant 10 kW de puissance uniformément sur toute l'année. Il sera efficace de satisfaire cette demande en augmentant de 10 kW la capacité en équipement n° 3 et de le faire fonctionner sur toute l'année<sup>20</sup>. Le coût encouru sera égal à  $10[A(C_3) + F_3] + r_3[10(H_1 + H_2 + H_3)]$ . La formule ci-haut donnera par ailleurs  $10[A(C_1) + F_1] + r_1[10 H_1] + r_2(10 H_2) + r_3(10 H_3)$ . La différence entre ces deux montants sera

$$\begin{aligned} & 10[A(C_3) + F_3 - A(C_1) - F_1] \\ & + 10 H_1(r_3 - r_1) + 10 H_2(r_3 - r_2) \end{aligned}$$

Or, d'après les conditions d'optimalité que nous avons supposées satisfaites

$$A(C_1) + F_1 = A(C_3) + F_3 - H_1(r_1 - r_3) - H_2(r_2 - r_3)$$

20. Comme il serait efficace d'augmenter entre autre de 10 kW la capacité de l'équipement n° 1 et d'augmenter le taux d'utilisation des équipements n° 2 et n° 3.

et la différence est donc nulle. Considérons finalement un consommateur marginal demandant 10 kW de puissance uniformément durant les  $H_2$  heures intermédiaires seulement. Il sera efficace de satisfaire cette demande en augmentant de 10 kW la capacité en équipement n° 2 et de le faire fonctionner durant les  $H_2$  heures en question et aussi durant les  $H_1$  heures de pointe car le coût d'opération de l'équipement n° 2 est inférieur au coût d'opération de l'équipement n° 1. Ainsi, le coût additionnel encouru sera égal à

$$10(A(C_2) + F_2) + r_2(10 H_1 + 10 H_2) - (10[A(C_1) + F_1] + r_1(10 H_1))$$

où le troisième terme représente l'économie réalisée étant donné qu'il y aura dans le programme optimal 10 kW en moins en équipement n° 1. Par ailleurs, en utilisant la formule du coût marginal, nous obtenons simplement  $r_2(10 H_2)$  car  $\Delta(C_1 + C_2 + C_3) = 0$  étant donné que  $\Delta C_1 = -\Delta C_2$  dans ce cas-ci. Les deux montants sont encore une fois égaux étant donné les conditions d'optimalité. Quelle que soit la variation de la demande considérée, la formule ci-haut donne une évaluation exacte du coût marginal. Encore une fois, pour appliquer la formule, il faut en connaître les paramètres.

Les informations disponibles publiquement ne permettent pas d'évaluer les paramètres en question. D'où la nécessité d'utiliser une décomposition différente, celle de la section 1, pour calculer le coût marginal à long terme. La formule obtenue est alors valable en autant que l'équipement efficace nécessaire pour satisfaire une hausse de demande ait une structure représentative du programme d'équipement pour la période. En d'autres termes la hausse de demande doit être représentative de la courbe marginale des puissances classées.

Nous avons précédemment mentionné que nous considérerions une variation de la demande proportionnelle à la courbe des puissances classées représentée à la figure 2 de la section précédente. En supposant que le programme d'investissement choisi pour satisfaire la hausse de la demande est optimal<sup>21</sup>, alors le coût marginal à long terme de l'accroissement de la demande considéré sera égal à

$$\frac{1}{C_1 + C_2 + C_3} [X + Y + Z]$$

C'est cette valeur qui correspond au coût marginal à long terme tel que déterminé dans la section précédente. Il repose donc sur l'optimalité du programme d'investissement et sur une variation de demande repré-

21. Notre façon de procéder s'inspire de Turvey. Mais nous n'avons pas à faire les hypothèses restrictives que nous retrouvons dans Turvey car plutôt que de considérer l'équipement actuel mis en service dans le passé, nous considérerons le programme d'investissement à réaliser dans le futur et qui a toutes les chances d'être efficace étant donné la hausse anticipée de la demande.

sentative de la courbe marginale des puissances classées. Comme nous l'avons écrit précédemment, la procédure de sélection des investissements au sein de l'Hydro-Québec nous apparaît suffisamment fiable (en dépit des transformations nécessaires pour que le calcul des investissements soit fait en termes de coûts économiques plutôt que financiers ou comptables) pour que nous puissions l'utiliser directement. Pour un consommateur marginal requérant 1 kW de puissance à utiliser d'une façon représentative de la courbe marginale des puissances classées, le coût marginal à long terme s'écrit :

$$\begin{aligned}
 C_m L = & [A(C_1) + F_1] \\
 & + r_1 H_1 \left( \frac{\frac{C_1}{2} + C_2 + C_3}{C_1 + C_2 + C_3} \right) \\
 & + r_2 H_2 \left( \frac{\frac{C_2}{2} + C_3}{C_1 + C_2 + C_3} \right) \\
 & + r_3 H_3 \left( \frac{\frac{C_3}{2}}{C_1 + C_2 + C_3} \right)
 \end{aligned}$$

où  $H_3 = 8760 - H_1 - H_2$ .

Dans cette expression du  $C_m L$ , le premier terme représente le coût fixe total de 1 kW de puissance installée en équipement de type n° 1. Ce coût fixe total se compose de l'annuité représentant le coût d'intérêt et de remplacement du capital et des charges fixes d'exploitation. Le deuxième terme représente le coût additionnel d'opération du type d'équipement n° 1. Il est égal au produit du coût variable d'opération par kWh, soit  $r_1$ , et de l'accroissement d'énergie produite par ce type d'équipement n° 1. Il est égal au produit du coût variable d'opération même des deux derniers termes. Dans cette formulation du coût marginal, le coût marginal de la puissance apparaît comme le coût annuel par kW de l'équipement n° 1 et le coût marginal de l'énergie comme la somme des trois derniers termes. En effet, durant les  $H_1$  heures où l'équipement n° 1 est en opération, le coût marginal d'opération sera celui de l'équipement n° 1, i.e. le moins efficace, soit  $r_1$ , et toute l'énergie produite durant ces heures, soit

$$H_1 \left( \frac{\frac{C_1}{2} + C_2 + C_3}{C_1 + C_2 + C_3} \right)$$

sera évaluée au coût marginal  $r_1$ . Pour l'énergie produite durant les  $H_2$  heures où seuls les équipements n° 2 et n° 3 sont utilisés, le coût mar-

ginal sera donné par le coût d'opération de l'équipement n° 2, i.e. le moins efficace, soit  $r_2$ , et de même pour  $H_3$  et  $r_3$ .

Comme nous l'avons indiqué plus haut, les données publiquement disponibles ne permettent pas de faire une évaluation des paramètres de la formule donnant le coût marginal comme la somme du coût marginal de la puissance et du coût marginal de l'énergie. Notre procédure consiste plutôt à évaluer l'expression suivante :

$$\frac{1}{C_1 + C_2 + C_3} [X + Y + Z]$$

en deux parties. Le programme d'équipement de l'Hydro-Québec nous donne  $(C_1 + C_2 + C_3)$ <sup>22</sup>. Le programme d'investissement nous permet par ailleurs d'évaluer  $X$  comme une annuité que nous avons exprimée par kW

$$\frac{X}{C_1 + C_2 + C_3} = \$94.81$$

Quant au deuxième terme, à savoir les coûts fixes et variables d'opération, nous avons utilisé les frais d'exploitation moyens par kW prévus pour 1977 et que nous avons évalués à 6.5 mills<sup>23</sup>. Nous avons ainsi obtenu le coût d'opération encouru pour générer les kW que produira en moyenne chaque kW du programme d'équipement. Nous avons finalement exprimé le total des deux termes en mills/kWh.

Ainsi, malgré qu'il n'y ait pas de lien entre la décomposition du coût marginal en coût marginal de puissance et coût marginal d'énergie et la décomposition que nous avons faite du coût marginal en coût d'investissement ( $X$ ) et coût d'opération ( $Y + Z$ ), il reste que pour des variations de demande représentative de la courbe des puissances classées, le coût marginal global calculé à partir de l'une ou l'autre décomposition sera le même. Dans la mesure où le projet considéré a une demande d'électricité *significativement différente* de la courbe des puissances classées, le coût marginal calculé sur la base de nos résultats ne constituera pas une évaluation fiable du véritable coût marginal<sup>24</sup>.

#### 4. LES COÛTS MARGINAUX PAR PÉRIODE

Nous allons dans cette section établir un coût marginal pour chacune des trois périodes 1976-1979, 1980-1985 et 1985-1990. Pour ce faire,

22. Il s'agit comme nous l'avons écrit précédemment de l'addition de nouvel équipement au réseau actuel.

23. Boyer et Martin [1978-1].

24. Nous avons pensé pouvoir utiliser le coût marginal que nous avons calculé pour des projets sensiblement différents de la courbe des puissances classées comme le cas du contrat avec PASNY. Mais la marge d'erreur étant trop élevée, nous avons renoncé à évaluer le coût marginal de ce genre de projet.

TABLEAU 5  
PROGRAMME D'ÉQUIPEMENT  
1976-1990  
(en mégawatts) <sup>1</sup>

Années	Baie James		Autres				Total	
	A	A2	B	C	B2	C2	D	D2
1976			986		986		986	986
1977			0		0		0	0
1978			454		387		454	387
1979			1576		1240		1576	1240
1980	1959	1424		0		0	1959	1424
1981	1959	1314		0		0	1959	1314
1982	1883	1167		335		208	2218	1375
1983	1522	871		210		120	1732	991
1984	2259	1193		0		0	2259	1193
1985	429	209		1512		738	1941	947
1986				1992		898	2400 (0.83)	898
1987				1910		794	2850 (0.67)	794
1988				1175		451	2350 (0.50)	451
1989				1007		357	3050 (0.33)	357
1990				536		175	3150 (0.17)	175
Total	10011	6178	3016	8677	2613	3741	21704	12532

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

1. Les colonnes A, B, C et D sont en MW courants et les colonnes A2, B2, C2, D2 sont en MW actualisés.

nous allons suivre essentiellement la méthodologie de la section 2 en scindant les chroniques d'investissements et d'équipement en trois périodes.

Du côté des investissements en équipement de production, nous disposons d'une chronique pour le projet de la Baie James et d'une chronique pour tous les autres projets. Au tableau 1, colonne A, nous avons déjà donné le total de ces deux chroniques. Du côté des investissements en équipement de transport, nous disposons aussi d'une chronique pour les investissements relatifs au projet de la Baie James et d'une chronique relative à tous les autres projets. Par contre, nous disposons d'une seule chronique agrégée pour les investissements en équipement de distribution. Enfin, du côté du programme d'équipement en mégawatts, nous disposons d'une chronique pour la Baie James et d'une chronique pour les autres projets. On remarque dans cette série que durant la période 1980-1984, on mettra en service des équipements d'une puissance de 9582 MW à la Baie James pour seulement 545 MW sur le reste du réseau. Ainsi, nous avons décidé d'opérer une coupure dans la chronique relative à la mise en service des équipements autres que ceux de la Baie James entre la période 1976-1979 et la période 1980-1990. Or, durant cette dernière période, les mises en service sont nulles en 1980, 1981 et 1984 et relativement peu importantes en 1982-1983. Nous avons donc considéré la chronique de 1980-1990 comme caractérisant essentiellement la période 1985-1990. Nous avons ainsi obtenu le tableau 5.

Dans la colonne A du tableau 5, nous avons les mises en service prévues des équipements du projet de la Baie James qui s'étalent de 1980 à 1985. Ces équipements totalisent 10011 mégawatts. A la colonne B, nous avons les mises en service prévues pour la période 1976-79 et qui totalisent 3016 mégawatts. A la colonne C, nous avons les mises en service prévues pour la période 1985-1990, qui totalisent 8677 mégawatts, y compris 335 mégawatts en 1982 et 210 en 1983. Enfin, à la colonne D, nous retrouvons le total de ces mises en service qui totalisent 21704 mégawatts. Comme nous l'avons expliqué dans la section 2, ces mégawatts doivent être actualisés afin de pouvoir dériver un coût marginal qui ait un sens économique. Nous avons donc actualisé ces mégawatts au taux de 8.3% pour obtenir les colonnes A2, B2, C2 et D2 respectivement. La colonne D2 reproduit la colonne C du tableau 4. Nous obtenons ainsi, en valeurs actualisées, 2613 mégawatts pour la période 1976-1979, 6178 mégawatts pour la période 1980-1985 et 3741 mégawatts pour la période 1985-1990, pour un total de 12532 mégawatts pour toute la période 1976-1990. Comme nous l'avons expliqué à la section 2, nous n'avons retenu qu'une partie des mises en service de la période 1986-1990 étant donné que les chroniques d'investissements s'arrêtent en 1985.

**TABEAU 6**  
**PROGRAMME D'INVESTISSEMENT EN ÉQUIPEMENT DE PRODUCTION**  
**1976-1985**  
(millions de dollars)

Années	Baie James		Autres				Total		
	A	A2	B	C	B2	C2	D	D1	D2
1975 <sup>1</sup>	1222	1417	630		730		1852	1982	2146
1976	634	634	265		265		899	899	899
1977	1003	865	262		226		1265	1183	1092
1978	1115	830	197		150		1312	1145	977
1979	1285	826	26	67	17	43	1378	1124	885
1980	1339	742		56		31	1395	1064	773
1981	1104	528		118		57	1222	871	585
1982	756	312		435		180	1191	793	492
1983	350	125		836		298	1186	739	423
1984	31	10		1646		506	1677	976	516
1985	23	2		2602		698	2625	1428	697
<b>Total</b>	<b>8862</b>	<b>6291</b>	<b>1380</b>	<b>5760</b>	<b>1388</b>	<b>1813</b>	<b>16002</b>	<b>12204</b>	<b>9485</b>

1. Les montants pour 1975 sont tirés de Boyer et Martin [1978-1] et représentent le capital cumulé en 1975 investi dans des équipements en cours de construction (production, transport et distribution). Le partage entre Baie James et autres du montant de 1 852 millions de dollars est basé sur le document cité comme source et sur nos conversations avec les économistes de l'Hydro-Québec.

Les montants apparaissant dans le tableau 6 excluent les intérêts capitalisés. Ce sont donc des dépenses d'investissement au sens strict. Les données qui nous étaient disponibles comprenaient les intérêts capitalisés à 10%. À défaut de pouvoir travailler avec des données purgées, nous avons estimé ces intérêts à partir de nos conversations avec les économistes de l'Hydro-Québec.

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

La séparation en 3 périodes de la chronique des mises en service des équipements nous a permis de scinder les chroniques d'investissements en trois périodes aussi moyennant certaines hypothèses. Ainsi, dans la chronique des investissements en équipement de production, apparaissant déjà au tableau 1, nous avons associé aux équipements de la Baie James la chronique dont nous disposions pour la réalisation de ce projet. On retrouve cette chronique en dollars courants à la colonne A du tableau 6 et en dollars constants de 1976 et actualisés à la colonne A2. Les colonnes D, D1 et D2 reproduisent les colonnes A, B, C du tableau 1. En retranchant dans le tableau 6 la colonne A de la colonne D, nous obtenons une chronique des investissements en équipements de production pour le reste du réseau. En nous basant sur le tableau 5, nous avons scindé cette chronique en deux sous-chroniques apparaissant aux colonnes B et C du tableau 6. La colonne B représente une chronique d'investissements en dollars courants directement débitables au programme de mise en service des équipements pour la période 1976-1979 et apparaissant à la colonne B du tableau 5. Ce partage entre B et C est en partie arbitraire mais la marge d'erreur nous apparaît en deçà du niveau tolérable. Les colonnes B2 et C2 nous donnent les montants des colonnes B et C en dollars constants et actualisés.

Quant aux investissements en équipements de transport, nous avons de la même façon associé au projet de la Baie James la chronique dont nous disposions et qui apparaît en dollars courants à la colonne A du tableau 7. En retranchant les montants du total apparaissant à la colonne D, nous obtenons la chronique pour les autres projets. Comme pour le cas de la chronique des investissements en équipement de production, nous avons scindé cette chronique pour obtenir les colonnes B et C du tableau 7, la colonne B étant associée aux équipements mis en service avant 1979 et la colonne C étant associée aux équipements mis en service après 1980 et ailleurs qu'à la Baie James.

Quant aux coûts d'investissements en équipement de distribution, il nous a été impossible de les scinder par période. Les données disponibles qui apparaissent au tableau 3 ne permettaient pas d'associer l'équipement ainsi construit aux différentes périodes. Nous avons opté pour une procédure identique à celle de la section 2. Ainsi, le montant total de \$1,679 millions représente \$133.92/kW et une annuité de \$11.22/kW. Ce montant représente en termes réels, dollars de 1976, le montant annuel devant être ajouté aux coûts marginaux de production et de transports pour chacune des périodes.

Dans le calcul des annuités d'investissements pour chaque période, nous allons procéder comme à la section 2. Ainsi, pour la première période, la période pré-BJ, nous avons, en dollars et kW actualisés :



**TABLEAU 7**  
**PROGRAMME D'INVESTISSEMENT EN ÉQUIPEMENT DE TRANSPORT**  
**1976-1985**  
**(millions de dollars) <sup>1</sup>**

Années	Baie James		Autres				Total		
	A	A2	B	C	B2	C2	D	D1	D2
1976	49	49	127		127		175	175	175
1977	203	176	217		187		420	393	363
1978	517	384	145		108		661	577	492
1979	562	361	45	45	29	29	652	532	419
1980	678	377		59		32	737	563	409
1981	624	298		60		29	684	488	327
1982	347	143		58		23	405	270	167
1983	330	117		94		34	424	264	151
1984	159	49		150		46	309	179	94
1985	16	4		444		118	460	250	121
<b>Total</b>	<b>3484</b>	<b>1958</b>	<b>534</b>	<b>910</b>	<b>451</b>	<b>311</b>	<b>4927</b>	<b>3691</b>	<b>2719</b>

1. Les colonnes A, B, C et D sont en dollars courants ; la colonne D1 est en dollars constants de 1976 les colonnes A2, B2, C2, D2 sont en dollars constants actualisés.

Les montants apparaissant dans le tableau 7 excluent les intérêts capitalisés. Ce sont donc des dépenses d'investissement au sens strict. Les données qui nous étaient disponibles comprenaient les intérêts capitalisés à 10%. À défaut de pouvoir travailler avec des données purgées, nous avons estimé ces intérêts à partir de nos conversations avec les économistes de l'Hydro-Québec.

SOURCE : Hydro-Québec [1976-1] et estimations et calculs des auteurs.

*Pré-BJ*

— équipement de production	\$1,388,000,000.
— équipement de transport	\$ 451,000,000.
Total	<u>\$1,837,000,000.</u>
— puissance de mise en service (kW) :	2,613,000
— coût par kW :	\$ 703.79
— Annuité : A(703.79) =	\$ 60.22
— annuité de distribution :	\$ 11.22
Total	<u>\$ 71.44/kW</u>

Ainsi, l'annuité d'investissements en équipements de production, de transports et de distribution représente une annuité de \$71.44/kW durant la période 1976-1979<sup>25</sup>.

Pour le projet de la Baie James, nous pouvons faire le même calcul :

*BJ*

— équipement de production	\$6,291,000,000.
— équipement de transport	\$1,958,000,000.
Total	<u>\$8,249,000,000.</u>
— puissance de mise en service (kW) :	6,178,000
— coût par kW :	\$ 1,335.22
— Annuité : A(\$1,335.22) =	\$ 114.25/kW
— annuité de distribution :	\$ 11.22
Total	<u>\$ 125.47/kW</u>

Enfin, pour la période post-BJ (post-Baie James) s'étendant de 1985 à 1990, nous obtenons à partir des données des tableaux 3, 5, 6 et 7 le coût suivant :

*Post-BJ*

— équipement de production	\$1,813,000,000.
— équipement de transport	\$ 311,000,000.
Total	<u>\$2,124,000,000.</u>
— puissance de mise en service (kW) :	3,741,000
— coût par kW :	\$ 567.76
— Annuité A(\$567.76) =	\$ 48.59/kW
— annuité de distribution :	\$ 11.22/kW
Total	<u>\$ 59.81/kW</u>

Dans le cas de cette période post-BJ, nous avons déjà indiqué que 328,000 kW sont mis en service en 1982-1983 sur un total de 3,741,000 kW pour la période. De plus, l'année 1985 est incluse à la fois dans la

25. Comme nous l'avons indiqué à la section 3, il ne s'agit pas ici d'un coût marginal de puissance.

période BJ et dans la période post-BJ étant donné la nature des données dont nous disposons.

Les trois coûts d'investissements, le premier de \$71.44/kW pour la période 1976-1979, le deuxième de \$125.47/kW pour la période 1980-1985 et le troisième, enfin, de \$59.81/kW pour la période 1985-1990 correspondent au coût d'investissement de \$94.81/kW pour toute la période 1976-1990 et ce dernier est à ce titre une moyenne pondérée des trois premiers. La baisse de \$125.47/kW à \$59.81/kW entre la deuxième et la troisième période reflète un changement important dans la nature des équipements mis en service dans ces deux périodes. En effet, durant la période 1980-1985, tous les équipements sont reliés au projet de la Baie James et constituent par conséquent des équipements qui fonctionneront essentiellement en base. Ce sont des équipements de type 3 de la section 1. Quant à la période 1985-1990, la majorité des équipements alors mis en service est constituée d'équipements de pointe (2,177,000 kW sur un total de 3,741,000 kW) dont le coût d'investissement est moindre mais amorti sur beaucoup moins d'heures de fonctionnement, ce qui implique que le coût par kWh produit peut être plus élevé même si le coût d'investissement est plus faible. C'est d'ailleurs ce que nous retrouverons ici.

Dans le calcul du coût marginal exprimé en mills/kWh, nous devons faire certaines hypothèses sur le niveau d'utilisation de l'équipement mis en service. Pour chacune des périodes, nous allons présenter et justifier ces hypothèses et calculer le coût en mills/kWh d'une augmentation type de 1 kW de la demande de puissance. Nous allons ensuite calculer le coût en mills/kWh moyen sur toute la période 1976-1990. Tous les coûts que nous calculons dans cette étude sont exprimés en dollars constants de 1976 actualisés au taux de 8.3% représentant le coût d'opportunité économique capital pour l'Hydro-Québec. Non seulement les coûts sont actualisés, mais les kW de puissance installés aussi. Cette procédure implique qu'une séquence de coûts annuels peut être construite en dollars courants en utilisant le taux d'inflation retenu, soit 7%, mais qu'il ne faut pas « dé-actualiser » la séquence en utilisant le taux retenu de 8.3% comme il faudrait le faire si les kWh de puissance n'avaient pas eux aussi été actualisés au même taux. Cette procédure découle de notre discussion de l'actualisation contenue dans la section 2<sup>26</sup>.

Pour la période 1976-1979, nous avons supposé que l'équipement mis en service est représentatif de la courbe de charge actuelle de l'Hydro-Québec et qu'il sera ainsi utilisé selon un facteur de charge de 0.67. Ceci veut dire que le kW de puissance mis en service durant cette période produira en moyenne 5,870 kWh par an. Quant au coût d'opération, nous

---

26. Nous allons, pour fins d'illustration, présenter nos résultats en dollars de 1976 et en dollars de 1979 dans la figure 3 ci-dessous.

avons supposé qu'il resterait au niveau de 6.5 mills/kWh, niveau représentatif du coût d'opération de 1977. Ainsi, selon ces hypothèses, nous obtenons le calcul suivant <sup>27</sup> :

*Pré-BJ* (1976-1979)

— Annuité (production et transport)	\$ 60.22
— annuité (distribution)	\$ 11.22
— coût d'opération : 5,870 kWh à 6.5 mills	\$ 38.16
Total	<u>\$109.06</u>
— coût par kWh	18.67 mills

Quant à la période 1980-1985, nous avons supposé, étant donné la nature des équipements du projet de la Baie James, que le facteur de charge serait de 0.75 <sup>28</sup> et que le coût d'opération resterait à 6.5 mills/kWh, soit son niveau de 1977. Ce facteur de charge de 0.75 implique que chaque kW de puissance mis en réserve produira en moyenne 6,570 kWh plutôt que 5,870 comme dans le cas précédent. Ainsi, le coût total d'opération s'en trouvera augmenté mais l'annuité d'investissement sera amortie sur un plus grand nombre de kWh. Nous obtenons le calcul suivant :

*BJ* (1980-1985)

— Annuité (production et transport)	\$114.25
— annuité (distribution)	\$ 11.22
— coût d'opération : 6,570 kWh à 6.5 mills	\$ 42.71
Total	<u>\$168.18</u>
— coût par kWh	25.60 mills

Quant à la période post-Baie James, 1985-1990, nous avons dû faire quelques hypothèses plus difficilement justifiables étant donné le peu d'informations dont nous disposons sur cette période. Nous savons que les équipements devant être mis en service durant cette période et principalement en 1985 et 1986 sont des équipements de pointe qui, par définition, ne fonctionneront que durant un nombre très limité d'heures. Le programme témoin prévoit que les mises en service durant la période 1985-1990 totaliseront plus de 19,000,000 kW. Nous estimons que les dépenses d'investissements effectuées de 1976 à 1985 portent sur 8,677,000 de ces 19,000,000 kW. Ces 8,677,000 kW représentent 3,741,000 kW une fois actualisés à 8.3%. De ces 3,741,000 kW, 1,564,000 kW sont en équipements de base et 2,177,000 kW sont en équipements de pointe. Pour les équipements de base, nous avons sup-

27. Il s'agit ici de coûts au producteur plutôt que de coûts au consommateur. Cf. note 2, page 000.

28. Ce facteur est utilisé par l'Hydro-Québec dans sa comparaison entre les coûts de l'énergie du complexe de la Baie James et d'un projet nucléaire équivalent. Voir Hydro-Québec [1976-3].

posé que le facteur de charge serait de 0.75 comme dans le cas du projet de la Baie James. Pour les équipements de pointe, nous avons supposé que le facteur de charge serait de 0.075, soit 10% du facteur de charge de base. Ainsi, ces kW en équipements de pointe produiraient en moyenne 657 kWh par an. Nous n'avons pas de données fermes sur ce facteur d'utilisation. On peut par contre le comparer à la centrale de pointe de Tracy d'une puissance de 628,000 kW et qui produit annuellement 100 millions de kWh, soit un facteur d'utilisation de 0.018 ; 1 kW à Tracy produit en moyenne 159 kWh par an. Le facteur de charge de 0.075 nous assure donc que nous ne surestimons pas le coût marginal des kW et des kWh de la période 1985-1990. De plus, les kWh produits par les équipements de pointe coûtent plus chers en frais d'opération que ceux produits par les équipements de base. Nous avons fait l'hypothèse que dans période 1985-1990, les frais d'opération des kWh de base resteraient au niveau de 6.5 mills/kWh, le niveau de 1977 <sup>29</sup>, et ceux des kWh de pointe seraient du double, soit 13.0 mills/kWh. Nous obtenons ainsi un coût d'opération pondéré de 10.5 mills/kWh pour un facteur de charge pondéré de 0.357. Ainsi, le kW de puissance produira en moyenne 3,129 kWh par an.

Ces hypothèses et considérations nous amènent au calcul suivant du coût par kWh.

*Post-BJ (1985-1990)*

— Annuité (production et transport)	\$48.59
— annuité (distribution)	\$11.22
— coût d'opération : 3,129 kWh à 10.5 mills	\$32.85
Total	<u>\$92.66</u>
— coût par kWh	29.61 mills

Il reste que notre évaluation du coût marginal pour la période 1985-1990 a une marge d'erreur plus grande que celle des deux premières périodes étant donné le peu d'information dont nous disposons sur cette période et le fait que le programme d'équipement pour 1986-1990 reste à l'Hydro-Québec un programme témoin sujet à révision, ce qui n'est pas le cas pour 1976-1985 <sup>30</sup>.

Il nous reste à établir un coût moyen pour toute la période afin de justifier pleinement le 25.08 mills/kWh auquel nous sommes arrivés à la section 2. En pondérant par les kW de puissance actualisés pour chacune des périodes les facteurs d'utilisation des différentes périodes,

29. Ce 6.5 mills/kWh représente le coût d'opération moyen de tous les équipements en 1977 et non pas seulement ceux de base.

30. Nous avons inclus le calcul pour la période 1985-1990 à titre indicatif seulement. Le coût de 29.61 mills est très approximatif.

nous obtenons un coefficient pondéré de 0.616, c'est-à-dire que chaque kW de puissance mis en service entre 1976-1990 produira en moyenne 5,394.7 kWh par an. En pondérant les coûts d'opération des différentes périodes par le nombre de kWh que l'équipement mis en service dans chacune des périodes produira de 1976 à 1990, nous obtenons un coût d'opération pondéré de \$40.47 par kW et donc pour 5,394.7 kWh, ce qui donne 7.5 mills/kWh. Quant à l'annuité d'investissement pour la production et le transport, nous l'avons établie précédemment à \$83.59 et celle pour la distribution à \$11.22.

Nous obtenons ainsi le calcul suivant pour l'ensemble de la période.

*Ensemble (1976-1990)*

— Annuité (production et transport)	\$ 83.59
— annuité (distribution)	\$ 11.22
— coût d'opération (5,394.7 kWh)	\$ 40.47
Total	<u>\$135.28</u>
— coût par kWh	25.08 mills

Ce coût marginal de 25.08 mills/kWh est évidemment influencé par les hypothèses que nous avons faites pour la période 1985-1990. En éliminant cette période de nos calculs, nous pouvons évaluer le coût marginal pour la période 1976-1985. Pour cette période, le facteur de charge pondéré est de 0.726 et le coût d'opération a été fixé à 6.5 mills/kWh. Chaque kW installé produira donc en moyenne 6,360 kWh annuellement. Nous obtenons ainsi un coût marginal de 23.70 mills/kWh.

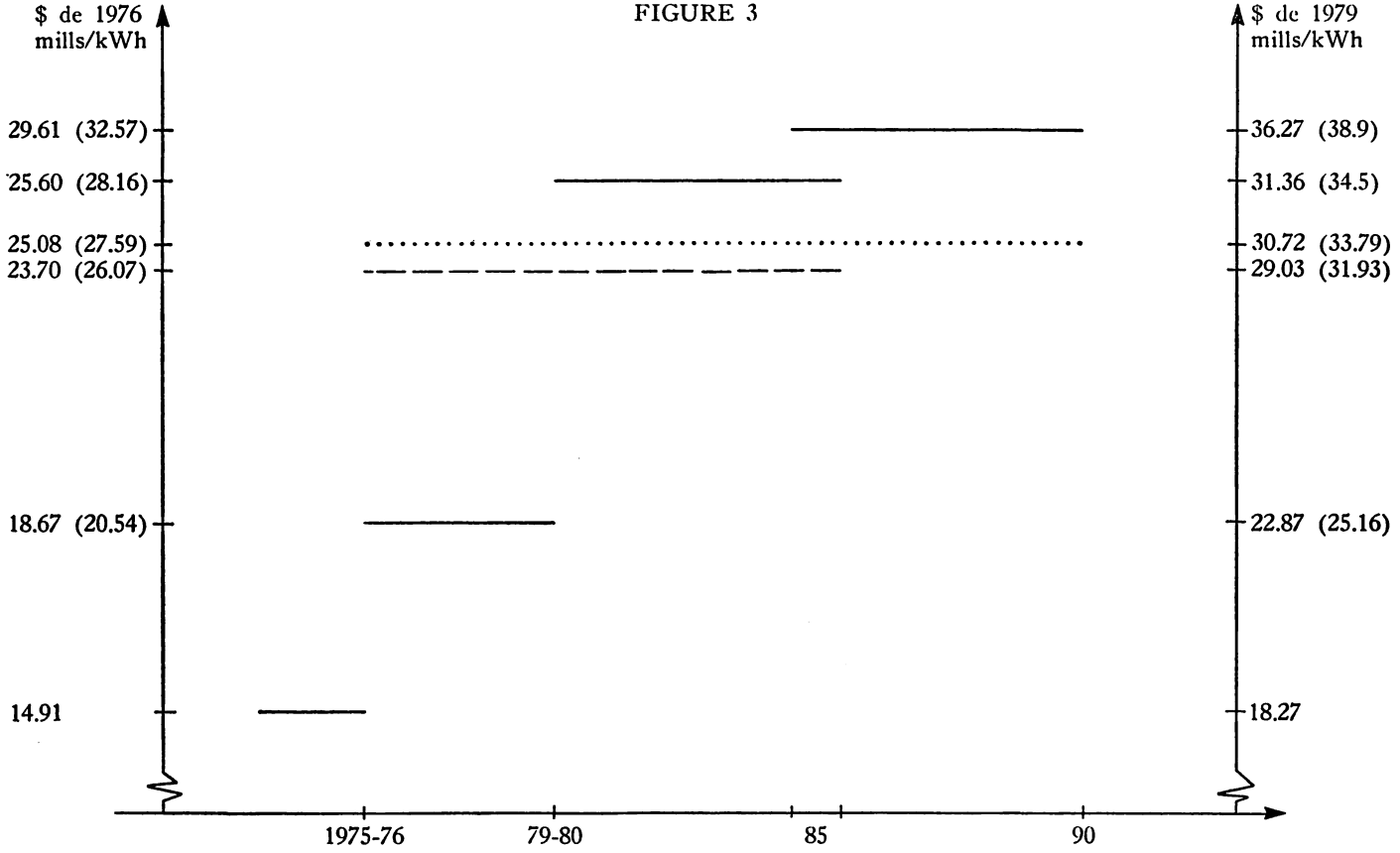
*Ensemble (1976-1985)*

— Annuité (production et transport)	\$ 98.19
— annuité (distribution)	\$ 11.22
— coût d'opération : 6,360 kWh à 6.5 mills	\$ 41.34
Total	<u>\$150.75</u>
— coût par kWh	23.70 mills

Il nous reste à relier ces coûts marginaux des différentes périodes au coût marginal de 1975, représentant l'état du système au début de la période considérée. Nous avons établi ailleurs<sup>31</sup> que le coût total d'opportunité économique du capital en 1975 s'élevait à \$498,400,000. Or, pour cette même année, la puissance en service était de 10,805,000 kW. L'annuité serait donc approximativement de \$46.13/kW ou de \$49.36/kW

31. Boyer et Martin [1978-1].

FIGURE 3



en dollars de 1976. En gardant le coût d'opération à 6.5 mills/kWh<sup>32</sup>, nous obtenons le calcul suivant :

1975

— Annuité (production, transport, distribution)	\$49.36
— coût d'opération : 5,870 à 6.5 mills	\$38.16
Total	\$87.52
— coût par kWh	14.91 mills

Nous pouvons représenter graphiquement les coûts ainsi obtenus. La figure 3 présente les résultats en dollars de 1976 et en dollars de 1979. Nous avons ajouté entre parenthèses les coûts augmentés de 10% pour tenir compte des pertes diverses lors de la transmission de l'électricité<sup>33</sup>.

Marcel BOYER, \*  
Fernand MARTIN, \*  
*Université de Montréal.*

32. Il est en fait de 5.44 mills/kWh en dollars de 1976 alors que le 6.5 mills était atteint en 1977.

33. Voir note 2, page 000.

\* Nous tenons à remercier le ministère de l'Expansion Economique Régionale (Ottawa) pour l'aide financière apportée à notre recherche. Nos remerciements vont également aux collègues de l'Hydro-Québec, en particulier André Larochelle et Gilbert Neveu pour les échanges que nous avons eus avec eux et dont nous avons grandement bénéficié.

Nous restons cependant seuls responsables du contenu de cet article et en particulier des erreurs qu'il pourrait contenir.



## BIBLIOGRAPHIE

- BOYER, M. et MARTIN, F. [1978-1], « Le coût économique du capital pour les entreprises publiques : le cas de l'Hydro-Québec », Département de Sciences Economiques, Université de Montréal.
- BOYER, M. et MARTIN, F. [1978-2], « Le coût économique de l'électricité et l'évaluation des projets publics au Québec », Département de Sciences Economiques, Université de Montréal.
- BOYER, M. [1978], « Le rôle du Gouvernement dans la formation de capital », dans *Economie du Québec et choix politique*, C.R.D.E., octobre 1978 (à paraître).
- CICCHETTI, C.I., GILLEN, W.J., SMOLENSKY, P. [1977], *The Marginal Cost and Pricing of Electricity*, Ballinger.
- DASGUPTA, A.K. [1970], « Some Problems of Estimating the Long-Run Marginal Costs of Electricity. A Vintage Capital Approach », *Economics of Planning*.
- HYDRO-QUÉBEC [1976-1], « Prévisions d'investissements par année pour la période 1976-1985 », Etude n° 108-RP-02, août 1976.
- HYDRO-QUÉBEC [1976-2], « Le programme d'équipement 1976-1990 », Commission permanente des richesses naturelles, août 1976.
- HYDRO-QUÉBEC [1976-3], « Comparaison entre les coûts de l'énergie du complexe hydroélectrique de la Baie James et d'un projet nucléaire canadien équivalent », Dossier 606-000/140-76, Direction Recherche Economique, août 1976.
- LÉVY-LAMBERT, H. et DUPUY, J.P. [1973], *Les choix économiques dans l'entreprise et l'administration*, 2 tomes, Dunod.
- NERA (National Economic Research Associates Inc., New York) [1976], *Electricity Costing and Pricing Study*, Vol. I to IX. Study undertaken for Ontario Hydro.
- MORLAT, G. et BESSIÈRES, F. (éd.) [1971], *Vingt-cinq ans d'économie électrique*, Dunod.
- SCHERER, C.R. [1976], *Estimating Electricity Power System Marginal Costs*, North-Holland.
- TURVEY, R. [1968], *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, MIT Press.
- TURVEY, R. et ANDERSON, [1977], *Electricity Economics*, Johns Hopkins.