



ACEF de Québec
570, rue du Roi
Québec G1K 2X2
Tél : (418) 522-1568
Fax : 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Preuve de

l'ACEF de Québec

concernant la phase 1 de
la proposition de tarifs
de distribution d'électricité d'H.Q.

(R-3492-02)

8 janvier 2003

Plan du mémoire de preuve

- Enjeux et objectifs poursuivis par l'ACEF de Québec :.....	4
I) Analyse critique de la preuve d'H.Q.	6
A) <u>Principes réglementaires</u> :	
1) La date de début de l'année tarifaire.....	6
2) Le rendement sur l'avoir propre placé dans les immobilisations en cours.....	8
3) Le transfert direct des coûts de production, transport et faits de prince.....	8
4) Principe sur l'accessibilité aux services électriques au meilleur coût possible.....	13
B) <u>Coût du service et revenu requis du distributeur</u> :.....	14
1) Évolution des coûts et des revenus d'H.Q. :.....	15
2) Analyse des coûts et revenus requis de la demande tarifaire d'H.Q. distribution :	18
3) Remarques critiques sur la base de tarification, les coûts et le revenu requis.....	21
C) <u>L'allocation du coût de service et l'interfinancement</u> :.....	29
1) L'allocation des coûts proposée par H.Q.	30
2) Critique des modalités d'allocation retenues par H.Q. :.....	32
3) L'interfinancement, mesure et traitement adéquat.....	38
4) Consommation, comparaison des tarifs et compétitivité d'H.Q.....	53
II) Positions sur les divers éléments de la requête	
A) Positions sur les principes réglementaires.....	59
B) Positions sur le coût de service et le revenu requis.....	60
C) Positions sur l'allocation des coûts et l'interfinancement.....	62
- Conclusion :.....	64
Annexe 1 : Régressivité de la dépense électrique :.....	65
Annexe 2 : Rendement H.Q. (Rap. annuels) vs cieS canadiennes.....	68
Annexe 3 : Prix moyens et consommation d'électricité/ secteur P.Q. 1958-2000.....	58
Annexe 4 : Évaluation des coûts d'H.Q. selon Meryll Lynch, 2000	70
Annexe 5 : Revenu, profit et contribution aux services de transport des exportations.....	71
Annexe 6: Comparaison des prix de l'énergie entre provinces et aux USA.....	72

LISTE DES TABLEAUX

1) Patron annuel de consommation d'électricité.....	7
2) Coûts, revenus et profit avec un taux de rendement uniforme de 9,8% pour H.Q.	9
3) Données sur les divisions d'Hydro-Québec (R.A. H.Q. 2001).....	17
4) Évolution des coûts et revenus d'H.Q. pour les ventes d'électricité au Québec, Étude de Drazen vs étude de Meryll Lynch.....	18
5) Revenu requis du service de distribution 2000/2001 vs 2002/2003.....	20
6) Charges partagées assumées par H.Q distribution :.....	18
7) Composantes d'allocation et part des coûts assumée du secteur domestique 2002-03 ...	30
8) Impact du changement des facteurs de répartition sur le fardeau du secteur domestique....	33
9) Allocation alternative des coûts globaux d'H.Q. distribution.....	37
10) Impact comparé de 4 méthodes d'ajustement des tarifs sur l'interfinancement	41
11) Répartition des ventes d'électricité par usage et catégorie de clients.....	54
12) Abonnements, ventes et revenus par catégorie tarifaire.....	55
13) Comparaison des factures mensuelles d'électricité, secteur résidentiel, 1er mai 2002	56
14) Régressivité de la dépense électrique	73
15) Rendement comparé H.Q. vs ctes canadiennes	
16) Prix moyen et consommation d'électricité par secteur, P.Q. 1958-2000	
17) Évaluation des coûts 2002-2003 d'H.Q. selon Meryll Lynch, 2000.....	70
18) Revenu, profit et contribution aux services de transport des exportations.....	76
19) Comparaison des prix de l'énergie entre provinces :.....	72
20) Tarif électrique moyen aux USA, par clientèle et type de propriété : 1993 et 2000.....	73

LISTE DES GRAPHIQUES

1) Dépense mensuelle en électricité, secteur résidentiel en 2000.....	7
2) Part du revenu alloué à la facture d'électricité.....	54
3) Données sur les dépenses en logis, du recensement de Stat. Can. de 1996, P.Q.....	66-67
4) Rendement de l'actif selon la taille des entreprises.....	68

Enjeux et objectifs poursuivis par l'ACEF de Québec

Le 8 juillet 2002, Hydro-Québec déposait à la Régie de l'énergie sa « Demande relative à la détermination du coût de service du distributeur et à la modification des tarifs d'électricité » (R-3492-2002). Cette demande devait permettre de modifier les tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2004-2005, soit à la fin d'une période de gel tarifaire décrétée jusqu'en mai 2004.

La demande tarifaire d'Hydro-Québec serait traitée en 2 phases

1^{ère} phase – Détermination et allocation du coût de service – établissement des méthodes et principes pour fixer le coût du service et l'allouer aux diverses clientèles.

2^e phase – Modification des tarifs d'électricité et des frais prévus dans le Règlement sur les conditions de service – choix des grilles tarifaires et hausses tarifaires pour les diverses clientèles d'Hydro-Québec, qui seront calculées à partir du coût de service 2003-2004 qui est à venir.

Le 9 octobre 2002, la Régie rendait une décision procédurale (D-2002-208) pour déterminer le déroulement de l'audience. Dans une correspondance en date du 8 novembre 2002, elle fixait le dépôt de la preuve des intervenants au 8 janvier 2003.

L'ACEF de Québec, qui est un organisme de défense et de promotion des intérêts des consommateurs, particulièrement de ceux à faible et modeste revenu, dépose donc aujourd'hui sa preuve dans le cadre de la première phase de la présente cause.

Les enjeux de celle-ci sont majeurs puisque, après cinq années sans hausse tarifaire à cause de l'arrivée dans le décor de la Régie de l'énergie comme organisme réglementaire, notre monopole national de l'électricité a pris le temps de bien se préparer avant de « faire passer le consommateur au cash » comme on pourrait dire.

La Régie de l'énergie a accepté au préalable la proposition d'Hydro-Québec de traiter de la tarification en trois étapes

- d'abord des tarifs de production
- ensuite de ceux du transport
- et en bout de ligne de ceux de la distribution à la clientèle.

Bref, les consommateurs risquent de se retrouver en quelque sorte avec la balance du compte à payer ... après que le gouvernement (production) et la grande industrie (transport) y aient d'abord trouvé le leur.

Pour le consommateur à faible ou modeste revenu, le coût de l'électricité, un service essentiel à l'ensemble de ses activités quotidiennes, est toujours trop élevé par rapport à sa capacité de paiement restreinte. Toute hausse du coût de la vie, particulièrement sur les biens ou services de base dont il est captif parce qu'il n'a pas le choix d'en faire usage ou pas, et l'électricité au même titre que le logement ou la nourriture est dans cette catégorie et davantage d'ailleurs parce qu'elle appartient en fait à un monopole, toute hausse de prix dans ces domaines donc a des répercussions importantes sur son budget, au risque souvent d'en compromettre l'équilibre et de mettre en danger sa survie même sous différents aspects (difficulté à s'acheter de la nourriture lorsqu'arrivent les fins de mois par exemple).

Dans cette optique et le contexte actuel, l'ACEF de Québec a évidemment comme objectif principal l'établissement du tarif résidentiel au plus bas coût possible. Nous intervenons donc dans les différents aspects de l'audience actuelle afin de renouveler l'esprit même de la nationalisation de l'électricité et du pacte social que celle-ci représentait alors, et qui consistait à réduire les coûts de l'électricité afin de la rendre accessible à l'ensemble des québécois.

I) Analyse critique de la preuve d'H.Q.

A) Principes réglementaires :

1) H.Q. demande que l'année tarifaire débute le 1er avril au lieu du 1er mai (soit après la saison d'hiver telle que définie au règlement 634 et au début du 2e trimestre de leur année financière)

La préoccupation première de l'ACEF de Québec est d'éviter les hausses tarifaires à une période de l'année où la demande électrique, notamment pour le chauffage, est très forte, c'est pourquoi l'ACEF de Québec s'oppose formellement à ce que l'année tarifaire débute en janvier. La Régie de l'énergie a d'ailleurs indiqué sa préoccupation à cet égard dans sa décision D-2002-95, dans la cause sur les tarifs de transport.

On sait que beaucoup de consommateurs ont de la difficulté à payer leurs comptes d'électricité de la période d'hiver, en sorte que beaucoup accumulent des arriérés qui peuvent mener à des coupures de service le printemps venu. À moins de payer via le mode de paiements égaux, considérant une période de facturation couvrant en moyenne deux mois de service, le fait d'avoir une hausse tarifaire en janvier affecterait le budget des consommateurs dès le mois de mars, alors que la période d'hiver n'est pas terminée, amplifiant pour plusieurs la difficulté de payer leur compte d'électricité.

Avec un début de l'année tarifaire au 1er mai les consommateurs sont assez bien protégés des mauvaises surprises amenées par les hausses tarifaires non planifiées. H.Q. demande que le début de l'année tarifaire soit devancé au 1er avril, soit après la fin de la période d'hiver légale (qui dure quatre mois et va du début décembre à la fin mars) et après le premier trimestre comptable, pour lequel les résultats sont vérifiés.

Nous pouvons voir à partir du tableau et du graphique, qui suivent, portant sur le patron de consommation moyen et type pour un propriétaire chauffant à l'électricité que la consommation à partir du mois d'avril est intermédiaire entre la consommation d'été et la consommation d'hiver, en sorte qu'une hausse appliquée au mois d'avril aurait un impact intermédiaire et limité sur les consommateurs.

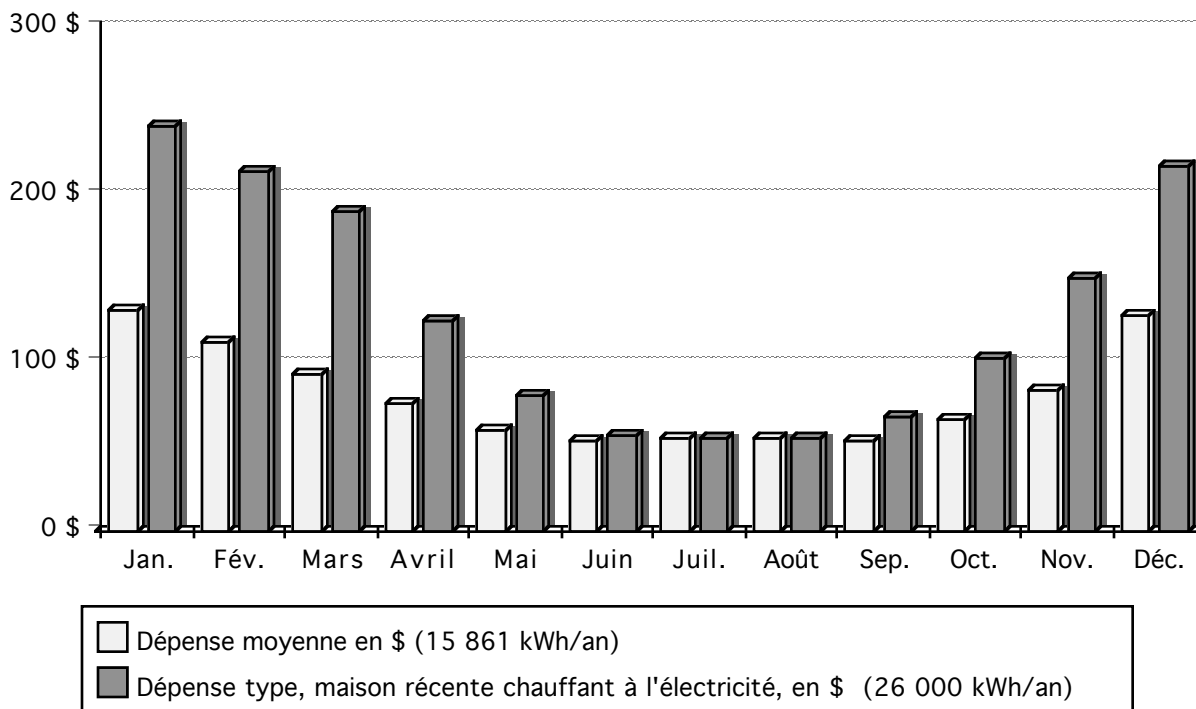
L'impact est toutefois plus marqué pour les locataires chauffant un appartement mal isolé ou une maison plus âgée et moins bien isolée ou plus grande que le cas type traité. Par exemple la facture électrique pour une maison chauffée à la bi-énergie tourne autour de 300\$ par mois pour les 4 mois les plus froids (mi-novembre à mi-mars). Mais comme la hausse visera la consommation à partir du 1er avril l'impact sera limité, même dans ce cas.

Il faudrait par contre que la hausse, s'il y en a une en 2004, s'applique à partir du 1er mai, et que les consommateurs soient dûment informés au préalable que pour les années suivantes la hausse pourra être affective à partir du 1er avril, si tel est le choix de la Régie de l'énergie.

1) Patron annuel de consommation d'électricité, secteur résidentiel et agricole, en 2000
(HQD-2 doc. 1 page 6 et 18 et tableau en HQD-3 doc. 2, page 15)
avec consommation et dépense moyenne et type (pour une maison chauffant à électricité).

Mois 2000 ->	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.	Total	Moy- enne
Cons. tarifs D en TWh	7,2	6,1	5,1	4,1	3,2	2,8	2,6	2,7	2,7	3,6	4,6	7,0	51,7	4,305
Part annuelle de cons.	14%	12%	10%	8%	6%	5%	5%	5%	5%	7%	9%	14%	100%	8,3%
Dépense totale M\$	429	365	304	246	195	176	182	182	176	217	275	419	3 167	264
Cons. moyenne kWh	2 203	1 873	1 560	1 260	994	862	798	823	817	1 111	1 409	2 153	15 861	1 322
Dépense moyenne \$	132 \$	112 \$	93 \$	76 \$	60 \$	54 \$	56 \$	56 \$	54 \$	67 \$	84 \$	129 \$	972 \$	81 \$
* Dépense type : maison récente chauffant à l'électricité et consommant 26 000 kwh/an, patron type selon données H.Q.														
Consom. en kWh	4 032	3 592	3 178	2 100	1 358	936	912	893	1 124	1 722	2 511	3 643	26 000	2 167
Dépense en \$	241 \$	215 \$	190 \$	126 \$	82 \$	57 \$	56 \$	56 \$	68 \$	103 \$	151 \$	218 \$	1 563 \$	130 \$
Exemples réels de facture d'électricité														
Cas ACEF 1 : maison 1950, 364 jours 2001-02, 30 850 kWh, facture totale taxes incluses 2 132\$														
Cas ACEF 2 : bungalow 1960, chauffant bi-énergie : du 9/11/00 au 8/11/01 : 34 200 kWh, 2 096,16\$ du 8/11/01 au 12/11/02 : 32 880 kWh, 1 533,42\$; baisse importante de facture dû à l'hiver clément à cela il faut ajouter les frais d'huile à chauffage et d'entretien, totalisant de 400\$ à 500\$ par an.														
* Dépense moyenne ou type estimée à partir de la consom. moyenne ou type et les composantes du tarif D														

Dépense mensuelle en électricité, secteur résidentiel en 2000



2) H.Q. demande d'avoir un rendement sur l'avoir propre placé dans les immobilisations en cours de construction : c'est une exception comptable possible pour les utilités publiques.

- Les investissements en distribution sont habituellement effectués en moins d'un an en sorte que la valeur de ce rendement pour le distributeur est limitée (environ 20 M\$/an en jeu)
Il n'y avait pas de tel rendement capitalisé alors qu'H.Q. était régi par le gouvernement, et nous ne voyons pas pourquoi la situation devrait changer sous la juridiction de la Régie de l'énergie.

- Dans une situation de concurrence parfaite les investissements sont financés par emprunts et les profits cumulés, mais le coût des investissements en cours ne peut-être récupéré qu'une fois les immobilisations en opération; l'entreprise ne touche des profits que sur les investissements en opération, selon le niveau de ses coûts et le prix déterminé par le marché.

- Pour nous le critère d'utilité des actifs devant constituer la base de tarification et pour laquelle la Régie peut permettre un rendement raisonnable en vertu de la LRE, est essentiel : donc les actifs doivent être utiles en regard des services offerts par l'utilité réglementée aux clientèles et tant qu'ils ne sont pas en exploitation et ne génèrent pas de plus value le caractère d'utilité n'est pas rencontré.

c) Principe du transfert direct : H.Q. demande que soit directement refilé aux clients le coût de la production (4,229 milliards en 2002-03), le coût de transport d'électricité (2,313 milliards) et les faits de prince (dont impôts et taxes 105 M\$, frais sur la garantie de prêt payés au gouvernement, 40 M\$, éléments de sécurité sociale); associé à cela est l'implantation de comptes reportés où seront cumulés les écarts (prévisionnels, lorsque cela est hors du contrôle du distributeur) des dépenses liés à la fourniture, aux services de transport et aux faits de prince.

Ce qui est d'abord en cause ici est l'imputabilité d'H.Q. face à ses prévisions et au contrôle de ses propres coûts (fourniture, transport) : H.Q. indique que les fournisseurs sont imputables face aux hausses de prix des biens et services vendus aux clients internes, relativement aux prix fixés dans les ententes fournisseurs-clients, alors que les clients internes sont imputables face aux hausses de quantités de biens et services consommés, relativement à ce qui est prévu aux ententes fournisseurs-clients. Nous comprenons de cela que les consommateurs d'électricité n'ont pas à être pénalisés des erreurs prévisionnelles et des changements qui sont sous le contrôle des fournisseurs ou des clients internes à H.Q..

La question d'imputabilité se pose lorsqu'ils s'agit d'erreurs prévisionnelles entraînées par des causes hors du contrôle d'H.Q.. S'il s'agit d'erreurs sur les prévisions de la demande, en énergie ou puissance, entraînées par des écarts climatiques, la modification des patrons des consommateurs ou une croissance plus forte de la demande due à la vigueur économique ou

une poussée des prix d'énergies concurrentes, dans ces cas quel doit être le partage des responsabilités entre H.Q., les divisions d'H.Q. et ses clientèles ?

Pour la fourniture électrique le tarif moyen pour l'énergie patrimoniale est fixé par le Régie, la facture peut augmenter si la demande en énergie augmente ou si les patrons de consommations changent et que les sommes récupérées des différentes catégories de clientèles ne couvrent pas les versements à H.Q. production basés sur le tarif moyen. Une fois dépassé le montant de 165 TWh d'électricité patrimoniale le niveau et le coût de l'excédent de consommation pourra aussi affecter le coût global de la fourniture et sa prévision.

Dans la mesure où la facture pour les services de transport pour la charge locale est autorisée sur la base des prévisions de la puissance en pointe, ce coût est une donnée fixe pour le distributeur sur la base d'une année financière; l'impact possible est une hausse de la facture de transport autorisée par la Régie de l'énergie, pour l'année financière qui suit.

Si l'erreur de prévision provient des écarts climatiques par rapport aux conditions normalisées, il peut être raisonnable de faire assumer les écarts par H.Q. considérant que les écarts pourront se compenser à moyen terme et que ces écarts sont aussi hors de contrôle des clientèles d'H.Q..

Pour le reste H.Q. devrait prouver, avant de pouvoir être compensées, que les erreurs prévisionnelles étaient vraiment hors de son contrôle et de ses capacités d'effectuer des prévisions raisonnables, le tout devant se faire selon nous par le biais de la fermeture réglementaire annuelle et pour agir de manière équitable envers les clientèles d'H.Q.. Considérant l'avantage que possède H.Q. en terme de connaissance de l'offre et la demande nous pensons que le fardeau de la preuve lui revient de montrer que les erreurs prévisionnelles sont effectivement hors de son contrôle.

Dans le cas des erreurs prévisionnelles sur les faits de prince il apparaît raisonnable qu'H.Q. puisse être compensée, mais à court-terme les écarts pourraient être assumés par l'actionnaire et les clients d'H.Q., considérant que ces derniers ne sont pas responsables des modifications, alors que l'actionnaire direct qu'est le gouvernement peut bénéficier des changements apportées aux faits de prince.

Outre ce qui vient d'être dit sur l'imputabilité face aux erreurs prévisionnelles, nous souhaitons apporter deux considérations importantes pour les consommateurs en regard des coûts de la fourniture et des services de transport.

a) premièrement nous proposons un principe de transfert corrigé des profits excédentaires :

i) le coût de la production d'électricité incorpore un taux de rendement de 18 à 20% (taux confirmé par le Ministre des ressources naturelles à maintes reprises, voir plus loin la section sur

l'interfinancement, contrairement à ce qu'affirme H.Q. en réponse à une de nos questions, HQD 10 doc. 2, p. 26, qui prétend que le taux de rendement sur la production est de 15%); on demande de limiter ce taux à 9,7% pour les fins d'établir le revenu requis du distributeur, tel qu'autorisé par la Régie pour le transport, pour les fins de l'établissement du revenu requis du distributeur.

Si on prend les données fournies dans le rapport de Meryll Lynch (voir annexe et le tableau qui suit) on voit qu'en réduisant le taux de rendement sur la production de 18%, avec les tarifs actuels, à 9,8%, cela permet de réduire les profits sur la production de 1 299 M\$ à 707 M\$, soit une baisse d'au moins 592 M\$, considérant que le taux de rendement sur la production devrait augmenter avec le temps, faisant en sorte que le revenu prévu en 2002-2003 est très proche du revenu qui serait requis par H.Q. prise dans son ensemble avec un taux de rendement réglementé.

Nous apportons des justifications de cette façon de procéder, dans la section sur l'interfinancement, en nous référant aux discours du Ministre des ressources naturelles qui a déclaré que les profits excédentaires sur la production serviraient à financer le manque à gagner du côté de la distribution et à assurer le maintien de l'interfinancement.

2) Coûts, revenus et profit avec un taux de rendement uniforme de 9,8% pour H.Q.

Coût/Revenus ¢/kWh	2002-2003	Produc. ¢/kwh		Transport ¢/kwh		Distri. ¢/kWh		Total		Produc. Coût + 18% rend.
		Coût	Coût + 9,8%	Coût	Coût + 9,8%	Coût	Coût + 9,8%	Rev. requis	Rev. prévus	
	Vente TWh									
Domestique	49,9	2,32	2,82	1,94	2,27	2,32	2,59	7,68	6,21	3,23
Petite puissance	13,2	2,10	2,54	1,42	1,66	1,92	2,14	6,34	7,87	2,91
Moyenne puis.	23,5	1,95	2,36	1,11	1,30	0,84	0,94	4,60	6,14	2,69
Tarif L	47,5	1,75	2,15	0,89	1,04	0,18	0,20	3,40	3,86	2,48
Contrats spé.	22,2	1,71	2,10	0,78	0,91	0,01	0,01	3,03	2,76	2,43
Autres tarifs	4,0	1,83	2,38	1,00	1,17	2,69	3,00	6,56	4,87	2,84
Marché interne	160,3	1,98	2,42	1,28	1,50	1,12	1,26	5,18	5,13	2,79
Coûts/Revenus M\$										
2002-03										
Domestique		1 157	1 405	967	1 131	1 159	1 293	3 829	3 097	1 613
Petite puissance		278	336	188	219	253	282	837	1 040	384
Moyenne puis.		458	553	261	305	198	222	1 080	1 440	632
Tarif L		833	1 022	425	496	86	95	1 613	1 835	1 180
Contrats spé.		380	468	175	203	2	2	673	614	541
Autres tarifs		73	95	40	47	107	120	262	195	113
Marché interne		3 177	3 885	2 055	2 404	1 799	2 019	8 308	8 218	4 477
Profit total			707		349		220	1276	1187	1 299
Réf. : données de Meryll Lynch en annexe; à 2,79¢/kwh rendement prod. =18%, sauf contrats spéciaux										

Disons en plus que la Régie doit s'assurer que les approvisionnements du distributeur soient acquis au meilleur coût possible afin de protéger les intérêts des consommateurs d'électricité, et donc qu'il est légitimé de demander que les prix et les taux de profits sur les approvisionnements soient contrôlés par la Régie et limités à des prix et profits concurrentiels.

ii) Un autre élément qui fait problème est la réserve pour hydraulité qui profite trop à H.Q.

Tel que discuté en Commission parlementaire le 24 janvier 2002, H.Q. inclus dans ses revenus une réserve ou contingence pour hydraulité, qui passera de 120 M\$ en 2001 à 400 M\$ en 2003 puis 600 M\$ en 2004; cette réserve si elle n'est pas utilisée s'ajoute au profit d'H.Q. (la probabilité de garder en profit la réserve de 600 M\$ serait de 84% ce qui ferait un profit total pour H.Q. en 2004 de 2,2 milliards \$).

La Régie doit contrôler et limiter cette réserve qui profite plus à H.Q., impliquant de toute évidence des dépenses supplémentaires pour les consommateurs.

Voici d'ailleurs des citations tirées de la Commission parlementaire ayant porté sur le sur le plan stratégique 2002-2006 (24 janvier 2002) :

M. Daniel Leclair, vice-président, Finances et services financiers : "Les données préliminaires pour l'année 2001 nous laissent croire que l'impact de la température sur nos ventes totalisera environ 135 millions (en baisse de revenus internes). Fort heureusement, dans pareil cas, depuis l'ouverture des marchés de l'électricité, tel qu'expliqué par mon collègue Vandal, nous pouvons écouler hors Québec une partie de ces ventes non réalisées chez nous, ce qui nous permet de mitiger grandement l'impact financier. Hydro-Québec inclut dans ses prévisions financières une contingence budgétaire de 2,2 milliards pour couvrir les aléas de l'hydraulité. Tel une police d'assurance, cela nous donne une probabilité de 84%, sur cinq ans, d'atteindre les résultats financiers prévus dans le plan stratégique.

M. Leclair (Daniel): Excusez-moi. Si vous prenez à la page 88 et vous allez à l'an 2006, vous avez un bénéfice net de 1,6 million... milliard. Excusez-moi. Dans ça, vous avez 600 millions de contingence pour fins de faible hydraulité. Et la contingence pour fins d'hydraulité, c'est une police d'assurance. Donc, si on a de l'hydraulité en surplus ça peut se retourner en bénéfices.

M. Caillé (André): Si l'hydraulité est normale d'ici cette date-là, ça veut dire que le bénéfice pourrait être de 2,2 milliards de dollars. Pour la température, on fait un calcul de la température moyenne en introduisant la température de la dernière année. Et, là aussi, je pense qu'on a encore un peu de travail à faire, même au niveau de notre prévision budgétaire, pour mettre plus de poids sur la dernière année que prendre simplement des moyennes. Il y a intérêt ici pour H.Q. et l'actionnaire à faire nos prévisions les meilleures possible et de réduire le risque.

On aime mieux, et on va prendre cette tendance-là, surprendre avec des meilleurs résultats que de décevoir avec des résultats qui sont en deçà des prévisions.

M. Brassard: ...la contingence relative à l'hydraulicité. Ça a commencé à apparaître dans le plan stratégique 2000-2004. Vous l'aviez inclus dans Autres charges. Maintenant, là, c'est plus clair, je pense, il y a une ligne spéciale pour la contingence, à cet égard. Et, en 2001, ce qu'il y avait de prévu à cette fin, c'était 120 millions; puis, 2002, 480; puis là on va passer à 600; 400 en 2003; 600, 600, 600. C'est ce que vous appelez une «police d'assurance»... 120 millions cette année, 2001, est-ce que vous l'avez utilisé?

M. Leclair (Daniel): ...la contingence qu'on avait prévue pour 2001 s'est retrouvée dans le bénéfice net de 1,1 milliard qu'on a annoncé hier. Mais c'est une police d'assurance qu'on se paie à soi-même.

M. Caillé (André): M. le Président, si l'hydraulicité est bonne, je veux dire que c'est mieux sur les résultats que la hausse tarifaire... Ça peut aussi être mieux que la moyenne. Ce qu'on essaie de faire ici, c'est de faire prendre une contingence pour avoir une probabilité de livrer des résultats qui soient de 84% plutôt que de 50%. Par rapport à l'hydraulicité, c'est tout ce qui est fait. Quand on introduit la température de la dernière année en lui donnant plus de poids, on essaie encore une fois, c'est la même chose d'avoir des prévisions qui correspondent, où on va être capable d'avoir un réel qui va correspondre à ces prévisions.

La probabilité de garder la réserve de 600 M\$ en profit est de 84%.

Notez que nous ne demandons pas que le profit de la production soit réduit dans les faits, mais plutôt qu'il soit pris en compte au niveau réglementaire afin d'établir sur une base juste et équitable, le coût de service, le revenu requis et les tarifs de la distribution, ce qui équivaut à demander que la production assume une juste part de l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel (tout comme la production assume la totalité du manque à gagner sur les contrats spéciaux avec les industries énergivores, soit 144,4 M\$ en 2002-03), ce afin d'éviter une hausse tarifaire abusive sur le dos des consommateurs. Les petits consommateurs n'auraient-ils pas droit au même traitement de faveur que celui accordé aux industries énergivores ?

iii) la méthode d'allocation des coûts ne doit pas être liée au transfert de la facture totale, nommément pour le transport (ainsi que l'allocation des coûts de distribution d'électricité, qui fait aussi l'objet de la présente cause et est traitée plus loin); nous pensons que la méthode d'allocation doit être modifiée pour protéger les intérêts des consommateurs résidentiels.

H.Q. distribution justifie l'allocation des coûts de transport sur la base de la pointe coïncidente annuelle seulement, par le fait que la Régie de l'énergie a accepté l'allocation des coûts de transport entre la charge locale et les services de point à point sur cette base. Nous

reviendrons plus loin sur ces justifications, mais nous considérons que la méthode temporairement acceptée par la Régie dans le transport n'a pas nécessairement à être reconduite pour allouer les coûts de transport entre les différentes catégories de clientèles de la charge locale, et n'a pas à être liée systématiquement à la facture totale des services de transport.

4) Principe sur l'accessibilité aux services électriques au meilleur coût possible

Nous pensons qu'il est souhaitable d'avoir un principe réglementaire visant à assurer le respect du pacte social québécois et à expliquer, justifier et préserver l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel dans les processus d'allocation de coût et d'établissement des tarifs.

En effet l'utilisation du chauffage électrique encouragé par les divers gouvernements depuis la nationalisation de l'électricité est la cause première du faible facteur d'utilisation du secteur domestique au Québec, nous pensons que l'allocation des coûts doit prendre en compte cette réalité (par exemple en utilisant une méthode d'allocation qui pénalise moins les consommateurs qui chauffent à l'électricité et qui ont un facteur d'utilisation inférieur à la moyenne).

La méthode d'allocation devrait aussi tenir compte de la nature propre de notre réseau électrique (avec un réseau hydroélectrique et l'importance de la réserve et de l'énergie dans un tel réseau, nous pensons que nous pouvons utiliser une méthode d'allocation des coûts similaire pour la production, le transport et la distribution, en faisant appel nommément à la composante énergie, comme pour l'allocation du coût de fourniture traité dans la cause R-3477-01) ainsi que de la complémentarité entre les exportations et la demande de chauffe au Québec (une partie des profits des exportations pourraient revenir aux clients domestiques).

La méthode d'allocation des coûts devrait être conséquente avec les objectifs poursuivis par la nationalisation de l'électricité et le pacte social qui en a découlé, ainsi qu'avec les politiques énergétiques et les programmes commerciaux d'H.Q. qui se sont succédés depuis.

Il faut se rappeler que la nationalisation de l'électricité en 1962 (mais amorcée avec la nationalisation de la Montreal Light and Power et la création d'H.Q. dans les années 40) a été réalisée afin de réduire et uniformiser les tarifs d'électricité, grâce à la réduction des coûts d'immobilisation et d'exploitation amenées par les économies d'échelle et les économies de coûts de gestion et d'administration que permet un réseau intégré sur l'ensemble du territoire du Québec, et afin de faire profiter au mieux la population de nos richesses naturelles, comme cela est la norme dans les pays riches en ressource naturelle.

Nous rediscuterons plus à fond de l'allocation des coûts et d'interfinancement dans le chapitre III

du présent mémoire. Mais pour l'instant nous proposons un nouveau principe réglementaire : L'ACEF de Québec propose à la Régie de l'énergie, pour fin de réglementation tarifaire de la distribution, et afin de lui permettre de garantir un réel contrôle des coûts sur Hydro-Québec et particulièrement sur la tarification, d'adopter un nouveau principe réglementaire qui serait plus d'ordre socio-économique, et se lirait comme suit :

L'électricité doit être accessible aux consommateurs québécois au plus bas tarif possible, dans les limites d'une saine gestion financière.

B) Coût de service et revenu requis du distributeur :

* Critères et référentiel pour juger du bien fondé des coûts et du revenu requis :

a) La réglementation économique doit viser à protéger les intérêts des clientèles, notamment de la clientèle résidentielle qui constitue à nos yeux l'actionnaire ultime et principal d'H.Q. : elle doit viser lorsque c'est possible et pertinent à atteindre les résultats positifs que peut procurer une concurrence véritable et viable, notamment en regard de l'efficacité productive, du meilleur rapport qualité/prix possible, de l'admissibilité des dépenses et des principes comptables. Ainsi toute activité concurrentielle ou non réglementée d'H.Q. ne devra en aucun cas pénaliser les clientèles réglementées de l'utilité opérant sous monopole.

b) Les dépenses et tarifs proposés et autorisés doivent respecter les critères de raisonabilité, d'utilité et d'équité : des preuves rigoureuses et suffisantes doivent être amenées pour assurer le respect de ces critères :

i) des vérifications comptables externes, indépendantes et sérieuses doivent confirmer la véracité et la fiabilité des données et résultats comptables amenés par H.Q. notamment pour l'évaluation des immobilisations, des dépenses directes, du partage entre les unités et le corporatif, des actifs et coûts;

ii) les données et résultats doivent être présentés de façon cohérente, uniforme, compréhensible et comparable afin de permettre une analyse critique sérieuse et des prises de position bien fondées, enrichies au besoin par la comparaison de diverses options possibles afin de favoriser des choix optimaux;

iii) à moins de situations très sérieuses, les dépenses et tarifs ne devraient en aucun cas évoluer plus vite que l'indice du coût de la vie moins un facteur de gain de productivité, pour protéger le pouvoir d'achat des consommateurs;

iv) les données et justifications devraient nous permettre de juger de l'efficacité productive et des efforts concrets pour réduire ou minimiser les coûts; ce à partir de la justification des coûts propres à H.Q. et de la comparaison des coûts dans le passé et avec d'autres compagnies d'électricité comparables.

1) Évolution des coûts et des revenus d'H.Q. :

Citations de la **Commission parlementaire sur le plan stratégique 2002-2006, 24/01/02:**

M. Filion (Yves): "L'analyse que nous avons faite, c'est que les alumineries, au tarif L et avec les augmentations tarifaires qui sont prévues au cours des prochaines années ou que nous avons aussi prévues dans notre plan stratégique y a une certaine cohérence à respecter n'étaient pas nécessairement rentables, et, sans bien sûr une volonté de développement économique du gouvernement qui pourrait le supporter, nous, nous n'avons

pas pensé qu'il pourrait y avoir des nouvelles alumineries au Québec.”

M. Caillé (André): M. le Président, les charges augmentent effectivement, vous avez les chiffres à la page... excusez-moi, à la page 88, pour les charges d'exploitation. C'est dans un tableau qui parle de l'état des résultats consolidés, au bas de la page 88. Les charges, elles augmentent durant la période du plan. Elles vont augmenter parce que... Puis, quand on sera à la Régie, on aura à justifier, en distribution, qu'il y a nécessité de tous ces employés et qu'il y a nécessité de faire des ajouts au niveau de... parce que la qualité de service n'est pas satisfaisante, si tel est le cas. Je pense que... on dit «en bonne situation» en distribution, parce qu'il y a un engagement de mon collègue, quant à lui, de les maintenir... geler les charges, ça fait partie de sa stratégie pour redresser la situation quant à la rentabilité. Il y a ici du principe, là: Aide-toi et le ciel t'aidera. Avant de demander des augmentations de tarifs, en distribution, on va d'abord commencer par faire ce que c'est qu'on peut faire. Alors, au niveau de la distribution, vous allez voir ça.

En ce qui concerne le transport, il y a une augmentation des charges. Il y a aussi une augmentation de l'équipement. Il y a plus d'équipements à entretenir, il y a plus d'équipements à opérer, il y a plus d'équipements dans les postes. En transport, l'explication qu'ils vont entendre, c'est que les temps ont changé. Maintenant, le nombre d'opérations qu'on peut faire dans un poste de transmission est beaucoup plus élevé qu'il ne l'était par le passé, au moment où on avait des contrats fixes. Par exemple, au niveau des exportations, on installait ça le matin, puis, bon, on ne touche plus à ça parce que c'est un contrat fixe. Maintenant, dans la journée, il peut y avoir trois fois, quatre fois, cinq fois, à la limite d'heure en heure, des changements au niveau des opérations. Ils vont expliquer à ce moment-là que ça prend plus d'employés.

Quant aux deux autres divisions, au niveau de IAC, ingénierie, approvisionnement, construction puis je mets de côté les charges qui pourraient résulter des activités de construction comme telles, je parle juste des charges des services aux autres divisions de l'entreprise va être demandé de les comprimer, les charges, le plus possible, voire de les geler, en informatique, au niveau des immeubles, peut-être même faire des gains afin que ça coûte moins cher. Parce que, au niveau services, à l'intérieur de l'entreprise, c'est là qu'on va être... on a pour politique de limiter la croissance des charges d'exploitation. S'il est pour y en avoir, des augmentations de charges d'exploitation, on veut les voir dans les métiers de base: produire, transporter, distribuer. On ne veut pas les voir dans les activités support. Ça pose toutes sortes de problèmes que d'aucuns qualifient de problèmes d'équité à l'intérieur de l'entreprise, certains oui, puis d'autres non.

En ce qui concerne la production, bien, l'augmentation de ses charges, de leurs charges, c'est quelque chose qu'on discute entre quatre yeux. C'est une entreprise qui n'est pas réglementée, donc on n'en discute pas à la Régie. Mais ça n'empêche pas qu'il y ait eu une discussion. Eux aussi vont augmenter les charges. Il y a de l'addition d'activités puis il y a de l'addition d'équipements, et, bien sûr, ça finit par faire plus d'employés puis plus de charges...

De mémoire, les frais d'études de Grande-Baleine, c'était 500 millions de dollars, à moins que je ne m'abuse. Puis, comme on ne réalise pas le projet, on a un programme pour amortir ces charges-là dont on sait qu'il n'y aura pas de revenus correspondants.

Le tableau qui suit nous donne une idée de l'importance d'H.Q. distribution dans l'ensemble d'H.Q. consolidé. Aux emplois liés à l'exploitation s'ajoute environ 15 000 emplois externes reliés aux investissements, 100 aux programmes commerciaux et 800 à la production privée (plan stratégique 2002-2006).

3) Données sur les divisions d'Hydro-Québec (R.A. H.Q. 2001)

2001	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	7934	301	3218	1125	12578
Ventes intersectorielles	23	2727	4091	1353	
Amorti./déclassement	429	578	671	167	1845
Frais financiers	573	1139	1502	136	3350
Bénéfice net	-454	436	1170	-44	1108
Immo. nettes	7927	17424	23417	1276	50044
Actif total	9545	18223	24275	7818	59861
Employés à exploitation	7388	3206	3339	5867	19800

Il n'est pas possible de connaître les coûts et revenus associés à la consommation d'électricité de la charge locale à partir du rapport annuel d'H.Q., les diverses activités (électrique, gazière et autres) et clientèles (internes et externes) étant agrégées.

Par contre les études commandées en 1999 par le ministère des Ressources naturelles afin d'évaluer l'impact de la décision de la Régie de l'énergie concernant le tarif de fourniture nous montrent une tendance à la réduction du coût total de servir la charge locale, notamment au niveau des coûts de transport et distribution tel que le montre le tableau qui suit, ce qui entraîne avec la croissance de la demande une réduction plus marquée des coûts et revenus moyens.

Les études de Drazen et Merryl Lynch utilisent un taux d'avoir propre en production de 30%, avec un taux de rendement pouvant varier, versus un taux d'avoir propre en transport et distribution de 25%, avec un taux de rendement de 9,75%. Selon Merryl Lynch les immobilisations nettes en distribution baissent de 8,9 G\$ en 2000 à 8,553 G\$ en 2004.

H.Q. a indiqué (HQD10 doc. 4, p. 13) que les équipements de production et transport des réseaux autonomes n'étaient pas considéré comme faisant parti du réseau de distribution dans l'étude de Merryl Lynch (cela aurait accru le profit de la production et le déficit de la distribution), de même que la fonction branchement était intégré aux lignes de distribution alors que dans la proposition d'H.Q. la fonction branchement est traité séparément avec une répartition de ses coûts selon la composante abonnement (ce qui accroît le fardeau du secteur domestique).

4) Évolution des coûts et revenus d'H.Q. pour les ventes d'électricité au Québec,
Étude de Drazen vs étude de Merrill Lynch ¹

Drazen Plan 98-2002	1999	2000	2001	2002	Base tarif. 2002 M\$	9,8% RoE 2002 M\$	% Variation 99/02
Coûts en M\$							
Production	3 056	2 991	3 024	3 006	27 049	825	-1,6%
Transport	2 278	1 999	2 144	2 101	16 390	353	-7,8%
Distribution	1 844	1 731	1 708	1 733	6 977	198	-6,0%
Coûts totaux	7 178	6 721	6 876	6 840	50 416	1 376	-4,7%
Profit 9,8% RoE	1 105	1 192	1 318	1 376			24,5%
Revenu av. 9,8% RoE	8 283	7 913	8 194	8 216			-0,8%
Ventes TWh	147,61	151,29	156,63	161,01			9,1%
Coût moyen en ¢/kWh							
Production	2,07	1,98	1,93	1,87			-9,5%
Transport	1,54	1,32	1,37	1,30			-9,1%
Distribution	1,25	1,14	1,09	1,08			-16,4%
Coût total	4,86	4,44	4,39	4,25			-10,5%
Profits tot./Plan	760	890	1 056	1 302			71,3%
Revenus tot./plan	8 396	8 243	8 490	8 676			3,3%
Merrill Lynch Plan 2000-06							
	2000	2001	2002	2003	2004	Variation en %	
						01/03	00/04
Coûts en M\$							
Production	3 088	3 121	3 168	3 217	3 171	3,1%	2,7%
Transport	2 108	2 081	2 064	2 042	2 043	-1,9%	-3,1%
Distribution	1 899	1 861	1 812	1 785	1 817	-4,1%	-4,3%
Coûts totaux	7 095	7 063	7 044	7 044	7 031	-0,3%	-0,9%
Profit 9,8% RoE	1 159	1 223	1 290	1 362	1 446	11,3%	24,8%
Revenu 9,8% RoE	8 254	8 286	8 334	8 406	8 477	1,4%	2,7%
Ventes TWh	150,86	156,47	159,73	161,879	164,08	3,7%	8,8%
Coût moyen en ¢/kWh							
Production	2,05	1,99	1,98	1,99	1,93	-0,4%	-5,6%
Transport	1,40	1,33	1,29	1,26	1,25	-5,2%	-10,9%
Distribution	1,26	1,19	1,13	1,10	1,11	-7,3%	-12,0%
Coût total	4,70	4,51	4,41	4,35	4,29	-3,6%	-8,9%
Rev. moyen 9,8% RoE	5,47	5,30	5,22	5,19	5,17	-1,9%	-5,6%
Profits tot./Plan	1 367	1 529	1 817	2 001	2 045	30,9%	49,6%
Revenus tot./plan	8 462	8 592	8 861	9 045	9 076	5,3%	7,3%
Tarif moyen Plan	5,02	5,09	5,18	5,28	5,31	3,8%	5,7%

¹ *Hydro-Quebec Supply Pricing and Acquisition* : annexes du rapport de Drazen Consulting Group au MRNQ, 1999 et *Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité*, Merrill Lynch, annexes A et B du rapport soumis au MRNQ le 14/01/2000.

2) Analyse des coûts et revenus requis de la demande tarifaire d'H.Q. distribution :

Le prochain tableau décortique l'évolution des coûts et du revenu requis : globalement de 2000-2001 à 2002-2003 :

- le revenu requis total passe de 8,621 G\$ à 8,747 G\$, soit une hausse de 125,5 M\$ (1,46%) à comparer à une inflation au Québec de l'ordre de 4,5%. les dépenses en prestation de service augmentent de 178,6 M\$ (2,3%) soit de 7 768,7 à 7 947,3 M\$ du fait :

- de la hausse de la facture d'achat d'électricité (79 M\$, 1,9%), des services de transport (71 M\$, 3,17%), des services partagés et corporatifs de 396,8 M\$ à 435 M\$ (hausse de 38,2 M\$, 9,63%), des taxes (17,3 M\$, 19,5%).

- le tout compensé par une baisse du coût en capital et amortissement (55,4 M\$ ou 4,36%) et la hausse des crédits : surtout les coûts capitalisés (25,2 M\$ ou 11,2%) toutefois ces coûts capitalisés se retrouveront bientôt dans la base tarifaire et le coût de service du distributeur.

- le revenu requis pour la division distribution service à la clientèle diminue ainsi au cours de ces deux années de 2,648 G\$ à 2,622 G\$, soit une baisse de 1%.

* La question se pose si les efforts de réduction des coûts et de la main d'oeuvre ont vraiment porté fruit chez H.Q. et chez sa division distribution, et si l'impact est suffisant en terme de baisse du revenu requis.

- Pour 2002-03 l'écart entre le revenu requis et les ventes tirées des tarifs actuels est globalement de 668,2 M\$ soit 8,3%; encore si on retranche les contrats spéciaux, on observe un manque à gagner, entre les ventes aux tarifs actuels de 7 517 M\$ et le revenu requis de 8 170 M\$, de 653 M\$, impliquant une hausse de tarifs de 8,7% si H.Q. désire compenser totalement ce manque; cette hausse tarifaire potentielle de 8,7% en 4 ans, soit depuis la dernière hausse tarifaire de 1998, est équivalente à l'inflation générale des prix au Québec qui a été dans la même période d'environ 8,5%.

* On est en droit de se demander à quoi aura servi le gel tarifaire si c'est pour se retrouver après 4 ans avec une hausse aussi importante (N.B.on peut s'attendre à ce qu'il s'ajoute pour 2003-04 une hausse supplémentaire de 1 à 2%, considérant le souhait d'H.Q. de voir ses tarifs indexés "au coût de la vie" à partir de 2004).

Le gel tarifaire apparaîtrait alors sous son vrai visage comme un cadeau de grec ! Ce serait la formule « Achetez maintenant, payez plus tard » apprêtée à l'Hydro-Québec.

5) Revenu requis du service de distribution 2000/2001 vs 2002/2003
(HQP 4 doc. 3 et 3.2, et HQD-4 doc. 4)

Dépenses/Revenus en M\$	2000-01	2002-03	Hausse 2002/2000	% hausse 2002/2000
Achats (fourniture) d'électricité	4 150	4 229	79,0	1,90%
Services de transport	2 241,6	2 312,6	71,0	3,17%
Services partagés	348,3	397,5	49,2	14,13%
Services corporatifs	48,5	37,5	-11,0	-22,68%
Achats de services internes	6 788,4	6 976,6	188,2	2,77%
Frais salariaux	481,5	500,5	19,0	3,95%
Autres charges directes	309,2	294,2	-15,0	-4,85%
Charges brutes directes	772,4	773	0,6	0,08%
Achats combustibles	22	24,9	2,9	13,18%
Taxes	88,7	106	17,3	19,50%
Amortissement	418,9	416,6	-2,3	-0,55%
Sous-total autres dépenses	529,6	547,5	17,9	3,38%
Coûts capitalisés	225,1	250,3	25,2	11,20%
Facturation interne émise	26,7	31,9	5,2	19,48%
Facturation externe émise	63,9	63,1	-0,8	-1,25%
Crédits intérêt gouv. verglas	6	4,5	-1,5	-25,00%
Total des crédits	321,7	349,8	28,1	8,73%
Dépenses de prestation service	7 768,7	7 947,3	178,6	2,30%
Base tarification	8 134,6	8 063,6	-71,0	-0,87%
% Avoir propre	38,50%	38,50%	0,0	0,00%
Taux rendement	10,60%	10,60%	0,0	0,00%
Taux moyen intérêt	10,41%	9,49%	-0,92%	-8,84%
Profit	332,0	329,1	-2,9	-0,87%
Frais dette	520,8	470,6	-50,2	-9,64%
Coût du capital	852,8	799,7	-53,1	-6,22%
Coût capital + amortissement	1 271,7	1 216,3	-55,4	-4,36%
Requis distri./service clientèle	2 648,8	2 622,0	-26,8	-1,01%
Total dép. exploitation/capital	8 621,5	8 747,0	125,5	1,46%
Revenus requis totaux	8 621,5	8 747,0	125,5	1,46%
Ventes selon tarifs actuels	7 850,7	8 078,8	228,1	2,91%
Écart	770,8	668,2	-102,6	-13,31%
Pointe annuelle en MW	31 726	32 294	568	1,79%
Énergie distribuée en TWh	153,666	156,852	3,2	2,07%
Revenu requis unitaire ¢/kWh	5,61	5,58	-0,034	-0,60%
Vente unitaire/tarif actuel ¢/kWh	5,11	5,15	0,042	0,82%
Taux moyen coût en capital	10,48%	9,92%	-0,57%	-5,40%
IPC P.Q.	110,6	115,5	4,9	4,45%

Il faut voir que le revenu requis incorpore une demande de profit de 329,1 M\$ (38,5% de 8,0636 milliards \$ au taux de rendement 10,6%); il y a donc un redressement de 668,2 M\$ (648,7 M\$ si on exclut les contrats spéciaux) à partir de la situation déficitaire actuelle de 339,1 M\$ (319,6 M\$ en excluant les contrats spéciaux), déficit dû présumément au secteur résidentiel selon les prétentions d'H.Q..

N.B. : 1) Les crédits pour les coûts capitalisés visent les coûts de main d'oeuvre, servant aux investissements, ces crédits sont soustraits des charges brutes directes et des charges de services partagés (HQD-5 doc. 5, page 4).

2) pour les réseaux autonomes l'écart en 2002-03 entre le revenu requis (172,1 M\$ ou 61¢/kWh) et les ventes au tarif actuel (18,7 M\$, 6,6¢/kWh) est important. Mais l'énergie consommée par les réseaux autonomes étant faible (0,2% de l'énergie totale consommée au Québec) l'écart peut être amorti sur la consommation totale sans que cela ne produise un impact important.

3) Le coût du service de transport est en hausse de 94,6M\$ sur une base annuelle p/r à 1997 (4,26%) dû à la hausse tarifaire sur le transport de 2,6%, accordée par le Régie en avril 2002, et à la croissance de la pointe, alors que la facture de la production d'électricité pour la charge locale augmente, dû à la croissance de la demande au Québec, le tarif sur l'électricité patrimoniale étant fixé à 2,79¢ en moyenne.

L'analyse de la preuve d'H.Q. et des réponses d'H.Q. aux questions des intervenants et de la Régie ne permettent pas de poser un jugement certain et définitif sur l'efficacité productive d'H.Q. et du distributeur, ainsi que sur le caractère juste et raisonnable des coûts, des revenus requis et de la base de tarification, ni sur l'aspect de minimisation des coûts et de l'évolution raisonnable des coûts, n'ayant pas entre autres de données précises sur les coûts qui prévalaient au moment de la dernière hausse tarifaire en 1998.

-Concernant les charges brutes directes nous notons (HQD-5 doc. 5.1) le gain appréciable de productivité de la main d'oeuvre alors que le nombre d'emplois est passé de 9900 emplois au total à la division distribution à 7002 en 1998, pour remonter à 7409 emplois en 2002 soit une réduction en 9 ans de 25% de la main d'oeuvre.

La hausse du nombre d'employés au sein de la division depuis 1998, s'explique selon H.Q. (HQD-10 doc. 5 Q. 18.a) par le transfert (130 employés) au sein de la division distribution d'autres unités d'H.Q. (comme la direction Ventes Grandes entreprises), l'amélioration des services (115 emplois au Centre d'appel etc.), les investissements pour améliorer la fiabilité (165 emplois) et le programme d'enfouissement des câbles (45 emplois). H.Q. distribution vise pour les prochaines années à répondre à la hausse de la demande en gelant l'effectif en place (7400 employés). Elle indique toutefois que les hausses salariales de 3% (sans compter les bonis versés par le régime d'intéressement) par an devront être compensées en partie

pour limiter la hausse de la masse salariale à 2% par an. Cet objectif devra se faire quant à nous sans porter atteinte au niveau et à la qualité des services offerts.

3) Remarques critiques sur la base de tarification, des coûts et du revenu requis

a) La base de tarification, i.e. la valeur des actifs (dépréciés) servant à distribuer l'électricité à la charge locale (8,0636 milliards \$ en 2002/03) est difficilement contestable étant à priori reconnue prudemment acquise et utile par la Loi sur la Régie modifiée en juin 2000. On note toutefois un écart important entre l'évaluation de la base tarifaire présentée par H.Q. dans la présente cause (8,06 G\$) et son évaluation dans l'étude de Drazen basée sur le plan stratégique 1998-2000 (6,97 G\$), ou de Merrill Lynch (8,75 G\$) basée sur le plan stratégique 2000-2004, cet écart devrait être justifié sérieusement. On peut aussi questionner le caractère juste et raisonnable du partage du nombre et du coût des poteaux utilisés en commun avec les compagnies de téléphone et les compagnies de câblodistribution ainsi que de l'évaluation des actifs servant à des fins non réglementaires.

Concernant les poteaux partagés : sur l'ensemble des poteaux utilisés par H.Q. soit 2,451 Millions, 22,4% sont utilisés à des fins exclusives par H.Q., 48,1% sont partagés avec les cibles de télécommunication et de câblodistribution tout en appartenant à H.Q. qui en assume les coûts outre les revenus de location tirés des cibles de câblodistribution, enfin 29,5% des poteaux utilisés n'appartiennent pas à H.Q.; l'écart entre les poteaux partagés qui appartiennent à H.Q. et ceux qui appartiennent aux cibles de télécommunication, soit 18,5% des poteaux (ou 24% des poteaux partagés) impliquent pour H.Q. des coûts en capital de l'ordre de 50 M\$/an sans compter les frais d'entretien, la question que l'on pose est si cela est équitable pour les consommateurs d'électricité : H.Q. justifie cet écart, en réponse à notre question no. 13 adressée à H.Q., par le fait qu'elle occupe plus d'espace sur les poteaux; par contre en terme de grosseurs des fils et d'équipement placés sur les poteaux nous ne sommes pas convaincus que cette justification tienne nécessairement, ce qu'il faudrait vérifier plus à fond selon nous.

b) H.Q. demande un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,6% (soit le taux d'intérêt sur les obligations long terme du gouvernement canadien plus une prime de risque de 4,6%) :

Le taux de rendement sur avoir propre réel d'H.Q. est passé de 7,6% à 8,5% dans les 9ers mois de 2002 (profit de 1,2 milliards pour la production, de 292 M\$ pour le transport et une perte de 314 M\$ (437 M\$ en 2001) pour la distribution, selon les chiffres comptables trimestriels, rapportés dans le Soleil du 7/11/02, page C.1)

H.Q. estime, par le biais de son expert, M. Morin, que les risques d'affaires et réglementaires

auxquels fait face H.Q. distribution sont supérieurs à ceux liés au transport et assumés par TransÉnergie.

Pour le service de transport, la Régie a accordé un taux de rendement de 9,72%, alors que TransÉnergie demandait un taux de rendement de 10,6%, incluant une prime de risque de 4,6%. D'une part la prime de risque étant la même dans les deux cas, on ne peut prétendre que le risque diffère entre TransÉnergie et le distributeur, d'autre part la Régie a accordé une prime de risque plus faible à TransÉnergie et nous ne voyons pas pourquoi il en serait autrement pour le distributeur. Quant à nous nous demandions un taux de rendement nul pour les services de transport rendus à la clientèle résidentielle

Nous maintenons toujours que la référence au rendement boursier pour les utilités publiques est inadéquate :

- d'une part le marché boursier intègre une prime de risque qui lui est propre et qui est différent du risque d'entreprises;
- aussi le rendement boursier intègre une composante croissance de valeur ou gain de capital qui est lié à la croissance de la valeur des titres boursiers et à la valeur de l'entreprise, actuelle et future, cette composante est internalisée dans la valeur aux livres et la valeur au marché de l'utilité publique, notamment lorsqu'elle appartient à l'État ou aux usagers; dans l'économie canadienne le rendement sur avoir propre après impôt (soit sur une base comparable avec H.Q. qui ne paie pas d'impôt sur le revenu) , évalué à partir des chiffres comptables des entreprises, se situe autour de 7% en moyenne pour l'économie et dans le temps, soit bien en deçà du rendement boursier (12% environ sur une base de long terme).
- le risque de faillite est un facteur important dans le risque financier qui n'est pas correctement pris en compte, ce risque est virtuellement nul pour une société d'état comme H.Q. dont les emprunts et le versement des intérêts sont garantis presque à 100% par le gouvernement, alors que pour une société privée ce risque est non négligeable comme on a pu le voir avec la faillite retentissante d'Enron aux USA. Le risque associé à H.Q. est donc nettement surestimé selon nous (qui peut aussi recevoir l'aide des gouvernements pour compenser les pertes au réseau lors d'évènements climatiques désastreux comme ceux observés lors du verglas de 1998).
- Le risque d'H.Q. distribution ne peut être dissocié de celui d'H.Q., tout comme le financement est intégré pour bénéficier des effets de coassurance, le risque et la structure de capital doivent être considérés sur une base intégrée.

D'ailleurs à la réponse à la question 22.1 de la Régie (HQD-10 doc. 1 p. 43) M. Morin indique: "The diversified parent company arrangement may improve earnings and reduce risk, and the cost of capital for individual entities in the group may be reduced by diversification. To the extent that investors are less than perfectly diversified, diversification activities by the parent reduce investor risk and allow for less conservative capital structure; absent the financial economies of scale and in view of its smaller size, H.Q. distribution on a standalone basis would incur higher costs of debt and would require a stronger capital structure (more equity)."

Selon Morin (rép. 22.2 à la Régie) Gaz Métro a un risque similaire à HQ distribution, car leurs cotations sont similaires.

Pourtant H.Q. même indique que la cotation d'H.Q. dépend directement de la cotation accordée à son garant, le gouvernement du Québec.

(HQD-10 doc. 5 rép. 33.a, p. 48) “ Le niveau d'endettement élevé actuel d'H.Q. n'a pas d'impact sur le coût de sa dette car la dette est garantie par le gouvernement du Québec, le taux de financement est donc de facto équivalent au taux de financement de son garant pour des échéances similaires”

Donc il est faux selon nous de dire que la cotation d'H.Q. est associée à son risque propre.

- L'actionnaire principal d'H.Q., soit le gouvernement du Québec, n'a pas les mêmes exigences de rendement à court terme ni la même aversion au risque qu'un actionnaire privé.

- Enfin le risque d'affaires peut varier entre catégories de clientèles, qui n'ont pas toutes les mêmes incitations et flexibilité à changer de fournisseur ou de sources d'énergie pour le chauffage, considérant les coûts importants de modifier le système de chauffage et la stabilité tarifaire que procure en général l'électricité au Québec.

Selon l'expert d'H.Q. M. Morin (rép. à la Q. 41.1 en HQD-10 doc. 11 de l'Union des Consommateurs) la production électrique au Québec est concurrentielle parce que soumise à une formule price-cap, qui vise à améliorer la productivité, et qui ajuste le prix en fonction de l'évolution du coût concurrentiel. Nous considérons cet énoncé erroné : d'une part H.Q. production profite actuellement de profits supraconcurrentiels et d'un marché patrimonial protégé par la Loi, en ce sens son marché de base n'est pas contestable, quant à l'accroissement de production pour répondre à la nouvelle demande, H.Q. Production a la possibilité de jouer avec les économies d'échelle amenées par les grands barrages et de jouer avec son pouvoir dominant sur le marché pour exercer un contrôle sur le prix de la nouvelle production, ce qui ne sera pas à l'avantage des consommateurs.

Enfin selon l'opinion, qui contredit celle de M. Morin, des analystes de Drazen 1999² : la norme pour les utilités publiques et les coopératives pour établir le taux de rendement est la couverture d'intérêt; cela reflète une différence de financement (basée sur l'émission d'obligations) par rapport aux utilités privées (qui en plus de se financer par emprunt se financent par l'émission d'équité) dont la norme est le retour sur la base tarifaire. La méthode de couverture d'intérêt produit un retour sur équité, qui est le résidu du coût de financement) en sous-produit. Il serait étonnant que la situation ait changé de fond en comble à ce niveau, donc nous considérons que la méthode de couverture d'intérêt a toujours sa place pour H.Q..

c) Le % théorique d'avoir propre (38,5% demandé pour la distribution versus 30% accepté par la Régie pour le transport) nous apparaît exagéré car c'est cette part d'actif qui porte profit. Pour les raisons énoncées ci-haut la structure de capital devrait être jugée de façon intégrée au lieu de

² *Hydro-Quebec Supply Pricing and Acquisition* : annexe B du Rap. de Drazen Consulting Group au MRNQ, 1999

désintégrer H.Q. de façon virtuelle, ce qui accroît le risque et le niveau d'avoir propre requis. H.Q. distribution devrait avoir un taux d'avoir propre qui ne dépasse pas le réel intégré associé à l'activité électrique pour la charge locale.

Selon le Rapport annuel 2001 d'H.Q. , p. 92) son taux consolidé d'avoir propre (de capitalisation) était de 26,8% en 2001, versus 25% en 1998. Nous pensons que ce taux d'avoir propre ne devrait pas être dépassé.

Les études commandées par le Ministère des ressources naturelles (Merryll Lynch, Drazen etc.) ont d'ailleurs utilisé, sans le remettre en question, un taux d'avoir propre réglementaire de 25% pour le transport et la distribution.

Notons que le taux d'avoir propre de Manitoba Hydro est de 23% au 31 mars 2002.

d) Charges de services partagés :

348,3 M\$ avec en rendement en 2000-01, versus 403,9 M\$ en 2001-02 et 397,5 M\$ (15 M\$ de rendement utilisé pour fins réglementaires) en 2002-03, soit une hausse de 49,2 M\$ en 2 ans.

Il demeure difficile d'analyser et de comparer l'évolution des frais corporatifs et partagés, car H.Q. peut présenter les informations tantôt sur la base de l'année financière, tantôt sur la base de l'année tarifaire, tantôt avec ou sans rendement.

On observe que les dépenses en R&D ont plus que doublées en 2 ans, dans un effort pour H.Q. de recentrer la recherche sur les activités de base de l'entreprise (à moins que ce ne soit de recentrer vers les activités réglementées, en ce sens les activités de R&D devraient être sujettes à des contrôle de la Régie pour s'assurer qu'elles sont rentables pour la clientèle.

H.Q. indique que la hausse des frais partagés est due, notamment pour les coûts de télécommunication, à une facturation accrue des services et l'utilisation de méthodes au coût complet plus précises. Ainsi les services télécommunication totalisent en 2002 avant rendement : 253 M\$ pour H.Q. dans son ensemble vs 58,25 M\$ pour H.Q. distribution ou 23,12%) . La croissance des services facturés par TÉ au distributeur (incluant ateliers et télécom.) et des dépenses en R&D figure au prochain tableau. Ces éléments sont contestables selon nous, à moins de justifications plus sérieuses.

Nous avons déjà indiqué dans la cause sur les tarifs de transport que l'allocation des frais des services de télécommunication nous apparaissait inéquitable à l'endroit des services réglementés "transport et distribution", aussi nous attendons le dépôt par H.Q. d'une nouvelle étude d'allocation de ces coûts, ainsi que l'étude à venir sur la fonctionnalisation des coûts de transport, avant de nous prononcer sur toute autre méthode d'allocation, espérant que la Régie de l'énergie arrêtera son choix sur la nouvelle formule d'allocation des coûts de télécommunication et des frais de transport avant d'arrêter un choix définitif du revenu requis du distributeur.

6) Charges partagées assumées par H.Q distribution (HQD-5 doc. 6 à 9) :

2002	H.Q.	avec Rend.	Distri	avec rend.	Part distri.	
Télécom	253,0	260,1	58,5	60,1	23,12%	
ateliers spécialisés	22,3	23,2	10,3	10,7	46,19%	
Techno. info	197,0	200,7	87,0	88,6	44,16%	
DP Appro	373,6	385,9	157,7	162,9	42,21%	
TOTAL	845,9	869,9	313,5	322,4	37,06%	
				2000/2002	2000/2002	Total HQ
	2000	2001	2002	Variation M\$	% Variation	2002
DPAS	147	150,2	156,2	9,2	6,3%	373,6
Techno info	75,5	84,4	80,9	5,4	7,2%	197
TÉ dont télécom	51	73,9	70,3	19,3	37,8%	275,3
R&D	11,4	31,4	28,4	17	149,1%	100
Autres partagés	4,1	2,9	4,1	-0,0	-0,0%	
Corporatifs	44,4	52,5	42,5	-1,9	-4,3%	103
Régularisations	-7,9	-5,3		7,9	-100,0%	
Sous-total	325,5	390	382,4	56,9	17,5%	1 048,9
Rendement approxi.	12,4	10,3	15	2,6	21,0%	
Total	337,9	400,3	397,4	59,5	17,6%	1 090,0
Amortissement : Télécom 74,3 M\$, Techno. info 24, DPAS 22,3						

e) Les frais corporatifs : L'allocation des frais corporatifs entre les divisions d'H.Q. (37,5 M\$ pour la distribution sur 103 M\$ en tout) doit être scrutée à la loupe. Suite aux critiques des intervenants et à la demande de la Régie dans sa décision D-2002-95, H.Q. a modifié sa méthode d'allocation des frais corporatifs ce qui permet une réduction de ces frais pour les services réglementés "transport et distribution". Il faut donc s'assurer que la production assume aussi une juste part de ces frais.

Les diverses méthodes comparées par H.Q. pour répartir les frais corporatifs (HQD-4 doc. 7) soit 103 M\$ en tout en 2002, donnait une facture pour H.Q. distribution variant entre 20,6M\$ (48,7 M\$ pour la production et autres) pour la méthode selon les immobilisations nettes, et 67,5 M\$ (20,7 M\$) pour la méthode selon les charges totales, l'actuel méthode proposée dans la cause sur les tarifs de transport, selon les charges primaires à l'exploitation, donnerait une facture de 47,1 M\$ (26,8 M\$) alors qu'H.Q. propose une nouvelle méthode, selon les charges totales excluant les achats d'énergie, de combustible et de transport, considérée par H.Q. comme équitable et simple à utiliser, qui donne une facture intermédiaire à 37,5 M\$ (32,9 M\$).

À priori la méthode doit faire supporter par les services non réglementés une part équitable des frais corporatifs. nous avons demandé le détail des allocateurs de coûts corporatifs mais H.Q. a refusé de nous les fournir. En attente d'information plus précise nous privilégions la méthode basée sur les immobilisations nettes qui donnerait un frais corporatif à la distribution de

20,6 M\$ en 2002 au lieu de 37,5 M\$ tel que proposé par H.Q..

e) Les frais financiers et l'amortissement :

Le reste des actifs (61,5%) porte intérêt au taux moyen sur la dette évalué par H.Q. à 9,49% pour 2002-03. Nous questionnons le niveau d'intérêt moyen sur la dette (considérant que le taux prospectif de la dette future est de 6,21% et que la dette à long terme d'H.Q. a baissé de 888 M\$ en 2002 (9 mois) ainsi que les frais financiers qui ont baissé de 534 M\$).

La FCEI questionnait aussi le taux élevé de la dette d'H.Q. à 9,77% en 2001-2002, (HQD-10 doc. 5, Q. 35.a, p. 49) considérant que le taux d'intérêt moyen de la dette du gouvernement du Québec était de 6,77% en 2001-2002 et que la part de la dette émise en devises étrangères était de 55% pour H.Q., versus 25,5% pour le gouv. du Québec et 7% pour le gouvernement du Canada (Q. 36.a). H.Q. justifie cela par le fait que sa dette est associée aux programmes d'immobilisations, que les taux d'intérêts étaient moins élevés aux USA qu'au Canada entre 1980 et 1995, et que même si la dette à long terme est plus coûteuse elle apporte une plus grande stabilité qui est requise par les maisons de cotation.(Q. 24, p. 36).

Il demeure que le taux d'intérêt moyen sur la dette d'H.Q. (Rapport annuel p. 81) est passé de 8,82% en 2000 à 8,05% en 2001 (tenant compte des escomptes et frais d'émission et de l'incidence des swaps de taux d'intérêt) et la tendance est à la baisse de ce taux moyen, de sorte que l'écart devrait être expliqué sérieusement, enlevant le 0,5% pour la garantie d'intérêt versée au gouvernement, sans quoi nous considérons inacceptable le taux moyen de la dette utilisée par H.Q. dans la présente cause.

Notons que le taux moyen de la dette obligataire de B.C. Hydro (Rapport Annuel 2001-2002) a été réduit de 7,8% en 2001-02 (dette de 7,795 G\$) à 6,8% (dette de 7,795 G\$) avant effet des instruments financiers dérivés.

La méthode d'amortissement principalement utilisée par H.Q. est celle à intérêt composé à 3%, alors que cette méthode est peu utilisée dans d'autres juridictions. Cette méthode amène une croissance des dépenses d'amortissement alors qu'H.Q. confirmait que cette méthode n'était pas appariée à la structure de financement pour s'assurer d'un coût du capital stable dans le temps (HQD-10 doc. 5, page 38-39). Il y aurait lieu de réévaluer l'impact de cette méthode d'amortissement sur l'évolution des coûts d'H.Q. avec l'impact tarifaire possible.

f) Les pertes pour non recouvrement (50 M\$ en 2002-03 selon HQD-5 doc 5.2, p. 3) devraient à notre avis être considérées comme charges corporatives et être réparties équitablement entre toutes les divisions et pas juste assumées par la distribution.

Aussi l'allocation de ces frais sur la base du nombre d'abonnements ne nous apparaît pas équitable. En effet si l'on se fie aux données sur les faillites en 2001 : 24 114 consommateurs (soit 0,74% du nombre de clients résidentiels d'H.Q.) ont subi une faillite en 2001 (soit pour une perte moyenne de 23 975\$, versus 2 819 (soit 0,94% du nombre de clients d'affaires d'H.Q.) faillites commerciales amenant une perte moyenne de 267 037\$. Donc le risque de

perte monétaire avec les clients commerciaux est globalement aussi grand selon nous que pour les clients résidentiels et il faut s'assurer que ce risque se traduise équitablement dans la formule d'allocation de ces pertes, à moins qu'H.Q. nous prouve que cela n'a pas de lien.

g) De même nous croyons que les frais de commercialisation et de promotion des ventes devraient être partagées avec la production et le transport, car le maintien ou la croissance des ventes en énergie et puissance profite aussi à ces divisions.

h) Les frais de gestion de dossiers, de branchements etc., devrait apparaître dans les revenus et dépenses présentées pour fins réglementaires, car il s'agit de frais payés par les consommateurs pour des services réglementés, dont il faut s'assurer du caractère raisonnable (afin d'éviter que cela ne génère un profit excédentaire à H.Q. qui demeurerait caché).

i) La prime au rendement, jusqu'à 3% des frais salariaux pour les salariés (25,6 M\$ versés par H.Q. en 2001, dont 8,8 M\$ par H.Q. distribution, HQD-10 doc. 1 p. 11) et entre 3 à 10% pour le personnel non syndiqué (17,7 M\$ pour H.Q., 5,1 par H.Q. distribution, HQD-10 doc. 5, p. 30, p. 31 il est dit par H.Q. que le régime d'intéressement est un régime fondé sur la croissance du bénéfice net), soit assumée par l'actionnaire qu'est le gouvernement, ou qu'elle soit au moins équitablement partagée entre les clients et l'actionnaire si les clients en retirent vraiment des avantages en terme de réduction de coût ou d'accroissement de la qualité de service : ce qui n'est pas assuré avec la formule actuelle considérant que la hausse du profit peut provenir de la croissance naturelle des ventes ou de la hausse des tarifs avec maintien des critères de qualité, ce qui n'est pas selon nous dans l'intérêt des clientèles d'H.Q..

Commission parlementaire sur le plan stratégique 2002-2006, 24 janvier 2002 :

M. Charlebois (Maurice): Il y a deux régimes: il y a le régime d'intéressement, qui est commun à l'ensemble des employés, puis il y a un régime de gestion de la performance qui, lui, est gradué et qui s'adresse aux employés non syndiqués, les employés cadres, et qui est gradué, donc, dépendant du niveau. La valeur des bonis, le pourcentage de bonis peut être plus important. Il y a une portion qu'on appelle corporative, qui peut-être 3, 5, 7 ou 10%. Mesurée de la même manière, dépendant de l'atteinte des objectifs, le cadre va recevoir la moitié, les deux tiers ou les trois quarts de cette portion. Et il y a un volet individuel, des bonis individuels sur la performance individuelle, pour les cadres, qui fait partie de la rémunération, régime d'ailleurs, là, qu'on observe de façon générale dans le secteur public. Et on le trouve beaucoup dans la fonction publique....

Le régime d'intéressement, c'est une pratique qu'on observe en plusieurs endroits. Oui, effectivement. Et le régime de gestion de performance pour le personnel d'encadrement, c'est un régime qu'on trouve à peu près dans toutes les entreprises et qui est gradué en fonction du niveau d'encadrement. Oui, ça, c'est quelque chose qu'on trouve à peu près partout."

C) L'allocation des coûts et l'interfinancement :

L'allocation des coûts doit viser à identifier les coûts spécifiques propres à chaque clientèle qui a à les assumer en propre et à répartir équitablement les coûts communs ou non séparables entre les diverses clientèles de manière équitable et juste afin de respecter un certain nombre d'objectifs socio-économiques définis démocratiquement.

Un enjeu crucial de la présente cause est le traitement qui sera fait de l'allocation des coûts entre les différentes clientèles et de l'interfinancement qui avantagerait le secteur résidentiel selon les études économiques d'H.Q.. Ainsi, selon les chiffres d'H.Q., les revenus prévus du secteur résidentiel en 2002-03 sont de 3 227M\$, alors que ses coûts plus profits, suite à l'allocation effectuée par H.Q., devraient être de 4 408M\$, soit un manque à gagner de 1 181 M\$ (36,6%).

* Nous demandons que l'allocation des coûts de transport et de distribution tienne compte

- 1) de certains frais spécifiques aux commerces et industries qui doivent être supportés entièrement par eux;
- 2) de l'énergie consommée, plutôt que seulement de la puissance de pointe et du nombre d'abonnements, ce qui permettrait de diminuer les coûts alloués au secteur résidentiel et son interfinancement théorique;
- 3) de même la réduction du profit et la hausse de la facturation interne assumée par la production d'électricité réduira le manque à gagner de la distribution.

* De plus nous demandons qu'H.Q. maintienne le niveau d'interfinancement théorique en faveur de la clientèle résidentielle, au lieu de hausser potentiellement les tarifs résidentiels et ceux des autres clientèles d'un même pourcentage (8,7%) pour atteindre un taux de rendement de 10,6% pour la distribution; ce faisant H.Q. réduit en effet l'interfinancement du secteur résidentiel d'environ 10% (voir HQD-3 doc. 4, page 10).

Notre proposition respecte la loi de la Régie de l'énergie, modifiée en 2000 afin de maintenir l'interfinancement et les bas tarifs du secteur résidentiel selon les dires même du ministre des ressources naturelles qui ajoutait en 2000 que la protection de la marge de profit élevée sur la production, maintenant déréglementée, devait permettre de maintenir intact cet interfinancement.

Notre approche équivaut à évaluer un coût global, et à hausser les tarifs uniquement en fonction de la hausse des coûts réels d'opération, qui est ici inférieure à 1%, de façon uniforme pour toutes les catégories de clients.

1) L'allocation des coûts proposée par H.Q.:

H.Q., de par les choix des paramètres d'allocation, fait porter un plus gros poids des dépenses globales au secteur domestique.

H.Q. utilise la méthode du réseau autonome pour évaluer la portion abonnement des coûts de distribution (la différence des coûts allant à la composante puissance) et répartir les coûts entre basse tension et moyenne tension.

Incluant les réseaux autonomes : le réseau de distribution même accapare : 60,42% des coûts de prestation en distribution/service à la clientèle (785,6M\$ sur 1300,7 M\$) et 71,8% du coût total en distribution/service à la clientèle (1470,1M\$ sur 2047,8 M\$), alors qu'elle accapare 91,4% de la base tarifaire totale (6 902M\$ sur 7534,8 M\$).

La base tarifaire exclue les actifs de production (391,4 M\$) et de transport (137,3 M\$) des réseaux autonomes.

Il est donc crucial d'assurer une allocation juste et équitable de la base tarifaire et des coûts de prestation de service.

La méthodologie retenue par H.Q. fait en sorte que 45% des coûts propres au distributeur sont alloués en fonction de la pointe coïncidente (le secteur domestique générerait plus de 60% de cette pointe), 50,6% en fonction des abonnements (environ 90% des abonnements sont pour le secteur domestique) et 4,2% en fonction de l'énergie (les coûts de vente/commercialisation sont alloués sur la base de l'énergie consommée par un sous-ensemble de la clientèle selon le type de dépenses considéré. À noter que les dépenses de mesurage sont répartis en fonction du nombre d'abonnements, mais en pondérant en fonction du coût moyen de l'équipement de comptage. Donc 95% des coûts de distribution sont alloués sur la base de la puissance coïncidente annuelle et du nombre d'abonnements, tel que le montre le prochain tableau. Une faible part des coûts (4,2%) , liés à la commercialisation, est plutôt reliée à la consommation d'énergie par sous-ensemble de clientèle.

2) Critique des modalités d'allocation retenues par H.Q. :

a) Réponses d'H.Q. aux questions des intervenants portant sur l'allocation des coûts :

- H.Q. à la question 84,1 de la Régie répondait (HQD-10 doc. 1) :

” Si l'objectif est de réduire la proportion des coûts à la composante abonnement (que gonfle la méthode du réseau de taille minimale) il vaudrait mieux (plutôt que d'utiliser des équipements non standards de plus petite taille) utiliser la méthodes ders coûts fixes extrapolés ou encore n'allouer les coûts du réseau de distribution qu'en fonction de la composante puissance.”

- H.Q. en réponse à la question 53.1 de l'Union des consommateurs (HQD-10 doc. 11) a indiqué que l'ancienne méthode d'allocation utilisée par H.Q., avant celle actuelle qui a été développée en 1997, allouaient les coûts de production et une partie des coûts de transport selon la composante puissance en 3 périodes différentes (méthode base, intermédiaire, pointe), alors que les coûts du réseau de distribution étaient répartis sur cette base plus une composante abonnement établie à partir d'une étude de taille minimale, alors que les coûts de services étaient répartis selon le nombre d'abonnements pondérés.

H.Q. indique que si elle appliquait une telle méthode actuellement alors le secteur domestique assumerait 45% des coûts totaux, versus 50% avec la méthode qu'il propose dans la présente cause.

L'ancienne méthode avait certains avantages en ce qu'elle répartissait les coûts “réseau” en trois composantes temporelles, permettant en cela de tenir compte explicitement ou implicitement des coûts fixes importants et des économies d'échelle. Pour nous une telle méthode, sans être parfaite respecte mieux le principe de causalité des coûts, car il nous apparaît simpliste de dire que parce que le réseau de transport et de distribution est conçue pour répondre à la pointe qu'il faille automatiquement répartir les coûts associés en fonction de la puissance de pointe.

Il nous apparaît tout autant légitime de dire que le réseau de centrales (hydrauliques et thermiques) est conçu nécessairement pour répondre à la pointe, de là il faudrait conclure selon H.Q. qu'il faille répartir les coûts de production uniquement en fonction de la puissance de pointe, ce qui est à notre sens une forme de raisonnement tautologique qui est trop simpliste et qui est, à la base, erroné, tout en étant lourd de conséquences pour les consommateurs résidentiels.

- H.Q. à la demande de l'Union des consommateurs (HQD-10 doc. 11 p. 73) a aussi recalculé sur la base de la somme des 12 puissances non coïncidentes (12 NCP) les facteurs de répartition pour les coûts de transports (FR1) alors au lieu d'assumer 49,7% des coûts du transport le secteur domestique n'en assumerait plus que 39,3% , soit une baisse du fardeau du secteur de domestique de 240,5 M\$, alors que l'impact sur le réseau moyenne tension et basse tension serait une réduction du fardeau de 51,2 M\$, pour une réduction totale du fardeau du secteur domestique du réseau relié de 291,7 M\$ (baisse de 6,8%).

8) Impact du changement des facteurs de répartition FR1, FR2 et FR3
sur le fardeau du secteur domestique du réseau relié (HQD-10 doc. 11 p. 73) :

	Transport	Postes/réseau MT	Réseau BT	Reste	Total
Coût réparti selon puissance	2 312,6	615,2	298,4	5 348,7	8 574,9
Part domestique HQ	49,7%	60,6%	68,2%	48,2%	50,2%
Part selon 12 NCP	39,3%	54,6%	63,4%	48,2%	46,8%
Coût domestique HQ	1 149,4	372,8	203,5	2 580,3	4 305,9
Coût domestique 12 NCP	908,9	335,9	189,2	2 580,3	4 014,2
Écart coût domestique	240,5	36,9	14,3	0,0	291,7

(HQD-10 doc. 2, Q. 42) “Les coûts à répartir sont des coûts qui ne sont pas identifiables de façon précise à une catégorie de clients, mais ce sont des coûts communs pour lesquels des règles de répartition doivent être appliqués. La vérité en ce domaine n’existe pas...”.

(HQD-10 doc. 2, Q. 45) “La marge d’erreur sur la mesure de la pointe coïncidente est de 5 à 10% selon les catégories de clients qui ne sont pas mesurées en continu pour la puissance”.

(HQD-10 doc. 2, Q. 48.1) “Les règles de répartition doivent être appliquées selon le principe de causalité. Les autres préoccupations économiques (comme les économies d’échelle) ou sociales et environnementales, sont à prendre en compte lors de l’établissement des tarifs et non lors de la répartition des coûts”.

b) Allocation des coûts de production :

Il faudrait différencier le coût du réseau de production pour fournir la puissance de base à fournir en saison d’été, en répartissant cette partie sur la base de l’énergie, et évaluer le coût différentiel pour fournir la pointe d’hiver et l’énergie excédentaire le reste de l’année en répartissant le coût incrémental sur la base de l’énergie et de la puissance de pointe (pointe annuelle ou somme des pointes mensuelles). Les économies d’échelle et les coûts incrémentaux effectifs devraient être pris en compte, notamment le coût des réserves énergétiques, ainsi que la complémentarité entre la demande de chauffe et les exportations, car s’il y a possibilité d’exporter notre énergie c’est en bonne part (à moins d’avoir vraiment une surcapacité nette, la capacité totale de production dépassant les besoins de pointe de la charge locale) due au fait qu’il y a excès de capacité en période hors pointe (sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire ou quotidienne).

Nous comprenons que le gouvernement a décidé du tarif moyen de production et que la Régie de l’énergie a rendu une décision sur les tarifs de production applicables aux différentes catégories de clients, mais nous pensons qu’il faudra revenir sur l’allocations des coûts de production dans l’avenir en intégrant les aspects ici présentés.

Dans le présent mémoire nous utilisons les tarifs de production (fourniture) retenus par la Régie dans sa décision D-2002-221 (cause R-3477-01), sauf que nous proposons une correction

pour le taux de rendement qui excède le taux de rendement réglementé, pour les fins d'établir le coût de service et le revenu requis du distributeur.

c) Allocation des coûts de transport :

Dans sa décision D-2002-95 dans la cause sur les tarifs de transport (R-3401-98), la Régie de l'énergie s'est prononcée sur la méthode d'allocation des coûts de transport entre les services de point à point et les services de transport pour la charge locale : la méthode basée sur la pointe annuelle a été retenue en attendant le dépôt par H.Q. d'une étude sur l'allocation des coûts du réseau de transport. La Régie ne s'est pas alors prononcée sur l'allocation des coûts de transport entre les catégories de clientèles de la charge locale, attendant pour cela la cause sur les tarifs de distribution.

Nous considérons toujours que l'allocation des coûts de transport, sur la base de la pointe annuelle est inéquitable pour la charge locale et pour le secteur domestique plus particulièrement, pour les raisons déjà évoquées dans la cause R-3401-98.

D'une part cela ne tient pas compte de la complémentarité entre la demande de chauffe et l'exportation; d'autre part cela ne tient pas correctement compte des économies d'échelles et de la nature de notre réseau électrique (on a décidé de miser sur un réseau de production hydroélectrique avec des barrages éloignés des grands centres, ce qui implique un réseau de transport plus étendu et un coût de transport plus important que dans les réseaux où les centrales thermiques occupent une part plus importante, en ce sens l'allocation des coûts du réseau de transport, à tout le moins pour la partie la plus éloignée des centres de consommation, devrait être similaire à l'allocation des coûts de production).

Nous proposons donc que les coûts de transport soient répartis entre les clientèles de la charge locale sur la base de l'énergie (67,3%) et de la puissance (32,3%) en attendant l'étude détaillée d'allocation des coûts qu'H.Q. doit produire, ce qui permettra de réduire le fardeau du secteur domestique de façon équitable, tenant notamment compte des coûts fixes et d'économies d'échelle importantes en transport (revoir à cet effet nos arguments à cet effet dans la cause sur les tarifs de transport).

Dans la cause sur les tarifs de transport il a été fait mention de coûts spécifiques pour les grandes entreprises de l'ordre de 100 M\$ qui devraient selon nous leur être alloués spécifiquement. De plus nous croyons que les coûts associés aux liens entre le réseau de transport principal et les entreprises desservies à partir du réseau de transport devrait être isolé (soit à titre d'équipement de transport ou de distribution) et être alloués directement aux entreprises.

Concernant le partage des coûts entre la charge locale et les services de points à point cette question devra être réévaluée sérieusement considérant le rôle accru qu'H.Q. fait jouer aux achats-revente, tel que le démontre l'annexe 4, où l'on voit que le coût unitaire du transport

assumé par les exportations a fortement diminué lors les récentes années.

Enfin avant de trancher définitivement sur la question de l'allocation des coûts de transport nous recommandons à la Régie d'attendre après le dépôt de l'étude de fonctionnalisation des coûts qu'H.Q. doit déposer suite à la demande de la Régie dans sa décision D-2002-95.

d) Allocation des coûts de distribution :

Il existe différentes approches pour répartir les coûts d'un réseau de distribution et H.Q. a retenu la méthode du réseau de taille minimale avec deux composantes d'allocation : la puissance de pointe coïncidente annuelle et le nombre d'abonnements.

L'allocation aurait pu être toute autre si une autre méthode avait été retenue et si l'énergie et/ou la somme des pointes mensuelles, coïncidentes ou non, avaient été retenues.

Nous pensons que :

- le nombre d'abonnements n'est pas adéquat pour répartir les coûts du réseau de moyenne tension (32% des coûts du réseau en moyenne tension sont alloués en fonction du nombre d'abonnements). D'une part les clients en basse tension n'ont pas directement besoin de la moyenne tension en sorte que les clients directement desservis en moyenne tension devraient supporter une plus grosse part du réseau moyenne-tension et de l'équipement supplémentaire requis pour transformer en moyenne tension. D'autre part c'est plus le réseau basse tension qui rejoint de près la majorité des abonnés et vise à leur rendre disponible le service électrique, le réseau moyenne tension a plus à faire avec la puissance et l'énergie délivrées qu'avec le nombre de clients directement desservis en bout de ligne. Le nombre d'abonnements pourrait tout au plus selon nous être utilisé pour le nombre de clients directement desservis en moyenne tension.

- quant au réseau basse tension les coûts dépendent aussi de l'étendue du réseau et de la densité de clients desservis et pas seulement du nombre d'abonnements.

Il ya aussi place à des économies d'échelle faisant en sorte que le coût du réseau ne dépend pas linéairement de la puissance de pointe;

- que l'énergie consommée ou la somme des pointes mensuelles seraient préférables à l'utilisation de la pointe annuelle coïncidente pour allouer les coûts des postes et du réseau de moyenne tension (68% des coûts du réseau en moyenne tension et 100% des coûts des postes et centres d'exploitation sont alloués selon cette puissance de pointe) ainsi que les coûts du réseau de moyenne tension (39% des coûts alloués selon les abonnements et 61% selon la puissance de pointe annuelle coïncidente).

- l'allocation du coût de branchement devrait pondérer le nombre d'abonnements par le coût moyen de branchement dans la mesure où les coûts de branchement croissent avec la capacité requise par le client;

- nous pensons que les services à la clientèle offerts aux entreprises sont plus coûteux que les services offerts aux clients résidentiels et que cela n'est pas bien pris en compte dans le mécanisme d'allocation des coûts de la gestion des abonnements (alloués selon le nombre d'abonnements) et des ventes et commercialisation (alloués selon l'énergie consommée par un sous-ensemble spécifique). Quant à l'allocation des coûts du mesurage (basée sur le nombre d'abonnements pondéré par le coût moyen de l'équipement de mesurage) cela nous semble à prime abord un peu plus équitable à l'endroit des clients résidentiels (ils assument 59,4% des coûts de mesurage, versus 36,6% pour la petite et moyenne puissance et 4% pour la grande puissance), mais nous ne pouvons nous prononcer à savoir si la variable "coût de l'équipement de mesurage" est vraiment en lien avec les vrais coûts de prestation du mesurage.

e) Pour les diverses raisons énumérées ci-haut nous proposons de modifier la méthodologie d'allocation des coûts du réseau de distribution.

En attendant de nouvelles études d'allocation de coût nous proposons d'allouer le coût de transport sur la base de l'énergie (67,3%) et de la puissance de pointe annuelle (32,3%), de même pour l'allocation des coûts du réseau de distribution (excluant le service à la clientèle dont l'allocation de coût telle que proposée par H.Q. est conservée en attendant l'évaluation de d'autres méthodes d'allocation).

Dans le tableau qui suit nous voyons comment la répartition des coûts est dépendante de la méthode d'allocation des coûts. Une allocation des coûts du réseau de transport et distribution en fonction de l'énergie (68%) et de la puissance (32%) réduit l'écart entre le revenu requis et le revenu prévu avec les tarifs existants à 12,5%. Une allocation de ces coûts en fonction de l'énergie seulement réduirait cet écart encore plus, soit à 7,3% seulement.

9) Allocation alternative des coûts globaux d'H.Q. distribution

(taux de rendement de 9,8% sur la production et

allocation des coûts de transport et de réseau de distribution en tenant compte de l'énergie)

Rev./coûts en ¢/kWh 2002-03	Part de l'allocateur en %				Prod.	Transp.	Distri.	Coût/Rev. en ¢/kWh			
	Vente en %	Pointe FR1	Pointe FR2	Pointe FR3	Coût + rend.	Coût + rend.	Coût + rend.	Total	Rev. prévus	Écart	Écart en %
Domestique	34%	49,7%	60,6%	68,2%	2,82	1,72	2,36	6,89	6,13	0,76	12,5%
Petite puis.	8%	9,2%	13,5%	15,0%	2,54	1,54	2,35	6,43	7,80	-1,37	-18%
Moyenne puis.	16%	14,1%	18,4%	14,7%	2,36	1,44	1,45	5,25	6,02	-0,77	-13%
Tarif L	29%	18,8%	5,4%	0%	2,15	1,32	0,22	3,69	3,89	-0,20	-5,1%
Contrats spé.	13%	7,6%	0%	0%	2,10	1,29	0,01	3,41	2,60	0,80	30,9%
Autres tarifs	1%	1%	2%	2%	2,38	1,31	3,05	6,74	5,72	1,02	17,8%
Marché interr.	100%	100%	100%	100%	2,42	1,49	1,31	5,22	5,15	0,07	1,3%
Revenus & coûts en M\$ 2002-03	Vente TWh	Pointe MW	Pointe MW	Pointe MW	Prod. M\$	Transp. M\$	Distri. M\$	Total M\$	Rev. M\$	Écart M\$	Écart en en %
Domestique	52,7	16 050	15 409	15 296	1 484	905	1 241	3 630	3 227	402,4	12,5%
Petite puis.	13,0	2 971	3 433	3 364	330	200	305	836	1 014	-178,0	-18%
Moyenne puis.	24,4	4 553	4 679	3 297	574	352	354	1 280	1 468	-188,0	-13%
Tarif L	45,4	6 071	1 373	0	976	599	101	1 676	1 766	-90,5	-5,1%
Contrats spé.	19,9	2 454	0	0	419	258	1	678	518	159,9	30,9%
Autres tarifs	1,5	194	534	471	36	20	46	101	86	15,2	17,8%
Marché P.Q.	156,9	32 294	25428	22428	3 802	2 333	2 048	8 182	8 079	103,6	1,3%
Profit total					692	321	287	1 301	1 197		

La réduction du taux de rendement de la production réduit le profit de la production et le revenu requis du distributeur de 692 M\$ (le coût de la production baissant de 4 381 M\$ à 3 802 M\$) dont 219 M\$ pour le secteur domestique. Alors que la modification de la méthode d'allocation du coût du transport et de la distribution (sans modifier ici la méthode d'allocation du coût des services à la clientèle) ne modifie pas la dépense totale respective, mais diminue le fardeau du secteur domestique respectivement de 243,4 M\$ (le coût du transport pour le secteur domestique passant de 1 148,4 M\$ à 905 M\$) et de 242 M\$ (le coût pour la distribution/service à la clientèle passant de 1483 M\$ à 1241 M\$ pour le domestique). Donc la réduction du profit de la production et la modification des méthodes d'allocation pour le transport et la distribution réduisent la facture globale du distributeur de 692 M\$, ainsi que la facture du secteur domestique de 704,5 M\$ réduisant d'autant l'interfinancement en faveur du secteur domestique qui ne serait plus que de 402 M\$ (12,5%), au lieu de 1181 M\$ (36,6%) tel qu'évalué par H.Q., laissant un profit de l'ordre de 160 M\$, au lieu d'un déficit de l'ordre de 560 M\$, tiré du secteur domestique (HQD-9 Doc. 1, p. 28).

Bref les chiffres disent bien ce qu'on veut leur faire dire, à partir de la façon dont on les arrange. Donc la notion d'interfinancement et sa mesure sont fortement dépendantes des méthodes

d'allocation retenues ainsi que du taux de profit retenu sur la production pour établir le revenu requis du distributeur.

3) L'interfinancement, mesure et traitement adéquat :

a) Proposition d'H.Q. :

H.Q. propose de mesurer l'interfinancement (HQD-3 doc. 4) à partir de la situation où son rendement requis et son revenu requis est atteint.

H.Q. propose donc de mesurer l'interfinancement à partir d'une situation théorique où la distribution aurait épongé son déficit et générerait le bénéfice net requis.

Donc H.Q. considère que pour éponger le déficit de 319,6 M\$ et obtenir un rendement sur avoir propre de 10,6% et un bénéfice net de 329,1M\$, une hausse uniforme de tous les tarifs réglementés de 8,7% serait possible (hausse obtenue en une ou plusieurs fois) tout en respectant les exigences de la Loi sur la Régie de l'énergie en matière d'interfinancement.

Mais en appliquant une hausse uniforme à tous, l'indice d'interfinancement standard utilisé par SCGM (colonne 4 du tableau 1, p. 10 de HQD-3 doc. 4) se trouve à augmenter pour toutes les catégories de clients, indiquant que l'interfinancement est diminué pour le secteur résidentiel. Par exemple l'indice d'interfinancement soit le ratio : revenus prévus sur revenu requis passerait de 73% à 80% pour le secteur domestique, alors qu'il augmenterait dans la même proportion (8,7%) pour les autres catégories de clients, qui ont un indice qui au départ surpasse le 100%, par exemple pour la moyenne puissance son indice passe de 121% à 132%.

Donc H.Q. propose de mesurer l'interfinancement à partir d'une situation théorique qui se trouve à atténuer l'interfinancement du secteur domestique, en terme absolu, par rapport à la situation actuelle, et à amplifier dans l'autre sens l'interfinancement des secteurs institutionnels et d'affaires.

La question est de savoir si la façon proposée par H.Q. pour mesurer l'interfinancement et le référentiel que cela suppose, respecte la restriction portant sur l'interfinancement qui est inscrite à l'A. 52.1 de la LRE, et qui s'écrit comme suit :

Restriction. *La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.*

En mesurant l'interfinancement à partir d'une situation qui implique une hausse uniforme de tous

les tarifs, incluant les tarifs du secteur domestique, afin de générer le bénéfice net requis sur la distribution, H.Q. se trouve à diminuer ou atténuer l'interfinancement du secteur domestique par rapport à la situation actuelle.

En fait H.Q. interprète la restriction légale sur l'interfinancement comme devant s'appliquer à l'interfinancement relatif : c'est à dire qu'H.Q. propose de garder inchangé le rapport entre les indices d'interfinancement : ainsi le ratio actuel des indices d'interfinancement des secteurs domestique et moyenne puissance avant l'ajustement tarifaire (73%/121%) demeure inchangé lorsque tous les tarifs sont haussés de 8,7% ($73\% \times 1,087 / 121\% \times 1,087$).

Par contre l'interfinancement absolu de chaque catégorie de clientèle, soit l'indice d'interfinancement propre à chaque catégorie de clientèle, est modifié par la proposition d'H.Q., ce qui ne respecte pas, selon nous, ni l'esprit ni la lettre de la Loi sur la Régie de l'énergie, car ce faisant H.Q. diminue dans les faits l'interfinancement présumé en faveur du secteur domestique et amplifie l'interfinancement en défaveur d'autres catégories de clientèle. Il faut se rappeler que la mesure de l'interfinancement dépend des méthodes et critères retenus par H.Q. pour allouer les coûts communs du réseau entre les diverses clientèles, mais à la base cela évalue l'écart pour chaque catégorie de clients, entre le revenu actuel retiré avec les tarifs en place et le coût de service effectif, et si cet écart est réduit pour le secteur résidentiel nécessairement que l'interfinancement est atténué.

Enfin H.Q. soumet (HQD-10 doc. 1 p. 14, HQD-10 doc. 2 Q. 29, HQD-10 doc. 4 p. 10) que le maintien de l'interfinancement vise l'écart absolu entre le coût de service (ou revenu requis) et le revenu tiré des tarifs en place : par exemple si le coût de service au départ pour la classe résidentielle est de 100 et que le revenu tiré des tarifs est de 70 et bien une hausse du coût de service ou du revenu requis de 20 implique que les tarifs devront être haussés de manière à hausser les revenus d'un même montant : cette façon de faire implique que l'indice d'interfinancement standard : $\text{revenu tarifaire/coût de service}$ diminuera avec le temps si le coût de service croît avec le temps : par exemple l'indice d'interfinancement est de 70% au départ ($70/100$) mais après la hausse tarifaire il deviendra : $90/120 = 75\%$. Donc avec le temps l'écart absolu de départ (30) deviendra relativement moins important.

Si on désirait maintenir constant l'indice d'interfinancement il faudrait plutôt hausser le tarif du même pourcentage que la hausse du coût de service, par exemple ici hausser le tarif de 20% amènerait les revenus tarifaires à $120\% \times 70 = 84$ au lieu de 90 si on suit la proposition d'H.Q..

Par contre H.Q. contredit selon nous sa position en répondant à une question du FCEI (HQD-10 doc. 5, p. 45) : "L'interfinancement en faveur des clients pourrait augmenter si par exemple son coût unitaire augmente plus rapidement que le coût global unitaire du distributeur. L'augmentation de l'interfinancement en faveur du secteur domestique n'est pas interdite par la loi."

H.Q. indiquait (HQD-10 doc. 5, Q. 29.a) “La méthode de répartition des coûts a une incidence directe sur la mesure de l’interfinancement” et (HQD-10 doc. 5, Q. 30.a) “Le gel de l’interfinancement n’est pas relié à la méthode de calcul mais plutôt à la définition d’une année de référence, donc la méthode (proposée par H.Q.) ne vise pas à geler l’interfinancement”.

(HQD-10 doc. 4 Q. 2.c) “La Loi sur la Régie de l’énergie n’identifie aucune date pour fixer le niveau d’interfinancement. H.Q. n’a pas évalué le niveau d’interfinancement à la date de l’adoption de la Loi 116”.

(HQD-10 doc. 4 Q. 3.a) “Non H.Q. ne propose pas de hausse uniforme des tarifs pour adresser la restriction de la Loi sur l’interfinancement” (impliquant qu’H.Q. ajusterait plutôt les tarifs en fonction de la hausse des coûts propre à chaque catégorie de clients).

Nous devons interpréter quant à nous la Loi dans le sens que l’on ne peut modifier le tarif de la clientèle domestique de façon à atténuer son propre interfinancement. En ce sens la proposition d’H.Q. ne respecte pas la Loi sur la Régie : les seules façons de respecter la Loi sont de modifier les divers tarifs de façon à maintenir ou accroître l’interfinancement :

1) soit en haussant les tarifs en proportion de la hausse des coûts avant rendement propres à chaque catégorie de clients (le déficit sur la distribution est alors inchangé et assumé par H.Q.);
2) soit en haussant tous les tarifs en proportion de la hausse des coûts, avant rendement, puis en haussant les tarifs des clientèles qui interfinancent le secteur domestique afin d’éponger une partie ou la totalité du manque à gagner du secteur domestique, afin d’obtenir ou même dépasser le rendement souhaité pour la distribution.

Normalement l’interfinancement ne change pas lorsque les revenus tirés des tarifs évoluent au même taux que le coût de service ou le revenu requis. Pour pouvoir juger si l’interfinancement est modifié relativement à la dernière hausse tarifaire il faudrait ainsi connaître la hausse du revenu requis entre les deux périodes.

3) il serait possible de réduire l’interfinancement du secteur domestique, sans toucher aux tarifs, tout en respectant la loi, en réduisant progressivement les coûts propres au secteur domestique, mais dans la mesure où cela ne réduit pas le niveau et la qualité du service offert à cette clientèle, ce qui permettrait de réduire le revenu requis et de se rapprocher du revenu tiré des tarifs existants.

On compare au prochain tableau l’impact sur la mesure de l’interfinancement de différentes méthodes d’ajustement tarifaires. La méthode implicitement proposée par H.Q. d’hausser les tarifs uniformément pour atteindre le rendement requis ne respecte pas selon nous la Loi de la Régie modifiée en juin 2000, alors que les autres méthodes respectent le texte de la Loi, mais l’alternative 2 ne respecte pas la volonté exprimée du législateur, tel qu’on le démontrera dans la section qui suit, en haussant les tarifs des catégories autres que domestique afin d’éponger le déficit de la distribution.

10) Impact comparé de 4 méthodes d'ajustement des tarifs sur l'interfinancement
(HQD-3 doc. 4, p. 10, HQD-9 doc. 1 tableaux, tableaux de Meryll Lynch pour le Coût) :

Méthode H.Q.	Coût	Bénéfice net	Situation de départ		% Hausse rev. requis	Hausse tarifaire	Variation indice interfinancement
			Rev. requis	Rev. prévu			
Domestique			4 408	3 227	2,0%	8,7%	6,56%
Autres secteurs			3 762	4 290	2,0%	8,7%	6,56%
Total			8 170	7 517	2,0%	8,7%	6,56%
Alternative 1 Hausse tarifs 2% pour couvrir hausse rev. requis 2%							
Domestique	3 560	848	4 408	3 227	2,0%	2,0%	-0,00%
Autres secteur	2 935	827	3 762,3	4 290	2,0%	2,0%	0,00%
Total	6 495	1 675	8 170,3	7 517	2,0%	2,0%	0,00%
Alternative 2 Hausse tarifs 2% selon hausse rev. requis + hausse sélective pour éponger le déficit							
Domestique	3 560	848	4 408	3 227	2,0%	2,0%	-0,00%
Autres secteur	2 935	827	3 762,3	4 290	2,0%	17,23%	14,93%
Total	6 495	1 675	8 170,3	7 517	2,0%	10,69%	8,52%
					% Baisse rev. requis		
Alternative 3 Baisse de coût du domestique à tarif inchangé							
Domestique	3 560	848	4 408	3 227	-10%	0,0%	11,11%
Autres secteur	2 935	827	3 762,3	4 290	0%	0,0%	0,00%
Total	6 495	1 675	8 170,3	7 517	-6%	0,0%	5,99%

b) Position du politique et du législateur en regard de l'interfinancement :

La Table de consultation du débat public sur l'énergie³ reconnaissait qu'au Québec le prix de l'électricité, service essentiel, constitue pour le secteur résidentiel un élément du véritable contrat social qui lie H.Q. à la collectivité québécoise.

(p. 103) "On peut parler d'un pacte tarifaire à partir duquel le citoyen bénéficie, en tant que consommateur d'une partie de la rente économique dégagée par l'exploitation des ressources hydroélectriques." La Table proposait :

- que l'objectif général de la future politique énergétique soit, en visant le moindre coût social, d'arriver à une baisse de la facture énergétique pour le consommateur.
- que la Régie de l'énergie soit mandatée prioritairement à la redéfinition des méthodes d'allocations des coûts d'H.Q. : prenant en compte à la fois les conditions spécifiques de la vente d'électricité aux consommateurs résidentiels (le chauffage électrique étant considéré captif et moins risqué, donc commandant un taux de rendement moindre) la nécessité d'envoyer le bon signal de prix. Car pour la Table, la vérité des prix ne veut pas dire que l'on mette fin à la notion d'interfinancement.
- à partir des évaluations de la Régie de l'énergie ... devrait aboutir un nouveau pacte tarifaire

³ Pour un Québec efficace, 1996, p.103 à 107.

entre H.Q. et les citoyens, mis en place graduellement afin de tenir compte du temps nécessaire aux clients pour s'adapter à la nouvelle situation, et en assurant un impact neutre pour les ménages les plus démunis.”

(page 106) “En fait il ne serait ni logique, ni équitable que l'on applique aux consommateurs résidentiels les mêmes règles qu'aux autres catégories de consommateurs : sans même faire référence ... au droit du citoyen de percevoir directement une partie de la rente économique liée à l'exploitation des ressources hydrauliques, on doit convenir que les risques accompagnant la vente d'électricité aux particuliers ne sont pas du même ordre que dans le cas des autres catégories de consommateurs. Il est essentiel qu'en tout état de cause, les règles proposées par la Régie pour assurer une allocation équitable des coûts, et la tarification résultante, aient un impact neutre sur la facture des plus démunis, pour qui une nouvelle tarification devrait s'accompagner impérativement d'un programme massif d'économie d'énergie.”

Selon la politique énergétique québécoise de 1996 (sections 4.2.1 et 4.2.2) : certaines formes d'interfinancement constituent un moyen explicite d'atteindre des objectifs assumés par tous — nommément la tarification uniforme sur tout le Québec.

Autrement la politique proposait que les tarifs d'Hydro-Québec devraient évoluer, à moyen terme, vers la disparition, ou tout au moins la réduction de l'interfinancement, mais dans la mesure où cela est réalisé avec équité et dans le respect de la capacité de payer des consommateurs. Ce qui risque fort de ne pas être le cas avec les mécanismes actuels proposés par H.Q..

La politique énergétique de 1996 proposait :

- que la Régie de l'énergie convoque dès que possible des audiences génériques en vue d'analyser les méthodes d'allocation des coûts d'Hydro-Québec;
- que la Régie dégage des solutions, par exemple la prise en compte des risques commerciaux différents pour chaque clientèle;
- la Régie de l'énergie transmettra au gouvernement des recommandations, proposant le traitement à apporter à l'interfinancement lors de la fixation des tarifs d'Hydro-Québec ainsi que l'établissement du taux de rendement raisonnable pour H.Q.; les conclusions quant au taux de rendement devant être nuancées, en raison du statut d'Hydro-Québec, qui fait de l'entreprise la propriété collective des Québécois.
- le gouvernement pourra alors définir, par le biais d'une directive par exemple, les orientations applicables à l'établissement des tarifs d'électricité. Les directives (chapitre 12) transmises à la Régie seront établies à partir des travaux du ministère des Ressources naturelles, qui devra donc conserver un pouvoir d'analyse à cette fin.

“Lorsque le temps sera venu, le gouvernement pourra ainsi délimiter les impacts éventuels des recommandations de la Régie sur les consommateurs, et éviter d'éventuels «*ad hoc*”

tarifaires². Le gouvernement souhaite dès maintenant marquer l'importance qu'il attache aux effets tarifaires des décisions de la Régie, et souligner la nécessité de respecter la capacité de payer des consommateurs.”

- Suite à une série d'études, dont celle de Merrill Lynch, commandées par le Ministère des ressources naturelles en 1999, le Ministre des ressources naturelles a finalement décidé de modifier la Loi sur la Régie de l'énergie afin de protéger l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel, conscient que l'interfinancement tel que mesuré par H.Q. ne pouvait être éliminé sans un choc tarifaire (et politique nous croyons) important.

En effet lors du dépôt du projet de Loi 116 ^a le Ministre des Ressources naturelles a indiqué que le gouvernement poursuivait deux objectifs :

1) Préserver le pacte social issu de la nationalisation de l'électricité, suite à une campagne électorale qu'on peut qualifier de référendaire, en 1962, parce que ce pacte est un acquis qui favorise les 7 millions d'actionnaires d'Hydro-Québec, actionnaires qui ont le droit de retirer tous les bénéfices de leurs investissements, c'est-à-dire des tarifs bas (pour toutes les clientèles mais très particulièrement pour les clients résidentiels), des tarifs stables (qui ne fluctuent pas constamment comme, en particulier, les prix des produits pétroliers, ce principalement grâce à la filière hydroélectrique qui nous permet de stocker l'énergie et d'assurer la stabilité tarifaire) et des tarifs uniformes sur l'ensemble du territoire (ce qui n'était pas le cas avant 1962);

2) accéder au marché nord-américain de l'énergie de façon rentable. La finalité des réformes entreprises aux États-Unis comme au Canada est de réduire les prix de l'électricité tout en accroissant la liberté de choix des consommateurs. Le moyen retenu consiste à favoriser une concurrence maximale au stade de la production.

Selon le ministre, les clients résidentiels au Québec jouissent par l'interfinancement, depuis les années soixante, de tarifs bas. De cette façon on a aussi assuré le développement économique du Québec.

Le Ministre déclarait, lors du dépôt du projet de Loi 116 :

- “Merrill, Lynch nous dit—c'est dans son rapport : Si vous appliquez la méthode de tarification sur la base des coûts, tel que proposé par la Régie de l'énergie, vous allez aboutir inévitablement à des hausses tarifaires pouvant se situer entre 27% et 30% des tarifs résidentiels. C'est évident que la Régie chercherait à l'étaler dans le temps. Mais, à terme, ça se traduirait par des augmentations substantielles de tarifs pour les clients résidentiels.”

- Merrill Lynch indique aussi que la réglementation sur la base des coûts de la production amènera des pertes de revenus pour HydroQuébec et donc pour le gouvernement et que cela pourra entraîner la radiation d'actifs.”

- “Le gouvernement, c'est clair, entend maintenir, renforcer cette situation avantageuse pour les Québécois. Nous ne rechercherons pas de hausse de tarifs pour gonfler les revenus d'Hydro-Québec. Ça, c'est aussi une affirmation que je veux la plus catégorique possible.”

- “Le gouvernement entend maintenir cet interfinancement, demeurant ainsi fidèle au pacte social. D'ailleurs, il y a des dispositions dans le projet de loi qui visent à protéger et à sauvegarder l'interfinancement et donc les tarifs bas pour le secteur résidentiel.”

“Au début des années soixante-dix, M. le Président, quand on regardait le bilan énergétique du Québec, la part de l'électricité n'était même pas de 20%. Maintenant l'électricité occupe une place importante dans notre bilan énergétique. Le gouvernement tient à conserver ce patrimoine d'énergie renouvelable, fiable, disponible sur l'ensemble du territoire, et nous sommes fidèles à notre politique énergétique à cet égard.

Et puis, il y a eu une tendance forte à la suite des crises pétrolières, des chocs pétroliers, vous vous en rappellerez. Là, il y a eu une orientation du gouvernement, des gouvernements qui se sont succédés, de faire en sorte que la part de l'électricité dans le bilan énergétique augmente le plus possible. C'est à partir de ce moment-là que le chauffage des maisons est devenu de plus en plus électrique. Eh bien, aujourd'hui, la part de l'électricité dans le bilan énergétique, c'est 40%. C'est aussi un trait assez original de la société québécoise. Alors donc, ce n'est pas le temps, maintenant que les Québécois ont répondu à l'appel puis que l'électricité compte pour 40% de notre bilan énergétique—vous me permettez l'expression—de les clencher, M. le Président. Ils ont répondu à l'appel, ce n'est pas le temps de les clencher, ce n'est pas le temps d'augmenter les tarifs, ce n'est pas le temps de faire sauter l'interfinancement puis d'envisager un choc tarifaire. Sûrement pas.”

- “On a fixé le prix de l'électricité patrimoniale à un niveau très bas, 0,0279\$ le kilowattheure, et on peut aussi déterminer la quantité d'énergie qui va être de ce prix-là: c'est 165TWh. Ce qui est important, c'est que non seulement il est bas, ce prix-là, ce prix patrimonial, mais, en plus, il ne pourra pas augmenter, il va juste pouvoir baisser, c'est dans la loi. Il n'augmentera pas, il va juste pouvoir baisser, et il va baisser sur décision du gouvernement, pour être revu à la baisse, parce qu'il va arriver, au fil des années, avec l'amortissement des vieilles installations, que le taux de rendement en production va être appelé à augmenter.

Ce que le projet de loi n°116 propose, c'est de protéger par voie législative et pour longtemps les acquis de la nationalisation de l'électricité dont les Québécois seuls ont supporté les coûts pendant des années.”

- “Il y en a qui prétendent que ça va entraîner des hausses de tarifs. Bien, il faut se rappeler une chose, M. le Président, c'est qu'il y a toujours le plan stratégique.

Si Hydro-Québec, en 2002, se présente, dépose devant le gouvernement un plan stratégique pour 2002-2006 comportant des augmentations de tarifs, bien, le gouvernement pourra, en approuvant le plan stratégique, le modifier, parce que l'actionnaire qu'est le gouvernement, il peut l'approuver mais il peut aussi le modifier. Et, si le gouvernement n'est pas d'accord avec des demandes de hausse de tarifs, bien, il va modifier le plan pour que le gel se poursuive.”

-”Le rendement dans la production se situerait autour de 18% sur le marché québécois en 2001, selon l’étude de Meryll Lynch. En contrepartie, le secteur Distribution d’Hydro-Québec perd de l’argent en 2001, le rendement en distribution sera de moins 21%. Globalement le rendement dépasse 24% dans le secteur commercial et 29% dans le secteur institutionnel. Le secteur résidentiel, lui, a un rendement négatif de moins 5%”.

- “Si la Régie fixait un taux de rendement sur la production de 10%, au lieu de 18% Hydro-Québec se verrait dans l’obligation de s’adresser à la Régie pour demander des hausses tarifaires, ou de réduire son bénéfice net et le dividende versé au gouvernement. À l’inverse, si le rendement dans la production est élevé, donnant d’ici quatre, cinq ans un rendement pour Hydro-Québec global autour de 10% à 12%, le gouvernement pourra geler les tarifs et même les baisser si le taux de rendement sur la production ne cesse d’augmenter.

Une correction de l’interfinancement serait peut-être inévitable si les tarifs offerts aux autres clientèles n’étaient pas compétitifs, mais ce n’est pas le cas. Ce n’est pas le cas, les tarifs d’Hydro-Québec, encore une fois, sont parmi les plus bas des pays industrialisés. Pas juste pour le résidentiel, pour les autres catégories aussi. Alors donc, l’interfinancement n’est pas un phénomène dommageable, ce n’est pas nuisible pour les autres catégories de consommateurs. À Alma, Alcan a investi 2,4 milliards—ce n’est pas rien—pour construire une aluminerie qui va produire presque 400000 tonnes d’aluminium. Et ils ont signé avec Hydro-Québec un contrat d’approvisionnement en énergie au tarif L, tarif grande industrie. Alors, si les tarifs industriels étaient si peu compétitifs, pensez-vous qu’Alcan aurait pris cette décision-là? Jamais de la vie.”

Le ministre Brassard ajoutait aussi en Commission parlementaire ⁴ :

- “Le projet de loi n° 16 vise à préserver les bas tarifs particulièrement pour les clients résidentiels, et à consolider et à sauvegarder l’interfinancement qui est un élément déterminant du pacte social qui existe au Québec depuis presque 40 ans.”

- “Mme Laurendau (du parti libéral) parle de transparence pourtant dans le rapport Merrill, Lynch, tous les coûts et taux de rendement sont là de la production, au transport et à la distribution. On a dit à Hydro-Québec: vous vous devez de transmettre tous les coûts, tous les chiffres, que rien ne soit caché, que tout soit connu, parce que, sinon, comment peut-on faire sérieusement une simulation et des scénarios concernant les impacts tarifaires si on n’a pas accès et si on ne peut pas connaître l’ensemble des coûts? “

- “Si vous aurez abaissé substantiellement le taux de rendement en production vous serez dans l’obligation d’augmenter les tarifs en distribution, bien, c’est évident que vous allez augmenter les clients résidentiels.

Globalement, en distribution, c’est un rendement négatif. Mais quand vous ventilez, les chiffres sont là aussi, c’est en distribution pour le domestique, pour l’an 2000, moins 68%. Par contre, petite puissance, vous avez 45% positif, et moyenne puissance, vous avez 102% positif. Donc, si vous êtes dans l’obligation d’augmenter les tarifs en distribution, bien, c’est évident

⁴ Commission permanente de l’économie et du travail Cahier n°68, 7 juin 2000, pages 1-67

que vous n'augmenterez pas en petite puissance ni moyenne puissance, ils ont des taux de rendement positifs en distribution.”

- “Hydro-Québec, au bout de son plan stratégique, en 2004, si elle atteint ses objectifs puis qu'elle a un taux de rendement global d'autour de 10%, ce qui se traduit par des bénéfices nets de 1,6 milliards, là, on a l'assurance que pendant longtemps on va avoir des tarifs bas. Nous, on gèle l'interfinancement. On ne touche pas, d'aucune façon, à l'interfinancement; il y a une disposition très claire là-dedans, dans la loi. L'interfinancement n'est pas touché parce qu'on considère que ça fait partie du pacte social.”

- “Au tarif patrimonial de 0,0279\$ on a un taux de rendement de 18% en production, et, justement parce que le taux de rendement est à 18%, ça nous permet, en distribution, je dirais, d'assumer le rendement négatif de la distribution. Vous assumez le rendement négatif de la distribution par un taux de rendement élevé en production. Le tarif patrimonial peut baisser compte tenu des phénomènes que vous avez souventefois mis en évidence, le phénomène de l'amortissement qui fait en sorte que les coûts diminuent.”

et le député M. Désilets, P.Q. d'ajouter : “Pour nous, ce n'est pas une question d'équité. Pour nous, c'est le pacte social. On privilégie, on privilégie volontairement nos 7 millions d'actionnaires, la population du Québec. Nous autres, notre nid est fait, on sait où on s'en va et on veut maintenir l'interfinancement, le geler pour les prochaines années, point final, et c'est tout.”

Le ministre Brassard d'ajouter : “Nous déréglementons la production pour continuer d'avoir des taux de rendement élevés, ce qui ne placera pas H.Q. dans l'obligation de demander des hausses tarifaires en distribution.

Elle va être maintenue (la facture d'électricité) jusqu'en 2004, c'est assuré que les clients d'Hydro-Québec ne verront pas leurs factures augmenter. Après, et, d'autre part, pour s'assurer que ces tarifs n'augmenteront pas, on fixe le coût de l'électricité dite patrimoniale, c'est-à-dire la production actuelle à partir du parc d'équipement actuel qui est de l'ordre – on l'a inscrit dans la loi – de 165 TWh, eh bien, ce 165 Twh ne dépassera jamais 2,79 cents le kilowattheure. Le tarif est fixé dans la loi. Ça, ça garanti des tarifs bas pour longtemps et pour les nouvelles fournitures, là, on introduit la concurrence. Ce que je dis aux citoyens, particulièrement aux clients résidentiels, c'est que ce que le gouvernement veut faire par cette loi, c'est de faire en sorte que sa facture d'électricité ne connaisse pas de hausse, mais qu'au contraire elle demeure stable et pour plusieurs années.

Au-delà de 2004, il n'est pas impensable qu'on puisse envisager des baisses de tarif, ce n'est pas impensable. Si Hydro-Québec connaît un taux de rendement plus élevé encore que ce qu'elle envisage ou que ce qu'elle prévoit dans son plan stratégique... Son taux de rendement, dans son plan stratégique en 2004, est de l'ordre d'à peu près 10 %, il est possible que ce soit plus. Alors, si le taux de rendement d'Hydro-Québec est plus élevé que ce qu'elle a prévu, à ce moment-là, c'est envisageable qu'elle puisse se présenter devant la Régie pour

demander des baisses de tarif, ce n'est pas exclu.

On s'engage vers une entreprise publique, qui s'appelle Hydro-Québec, qui va faire un taux de rendement de l'ordre de 10 %. Ça, ça se traduit par des bénéfices nets, évidemment: 10 %, en 2004, je le dis, c'est 1,6 milliards de bénéfices nets. Et là-dessus, il y a 800 millions qui vont dans les coffres de l'État. C'est 800 millions. C'est de l'argent qu'on n'a pas à aller chercher en taxes et d'impôts. ” ⁵

M. Jacques Brassard répétera ⁶ : “(Si on abolit l’interfinancement) Un des éléments fondamentaux de ce pacte social vient d’être complètement pulvérisé – pulvérisé c’est-à-dire des bas tarifs pour les clients résidentiels.

– M. le Président, quant au projet de loi n° 116, je répète très simplement les objectifs poursuivis par le gouvernement. Après une longue réflexion, après avoir consulté de nombreux experts, les objectifs, c'est de faire en sorte que les bas tarifs dont bénéficient les Québécois depuis des décennies soient maintenus et sauvegardés et que l'interfinancement, favorable aux clients résidentiels, qui perdure également, un phénomène qui perdure depuis des décennies, soit également garanti et maintenu. Ce sont là les objectifs poursuivis par le gouvernement. Donc, c'est dans l'intérêt des consommateurs québécois en tant que citoyens comme en tant que consommateurs d'électricité.“

Ce même discours sera repris par le Ministre lors de l'adoption du projet de loi 116 ⁷, modifiant la loi sur la Régie de l'énergie.

Donc à partir de ces citations, l'intention du législateur nous apparaît claire :

- la mesure de l'interfinancement dépend de la méthode et des paramètres d'allocation retenus, dont le taux de rendement requis par catégorie de clientèle;
- l'interfinancement résulte de choix politiques et commerciaux visant, avec des tarifs bas aux secteurs résidentiels et industriels ciblés pour encourager le chauffage électrique de l'eau et de l'espace et l'implantation d'industries énergivores, accroître l'autonomie énergétique du Québec et le volume de vente d'H.Q.; et l'intention du législateur est claire à l'effet de ne pas pénaliser les clients qui ont investi dans les technologies électriques.
- la protection de l'interfinancement inscrite dans la Loi modifiée de la Régie de l'énergie vise :
1) à protéger l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel en maintenant ses tarifs bas, stables et uniformes en accord avec le pacte social;

⁵ Commission permanente de l'économie et du travail, mercredi 14 juin 2000 **Étude détaillée du projet de loi n° 116**

⁶ **Les travaux parlementaires 36e législature, 1re session (du 2 mars 1999 au 9 mars 2001) Journal des débats DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE** Le jeudi 15 juin 2000

⁷ Adoption du projet de loi 116, assemblée nationale du Québec, **7083-7** Sanction (procès-verbal) 16 juin 2000

2) à éviter des hausses tarifaires dans le but d'accroître les profits d'H.Q., les hausses tarifaires devant servir à couvrir la hausse des coûts, notamment pour le nouvel approvisionnement (advenant que le tarif patrimonial n'est pas suffisamment réduit);

- une correction de l'interfinancement avantageant le secteur résidentiel, ne serait requise que si la rentabilité de la production, le bénéfice net global d'H.Q. et le dividende versé au gouvernement sont significativement affectés à la baisse, mais comme la production est exclue de la réglementation et que la base tarifaire est protégée, il est peu probable qu'une telle situation se présente, au contraire le gouvernement anticipe un accroissement de la rentabilité de la production et à terme la réduction du tarif patrimonial (avec la réduction de l'amortissement et de la dette sur les actifs de production, qui durent plus de 50 ans);

- si jamais il y avait correction de l'interfinancement actuel présumé, c'est le secteur résidentiel qui aurait à la supporter seul, parce que les autres secteurs institutionnels et d'affaires génèrent déjà selon H.Q. un surplus de revenu relativement à leurs coûts. En terme d'équité cela apparaît tout à fait inacceptable à l'ACEF de Québec.

Dans le plan stratégique 2002-2006 : on propose des hausses de tarif de distribution alignés sur l'inflation générale des prix, à partir de 2004.

Lors de l'étude en commission parlementaire du plan stratégique 2002-2006 d'H.Q., M. Yves Filion, président de la division distribution d'H.Q. indiquait : ⁸

“ dans la Loi sur la Régie de l'énergie, on conserve et on protège le principe de l'interfinancement en faveur de la clientèle résidentielle. Ce qui a été décidé, c'est de dire: l'interfinancement est protégé et il est interdit à Hydro-Québec Distribution de demander des hausses tarifaires dans le but de corriger l'interfinancement. Alors, les hausses tarifaires seront demandées pour supporter le coût de l'approvisionnement additionnel en électricité, pour supporter bien sûr l'inflation et la croissance de nos coûts et également pour tenir compte de la concurrence, de la position concurrentielle de l'électricité dans notre marché par rapport au gaz naturel et au mazout.

Et ce que nous pensons, c'est que, en faisant ça et en gérant de façon optimale, on pourra éliminer le déficit avant la fin de la présente décennie, sans choc tarifaire, avec des augmentations tarifaires qui vont se tenir au niveau de l'inflation et qui serviront principalement à assumer le coût de l'augmentation de l'approvisionnement en électricité additionnelle au contrat patrimonial.”

“Si on m'avait permis de faire une demande de hausse tarifaire... Je pense que la situation concurrentielle au Québec nous permet puis que ça m'aurait permis sans doute de réduire le

⁸ Commission permanente de l'économie et du travail Le mercredi 23 janvier 2002 **Examen du plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec**

déficit plus rapidement. Le gouvernement a souhaité une position différente.

D'ici 2004, je n'ai pas à supporter de coûts additionnels pour m'approvisionner en électricité, donc je ne peux pas dire que j'ai une pression additionnelle sur mes coûts, d'ici 2004. Mais, après 2004, il y en aura une. Je devrai m'approvisionner sur le marché à un coût plus élevé que l'électricité patrimoniale, et là, s'il n'y a pas de hausse tarifaire, il y aura augmentation du déficit.”

Et le Ministre **M. Brassard de commenter** : “Bien, c'est simplement pour dire que, si le gouvernement a indiqué à Hydro-Québec que le gel se poursuivait jusqu'en 2004, c'est qu'on s'est fondé aussi très largement sur le plan stratégique qui est en vigueur et qui sera remplacé par celui qu'on examine. Et je me souviens, il y a deux ans, de nos échanges à cet égard. Il y avait, dans le plan stratégique actuellement en vigueur, un gel de tarif jusqu'en 2002, et vous parliez de maintenir la stabilité tarifaire jusqu'en 2004. Et, quand j'avais demandé à M. Caillé ce que ça signifiait, la stabilité tarifaire, M. Caillé avait répondu: Ça signifie la poursuite du gel jusqu'en 2004.

Alors, c'est sur cette base-là que le gouvernement a décidé d'indiquer à Hydro-Québec que le gel tarifaire se poursuivrait jusqu'en 2004, et sur l'interfinancement. Le déficit d'Hydro-Québec Distribution, ce n'est pas... ça ne vient pas d'apparaître, là. C'est maintenant visible parce qu'on a scindé Hydro-Québec par divisions. Alors là ça devient visible. Mais ça existait depuis toujours et ça se traduisait justement par l'interfinancement.

L'interfinancement, pourquoi il a été maintenu? C'est très clair, c'est parce qu'il fallait tenir compte... bien sûr pour protéger le pacte social, mais tenir compte du passé, des 40 dernières années. Tous les gouvernements qui se sont succédés ont incité fortement les Québécois à se chauffer à l'électricité. C'est ça qui est arrivé. Et on l'a fait avec une grille tarifaire incitative. Alors, maintenant qu'ils ont suivi, qu'ils ont obéi à cette incitation pendant des décennies et que ça s'est fait sur la base de l'interfinancement, il aurait été inéquitable et injuste de supprimer comme ça, tout d'un coup, cet interfinancement puis de faire en sorte, là, que, après les avoir incités à passer à l'électricité, ça devienne prohibitif et qu'ils se retrouvent avec ce que vous appelez «un choc tarifaire».”

M. Caillé (André), pdg d'H.Q. de répondre : “Chez H.Q. le rendement sur équité c'est 1,1 milliard qui donne 7,7%, on a encore du travail à faire pour s'améliorer, d'où le nécessaire redressement de Hydro-Québec Distribution, des finances de Hydro-Québec Distribution. Mais on a une contrainte additionnelle ici, que nous allons respecter, c'est le pacte social. Et, le pacte social, il dit quoi? Les tarifs vont être bas, ils vont être stables puis ils vont être uniformes. De sorte que la différence entre une entreprise privée puis une entreprise comme nous, c'est que, nous, on est prêts à redresser la situation sur la prochaine décennie.

Il y a un nécessaire équilibre entre le bénéfice puis la croissance des tarifs. Après avoir gelé les tarifs de 1998 à 2004, là on a fait un effort significatif. Et puis, quand on dit qu'on va s'en tenir à l'inflation sur les deux autres années, alors que, à Toronto, ça a été 13%... 13%, ça, c'est ça, un choc tarifaire. Nous, on parle de l'inflation en 2005 puis en 2006. On n'est pas dans les mêmes

eaux ici, là, pas du tout. Il y a une différence entre nous et le comportement qu'aurait une entreprise privée.”

M. Fillion (Yves): “Le bénéfice net d'Hydro-Québec va atteindre 1,6 milliard en 2006 (rendement sur l'avoir propre à environ 9,1%)... notre objectif de réduction du déficit (côté distribution) est à 250 millions en 2006.

Nous avons intégré dans le plan stratégique une augmentation tarifaire à l'inflation, c'est-à-dire de 1,5% en 2004, 1,6% en 2005 et 2% en 2006. Si vous faites le total de ces hausses tarifaires, ça représente une addition de 354 millions, en 2006, des revenus d'Hydro-Québec. De ces 354 millions, 250 millions seront requis pour supporter le coût de l'approvisionnement additionnel en électricité, au-delà de l'électricité patrimoniale. Environ 40 millions seront requis pour supporter la hausse du coût du service de transport. Donc, il reste moins de 70 millions qui contribuent à la rentabilité (réduction du déficit) d'Hydro-Québec Distribution.

Et je n'ai pas compté les coûts additionnels reliés à l'enfouissement du réseau de distribution ou à l'efficacité énergétique ou autres. La grande majorité de l'amélioration provient du fait que les coûts d'exploitation et d'investissement progressent moins rapidement que la croissance de nos ventes dans nos marchés réguliers. Et ça, ça nous permet donc de contribuer à tout près de 200 millions, à l'amélioration du bénéfice net d'Hydro-Québec Distribution d'ici 2006.

Donc, ce ne sont pas les hausses tarifaires qui nous permettent d'améliorer la rentabilité. Les hausses tarifaires sont principalement requises pour absorber le coût de l'approvisionnement en électricité additionnelle, et, s'il n'y avait pas de hausse tarifaire, bien, le déficit d'Hydro-Québec Distribution va augmenter de façon appréciable à partir de 2004.”

M. Caillé (André): “Ce qui est important, je pense, c'est qu'on voie la lumière au bout du tunnel et que l'on rassure nos clients en leur disant qu'on a mis tous les moyens en place ici pour éliminer le déficit de la distribution sans qu'il n'y ait de choc tarifaire.”

M. Leclair (Daniel): À l'oeil, je vous dirais que la hausse de rendement due à la hausse tarifaire c'est peut-être 0,5 à 0,7%.

M. Bécharde: O.K. Donc, on finirait à 8,6% de rendement au lieu de 9,1% si on ne haussait pas les tarifs.

M. Leclair (Daniel): Et ça, c'est important. Je pense que, pour Hydro-Québec, dans le moment... On parlait de rendement raisonnable. Si vous regardez le rendement qu'on donne depuis toujours, à Hydro-Québec, ou depuis les dernières années, on se situe aux alentours de 7,5 à 7,7% cette année. Et ça, ça se compare avec un rendement ou un coût moyen de ma dette de 8,7%... M. le Président, si la Régie nous dit non pour la hausse tarifaire, bien, on va avoir environ 200 à 250 millions de moins sur les prévisions de bénéfices au cours de l'horizon du plan. On est d'accord, un rendement de 9 est meilleur qu'un rendement de 7,7 présentement, mais, encore là, on va se situer en bas de la moyenne des plus performants.

M. Caillé (André): En distribution, on perd 500 millions de dollars. Ça, M. Filion nous l'a expliqué longuement. C'est sûr que, si on se présente à la Régie dans le cadre de la loi qui dit que l'actionnaire a le droit à un rendement raisonnable, que les chances sont très grandes qu'on obtienne une décision favorable de la Régie, très, très, très grandes. D'aller demander, en 2004, après autant d'années de gel tarifaire, une augmentation à l'inflation qui va surtout servir à couvrir le coût additionnel des nouvelles livraisons d'électricité, je ne vois pas de difficulté à obtenir ça, à partir du moment où la loi dit que l'actionnaire a le droit à un rendement raisonnable. La contrainte, ici, elle ne sera pas réglementaire. La contrainte, c'est le pacte social et pas de choc tarifaire. Très franchement, en 2004, on demanderait tout ce qu'il faut pour renverser la situation en distribution, puis on aurait de très bons arguments devant un organisme réglementaire. Ce qui va empêcher qu'on le fasse, c'est le respect du pacte social. Pas d'augmentation, pas de choc tarifaire ici, au Québec, plus la réglementation.

Et le ministre M. Brassard de conclure : Hydro-Québec Distribution souhaite demander des augmentations tarifaires devant la Régie, en 2004, des augmentations de l'ordre d'environ... équivalant environ au taux d'inflation. Bon, c'est ça. Mais l'autre façon de justifier cette demande également, c'est de se rappeler que bientôt Hydro-Québec Distribution ira en appels d'offres pour de la nouvelle fourniture, à partir de 2004, et qu'il est évident que cette nouvelle fourniture, je ne sais pas, là, quels seront les offrants ni les prix, mais c'est évident que ça va être plus que 0,0279\$.

Il y a là une justification: nouvelle fourniture, plus coûteuse. Donc, ça peut justifier pour 2004 la fin de... les dernières années du plan stratégique, ça peut justifier des augmentations de l'ordre que vous proposez.

La préservation du pacte social est garantie par cette loi et par le contrat patrimonial, dont le prix du kilowattheure est fixé dans la loi. Mais je vous dirais que... Parce que je reviens sur ce que vous avez dit, M. Caillé, pour apporter des nuances. Parce que vous avez dit: Avec 500 millions de déficit pour Hydro-Québec Distribution, on pourrait se présenter devant la Régie et dire: Écoutez, regardez, j'ai 500 millions de déficit, j'ai besoin d'un taux de rendement raisonnable et il faut que vous ajustiez mes tarifs en conséquence. Là il y aurait un choc tarifaire. Et je vous signale que c'est vrai que c'est comme ça que ça fonctionne: revenus requis, rendement raisonnable.

Mais il y a autre chose dans la Loi de la Régie, aussi. Il faut rappeler sa mission au complet. C'est l'article 5. La Régie de l'énergie doit assurer également «la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable [...] des distributeurs». Alors, oui, un traitement équitable des distributeurs, mais ça doit être nuancé par les autres éléments de sa mission: conciliation entre l'intérêt public et la protection des consommateurs. Alors, je suis sûr que, sur cette base-là, la Régie ne vous aurait pas accordé le choc tarifaire, je suis convaincu de ça.”

Le gouvernement du Québec a adopté par décret (779-2002) le plan stratégique 2002-

2006 d'H.Q. le 19 juin 2002, avec un addenda, qui ne visait pas les tarifs de distribution.

Il est clair des discussions en Commission parlementaire et des positions énoncées par le Ministre des Ressources naturelles, que les augmentations tarifaires d'H.Q. doivent viser à couvrir la hausse de certains coûts, notamment pour le nouvel approvisionnement électrique, et que l'amélioration de la rentabilité d'H.Q. distribution doit provenir d'un meilleur contrôle des autres coûts (gel ou réduction). Clairement le gouvernement ne veut pas de choc tarifaire visant à éliminer le déficit de la distribution de l'ordre de 500 M\$, même si H.Q. souhaiterait, considérant que la position concurrentielle de l'électricité le permet, hausser les tarifs en 2004 de manière à éponger le déficit de la distribution.

Conclusion sur l'allocation des coûts et l'interfinancement :

Dans son document HQD-2 doc. 1, page 39, portant sur le coût du service et orientations, le Distributeur indique que les revenus de vente projetés pour l'année témoin 2002-2003 de 8174 M\$ ne suffiront pas à absorber le coût du service du distributeur et à redresser la situation financière du Distributeur.

«À plus long terme, l'objectif du Distributeur est d'atteindre un rendement juste et raisonnable... Dans le cadre de la Phase 2 de la cause, H.Q. Distribution proposera des modifications aux tarifs d'électricité, qui, une fois le gel levé, viseront à respecter l'interfinancement et la stabilité tarifaire pour l'ensemble de la clientèle tout en veillant à assurer une saine position concurrentielle sur les marchés".»

Par contre dans sa requête tarifaire H.Q. demande bien à la Régie d'approuver la base de tarification et les revenus requis pour l'année témoin 2002-2003 (soit 8 847 M\$, incluant une rémunération du capital à un taux de 9,917% qui inclue un rendement de 10,3% sur la part (38,5%) d'avoir propre). Si la Régie approuve intégralement la base tarifaire et les revenus requis proposés par H.Q. distribution pour 2002-03, incluant le rendement requis par H.Q., elle s'engage logiquement à ajuster les tarifs d'H.Q. en 2004, en fonction de la base tarifaire et du revenu requis prévus en 2004-2005, incluant le rendement sur l'avoir propre alors qu'actuellement il existe une situation de déficit selon les chiffres proposés par H.Q.. Cela implique à terme une hausse tarifaire de l'ordre de 8,7% pour l'ensemble des clientèles afin de transformer le déficit actuel en bénéfice requis, en plus de la hausse possible si les coûts de prestation de services ou de financement de la dette augmentent entre 2002-03 et 2004-05. Cela constituerait selon nous un choc tarifaire qu'il faut éviter aux dires même du Ministre des ressources naturelles. La décision de la Régie devrait selon nous se limiter dans la première phase, à la base tarifaire et aux coûts de service, excluant le rendement sur avoir propre de la distribution et le rendement excédentaire de la production.

Dans le document HQD-3 doc. 4 (dont le tableau page 10) H.Q. propose une mesure d'interfinancement qui laisse entendre qu'on peut atteindre le rendement requis, par une hausse uniforme des tarifs réguliers de 8,7%, en respectant l'exigence légale en matière d'interfinancement.

D'une part nous rejetons l'opinion d'H.Q. à l'effet que sa proposition de mesure de l'interfinancement (HQD-3 doc. 4), tout comme une possible hausse uniforme des tarifs afin d'obtenir le rendement désiré, est adéquate et respecte la Loi sur la Régie.

D'autre part la mesure d'interfinancement utilisée par Gaz Métro pour le secteur gazier doit être utilisée pour H.Q. et on doit suivre l'évolution de cette mesure en s'assurant que les hausses tarifaires proposées par H.Q. n'atténuent pas l'interfinancement du secteur résidentiel comme le stipule la Loi sur la Régie, modifiée en juin 2000.

Nous croyons au contraire comme il n'y a pas de vérité en matière de répartition des coûts que la méthode d'allocation des coûts peut tenir compte des caractéristiques propres au réseau hydroélectrique et au marché québécois de manière consistante au pacte social et aux choix politiques et commerciaux qui ont été pris dans le passé afin de ne pas faire supporter un poids excessif au secteur domestique. De même nous pensons qu'en accord avec la Loi sur la Régie de l'énergie modifiée par la Loi 116, qu'il faille établir un niveau d'interfinancement référentiel afin de pouvoir juger si l'interfinancement est atténué par les modifications tarifaires dans le sens contraire à ce que prescrit la Loi.

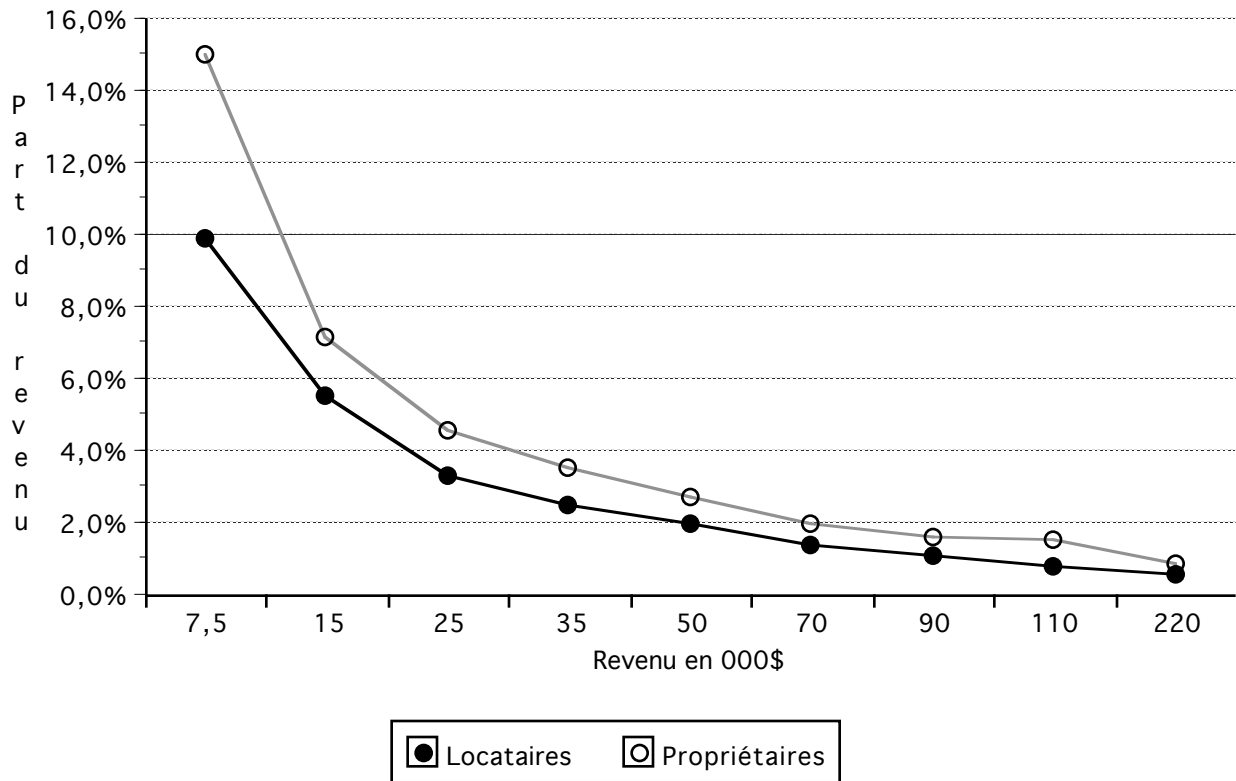
4) Consommation, comparaison des tarifs et compétitivité d'H.Q.

a) Consommation et régressivité de la dépense électrique :

La dépense électrique en est une fortement régressive, c'est à dire que la part du budget alloué à cette dépense va croissant à mesure que le revenu diminue, tel que le montre le graphique suivant établi à partir des données fournies par H.Q. à notre demande (Annexe 1).

À cette même annexe on retrouve aussi des graphiques présentant la nature régressive de la dépense en logement dont fait partie la dépense énergétique. Il est clair que les ménages à faible et modeste revenu assument allouent une part importante de leur budget au logement et que toute hausse de la facture d'électricité vient amplifier leur difficulté à joindre les deux bouts.

Part du revenu alloué à la facture d'électricité



b) Consommation de l'électricité selon l'usage et la catégorie de clients :

Le chauffage électrique au Québec occupe selon les chiffres d'H.Q. près de 57% de la consommation du secteur résidentielle, et 25% de la consommation totale d'électricité.

11) Répartition des ventes d'électricité par usage et catégorie de clients(HQD-10 doc. 10 p. 3)

2000	Domestique-Agricole	Général Institutionnel	Industriel	Réseaux municipaux	Total	Part du total
Chauffage espace	19,6	6,6		0,9	27,1	17,9%
Eau chaude	9,2	1,8			11	7,3%
Bi-énergie CII	0,1	1,2	0,3		1,6	1,1%
Autres usages	21,9	20,8	66	2,9	111,6	73,8%
Total	50,8	30,4	66,3	3,8	151,3	100%
Part chauffe	56,7%	27,6%	0,0%	23,7%	25,2%	
Rev. réel M\$	3131	1973	2482	160	7803	

Comme on peut le voir du prochain tableau le niveau de consommation et de dépenses varient beaucoup entre les secteurs. La question se pose quelle valeur l'énergie et la réserve d'énergie possède-t-elle dans un réseau hydroélectrique alors que la politique énergétique encourage encore les gros consommateurs d'électricité. Est-il préférable de consommer beaucoup de façon uniforme sur toute l'année, ou de consommer moins mais en ayant une consommation plus prononcée l'hiver, ce qui toutefois permet de vendre les réserves d'énergie disponible à l'exportation. Ainsi la complémentarité du chauffage et des exportations ne devrait-elle pas être prise en compte dans les mécanismes d'allocation de coûts et de fixation de tarifs ?

12) Abonnements, ventes et revenus par catégorie tarifaire (année civile)

HQD-2 doc. 1, page 6 et 18 et HQD-10 doc. 8, p. 3

Secteur	2001 TWh	réel M\$	2002 TWh	projeté M\$	Part en % TWh	2002 M\$	Tarif moyen 2002 ¢/kWh
Domestique/agricole	50,8	3 131	51,7	3 157	33,4%	39,9%	6,11
Général/Institu.	30,4	1 973	30,4	1 986	19,6%	25,1%	6,53
Industriel	66,3	2 482	68,2	2 561	44,0%	32,3%	3,76
Autres	4,7	217	4,7	218	3,0%	2,8%	4,64
TOTAL	152,2	7 803	155	7 922	100%	100%	5,11
Contrats spéciaux	21,25	543	20,25	522	13,1%	6,6%	2,58

Secteur	2000 TWh	réel M\$	Part en % TWh	2000 M\$	Tarif moyen 2000 ¢/kWh
Domestique/agricole	51,7	3 167	33,4%	40,0%	6,13
Général/Institu.	30,4	2 002	19,6%	25,3%	6,59
Industriel	65,9	2 417	42,5%	30,5%	3,67
Autres	4,6	220	3,0%	2,8%	4,78
TOTAL	152,6	7 806	98%	99%	5,12

Secteur	No. abon- nements 2001 en milliers	Part des abonnements 2001	Par abonnement 2001 kWh	2001 \$
Domestique/agricole	3 257,4	91,6%	15 595	961 \$
Général/Institu.	280,8	7,9%	108 264	7 026 \$
Industriel	13,2	0,4%	5 017 026	187 817 \$
Autres	5,9	0,2%	794 053	36 662 \$
TOTAL	3 557,3	100%	42 785	2 194 \$
Contrats spéciaux	0,008	0,0%	2.6563e+9	67 875 000

À l'annexe 3, nous pouvons constater la croissance importante de la demande d'électricité par secteur depuis la nationalisation de l'électricité. Dans les dernières années le plus gros de la croissance provient d'abord du secteur industriel.

c) Évolution et comparaison des prix de l'électricité :

Nous pouvons constater que le prix moyen de l'électricité (avant taxes) du secteur domestique s'est maintenu à un niveau inférieur au prix moyen commercial (sauf exception en 1976 où les deux étaient égaux) depuis plusieurs décennies, même avant la nationalisation la situation était présente, d'autant qu'H.Q. opérait déjà le réseau de distribution dans la région de Montréal. On observe aussi que le prix moyen au secteur résidentiel a évolué au rythme de l'inflation entre 1990 et 2001, en sorte que le gel des tarifs depuis 1999, a permis un rattrapage en terme de pouvoir d'achat, aux consommateurs qui ont aussi subi, il faut se le rappeler l'impact de la TPS en 1991 et de la TVQ à partir de 1992, impact qui équivaut à une hausse du prix final d'électricité de l'ordre de 14%.

Compétitivité des tarifs d'électricité d'H.Q. :

Dans le secteur résidentiel les tarifs d'électricité d'H.Q. ne sont pas les plus bas au Canada, de même pour les tarifs de petite et moyenne puissance où la compétitivité des tarifs d'H.Q. varie selon le niveau de consommation et la tension desservie.

13) Comparaison des factures mensuelles d'électricité, secteur résidentiel, 1er mai 2002

Source : site Internet de Manitoba Hydro.

Villes	0 kWh	375 kWh	750 kWh	2000 kWh	5000 kWh
Winnipeg Man.	6,25	26,69	46,04	110,54	265,34
Vancouver C.B.	3,46	25,1	46,73	118,96	291,96
Montréal Qc	11,7	29,48	47,25	120,03	299,13
St-Jean N.B.	15,79	39,15	66,15	135,87	301,17
St-Jean T.N.	16,21	40,41	65,62	148,34	346,98
Edmonton Alb.	12,98	50,27	87,55	211,85	510,15

On voit que les tarifs d'H.Q. se situent en troisième place aux divers niveaux de consommation comparées, avec une charge forfaitaire de base qui est plus élevée à Montréal qu'à Winnipeg ou Vancouver, qui sont approvisionnés aussi par des réseaux principalement hydroélectriques. Il est d'ailleurs intéressant de voir comment Manitoba Power considère sa clientèle par cet énoncé figurant sur son site Internet, nous apprécierions qu'H.Q. en fasse autant :

"THE MANITOBA HYDRO-ELECTRIC BOARD Presents the Corporation's operations and finances as they stand at the end of each of its fiscal years (March 31). It is a corporate report to the utility's shareholders -- the people of Manitoba."

- Lorsque l'on compare la compétitivité des prix de l'électricité il faut aussi tenir compte du prix des sources alternatives d'énergie, du patron de consommation énergétique, du pouvoir d'achat ou de la capacité de payer des ménages (mesuré par le revenu des ménages) qui

varie entre provinces ou États.

Par exemple une étude réalisée pour le ministère des Richesses naturelles du Québec (voir annexe 6) : indique qu'en 1994 le prix moyen de l'énergie pour le secteur résidentiel était plus élevé au Québec qu'en Ontario, au Manitoba ou en Colombie Britannique : même si pour le secteur résidentiel le prix de l'électricité était moins coûteux au Québec qu'en Ontario et en Colombie Britannique, le prix moyen plus faible du gaz naturel ailleurs qu'au Québec faisait que le coût moyen en énergie était significativement moins élevé ailleurs. Et ce même si le revenu moyen des ménages était plus faible au Québec.

Donc il faut tenir compte de l'environnement énergétique et de la disponibilité et des prix des diverses sources d'énergie avant de conclure sur la question de la compétitivité : il ne faudrait pas reprocher aux consommateurs d'avoir répondu aux choix politiques et commerciaux d'H.Q. en adhérant au mode de chauffage électrique afin d'accroître les ventes d'électricité et l'autonomie énergétique du Québec. Dans l'avenir la disponibilité de gaz au Québec pourrait changer la donne et rendre le gaz naturel moins coûteux et plus accessible au Québec, mais d'ici là il faudrait tenir compte de l'impact du choix de développer l'hydroélectricité au Québec sur la disponibilité et le prix des autres sources énergétiques, sans rendre pour autant responsables les consommateurs résidentiels de la situation.

Selon les données compilées par le Ministère des Ressources naturelles du Québec, en 2000 au Québec sur 2,991 millions de logement 17,3% chauffaient à l'huile, 5,38% au gaz naturel, 70,41% à l'électricité, 6,9% au bois. La situation des prix du gaz naturel au Canada n'avantage toujours pas le secteur résidentiel au Québec relativement à l'Ontario, comme on peut le voir à l'annexe 6.

Dans les réseaux électriques au Canada où l'hydroélectricité (Québec, Manitoba et Colombie Britannique) domine on observe au Canada des tarifs moyens bas, de même au niveau résidentiel. Bien que le patron énergétique diffère entre ces provinces la facture d'électricité est comparable pour les différents niveaux de consommation comparés plus haut.

Il y a donc là selon nous un mécanisme d'allocation des coûts qui tient compte des caractéristiques du réseau électrique et de la redistribution de la rente économique que procure la ressource hydraulique (en permettant de produire à faible coût et d'exporter) vers les clients résidentiels.

On observe aussi (annexe 6 deuxième partie) qu'aux États-Unis l'interfinancement existe : ainsi on rencontre le cas où le tarif moyen résidentiel est inférieur au tarif moyen commercial dans 21 États sur 51, en ce qui a trait aux utilités électriques publiques (14 États) et coopératives (14 États), alors que cela survient dans seulement trois États pour les utilités électriques privées (Alaska, Tennessee et Washington).

La situation a toutefois beaucoup évolué depuis 1993, cette année là le tarif moyen résidentiel (6,6¢/kWh) pour l'ensemble des États était inférieur au tarif moyen commercial (6,8¢/kWh) alors que la situation s'est inversée en 2000 (avec respectivement 7,3¢/kWh et 6,9¢/kWh), on observe que le tarif industriel sous la pression concurrentielle a baissé entre 1993 et 2000 en sorte que la hausse du tarif résidentiel a servi en partie à tout le moins à financer cette baisse. Enfin on note que le tarif moyen est significativement plus faible avec les utilités publiques, considérant leurs exigences moins grande en terme de profit, les exemptions d'impôt auxquelles elles ont droit et dont on fait profiter les consommateurs ainsi qu'une gestion plus serrée des coûts, nommément ceux administratifs.

L'impact négatif pour les consommateurs résidentiels de la déréglementation et de l'ouverture à la concurrence fut d'ailleurs observé en Angleterre⁹. Un économiste y contredit l'opinion à l'effet que la privatisation de l'électricité fut bénéfique en terme de prix réel. En 97/98 les ventes aux consommateurs domestiques (35% des ventes totales) généraient 61,65% des profits, alors que le tarif domestique de 6,94 pences/kWh aurait du se situer entre 5,85 à 6,13 pences/kWh si le réseau public avait été maintenu.

⁹ "A counterfactual price analysis of British electricity privatization" J.R. Branston, Utilities policy mars 2000.

II) Positions sur les divers éléments de la requête :

1) Positions de l'ACEF de Québec sur les principes réglementaires

a) Début de l'année tarifaire au 1er avril plutôt qu'au premier mai :

L'ACEF de Québec est prête à accepter la demande d'H.Q. dans la mesure où cela procure de véritables avantages au niveau réglementaire et dans la mesure où cela s'applique à partir de 2005 seulement, après en avoir dûment informé les consommateurs.

L'ACEF de Québec s'oppose formellement à ce que le début de l'année tarifaire soit le 1er janvier, car cela aurait des impacts trop importants pour les ménages qui chauffent à l'électricité

b) Nous nous objectons à ce qu'H.Q. obtienne un rendement sur l'avoir propre placé dans les immobilisations en cours de construction : ce principe comptable ne s'applique pas pour les entreprises privées et contrevient au critère d'utilité utilisé pour juger de l'admissibilité des dépenses et immobilisations dans la base tarifaire. Il ne devrait pas y avoir de profit autorisé sur un actif tant qu'il n'est pas en fonction et ne sert pas la clientèle réglementée.

c) Principe du transfert direct : H.Q. demande que soit directement refilé aux clients le coût de la production (4,229 milliards en 2002-03), le coût de transport d'électricité (2,313 milliards) et les faits de prince (impôts et taxes 105 M\$...)

L'ACEF de Québec s'oppose à ce principe, dans sa formulation telle que proposée par H.Q.:

- d'une part il faut délimiter la responsabilité d'H.Q. dans les prévisions et le contrôle des coûts et revenus, afin de protéger la clientèle d'H.Q. qui ne doit pas être pénalisée par les erreurs de prévisions qui ne relèvent pas de sa responsabilité (prix et quantités d'intrants, événements climatiques, variations climatiques cycliques qu'H.Q. peut assumer sur la base des prévisions normalisées en fonction de la température...); H.Q. devra entre autres prouver qu'il s'agit d'erreurs prévisionnelles hors de son contrôle.

Nous croyons que la correction des erreurs ou écarts prévisionnels de coûts, revenus et faits de prince, devra se faire dans le cadre de la fermeture réglementaire annuelle.

- aussi nous proposons un principe de transfert corrigé des profits excédentaires de la production et de ceux générés par la réserve pour hydraulité (qui se traduit pour H.Q. en

profit, de 600 M\$ en 2004, avec une probabilité de 84%). Les profits sur la production sont au moins de 18% (surement plus depuis le transfert des équipements de production des réseaux autonomes à H.Q. distribution, et nous croyons que pour établir le revenu requis du distributeur et à des fins réglementaires, il faille limiter le taux de rendement sur la production au niveau de ce qui est autorisé pour le transport (avec un taux de rendement nul pour le secteur résidentiel pour chaque division, ou encore au niveau global de la facture d'électricité). Cette proposition est consistante avec la position du Ministre des ressources naturelles lorsqu'il a défendu le projet de Loi 116, en chambre et en Commission parlementaire, à savoir que le profit excédentaire de la production devait protéger et financer l'interfinancement.

- enfin la méthode d'allocation des coûts ne doit pas être liée au transfert de la facture totale, nommément pour le transport.

d) enfin l'ACEF propose un principe socio-économique devant guider les choix d'allocation de coûts et de tarification soit un principe qui garantit l'accessibilité de la ressource au meilleur coût possible : « **l'électricité doit être accessible aux consommateurs québécois au plus bas tarif possible, dans les limites d'une saine gestion financière** ».

2) Positions sur le coût de service et le revenu requis :

À priori l'évolution des coûts du distributeur, inférieure à la croissance générale des prix en deux ans, semble intéressante et profitable aux consommateurs, mais cela en apparence seulement car nous ne pouvons pas porter de jugement sérieux, faute de données suffisantes et de comparatif fiable, sur l'évolution des coûts d'H.Q. depuis la dernière hausse tarifaire de 1998, sur l'impact affectif des réductions de dépenses et de personnel effectuées à partir de 1997, (à savoir si cela profite pleinement aux consommateurs) et sur la performance, la minimisation des coûts ou l'optimisation des activités d'H.Q., en terme de rapport qualité prix.

Il revient à H.Q. de prouver en toute transparence le bien fondé de ses coûts et l'efficacité des efforts qu'elle réalise pour minimiser ses coûts et maximiser la qualité du service; le fardeau de la preuve lui appartient en propre et elle doit en cela faciliter la tâche des intervenants pour qu'ils puissent effectuer leur travail rigoureusement et efficacement dans le meilleur intérêt de tous.

Nous faisons toutefois un ensemble de recommandations :

- a) H.Q. devrait à l'avenir présenter l'ensemble de ses données sur une même base uniforme (année tarifaire, avec rendement et sur une même base comptable et planificatrice;
- b) H.Q. devra faciliter l'analyse et la comparaison de ses chiffres dans le temps et l'espace (avec d'autres utilités électriques performantes) pour nous permettre de mieux juger du

caractère raisonnable, efficient et utile des coûts et immobilisations;

L'incitation à la performance est un critère important à prendre en compte dans la réglementation mais dont l'application est actuellement limitée faute de référentiel et d'outils fiable pour évaluer la performance productive d'H.Q..

c) L'écart entre la valeur de la base tarifaire dans la présente demande et celle fournie dans l'étude de Merrill Lynch, devrait être justifié, tout comme la répartition du coût des poteaux entre H.Q. et les cibles de télécommunication;

d) Nous considérons que le taux de rendement de 10,6% et le taux d'avoir propre de 38,5% sont exagérés, le taux de rendement ne devrait pas dépasser selon nous le taux de rendement moyen dans l'économie (en moyenne 7% après impôt) qui constitue le référentiel adéquat en la circonstance en terme comptable et aussi économique (la réglementation doit viser à atteindre les résultats du libre marché dans un contexte de monopole); de même le taux de rendement devrait être différent pour la clientèle domestique, pour laquelle nous demandons un rendement nul, équivalent à remettre la rente économique aux véritables actionnaires d'H.Q..

De même le taux d'avoir propre d'H.Q. devrait être le taux réel actuel d'H.Q. intégré, dans ses fonctions d'utilité électrique, soit environ 26%.

e) Nous demandons que soit réévalué l'impact de la méthode d'amortissement à intérêt composé sur l'évolution des coûts d'H.Q et les tarifs et que soit réévalué sérieusement la politique financière d'H.Q. et son taux moyen sur la dette(9,49%).

f) Nous demandons que les pertes pour non recouvrement soit assumé au niveau corporatif tout comme les frais de commercialisation et de promotion des ventes. Enfin la méthode d'allocation des pertes pour non recouvrement nous semble inéquitable (étant basée sur le nombre d'abonnements) et doit être modifiée.

g) Les frais de gestion de dossiers, de branchements etc., doivent apparaître dans les revenus et dépenses présentées pour fins réglementaires et être justifiées.

h) La prime au rendement, jusqu'à 3% des frais salariaux pour les salariés (25,6 M\$ versés par H.Q. en 2001, dont 8,8 M\$ par H.Q. distribution et entre 3 à 10% pour le personnel non syndiqué (17,7 M\$ pour H.Q., 5,1 par H.Q. distribution) doit être assumée par l'actionnaire ou H.Q. à défaut de nous prouver que la clientèle profite pleinement de ce régime d'intéressement en terme de réduction des coûts et d'amélioration de la qualité.

i) Les méthodes pour allouer ou tarifier les frais corporatifs (37,5 M\$) et les frais des services partagés (397,5 M\$, incluant 42,5 M\$ de services corporatifs maintenant facturés par les unités

de services) doivent être modifiées afin de mieux protéger les clientèles réglementées, faute d'être mieux justifiées en terme d'équité et de justice, considérant l'incitatif fort de faire supporter le plus de coût possible sur les divisions réglementées d'H.Q.. Nous pensons que les frais des services de télécommunication ne sont pas équitablement répartis, de même nous questionnons la hausse importante de frais de R&D (possiblement du fait qu'H.Q. distribution est maintenant réglementée); le caractère utile et profitable pour les clientèles de la R&D doit être prouvé et suivi dans le temps.

j) La Régie ne devrait pas accepter le revenu requis du distributeur avant d'avoir disposé de la fonctionnalisation et de la répartition des coûts de transport, de la répartition des frais corporatifs et partagés (spécialement ceux de télécommunication) ainsi que de la question des profits excédentaires de la production et de la réserve pour hydraulicité; de même la Régie ne devrait accepter le revenu requis que conditionnellement à l'évaluation de son impact sur l'interfinancement et les tarifs, en lien avec le traitement du déficit d'opération de la distribution.

C) Positions sur l'allocation des coûts et l'interfinancement :

1) Nous considérons que les méthodes d'allocation des coûts proposées par H.Q. ne respectent pas ni les principes d'équité et de causalité des coûts, ni le pacte social québécois de l'électricité, tout comme elles ne tiennent pas correctement compte des caractéristiques propres au réseau hydroélectrique québécois ainsi que des besoins diversifiés des clientèles. Nommément certains coûts spécifiques aux entreprises devront être mieux isolés, et alloués spécifiquement à ces secteurs (branchement au réseau de transport, équipement spécifique pour fournir une meilleure sécurité et qualité de l'onde, coûts commerciaux (avec leur amortissement) et de R&D spécifiques...

2) Nous pensons qu'il faille allouer les composantes "réseau" du système électrique québécois en tenant compte de la composante énergie, de façon consistante à son utilisation pour allouer les coûts de la production électrique, rejetant l'idée que parce que le réseau est conçu pour répondre à la pointe qu'il faille en allouer les coûts sur cette base; ce postulat ne respecte pas la causalité des coûts en présence de coûts fixes importants et d'économies d'échelle significatives.

Nous avons évalué la nouvelle répartition des coûts qui en découlerait, tout comme l'ancienne méthode d'allocation utilisée par H.Q. cela réduit significativement le fardeau du secteur résidentiel ainsi que l'importance de l'interfinancement. En ce sens il faut prendre conscience que les méthodes d'allocation procèdent d'un certain arbitraire et portent une marge d'erreur de l'ordre de 10% qui militent en faveur d'un usage prudent de ce genre de méthodes.

3) Concernant l'interfinancement nous pensons qu'il faille d'abord le définir clairement et l'évaluer

à partir d'un moment précis, afin de disposer d'un point de référence pour s'assurer que les modifications ultérieures ne réduiront pas l'interfinancement.

nous rejetons la méthode proposée par H.Q. pour évaluer l'interfinancement car cela équivaut à réduire l'interfinancement qui existe en faveur du secteur domestique, ce qui va à l'encontre de la Loi sur la Régie.

L'interfinancement devrait être évaluée à partir de l'adoption de la Loi 116 en juin 2000, ou à partir du 1er mai 1998, date de l'entrée en vigueur de la dernière hausse tarifaire.

L'interfinancement doit être mesurée en terme d'indice qui devra être maintenue constant dans le temps soit : $\frac{\text{revenu tarifaire}}{\text{coût requis}}$, au lieu de le mesurer en terme d'écart absolu : $\text{coût requis} - \text{revenu tarifaire}$, dont l'importance relative diminuera avec le temps et la croissance du coût requis.

4) Enfin la comparaison de la compétitivité des tarifs d'H.Q. devra tenir compte du pouvoir d'achat des consommateurs québécois, du prix relatif et de la disponibilité des sources d'énergie alternatives ainsi que du coût du panier énergétique pour les ménages. Ainsi le coût du chauffage tout électrique peut s'avérer plus coûteux que le chauffage au gaz naturel ou au mazout lorsque le prix de ces sources d'énergie est faible. Au Québec la bi-énergie serait le mode de chauffage le plus économique selon les données du Ministère des ressources naturelles, mais cela demeure conditionnel à la prise en compte adéquate des coûts d'entretien et au niveau d'efficacité des appareils thermiques que l'on compare.

Conclusion

À prime abord le niveau actuel et l'évolution récente des coûts d'H.Q. distribution semblent raisonnables, mais l'absence ou la rareté de certaines informations présentées, entre autres l'absence d'historique suffisant, le manque de données consolidées et de données comparatives avec d'autres utilités électriques, rendent difficiles voir impossible un jugement rigoureux et définitif sur le caractère acceptable et juste des chiffres présentés par H.Q..

Les méthodes d'allocation de coûts corporatifs et partagés devront par exemple être modifiés pour être plus équitables à l'endroit des clientèles réglementées.

Nous considérons que le principe de transfert des coûts de fourniture, de transport et de faits de prince n'est pas acceptable dans sa forme actuelle, considérant les profits excédentaires de la production et de la réserve pour hydraulité et le caractère automatique qu'il suppose alors que l'imputabilité d'H.Q. doit être clairement définie et encadrée.

Nous pensons entre autres qu'un principe garantissant l'accessibilité du service électrique au meilleur coût possible est essentiel pour protéger les intérêts des consommateurs et consommatrices, afin de mieux encadrer les choix portant sur l'allocation des coûts et l'établissement des tarifs.

Nous demandons ainsi que l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel soit évalué avec plus de rigueur, de transparence et d'équité, et mieux protégé dans l'avenir, avec entre autres une allocation des coûts qui tienne compte des caractéristiques de notre réseau électrique et du pacte social québécois dans l'électricité.

Cette première phase de l'audience est importante en soit mais nous laisse dans l'incertitude concernant le niveau du revenu requis qui sera autorisé (abolira-t-on d'un coup le déficit de la distribution ? limitera-t-on les profits de la production ?) par la Régie et l'impact qu'il pourra avoir sur les tarifs futurs et sur l'accessibilité du service électrique, qui est une dépense fortement régressive, considérant que bon an mal an une trentaine de milles ménages subissent des coupures de services, pourtant essentiels, alors que des centaine de milliers de ménages peuvent éprouver des difficultés à payer leur facture d'électricité, nommément en période d'hiver lorsqu'ils chauffent à l'électricité.

Il ne s'agit pas juste que le distributeur montre que l'évolution de ses coûts est raisonnable, il faut qu'il prouve qu'il offre à la population le meilleur service électrique possible, au meilleur coût possible, tel est selon nous le défi premier d'une utilité électrique publique qui doit être au service de sa population, sa seule et vraie actionnaire, envers qui la Régie doit d'abord rendre des comptes.

Richard Dagenais et Vital Barbeau, pour l'ACEF de Québec.

Annexe 1 : Régressivité de la dépense électrique et de la dépense de logement :

14) Régressivité de la dépense électrique (HQD 10 doc. 2, p. 10)

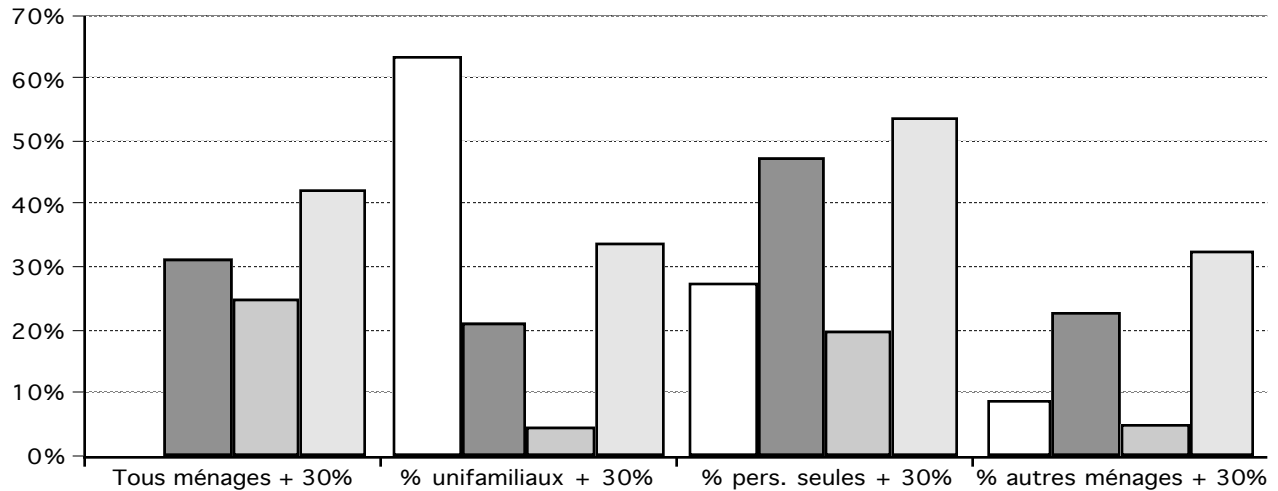
Revenu	Revenu moyen ou médian	Facture annuelle moyenne av. taxes	% rev. alloué à facture élec.
Locataires			
39,7% des répondants			
	2002	2001	
- de 10 000 \$	7 500	747	10,0%
10 000\$ à 19 999\$	15 000	828	5,5%
20 000\$ à 29 999\$	25 000	839	3,4%
30 000\$ à 39 999\$	35 000	881	2,5%
40 000\$ à 59 999\$	50 000	988	2,0%
60 000\$ à 79 999\$	70 000	997	1,4%
80 000\$ à 99 999\$	90 000	981	1,1%
100 000 à 119 999\$	110 000	924	0,8%
120 000\$ et +	220 000	1141	0,5%
Moyenne	36 315	882	2,4%
Propriétaires			
60,3% des répondants			
- de 10 000 \$	7 500	1128	15,0%
10 000\$ à 19 999\$	15 000	1082	7,2%
20 000\$ à 29 999\$	25 000	1150	4,6%
30 000\$ à 39 999\$	35 000	1249	3,6%
40 000\$ à 59 999\$	50 000	1355	2,7%
60 000\$ à 79 999\$	70 000	1416	2,0%
80 000\$ à 99 999\$	90 000	1497	1,7%
100 000 à 119 999\$	110 000	1687	1,5%
120 000\$ et +	220 000	1838	0,8%
Moyenne	56 651	1361	2,4%
Total			
environ 7435 répondants			
- de 10 000 \$	7 500	848	11,3%
10 000\$ à 19 999\$	15 000	924	6,2%
20 000\$ à 29 999\$	25 000	998	4,0%
30 000\$ à 39 999\$	35 000	1103	3,2%
40 000\$ à 59 999\$	50 000	1243	2,5%
60 000\$ à 79 999\$	70 000	1319	1,9%
80 000\$ à 99 999\$	90 000	1423	1,6%
100 000 à 119 999\$	110 000	1603	1,5%
120 000\$ et +	220 000	1757	0,8%
Moyenne	49 197	1194	2,4%

Selon Stat. Canada en 1996 : 56,5% des ménages québécois sont propriétaires et 43,5% locataires. Selon H.Q. environ 5% des locataires ne paient pas directement

leur facture d'électricité (donc environ 2,2 % de tous les ménages) laissant parmi ceux qui paient leur facture 57,8% de propriétaires et 42,2% de locataires.

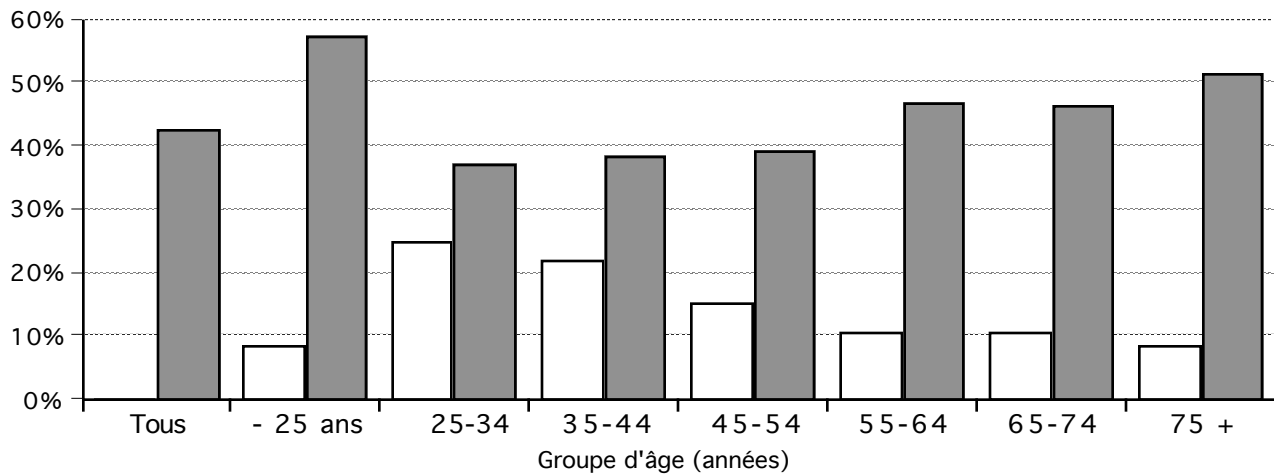
Données sur les dépenses en logis, du recensement de Stat. Can. de 1996, P.Q.

Répartition des ménages et % allouant + 30% du rev. au logis, P.Q. 96



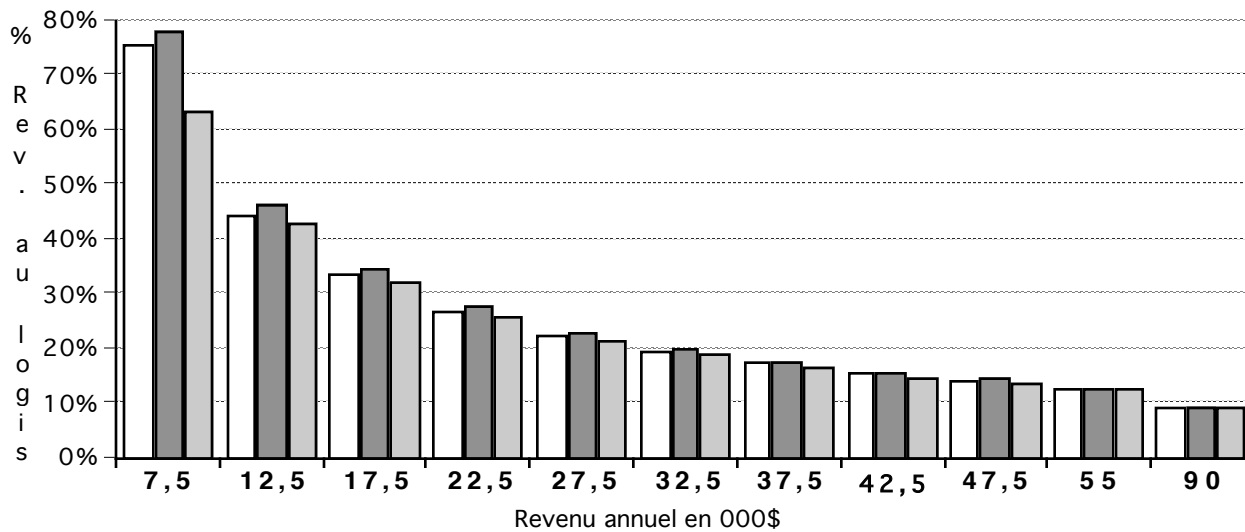
□ Part des ménages ■ Proprio avec hypothèque ■ Proprio sans hypothèque □ Locataires

Ménages locataires P.Q. 1996 : répartition selon l'âge et % allouant + 30% rev. au logis



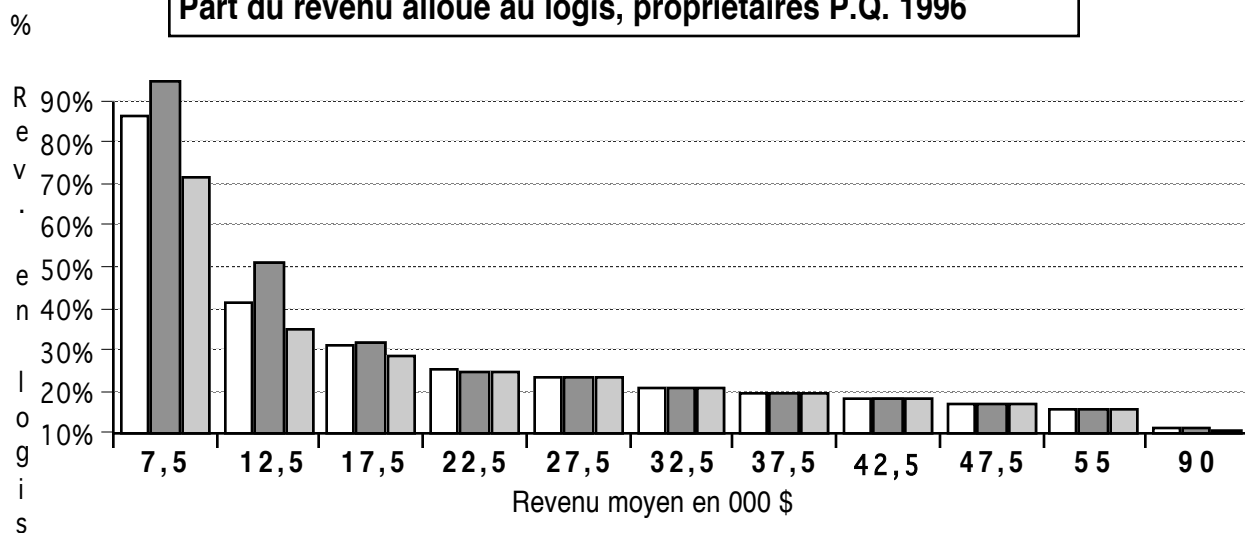
□ Part des ménages locataires
■ % ménages locataires allouant + 30% au logis

Part du revenu alloué au logis, locataires P.Q. 1996



Tous locataires
 Familles locataires
 Pers. seules locataires

Part du revenu alloué au logis, propriétaires P.Q. 1996



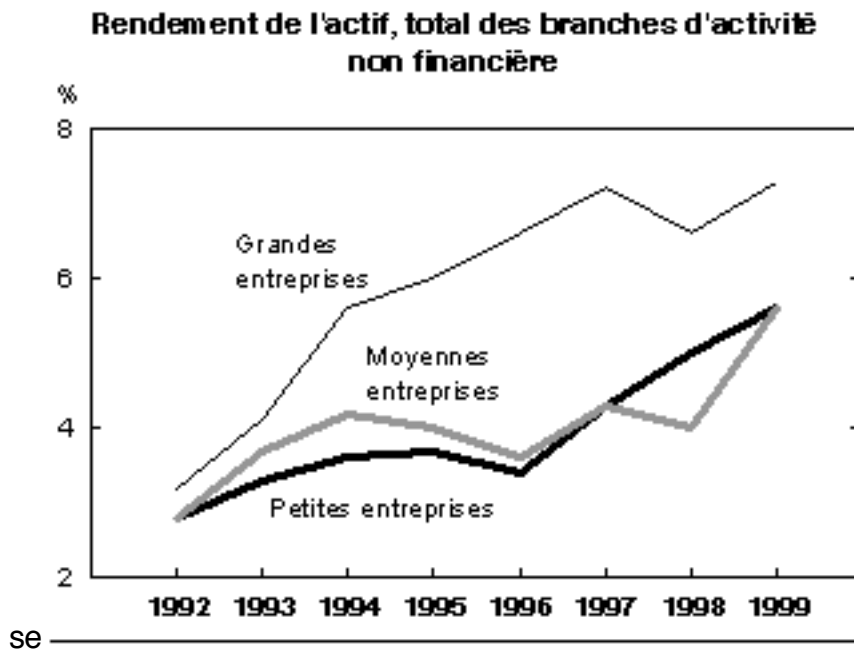
Tous propriétaires
 Familles propriétaires
 Pers. seules propriétaires

Annexe 2) Rendement H.Q. (Rap. annuels) vs cies canadiennes Stat. Can. # 61-219, 88-2000

Année ->	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	2000	Moy- enne	Écart Type/ moyenne
Sociétés au Canada															
% Rendement	12,5	10,6	6,2	2,9	1,4	4,0	7,8	9,6	9,0	9,0				7,30	49,1%
Dettes/Équité	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3				1,40	6,7%
Toutes entreprises au Canada															
% Rendement	12,2	11,3	7,94	5,06	2,80	4,69	5,95	6,75	6,72	7,06	5,02	7,65	9,29	7,11	37,1%
Dettes/Avoir	80,1	79,7	79,3	80,2	78,6	78,4	75,5	75,9	68,8	66,7	65,7	65,0	64,7	73,7	8,8%
Avoir/Actif	55,5	55,7	55,8	55,5	56,0	56,1	57,0	56,8	59,3	60,0	60,4	60,6	60,7	57,6	3,8%
H.Q.															
% Rendement	8	7	4,8	8,4	7,4	7,2	5,9	3,3	4,3	6,2	5,2	6,7	6,8	6,25	23,9%
Avoir/actifs %	26,2	25,9	24,8	23,7	23,7	23,9	23,5	23,4	24,9	25,1	25	26,2	26,9	24,9	4,7%
Toutes entreprises										99-3	99-4	00-1	00-2		
% Rendement										7,6	9,4	9,7	8,9	8,90	
Dettes/Avoir										0,65	0,66	0,66	0,66	0,7	
Services publics au Canada															
% Rendement										5,6	7,2	11	10,4	8,55	
Dettes/Avoir										1,13	1,11	1,04	1,05	1,1	
Toutes entreprises				98-1	98-2	98-3	98-4	99-1	99-2	99-3	99-4	00-1	00-2		
Avoir/Actifs				33,3	33,4	33,4	33,5	33,2	35,3	35,3	35,0	34,9	35,0	34,2	
Avoir propre = Équité (actions) + profits non distribués; % Rendement = Profit après impôt/Avoir propre															
Actif = Endettement + Avoir + Autres passifs = Immobilisations nettes + autres actifs															

Indicateurs de performance financière des entreprises canadiennes 1999

Stat. Can. Le Quotidien 30/1/01 Les petites et moyennes entreprises ont un taux de rendement (profits avant impôts sur l'actif) sur le capital employé plus faible que les grandes entreprises



**Annexe 3 PRIX MOYEN ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ/
PAR SECTEUR , P.Q. 1958-2000**

ANNÉE	Secteur résidentiel		Secteur commercial		Secteur industriel		IPC	IPC
	Prix ¢/kWh	Consom. TWh	Prix ¢/kWh	Consom. TWh	Prix ¢/kWh	Consom. TWh	Canada base 92	P.Q. base 92
1958	1,52	4,02	2,17	2,41	0,5	27,64	18	
1960	1,45	5,00	2,2	2,88	0,49	32,73	18,5	
1965	1,25	8,17	1,84	6,50	0,58	32,92	20	
1970	1,49	12,40	1,57	14,23	0,63	37,53	24,2	
1975	1,68	19,83	1,68	17,43	0,73	42,67	34,5	
1980	2,79	31,05	3,17	20,39	1,7	54,38	52,4	51,6
1985	4,01	40,18	4,34	22,27	2,44	70,02	75	74,2
1986	4,15	42,38	4,43	25,43	2,34	71,43	78,1	77,7
1987	4,37	42,43	4,52	27,21	2,3	76,03	81,5	81,1
1988	4,5	45,66	4,68	29,67	2,47	74,38	84,8	84,1
1989	4,65	50,33	4,92	30,82	2,91	68,68	89	87,7
1990	4,97	49,05	5,54	30,28	3,05	68,00	93,3	91,5
1991	5,34	49,20	5,86	30,22	3,23	70,56	98,5	98,2
1992	5,58	51,12	6,18	30,70	3,32	71,27	100	100
1993	5,71	51,19	6,34	30,74	3,12	76,64	101,8	101,4
1994	5,8	51,55	6,39	30,72	3,25	78,49	102	100
1995	5,8	50,77	6,33	31,50	3,45	80,38	104,2	101,8
1996	5,86	52,27	6,29	31,40	3,45	82,07	105,9	103,4
1997	5,98	53,12	6,38	31,73	3,5	84,39	107,6	104,9
1998	6,09	49,53	6,57	31,05	3,58	84,29	108,6	106,4
1999	6,15	51,22	6,59	32,04	3,53	85,94	110,5	108
2000	6,13	53,69	6,57	32,81	3,65	88,31	113,5	110,6
2001	6,16	52,84	6,5	32,67	3,74	88,84	116,4	113,2

Hausse

1958/1980	83,6%	673,0%	46,1%	745,4%	240,0%	96,8%	191,1%	
1980-2001	120,8%	70,2%	105,0%	60,2%	120,0%	63,4%	122,1%	119,4%
1990/2001	23,9%	7,7%	17,3%	7,9%	22,6%	30,6%	24,8%	23,7%

Hausse annuelle moyenne

1958/1980	2,80%	9,7%	1,7%	10,2%	5,7%	3,1%	4,98%	
1980-2001	6,82%	4,5%	6,2%	4,0%	6,8%	4,2%	6,88%	6,77%
1990/2001	1,03%	0,4%	0,8%	0,4%	1,0%	1,3%	1,06%	1,02%

SOURCE : L'Énergie au Québec éd. 1995 et 2002; N.B. inclut H.Q., autoproducteurs et autres réseaux

Les prix exclus les taxes : la TPS de 7% s'applique depuis 1991 et la TVQ depuis 07/1992 d'abord de 4%, puis 6,5% de mai 94 à décembre 97, depuis 7,5%. Hausse de tarif due taxes : environ 14%

Pour 2001 les quantités sont estimées à partir de la hausse chez H.Q.

Source pour les quantités consommées Stat. Can. #57-003

L'imposition de frais et une plus grande consommation au 2e tarif peut expliquer la hausse du tarif moyen du secteur résidentiel, après 1998, dernière année de hausse tarifaire.

Annexe 4 : Évaluation des coûts 2002-2003 d'H.Q.
selon Meryll Lynch, 2000 (annexes b et c)

2002	Ventes en TWh	Production en ¢/kwh			Transport ¢/kwh		Distribution ¢/kWh		Coût total
		Coût	Coût + 10% rendement	Coût + 15% rendement	Coût	Coût + 9,8% rendement	Coût	Coût + 9,8% rendement	
Domestique	49,7	2,32	2,87	3,15	1,95	2,28	2,34	2,61	6,61
Petite puissance	13,2	2,1	2,6	2,85	1,43	1,67	1,93	2,15	5,46
Moyenne puissance	23,3	1,95	2,41	2,64	1,12	1,31	0,85	0,95	3,92
Tarif L	47,3	1,75	2,17	2,38	0,9	1,05	0,18	0,2	2,83
Contrats spéciaux	22,2	1,71	2,11	2,31	0,79	0,92	0,01	0,01	2,51
Autres tarifs	4,0	1,83	2,27	2,48	1,01	1,18	2,71	3,03	5,55
Marché interne	159,7	1,98	2,45	2,69	1,29	1,51	1,13	1,27	4,4
2003									
Domestique	50,3	2,32	2,92	3,22	1,91	2,23	2,28	2,54	6,51
Petite puissance	13,3	2,11	2,65	2,92	1,4	1,63	1,88	2,1	5,39
Moyenne puissance	23,8	1,96	2,46	2,71	1,1	1,28	0,83	0,93	3,89
Tarif L	48,1	1,76	2,21	2,44	0,88	1,03	0,18	0,2	2,82
Contrats spéciaux	22,3	1,71	2,15	2,37	0,77	0,9	0,01	0,01	2,49
Autres tarifs	4,0	1,83	2,31	2,54	0,98	1,15	2,63	2,93	5,44
Marché interne	161,9	1,99	2,5	2,75	1,26	1,47	1,1	1,23	4,35
2002-2003									
Domestique	49,9	2,32	2,88	3,17	1,94	2,27	2,32	2,59	6,585
Petite puissance	13,2	2,10	2,61	2,87	1,42	1,66	1,92	2,14	5,442
Moyenne puissance	23,5	1,95	2,42	2,66	1,11	1,30	0,84	0,94	3,912
Tarif L	47,5	1,75	2,18	2,40	0,89	1,04	0,18	0,20	2,827
Contrats spéciaux	22,2	1,71	2,12	2,33	0,78	0,91	0,01	0,01	2,505
Autres tarifs	4,0	1,83	2,28	2,50	1,00	1,17	2,69	3,00	5,522
Marché interne	160,3	1,98	2,46	2,71	1,28	1,50	1,12	1,26	4,387
Profit 2002-03 en G\$			Prod.	Transport		Distribution		Total	
Base tarifaire			22,275	15,777		8,749		46,802	
% avoir propre			30,0%	25,0%		25,0%		27,4%	
Avoir propre			6,683	3,944		2,187		12,814	
Taux rendement			9,8%	9,8%		9,8%		9,8%	
Bénéfice net			0,655	0,387		0,214		1,256	

Annexe 5 : Revenu, profit et contribution aux services de transport des exportations
(R.A. H.Q. et TÉ) :

	1997	1998	1999	2000	2001
Ventes hors Q. en TWh	15,242	18,565	24,723	37,323	42,814
Revenu expor. en M\$	596	814	1051	2380	3120
Profit en M\$				1283	1200
Capacité à FU de 0,7	2 486	3 028	4 032	6 087	6 982
Coût du transport expor.	213,5	199,3	243,4	308,3	300
Capacité réservée par HQ	3032,05	2920,09	3757,25	4142,2	4194
Coût transport ¢/KWh	1,40	1,07	0,98	0,83	0,70

Le coût de transport sur les exportations diminuent avec les années dus aux achats revente qui ont augmenté significativement ces dernières années afin de faire profiter des prix spots plus élevés en période de pointe aux USA.

Ainsi la capacité effectivement utilisée est plus élevée que la capacité réservée et payée par H.Q. production.

Annexe 6: Comparaison des prix entre provinces et aux USA

19) Comparaison des prix de l'énergie entre provinces

Province-> 1994	P.Q.	Ont.	Man.	C.B.	Écart en %		
					Q./Ont.	Q./C.B.	
Prix moyen énergie (\$/GJ)							
Résidentiel	15,12	12,52	11,26	11,18	20,8%	35,2%	
Commercial	12,27	12,84	7,64	9,35	-4,4%	31,2%	
Industriel	7,39	8,54	6,57	5,63	-13,5%	31,3%	
Total	12,03	11,89	11,09	10,83	1,2%	11,1%	
Prix moyen secteur résidentiel (\$/GJ)							
Electricité	18,42	27,81	17,69	19,11	-33,8%	-3,6%	
Mazout léger	9,43	9,9	10,8	10,73	-4,7%	-12,1%	
Gaz naturel	8,43	5,92	5,89	5,78	42,4%	45,8%	
Rev. moyen	39 813	49 322	40 345	45 007	-19,3%	-11,5%	
Source: "Évolution de l'intensité énergétique au Québec et dans quelques provinces canadiennes", Dir. énergétique, Min. Res. Nat. du Québec, 1997-I. Revenu moyen des ménages : Stat. Can. # 13-207							
PRIX MOYEN	P.Q.	Ont.	Man.	Alb.	C.B.	Écart en %	
						Q./Ont.	Q./Alb.
Gaz naturel ¢/m. cube résidentiel	29,99	22,42		15,2		33,8%	97,3%
Gaz naturel ¢/m. cube résidentiel	44,7	29,44		24,12		51,8%	85,3%
Gaz naturel ¢/m. cube total 1994	19,98	18,22	18,48	8,73	16,72	9,7%	128,9%
Gaz naturel ¢/m. cube total 2000	26,61	25,06	25,37	12,58	30,51	6,2%	111,5%
Électricité 1999, ¢/ kWh	5,09	7,57	4,93	5,59	4,95	-32,8%	-8,9%
Rev. moyen ménages 2000	48 268 \$	65 480 \$	51 221 \$	61 773 \$	55 420	-26,3%	-21,9%
Source : Statistique Canada, # 55-002, 57-601 et 62-202 et Min. Res. naturelles du Québec							

20) TARIF ÉLECTRIQUE MOYEN AUX USA, 1993 et 2000
par catégorie de clientèle et type de propriété d'entreprise

PROPRIETE ->	Publique	Privée	Coopérative
CARACTÉRISTIQUES DES ENTREPRISES 1993			
No. entreprises	2 017	253	939
% clients	13,6%	75,7%	10,7%
% ventes énergie	14,2%	76,4%	7,0%
% revenus	12,5%	79,0%	7,8%
* % énergie fossile	64,9%	78,2%	88,1%
TARIFS MOYENS 1993			
résidentiel (¢/kWh)	6,6	8,8	7,7
commercial (¢/kWh)	6,8	7,9	7,4
industriel (¢/kWh)	4,9	5	4,6
Tarif Moyen (¢/kWh)	6	7,2	7
Ratio résidentiel / commercial	97,1%	111,4%	104,1%
Ratio résidentiel / industriel	134,7%	176,0%	167,4%
TARIFS MOYENS 2000			
Résidentiel (¢/kWh)	7,3	8,5	7,6
Commercial (¢/kWh)	6,9	7,5	7
Industriel (¢/kWh)	4,7	4,7	4,1
Tarif Moyen (¢/kWh)	6,4	6,95	6,7
Ratio résidentiel / commercial	105,8%	113,3%	108,6%
Ratio résidentiel / industriel	155,3%	180,9%	185,4%
No. États sur 51 où le tarif résidentiel moyen est plus petit ou égal au Tarif commercial	14	14	3
* % énergie fossile = % électricité produit par charbon/gaz/mazout; Capacité tot. US : 741 651 MW USA en 93 : 114,73 millions clients, 2 861 TWh d'électricité vendue pour 198,2 milliards \$ US Source : site Internet APPA; Public Power, 01/95, page 70 à 73; APPA, 1995 Annual Stati. Rep.			