



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

Mémoire de
l'ACEF de Québec
portant sur
la cause tarifaire 2005-2006 d'H.Q.

(R-3541-2004)

22 Novembre 2004

Plan du mémoire

Introduction	4
I) Analyse critique de la preuve d'H.Q.....	5
A) Critères pour analyser la demande tarifaire d'HQ.....	5
B) Évolution des coûts et de la rentabilité d'H.Q. intégrée.....	7
C) Évolution des coûts et du revenu requis d'HQD.....	9
II) Allocation des coûts et protection de l'interfinancement.....	21
A) Modifications proposées par HQD aux méthodes d'allocation de coûts	21
B) L'allocation du déficit des réseaux autonomes.....	26
C) Allocation du coût de transport entre les clientèles de la charge locale.....	28
D) La protection de l'interfinancement.....	29
III) Principes réglementaires : comptes de frais reportés dont celui du BT.....	30
A) Comptes de frais reportés/année témoin projetée/fermeture réglementaire	30
B) Comptes de frais reportés du BT.....	31
IV) Hausse tarifaire proposée, compétitivité des tarifs d'électricité et impact pour les consommateurs :.....	33
A) Hausse proposée et ajustement des composantes structurales.....	33
B) L'application d'un cavalier et le choix de l'année témoin.....	34
C) Compétitivité des tarifs d'électricité d'H.Q.	36
D) Impact de la hausse tarifaire pour les consommateurs.....	39
- Conclusion et recommandations.....	43
Annexe 1 Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2004-2005.....	45
Annexe 2 Prix moyen et consommation d'électricité, P.Q. 1958-2005.....	46
Annexe 3 : Comparaisons des taux de rendement sur avoir propre	47

Liste des tableaux :

T. 1) Données divisionnels d'H.Q. : 2002, 2003 et 2004 (3 ers trimestres).....	8
T. 2) Évolution base tarifaire, revenu requis et revenus tarifaires, M\$, 2001-2005.....	10
T. 3) Comparaison des prévisions et réalisations de taux de dette.....	14
T. 4) Salaires et hausses salariales au Québec 2000 à 2004.....	18
T. 5) Répartition du revenu requis entre facteurs de répartition et clientèles	25
T. 6) Comparaison des réseaux autonomes et du réseau relié.....	26
T. 7) Comparaisons de méthodes de partage du déficit des réseaux autonomes.....	27
T. 8) Tableau d'H.Q. sur l'ajustement des tarifs afin de conservver l'interfinancement.....	29
T. 9) Dépenses des ménages en électricité et combustible pour le chauffage 2002.....	38
T. 10) Quantité d'énergie requise pour <u>un confort minimal</u>	41
Annexe 1) Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2004-2005.....	45
Annexe 2 : Prix moyen et consommation d'électricité, P.Q. 1958-2005.....	46
Annexe 3 : Comparaisons des taux de rendement sur avoir propre.....	47

Liste des graphiques

Part du revenu alloué à la dépense éectrique, 2002, H.Q.....	40
Rendement sur avoir propre copcomparé.....	47

Introduction

Hydro-Québec présente pour 2005-2006 une demande de hausse des tarifs de l'ordre de 2,7%, alors qu'elle avait obtenu deux hausses en 2004 (en janvier et avril) totalisant 4,4% et qui visaient à éponger son "déficit sectoriel" et à réaliser un "profit sectoriel" alors même qu'H.Q. dans son ensemble réalise des profits record (1,9 milliards en 2003, alors que pour les 3ers trimestres de 2004 les profits sont de 1,789 G\$).

Pour deux années de suite les hausses proposées par H.Q. dépassent significativement la hausse du coût de la vie, en sorte que les consommateurs québécois subissent une baisse de leur pouvoir d'achat face à un service pourtant essentiel pour l'ensemble des consommateurs, notamment pour les ménages à faible et modeste revenu pour qui cette dépense accapare une portion significative de leur revenu.

Nous souhaitons ardemment que la Régie de l'énergie joue pleinement et efficacement son rôle de défense des droits et intérêts des consommateurs, face à une société d'État toute puissante et mieux équipée en termes de connaissances de la demande et de l'offre et disposant d'outils de prévision meilleurs que ceux dont on dispose pour juger de l'évolution de l'économie et de la société en général au Québec. La Régie doit assurer un juste équilibre dans les divers intérêts en cause tel que le précise sa loi constitutive, ce qui implique selon nous qu'elle doive prendre en compte la capacité de payer des consommateurs et qu'elle doive assurer aux québécois la disposition à coût abordable de leurs richesses naturelles.

Nous analysons dans un premier temps les chiffres présentés par H.Q. dans sa requête amendée déposée le 30 septembre 2004, en regardant au préalable la situation d'ensemble d'H.Q.. Nous questionnons ainsi un certain nombre de dépenses évaluées par H.Q. et remettons en cause certaines de ses prévisions.

Dans un second temps nous analysons les propositions d'H.Q. en matière d'allocation de coûts et d'interfinancement en effectuant diverses recommandations afin d'assurer une meilleure équité de traitement à l'égard des consommateurs résidentiels.

Puis nous discutons de principes réglementaires soumis par H.Q., notamment en regard des comptes de frais reportés et de l'application d'un cavalier afin de pallier au fait que l'année témoin diffère de l'année tarifaire.

Enfin nous discutons de la hausse tarifaire et de l'ajustement des composantes structurales proposés par H.Q., ainsi que de l'impact de cette hausse sur les consommateurs et consommatrices et sur la compétitivité des prix de l'électricité.

Puis nous concluons en effectuant une synthèse de nos principales recommandations.

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

A) 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.) en cherchant à atteindre lorsque c'est possible et pertinent 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.

L'Article 5 de la LRÉ indique bien : "Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif."

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.;

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.

L'A. 49 de la LRÉ indique précisément que la Régie doit, lorsqu'elle établit les tarifs de distribution :

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du

transporteur (et du distributeur) d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

Nous nous opposons à ce que les tarifs d'H.Q. soient automatiquement indexés à l'indice du coût de la vie comme le souhaiterait publiquement H.Q., car il faut tenir compte de l'évolution de la structure de coûts d'H.Q., de ses gains de productivité et de la rentabilité globale d'H.Q., car il y a des vases communicants entre la rentabilité des diverses divisions d'H.Q.; ainsi l'excès de profit sur la fourniture peut pénaliser injustement les clientèles du distributeur.

H.Q. nous indique que nous devons juger de sa performance d'ensemble au niveau de ses coûts et ne pas s'arrêter aux coûts spécifiques : nous nous opposons à cette façon de voir les choses : d'une part l'ensemble est composé de l'addition de ses parties et doit donc être jugé à partir de ses parties aussi, d'autre part il faut contrôler selon nous les coûts séparément si on veut pouvoir assurer un contrôle adéquat du coût global et éviter par exemple qu'une composante de coûts s'accroisse fortement et vienne contrer la réduction de diverses autres composantes de coûts. Ainsi toute croissance anormale d'un coût devrait être justifiée de manière sérieuse en nous prouvant que cela améliore la qualité du service et/ou réduit les coûts à d'autres niveaux et ce de manière soutenable.

c) Afin de juger de l'efficacité productive d'H.Q. distribution nous pouvons recourir notamment à 4 approches que nous pouvons utiliser en complémentarité :

- 1) balisage des coûts avec d'autres entreprises comparables;
- 2) étude de l'évolution des coûts et de la productivité des facteurs de production d'H.Q.;
- 3) estimation et comparaison de la fonction de production des biens/services offerts par l'entreprise H.Q.: c'est une solution technique moins souvent utilisée en réglementation;
- 4) référence à des études d'experts indépendants sur la structure de coût et la profitabilité d'H.Q. : on pense ici aux études réalisées pour le compte du Ministère des ressources naturelles en 1999 et 2000, telle l'étude de Merryll Lynch bien que les données de base ont été fournies par H.Q., sans qu'il y ait vérification externe et contre-expertise indépendantes.

Indicateurs de performance et balisage :

Il est vrai que les études de balisage sont complexes à réaliser et à interpréter, mais elles sont nécessaires pour pouvoir juger de la productivité effective d'H.Q. et pour pouvoir établir des outils pour inciter à améliorer la productivité d'H.Q. et la qualité et la satisfaction de la

clientèle.

* En ce sens nous sommes d'accord pour traiter de la question du balisage en comité technique spécial, mais il est regrettable qu'HQD n'ait pas soumis dans cette cause des données de balisage à jour comparant les utilités canadiennes entre elles, comme cela fut fait en phase 2 de R-3492-2002 (enquête COPE).

** En regard des indicateurs de performance nous croyons qu'il manque des indicateurs portant sur les coûts globaux du service électrique, car selon nous HQD a la responsabilité d'assurer la minimisation du coût d'ensemble, et pas juste de distribution, du coût de l'électricité offert à l'ensemble des consommateurs québécois, de même qu'HQD a la capacité d'influencer l'évolution de l'offre électrique via par exemple les programmes d'économie d'énergie et le développement des énergies renouvelables.

B) Évolution des coûts et de la rentabilité d'H.Q. intégrée

Le bilan financier d'H.Q. (voir prochain tableau) nous indique, même en 2004, une amélioration de la rentabilité d'H.Q. dans son ensemble ainsi que pour la division HQD, dont le déficit selon la méthode comptable propre à H.Q., passerait de -188 M\$ en 2002, à -133 M\$ en 2003 et fort probablement plus de 200 M\$ pour 2004.

La baisse des frais financiers a permis d'absorber la hausse, des deux premiers trimestres de 2004, des coûts d'approvisionnements en vue de rétablir le niveau des réservoirs du producteur. Mais le niveau des barrages s'étant rétabli, à l'été 2004, le producteur a recommencé à exporter au troisième trimestre.

À noter que le taux de rendement de la division production se situerait autour de 27% en 2002 et 2003, soit près de 3 fois le taux de rendement autorisé sur les activités réglementées (transport et distribution).

Lors de la présentation du rapport financier trimestriel 2004 : H.Q. distribution a indiqué pouvoir atteindre son rendement autorisé en 2004. De plus TransÉnergie indique avoir subi une baisse de revenus de 87 M\$ des revenus provenant des réservations de service de transit à long terme du type point à point sur le réseau. Sur une base annuelle (si cette baisse est nette de la hausse du service de transport de court terme) cela indiquerait une baisse d'environ 115 M\$ de revenus du point à point que pourrait se faire refiler la charge locale sur son prochain compte de transport, ce qui reste à surveiller.

La vente de la participation d'H.Q. dans Noverco explique une bonne part de la hausse du profit d'H.Q. de 317 M\$ dans les 9 premiers mois (gain sur disposition de 265 M\$). Les ajustements tarifaires ont, quant à eux, généré un peu plus de 220 M\$ en hausse de revenus.

T. 1) Données sur les divisions d'H.Q. (R.A. H.Q. 2002, 2003 et trimestriel 2004-III)

2003	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	8 661	321	3 638	-1 195	11 425
Ventes intersectorielles	44	2 641	4 274	1 918	8 877
Amorti./déclassement	437	622	828	29	1 916
Frais financiers	445	977	1 171	141	2 734
Bénéfice net	-133	397	1 741	-74	1 931
Investissements	553	1 002	1 431	147	3 133
Immo. nettes	8 024	17 248	24 286	1 307	50 865
Actif total	9 931	18 479	25 218	4 075	57 703
Employés à exploitation				0	
Taux de rendement *	-5,28%	8,47%	27,23%	-7,16%	13,20%

2002	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	8 180	309	3 638	874	13 001
Ventes intersectorielles	37	2 734	4 274	1 832	8 877
Amorti./déclassement	445	639	828	150	2 062
Frais financiers	492	1 078	1 352	136	3 058
Bénéfice net	-409	389	1 563	-17	1 526
Investissements	525	702	1 033	196	2 456
Immo. nettes	7 939	16 935	23 558	1 262	49 694
Actif total	9 755	18 268	24 065	7 010	59 098
Employés à exploitation	7 388	3 206	3 339	5 867	19 800
Taux de rendement	-17,86%	9,07%	27,67%	-1,03%	11,00%

Taux rendement=Bénéfice net division/(Avoir propre H.Q. part d'Immo. nettes de division)

9 premiers mois					
2004 Produits externes	6522	223	965	20	7730
2004 Bénéfices nets	88	344	1167	190	1789
2003 Produits externes	6300	233	1346	29	7908
2003 Bénéfices nets	-188	301	1437	-78	1472

H.Q. indique maintenir son engagement de geler ses charges d'exploitation, à l'exclusion des filiales et des participations, au niveau prévu pour 2003. On observe que les frais financiers d'H.Q. s'élevèrent à 1 634 M\$ pour les 9 premiers mois de 2004, soit une diminution de 392 M\$ ou 19,3 %, comparativement au 30 septembre 2003, cela étant dû selon H.Q. essentiellement à l'effet du taux de change.

Il reste dans les circonstances étonnant de voir la hausse marquée du taux de la dette prévue en 2005 par HQD, ce à quoi nous reviendrons.

C) Évolution des coûts et du revenu requis d'HQD

Nous traitons en détail dans la présente section de l'évolution des coûts et du revenu requis d'HQD pour les années 2001 (données tirées de R-3492-02) à 2005.

Selon le prochain tableau le revenu requis d'HQD passe de 8 601,4 M\$ en 2001 à 8 990,8 en 2004 et à 9 257,9 M\$ en 2005 : il y a donc une hausse du revenu requis de 656,5 M\$ ou 7,6% entre 2001 et 2005 et de 267,1 M\$ ou 3% entre 2004 et 2005 soit depuis le dernier dossier tarifaire. Cette dernière hausse en un an est due à 64,6% à la hausse du coût d'approvisionnement et à 35,4% à la hausse du coût de distribution et service à la clientèle; on étudie ci-bas plus en détail les causes de la hausse du revenu requis.

Les hausses de coûts les plus marquées sont donc :

a) le coût d'approvisionnement qui passe de 4 099,3 M\$ en 2001 à 4 517,8 M\$ en 2004 et à 4 690,4 M\$ en 2005 (hausse de 591,1 M\$ ou 14,4% entre 2001 et 2005 et de 172,6 M\$ ou 3,82% de 2004 à 2005).

Une forte proportion de la hausse du coût d'approvisionnement en 2005 provient de l'approvisionnement postpatrimonial (HQD-8 doc. 2 p. 3, dont le coût est haussé de 120,7 M\$ au total, dont une hausse de 166,3 M\$ pour les clientèles régulières, desservies par le contrat patrimonial, en partie compensée par la baisse en approvisionnement des tarifs de gestion (de 80,2 M\$ en 2004 à 34,6 M\$ en 2005). La facture nette pour l'électricité patrimoniale, i.e. après ajustement pour les contrats spéciaux, passe quant à elle de 4 437,6 M\$ en 2004 à 4 489,5 M\$ en 2005 soit une hausse de 51,9 M\$ ou 1,2%.

À noter que l'ajustement pour les contrats spéciaux tend à la baisse : passant de 145 M\$ en 2001, à 186,3 M\$ en 2002, 170 M\$ en 2003 (114,6 M\$ prévu dans le dossier tarifaire R-3492-02 selon HQD 5 doc. 2, page 5) à 132,1 M\$ en 2004 (prévu 85,9 M\$ dans le dossier R-3492-02) à 114,1 M\$ en 2005, sans que l'on puisse vérifier la validité de cette valeur (réalisée ou prévue) et dont la prise en compte pourrait justifier à elle seule une fermeture réglementaire pour s'assurer que les clientèles régulières soient traitées justement, considérant la tendance à sous-évaluer les prévisions de cet ajustement de la part d'H.Q.. Donc l'ajustement pour les contrats spéciaux en 2005 pourrait vraisemblablement être sous-estimé de l'ordre de 40 M\$ à 50 M\$, ce que la Régie devrait contrevérifier sérieusement.

Pour 2005 le coût moyen du postpatrimonial (8,06¢/kWh soit 7,5¢ plus le taux de perte de 7,5%) selon HQD est d'environ 2,91 fois le prix moyen d'approvisionnement patrimonial (2,77¢/kWh montant ajusté de la baisse du taux de perte) (HQD 12 doc. 4, p. 16).

Pour les consommateurs résidentiels le coût d'approvisionnement est plus élevé ainsi que le différentiel du coût d'approvisionnement : soit pour le tarif D et DM 3,20¢/kWh au patrimonial vs 9,33¢/kWh au postpatrimonial (soit 2,92 fois le coût patrimonial).

T 2) Évolution de la base tarifaire, du revenu requis et des revenus tarifaires, M\$, 2001-2005

Exercice terminé le 31 décembre R-3492-2002 phase 2 et R3541-2004	Historique 2001	Historique 2003	Base 2004	Témoin 2005	% d'augmentation 2005/2001 2005/2004	
Achats d'électricité	4 099,3	4 505,8	4 517,8	4 690,4	14,42%	3,82%
Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 313,0	0,00%	0,00%
Coût distribution/Ser. Client.	2 189,1	2 096	2 160	2 254,5	2,99%	4,38%
REVENUS REQUIS	8 601,4	8 914,8	8 990,8	9 257,9	7,63%	2,97%
Revenus aux tarifs actuels	7 796,6	8 571,4	8 940,1	9 123,3	17,02%	2,05%
Écart	804,8	343,4	50,7	134,6	-83,28%	165,5%
Hausse tarifaire requise en %	10,3%	4,01%	0,57%	1,48%	-85,71%	160,2%
Ventes en TWh	152,21	167,09	165,57	169,29	11,22%	2,25%
Revenu requis moyen ¢/kWh	5,65	5,34	5,43	5,47	-3,23%	0,71%
Revenu tarifaire moyen ¢/kWh	5,12	5,13	5,40	5,39	5,21%	-0,19%
RENDEMENT BASE TARIFICATION	799,2	666,3	664,2	727,8	-8,93%	9,58%
dont Coût de la dette	529,1	416,1	400,6	453,8	-14,23%	13,28%
dont Rendement sur avoir propre	268,7	250,2	263,7	274,0	1,96%	3,89%
Achats de combustible	25,6	30,2	29,1	31,1	21,48%	6,87%
Charges brutes directes	794,2	847,2	888,8	902,2	13,60%	1,51%
Taxes	98,7	104,2	106,3	102,4	3,75%	-3,67%
Charges de services partagés	398,5	391,5	376,6	370,2	-7,10%	-1,70%
Frais corporatifs	35,8	32,5	35,4	36	0,56%	1,69%
Amortissement/déclassement	423,1	432,4	455,2	468	10,61%	2,81%
Crédits divers	-386	-408,3	-395,6	-383	-0,78%	-3,19%
Coûts capitalisés	-254,1	-269,5	-287	-292,8	15,23%	2,02%
Facturation interne émise	-23,8	-44	-49,8	-50,4	111,76%	1,20%
Facturation externe émise	-70,3	-55,7	-54,7	-54,1	-23,04%	-1,10%
Éléments exceptionnels	-37,8	-39,1	-4,1	14,3	-137,83%	-448,8%
DÉP. PRESTATION SERVICE	7802,2	8248,5	8326,6	8530,095	9,33%	2,44%
Dépenses selon la fonctionnalité en % du revenu requis						
Achats énergie	47,7%	50,5%	50,2%	50,7%	6,3%	0,8%
Coût transport	26,9%	25,9%	25,7%	25,0%	-7,1%	-2,9%
Coût distri./Services client.	25,5%	23,5%	24,0%	24,4%	-4,3%	1,4%
Dépenses en % du coût distri./serv. clientèle						
Masse salariale	23,2%	28,3%	28,2%	27,6%	18,7%	-2,2%
Coût capital Rendement/amortissement	55,8%	52,4%	51,8%	53,0%	-5,0%	2,3%
Services partagés/corporatifs	19,8%	20,2%	19,1%	18,0%	-9,2%	-5,5%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8164	8207,3	8317,4	8472,7	3,78%	1,87%
Taux de rendement sur base tarifaire	9,790%	8,120%	7,990%	8,670%	-11,44%	8,51%
Taux moyen de la dette (méthode Régie)	9,970%	7,800%	7,410%	8,240%	-17,35%	11,20%
Taux rendement moyen avoir propre	9,405%	8,710%	9,060%	9,240%	-1,75%	1,99%
Achat électricité patrimoniale	4046,9	4439,5	4437,6	4489,5	10,94%	1,17%
Achat électricité non patrimoniale	52,4	66,3	80,2	200,9	283,40%	150,50%
Masse salariale distributeur	508,5	594,1	609	621,4	22,20%	2,04%
IPC P.Q.	113,2	118,4	120,768	122,22	7,97%	1,20%

R-3541-04: HQD-7 doc. 1; R3492-02 : HQD-4 doc. 1 p. 3, HQD-4 doc. 2, p. 3, HQD-5 doc. 2 p. 3, doc. 4 p.3, HQD-7 doc.

Donc l'impact de la croissance du coût d'approvisionnement est encore plus marqué pour les consommateurs résidentiels.

Selon les résultats des deux derniers appel d'offre fournis sur le site d'H.Q. le prix moyen de l'approvisionnement postpatrimonial risque d'être même plus élevé : en effet pour 2 appels d'offre (A/O 2004-04-Court Terme 900 GWh de mai à septembre 2005 au coût moyen de 6,9¢/kWh et A/O 2004-03-Court terme 800 GWh couvrant les mois de janvier à avril 2005 au coût moyen de 8,7¢/kWh) on obtient un prix moyen de 8,33¢/kWh (7,75¢ + 7,5% perte). La couverture des aléas climatiques est aussi susceptible de faire augmenter ce prix moyen vu le prix d'approvisionnement plus élevé en période d'hiver.

À court terme chaque hausse de 1% de la demande d'énergie post patrimoniale tend à faire augmenter le revenu requis par H.Q. d'environ 1,5% ($2,9 * 1\% * 0,5066$ où 0,5066 est la part du coût d'approvisionnement dans le revenu requis total) alors que la croissance de la demande patrimoniale exerçait une pression moins forte sur les coûts et le revenu requis (une hausse de 1% du patrimonial amenant une hausse de l'ordre de 0,5% du revenu requis ($1\% * 0,5066$)).

Même si les autres coûts restent fixes, le coût d'approvisionnement post patrimonial plus élevé (8,06¢/kWh) est à même de provoquer une hausse tarifaire :
pour 1% de hausse de demande, la hausse tarifaire serait de l'ordre de $1\% * (8,06\text{¢} - 5,4\text{¢}) / 5,4\text{¢}$ soit de 0,5% (5,4¢ étant le revenu moyen actuel retiré des ventes par H.Q.).

Il est donc impératif de bien contrôler le coût des approvisionnements futurs autrement cela exercera une pression accrue sur les tarifs, en plus des pressions exercées par les autres composantes de coûts.

À notre sens le mécanisme actuel d'approvisionnement n'est pas à même d'assurer la minimisation du coût d'approvisionnement, cela nous fait plutôt tendre à niveler notre coût d'approvisionnement avec le coût d'approvisionnement nord américain, sans égard avec le coût réel d'approvisionnement à partir de nos propres ressources énergétiques.

Il nous apparaît entre autres que l'utilisation d'un service de stockage à même nos réservoirs pourrait permettre de réduire le coût d'approvisionnement post patrimonial. L'écart de 1,8¢ observé entre l'approvisionnement en période d'hiver (8,7¢/kWh) et la période d'été (6,8¢/kWh) pourrait ainsi être réduit en faisant appel à un mécanisme d'équilibrage (offert à 0,9¢/kWh par H.Q. Production pour équilibrer l'apport des éoliennes) afin de profiter des prix plus faibles hors pointe, et de stockage (dont il serait intéressant de connaître le coût) afin de profiter des prix plus bas en été.

Nous croyons aussi que le rétablissement du niveau des barrages d'HQ Production permettrait de fournir à court terme les besoins post patrimoniaux à moindre coût que ce que les appels d'offre sur les marchés externes ont fourni à maintenant.

Dans son plan d'approvisionnement déposé le 1er novembre 2004, H.Q. indique que des

appels d'offres de court terme ont déjà été lancés en vue de combler des besoins de l'ordre de 3,5 TWh en 2005 et qu'elle lancera d'autres appels d'offres l'an prochain pour combler des besoins de court terme d'environ 6 TWh en 2006.

La question de la responsabilité d'H.Q. et d'HQD en regard de l'évolution du coût d'approvisionnement se pose ici de manière cruciale et nous croyons que la future politique énergétique du Québec devrait apporter une réponse claire à cet effet à défaut de quoi le prix de l'électricité au Québec deviendra de moins en moins compétitif relativement aux autres juridictions.

H.Q. indiquait que le prix d'approvisionnement en Ontario était croissant (HQD-13, Doc. 1, p. 17) soit 4,7 ¢/kWh pour les premiers 750 kWh et de 5,5 ¢/kWh pour le reste de l'énergie consommée par mois, pour les consommateurs résidentiels, agricoles et commerciaux consommant moins de 250 000 kWh par année, il demeure que le prix d'approvisionnement postpatrimonial (8,06¢/kWh) est plus élevé, jusqu'à nouvel ordre, que la seconde tranche du prix d'approvisionnement en Ontario.

b) Le coût du service de transport est gelé dans la présente demande tarifaire d'HQD, par contre on risque fort de subir une hausse du revenu requis de l'ordre de 26,4 M\$ (hausse de 2 609,2 M\$ autorisé en 2001 à 2635,6 M\$ requis en 2005 dans la demande R-3549-2004 HQT6 doc. 2 page 3) en plus d'une hausse du fardeau de la charge locale s'il y a baisse des revenus des services points à points (qui pourrait se chiffrer dans l'ordre du 100 M\$, voir section C). Une hausse de l'ordre de 125 M\$ du service de transport pour la charge locale équivaut en 2005 à une hausse tarifaire moyenne de 1,37% pour les tarifs de distribution de la charge locale, ce qui est un effet significatif, mais dont on aura la surprise que plus tard en 2006 possiblement, avec en plus un rendement qui s'ajoutera au compte de frais reporté.

c) L'autre source importante d'augmentation du revenu requis du distributeur est la hausse des coûts de distribution et de service à la clientèle qui passent de 2 189,1 M\$ en 2001 à 2 160 M\$ en 2004, à 2 254,5 M\$ en 2005 (hausse de 65,4 M\$ entre 2001 et 2005, ou 3%, vs une hausse de 94,5 M\$ ou 4,4% entre 2004 et 2005).

1) Grâce à la baisse des taux d'intérêt et le renforcement de notre dollar entre 2001 et 2004, le coût de distribution et service à la clientèle a subi une baisse entre 2001 et 2004 pour remonter en 2005 puisqu'H.Q. prévoit une hausse des frais sur la dette.

Il devient important de bien comprendre d'où provient la hausse du coût de la dette et du taux de rendement sur avoir propre entre 2004 et 2005.

H.Q. avait d'abord proposé une méthodologie nouvelle pour évaluer le coût de la dette qui devait mettre à l'abri des pertes de change les clientèles réglementées. Le taux moyen de la dette qui en découlait était pour 2005 de 8,37% (HQD-11, Doc. 1. 30/09/04, p. 3 donnant des

frais sur la dette de 461 M\$) alors que le taux de dette obtenue par la méthode requise par la Régie de l'énergie (basée sur le taux moyen de la dette intégrée d'H.Q.) donne plutôt un taux de 8,24% et des frais sur la dette de 453,8 M\$.

La dette d'H.Q. a une échéance moyenne de 13,9 ans (HQD-11, Doc. 4, annexe 6), elle réagit donc à délai aux hausses de taux d'intérêt.

H.Q. vise 20% de dette à taux de court terme (taux flexible) et le reste à taux fixe (titres de 5 ans et 30 ans si le marché s'y prête, HQD-11, Doc. 4, p. 12) . Une fois spécifiés la composition et le niveau de la dette (incluant les émissions nouvelles de dettes nettes des rachats) H.Q. évalue les taux d'intérêts et le coût de la dette à partir des paramètres tirés des prévisions du Consensus Forecast d'août 2004 (HQD-11, Document 4, annexe 10). Le taux moyen de la dette estimé passe de 7,8% en 2003 à 6,89% en 2004 à 8,24% en 2005.

(HQD-11, Doc. 4, p. 23) Selon les prévisions du consensus d'août 2004, les taux à court terme augmentent de façon importante soit plus de 1 % au Canada et 1,65 % aux États-Unis. Il en résulte selon H.Q. un effet de taux d'intérêt de 130 M\$ p/r aux frais financiers de 2004. Les gains liés à la réévaluation du taux de change diminuent fortement en 2005 relativement à 2004. (HQD-11, Doc. 4, p. 26) Selon H.Q. on constate "que le niveau du coût de la dette de 2004 a bénéficié de la conjonction de quatre phénomènes particulièrement favorables :

- 1- des niveaux de taux d'intérêt parmi les plus bas observés historiquement ;
- 2- un effet volume et composition très favorable sur les échéances de dettes en \$US ;
- 3- une amélioration de la devise et
- 4- la constatation de gains de change exceptionnels. Ces effets disparaissent en 2005."

Somme toute les prévisions de taux d'intérêt et de taux de change sont ici cruciales. Les experts ne s'entendent pas sur l'évolution du taux de change canadien dans les prochaines années et il nous apparaît très risqué de dire que notre dollar ne sera pas réévalué en 2005. Dans la mesure où le taux de change et le taux d'intérêt sont difficilement prévisibles il nous apparaît important d'en tenir compte dans nos techniques de prévision du taux de la dette et de retenir la possibilité d'effectuer une fermeture des livres afin de corriger toute erreur significative de prévision des coûts afin de protéger les clientèles réglementées.

Si on compare les réalisations et prévisions de taux de la dette effectuées par H.Q. dans la précédente cause tarifaire à celles de la présente cause on s'aperçoit qu'il peut y avoir des écarts significatifs. Les erreurs sur la prévision du taux de la dette peuvent se traduire par une surestimation des coûts et du revenu requis allant de 20 M\$ à 55 M\$.

* La prévision du taux d'intérêt affecte aussi l'évaluation du taux de rendement sur avoir propre. Si le taux de rendement sur la base tarifaire demeurait en 2005 au niveau de 2004, soit environ 8%, alors le rendement sur la base tarifaire serait plutôt de 677,82M\$ soit 49,98 M\$ de moins que le rendement proposé par H.Q. (727,8 M\$ au taux de 8,67%).

T. 3) Comparaison des prévisions et réalisations de taux de dette

Taux moyen sur dette comparé	2001	2002	2003	2004	2005
Cause R-3492-2002	9,97%	8,93%	8,22%	7,87%	
Cause R-3541-2004			7,80%	6,89%	8,24%
Écart en absolu (pour 2005 moyenne 2003 et 2004)			0,42%	0,97%	0,70%
Impact potentiel sur coût de la dette en M\$			22	53	38
Base tarifaire M\$ (65% dette)			8 207,3	8 317,4	8 472,7

Selon le profil financier d'H.Q. 2003-2008, p. 9, le coût moyen de la dette d'H.Q. en 2002 (8,4%) surpasse celui des 7 autres entreprises comparées (7% B.C. Hydro, 5,9% Tennessee Valley, 4,1% Bonneville Power), il dépasse aussi celui du gouvernement du Québec (taux moyen pondéré dette directe 6,07% en 2003, 6,3% en 2002, comptes publics 2002-03 p. 30).

2) Les taxes subissent une légère décroissance en 2005, alors que le remplacement de la taxe sur revenu brut (43,1 M\$ en 2004) en taxe sur les services publics (38,3 M\$) décidé par le Ministre des finances du Québec laissait supposer au départ une hausse substantielle de taxe pour les secteurs transport et distribution; il faudra s'assurer que cette situation perdure dans l'avenir.

Concernant la prime de garantie gouvernementale de 0,5% de la valeur des emprunts garantis, nous questionnons toujours le fait que, malgré sa présence dans le revenu requis du distributeur, que cette prime ne réduise pas significativement de l'autre côté le niveau de risque du distributeur et du transporteur et donc la prime de risque incluse dans le rendement sur avoir propre.

3) Les charges de service partagés subissent une diminution (7% depuis 2001, 1,7% depuis 2004) alors que les frais corporatifs subissent une hausse : de 32,5 M\$ en 2003 à 36 M\$ en 2005, soit une hausse de 3,5 M\$ (10,8%) entre 2003 et 2005 ce qui constitue une hausse élevée, relativement à l'inflation, bien que la hausse entre 2004 et 2005 soit plus modérée (0,6 M\$ ou 1,7%). Il demeure que l'analyse de l'évolution des coûts entre 2001 et 2005 reste complexe à faire étant donné les changements de structures organisationnelles opérées au sein d'H.Q. entre 2001 et 2004 pour les services partagés et les services corporatifs.

Les charges du Centre de Services partagées baissent de 274,2 M\$ en 2003 à 265,1 M\$ en 2005 (baisse de 3,3% en 2 ans) grâce à la réduction des frais liés aux services de bâtiments (qui passent de 71,5 M\$ à 55,4 M\$ dans la période, soit une baisse significative de 22,5%), par contre la gestion du matériel augmente de 30,5 M\$ à 33,3 M\$ (hausse de 9,2%). Pour le détail des chiffres, à moins de référence spécifique, voir le document Excel fourni par H.Q..

Les technologies de l'information voient leurs frais baissés de 78,2 M\$ en 2003 à 73,7 M\$ en 2005 (baisse de 5,8%) grâce à la baisse des frais de solutions informatiques (de 26,2 M\$ à 19,7 M\$, - 24,8%) et des frais d'exploitation des technologies (de 29,8 M\$ à 25,5 M\$,

-14,4%); par contre les frais de bureautique augmentent de 22,2 M\$ à 28,5 M\$ (hausse de 28,4%).

Les télécommunications de service (téléphonie) passent de 28,8 M\$ en 2003 à 31,6 M\$ en 2005 (hausse de 9,7%), alors que les services transactionnels comptables augmentent de 6,1 à 8,1 M\$ (+32,8%) et les services de logiciels de gestion passent de 1,6 M\$ à 6,6 M\$ (hausse de 312,5%).

Du côté des unités corporatives on observe une hausse de 36,2 M\$ à 36,7 M\$ (1,38%) par contre les frais de la composante ressources augmentent de 15,1 M\$ à 17,8 M\$ (+17,9%)

Enfin les frais de services fournis par H.Q. TransÉnergie diminuent de 41,6 M\$ à 34 M\$ en partie dû au transfert des services corporatifs (2,1 M\$) et à la baisse des charges de télécommunications spécialisées (25,9 M\$ en 2003, soit 28 M\$ moins si on enlève le 2,1 M\$ de frais corporatifs, à 23,7 M\$, soit une baisse de -8,5%) et des charges d'ateliers spécialisés (de 10,5 M\$ à 7,2 M\$, - 31,5%).

Nous considérons toujours qu'une méthode d'allocation des frais corporatifs basée sur les immobilisations nettes (16,6% des frais corporatifs à HQD en 2005 selon HQD-14 doc. 2, p. 25) serait plus équitable considérant la part des frais de distribution/SAC dans le revenu requis total et la part des activités réglementées dans le revenu total d'H.Q. en 2003 par exemple (18,35% en 2003, voir tableau page 10), mais la méthode retenue par la Régie constitue selon nous un moyen terme plus équitable que ce que préconisait H.Q. dans la précédente cause R-3492-2002.

Nous avons déjà signifié à la Régie notre crainte à l'effet que la facturation et la tarification des services partagés et des services corporatifs n'assurent pas un partage juste et équitable des coûts qui y sont liés. Notamment dans le cas des services de télécommunication ou de réseau informatique central nous croyons que le recouvrement des coûts fixes importants laisse place à un certain niveau d'arbitraire dans la fixation des prix de services, en sorte qu'il est bien possible que les services non réglementés n'assument pas leur juste part des coûts globaux du réseau, car alors les coûts spécifiques strictement liés à l'usage sont faibles relativement aux coûts communs.

Nous insistons pour que la Régie surveille en continu cette question du partage des coûts communs de réseau, autant que la tarification des coûts spécifiques que l'on peut rattacher directement à l'usage, ainsi que le niveau de consommation de chaque service .

Questionnements concernant les frais partagés :

Dans notre mémoire de la seconde phase de R-3492-2002 (voir pages 24 à 26) nous faisons valoir qu'HQD assumait dans certains cas une part de la facture supérieure à la part

de volume de service qu'elle consommait chez H.Q., dans la présente cause la situation semble être corrigée dans l'ensemble.

Nous nous questionnons par contre sur le fait qu'HQD utilise 48,4% des appareils radio-mobile (HQD-8 doc. 3, p. 7) alors qu'elle assume 65,1% de la facture totale liée aux radios mobiles (HQD-8 doc. 7, p. 10). Ce partage des frais doit être mieux justifié, car il n'est pas clair qu'HQD doive utiliser par exemple une part plus importante, que les autres divisions, d'équipements numériques plus coûteux.

Certaines hausses de coût unitaire doivent être mieux justifiées et rejetées s'il y a lieu. Par exemple la facture des services transactionnels a augmenté de 32,8% (de 6,1 M\$ à 8,1 M\$) alors que la quantité de services facturés a augmenté de 8,8% (de 432 793 à 470 338 selon HQD-8 doc. 7.1 p. 4 à 8) . Cette hausse du coût unitaire nous semble exagérée alors que la technologie entraîne normalement des coûts à la baisse à ce chapitre.

Dans notre mémoire en phase 2 (p. 24) nous indiquions ceci " - (HQD-5 doc. 5.1 p. 5 à 7) En 2004 HQD assume 40,7% de la facture pour les services de transaction comptable alors qu'elle accapare 18,3% du volume de services facturés (7,2 M\$ facturé à HQD sur un total de 17,7 M\$). La facture ne semble pas approprié au volume consommé."

On observe tout de même une modification importante au niveau de la part du volume de services facturés à HQD que l'on s'explique mal.

De même la hausse des frais totaux des unités corporatives (de 119,6 M\$ en 2003 à 129,1 M\$ en 2005, soit une hausse de 8% selon *HQD-8, Document 7.2* p. 5) nous apparaît élevée.

Tout comme nous l'avons signifié dans notre mémoire en phase 2 de R-3492-2002 (page 25) le calcul des frais financiers et du rendement sur avoir propre des services partagés nous cause problème (voir HQD-8 doc. 7 page 13). Le rendement est obtenu en soustrayant du rendement global auquel aurait droit le distributeur des frais financiers propres aux fournisseurs, ce qui entraîne que le rendement sur avoir propre fluctue beaucoup et est potentiellement exagéré. Par exemple le rendement inclus dans les charges du CSP passe de 4,2 M\$ en 2003 à 3,9 M\$ en 2004 à 6,4 M\$ en 2005, alors que pour H.Q. TransÉnergie le rendement inclus varie respectivement de 1,3 M\$ à 2 M\$ à 3 M\$.

Il faudrait standardiser le processus pour déterminer le rendement à inclure dans la facture des services partagés en s'assurant que cela soit fait de manière équitable et juste pour les clientèles d'HQD.

4) L'amortissement/déclassement a cru de 12,8 M\$ (2,81%) de 2004 à 2005 et de 44,9 M\$ depuis 2001 (10,61%) soit à un niveau supérieur à l'inflation au Québec (1,2% entre 2004 et

2005, et 8% entre 2001 et 2005). L'amortissement sur les immobilisations augmente de 393,9 M\$ en 2003 à 411,5 M\$ en 2005 (hausse de 4,5% en 2 ans) pour les actifs incorporels cela passe de 28 M\$ en 2003 à 40,2 M\$ en 2005 (hausse de 43,5% en 2 ans) alors que celui sur les actifs réglementaires passe respectivement de 6,1 M\$ à 16,3 M\$ (+ 167,2%). Il est important d'assurer un contrôle serré de ces éléments dans leur réalisation comme dans leur prévision car leur croissance dépasse de beaucoup l'inflation.

5) La masse salariale a cru de 22,2% entre 2001 et 2004 et de 2,04% de 2004 à 2005 et 2,51% entre 2003 et 2004, ce qui est supérieur à l'inflation au Québec (8% entre 2001 et 2005, 2% entre 2003 et 2004 et 1,2% entre 2004 et 2005).

Il nous faut ici porter l'attention sur les domaines d'emploi qui sont rémunérés à des taux significativement plus élevés selon la dernière comparaison salariale effectuée en 2003.

i) Le marché de comparaison et le niveau de salaire des différents groupes d'emploi :

Le marché de comparaison (HQD-8 doc, 4 p. 21) des salaires auquel réfère H.Q. devrait prioriser, comme on l'a déjà indiqué dans la précédente cause, le marché québécois car les salaires pratiqués au Québec sont plus faibles que dans le reste du Canada.

Ceci assurera que les coûts d'H.Q. sont en lien direct avec les salaires et le coût de la vie propre au Québec, afin de garantir en bout de ligne des prix aux consommateurs qui correspondent à leur capacité de payer.

Nous croyons que la fonction publique québécoise devrait faire partie du marché de comparaison.

Quant aux salaires chez H.Q. qui sont significativement plus élevés que la médiane des marchés de comparaison (notamment les spécialistes, +8%, les cadres, + 9% et techniciens +15%), nous croyons toujours qu'H.Q. devrait s'engager, à moins de justification sérieuse, dans un plan de rééquilibrage afin de normaliser la situation dans les délais les plus brefs possibles tout en respectant les conventions collectives en place par respect pour les travailleurs et travailleuses.

On observe que ce sont aussi les corps d'emploi qui sont susceptibles de recevoir les plus hauts pourcentages de prime au rendement qui sont visés par ces excédents de revenu (notamment spécialistes (dont, selon **HQD-14, Document 2 p. 22**, les primes vont entre 8 et 10% du salaire) et cadres (primes entre 10 et 20% du salaire), alors que les autres corps d'emploi peuvent toucher des primes pouvant atteindre 4,5% de leur salaire; il y aurait lieu de juger de la pertinence des niveaux de primes au rendement qui leur sont remis en regard des comparaisons de salaires avec le marché de comparaison.

Enfin nous répétons que la référence à la médiane ne nous apparaît pas suffisant : cela

devrait être complété par la référence aux salaires moyens du groupe de comparaison car des écarts importants peuvent exister entre ces deux variables statistiques.

ii) Primes au rendement versées aux employés et aux cadres :

La Régie a déjà décidé dans la cause R-3492-2002 de reconnaître une partie des bonis versés aux employés du distributeur comme faisant partie de son revenu requis.

Une partie des bonis, environ le tiers des bonis, en liens avec les profits globaux d'H.Q. ont été refusés mais H.Q. demande (voir HQD 8 doc. 4 p. 12 et +) que ces autres bonis soient aussi reconnus admissibles considérant notamment que cela fait partie de la politique salariale d'ensemble et que les hausses de salaires accordées par H.Q. étaient inférieures aux hausses que le marché aurait pu accorder, de même que la distribution des bonis dépend des objectifs propres à la division même si le déclencheur constitue le profit global de l'entreprise H.Q. d'où le bien fondé selon H.Q. des primes au rendement.

Les données de Stat. Can. (voir prochain tableau) nous indique que les hausses moyennes issues des conventions collectives tournent autour de 2,5% au Québec entre 2000 et 2004, alors que le salaire hebdomadaire moyen a cru de 2,1% en moyenne entre 2000 et 2003 (syndiqués et non syndiqués confondus). Les données montrent que le secteur des services publics présente un salaire moyen plus élevé que dans le reste de l'économie québécoise, ce qui est le résultat combiné des conventions collectives négociées et de l'expérience et du niveau de formation des employés.

T. 4) Salaires et hausses salariales au Québec 2000 à 2004 (données Statistiques Canada)

P.Q. Année	Salaire hebdomadaire moyen		Hausse moyenne en % des conventions collectives		
	Toutes industries	Services publics	Public & Privé	Privé	Public
Série Cansim 2 ->	V4271777	V4271780	V4385806	V4392866	V4392638
2000	616,28 \$	1 087,66 \$	2,67	3,45	2,38
2001	627,58 \$	1 085,63 \$	2,98	2,52	3,08
2002	644,64 \$	1 106,06 \$	2,12	2,38	2,20
2003	656,50 \$	1 131,54 \$	2,10	2,60	1,93
2004			2,75	2,65	3,10
Hausse moyenne	2,13%	1,33%	2,52	2,72	2,54
			Pour 2004 moyenne des 2ers trimestres		

Il faut s'assurer que les salaires offerts aux employés d'H.Q. soient à la fois compétitifs et justes en tenant compte de la qualification et de l'expérience des employés, mais aussi en tenant compte de la capacité de payer des clientèles dont le salaire moyen se situe à un niveau inférieur au salaire moyen chez H.Q.. On observe ainsi que les hausses de salaire accordées par H.Q., combinées aux primes au rendement, fournissent des hausses de

revenu qui sont supérieures aux hausses salariales obtenues dans l'économie du Québec.

Nous pensons que la récompense des employés pour l'amélioration du profit doit être assumée par H.Q. ou son actionnaire principal, et non la clientèle, et que seules les récompenses qui visent l'amélioration de la qualité du service devraient être passées au coût de service dans la mesure où H.Q. prouve rigoureusement que les consommateurs en tirent un bénéfice net en terme de rapport qualité/prix. Le fardeau de la preuve à cet effet revient à H.Q. qui ne nous a aucunement convaincus que de tels bonis sont vraiment à l'avantage de ses clientèles.

Les bonis qui sont liés à l'atteinte et à l'amélioration du rendement d'H.Q. constituent selon nous une façon détournée d'accroître le taux de rendement sur les activités réglementées et devraient être assumés par H.Q. ou l'actionnaire.

Quant aux bonis liés aux résultats des divisions, il faut que ces objectifs et résultats soient vraiment dans l'intérêt de la clientèle et qu'H.Q. prouve que la clientèle en tire des avantages nets. Autrement ce type de boni ne devrait pas être assumé par les clientèles réglementées.

6) Facturation interne et externe émises : la réduction des frais de gestion et de branchement et la réduction des amendes et autres produits divers explique la réduction de la facturation externe émise (qui passe de -55,7 M\$ en 2003 à -54,1 M\$ en 2005, soit une baisse de 2,87% en 2 ans), alors que la facturation interne émise augmente (passant de -44 M\$ en 2003 à -50,4 M\$ en 2005) grâce à l'usage interne (0 en 2003 à 17,3 M\$) dont l'effet est contré par la baisse de la refacturation d'espaces (de -32,9 M\$ à -28,2 M\$), la baisse des revenus de location de conduits (de -4,1 M\$ à -2 M\$) et des revenus de vente d'expertise et autres (de -6 M\$ à -2 M\$) sans que l'on puisse se prononcer sur le bien-fondé de ces réductions.

7) Les crédits divers : malgré le fait que les coûts capitalisés ont augmenté en absolu (de -269,5 M\$ en 2003, à -287 M\$ en 2004 à -292,8 M\$ en 2005) avec la hausse des investissements, le total des crédits divers se trouve à être plus faible en 2005 (-383 M\$) qu'en 2003 (-408 M\$ soit une baisse de 25 M\$) et 2004 (-395,6 M\$ soit une baisse de 12,6 M\$) cela étant dû à une baisse légère des crédits pour la facturation externe émise (-55,7 M\$ en 2003 à -54,1 M\$ en 2005, par contre c'était -70,3 M\$ en 2001) et un changement important au niveau des éléments exceptionnels (-39,1 M\$ en 2003 à 14,3 M\$ en 2005). Outre la baisse du crédit d'intérêts pour le remboursement gouvernemental suite au verglas (-5,9 M\$ en 2003 à -3,9 M\$ en 2005) le changement de cet élément provient essentiellement du crédit à la retraite qui, de crédit de -33 M\$ en 2003 devient nul en 2004 et une charge de 18,2 M\$ en 2005.

Dans le dossier R-3492-2002 (HQD-5 doc. 11, p. 4 et 5) le crédit de retraite était de -32 M\$

en 2001, -42 M\$ en 2002, -44 M\$ en 2003 et -18M\$ en 2004.

Nous assistons donc dans la présente cause à une réduction significative du crédit de retraite en 2003 et 2004; cet élément mériterait d'être justifié plus sérieusement et d'être contrevérifié par la Régie.

8) La référence à l'indice de prix propre au Québec :

H.Q. dans ses rapports annuels et dans sa requête tarifaire se réfère à l'évolution des prix dans l'ensemble du Canada. Pourtant des entreprises comme B.C. Hydro ou Manitoba Hydro réfèrent dans leurs rapports annuels à l'indice des prix de leur province, ce qui est logique car leur marché principal est constituée par leur charge locale provinciale.

Comme le marché réglementé d'H.Q. est situé au Québec et que l'indice des prix au Québec évolue différemment de l'indice des prix au Canada nous croyons qu'H.Q. devrait faire référence à l'indice des prix au Québec dans ses rapports annuels et ses requêtes devant la Régie. H.Q. devrait nous démontrer, preuve à l'appui, que la rareté des prévisions sur l'indice de prix québécois constitue un empêchement sérieux à l'utilisation de cet indice pour les fins réglementaires et financières, ce dont nous sommes loin d'être convaincus.

En tout état de cause H.Q. devrait référer à l'indice des prix au Québec pour effectuer les comparaisons historiques.

9) Concernant la tarification des services rendus aux entreprises affiliées (par Hydrosolution) la Régie devrait exiger que les coûts soient partagés au moins à égalité avec l'affiliée : par ex. Hydrosolution devrait assumer au moins la moitié des coûts d'envoi postaux des factures.

Conclusion concernant l'analyse des coûts et du revenu requis d'HQD

Il serait pertinent de disposer de 5 années de données comptables (2001 à 2005) comme l'a proposé H.Q. TransÉnergie dans sa demande tarifaire 2005 afin de pouvoir avoir une meilleure idée de l'évolution des coûts et du revenu requis d'H.Q..

Il devient impératif de pouvoir contrôler les coûts de l'approvisionnement postpatrimonial dont le coût moyen de court terme autour de 8¢/kWh dépasse de beaucoup le coût moyen de l'approvisionnement patrimonial (2,77¢/kWh) sans quoi le prix de l'électricité au Québec risque d'évoluer à des niveaux supérieurs à l'inflation pour plusieurs années encore ce qui affectera la compétitivité de l'électricité au Québec.

Parmi les éléments de coûts qui nous posent problèmes nous notons :

- l'ajustement pour les contrats spéciaux nous apparaît sous-évalué à l'avantage d'H.Q.
- nous considérons le prix d'acquisition de la fourniture post patrimoniale trop élevé; les efforts pour minimiser ce coût ne sont pas selon nous au rendez-vous;

- le coût moyen estimé de la dette nous apparaît trop élevé et il faudrait réévaluer la méthodologie pour estimer les taux d'intérêt et taux de change;
- même si la facture de transport reste fixe dans la présente demande il y a un risque élevé que cette facture soit accrue de manière substantielle pour la charge locale en 2005; la surprise risque fort de venir après la hausse tarifaire d'avril 2005 avec en plus un rendement sur un compte de frais reporté qui gonflera la facture;
- nous considérons que les primes au rendement devraient être assumées par H.Q. ou l'actionnaire sans quoi cela constitue selon nous une façon détournée d'augmenter le rendement autorisé sur avoir propre.

II) Allocation des coûts et protection de l'interfinancement

A) Modifications proposées par HQD aux méthodes d'allocation de coûts.

Le comité technique qui s'est penché de mai à juillet 2004 sur divers aspects des méthodologies d'allocation de coûts s'est limité aux sujets proposés par la Régie laissant de côté des sujets comme l'allocation des coûts de transport et l'allocation du déficit des réseaux autonomes. Nous discuterons plus loin de ces deux derniers enjeux. Nous traitons dans cette première partie des propositions de changement ou de statu quo soumises par H.Q. dans le document *HQD-12, Doc.1*.

a) Allocation des coûts de l'approvisionnement postpatrimonial :

HQD propose (*HQD-12, Doc.1*, p. 13) de répartir le total du coût de la fourniture patrimoniale et post patrimoniale de manière uniforme en fonction des caractéristiques globales des catégories de consommateurs, soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes.

HQD soutient que le premier alinéa de l'article 52.2 de la LRÉ précise la façon d'établir l'ensemble du coût de fourniture par catégorie de consommateurs en additionnant d'une part les coûts de l'électricité patrimoniale, des contrats d'approvisionnement et des blocs d'énergie, et d'autre part en répartissant ces coûts entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation (facteurs d'utilisation et les taux de pertes d'électricité des réseaux de transport et de distribution).

“Le Distributeur a fait valoir en rencontre technique les avantages de cette méthode par rapport à un traitement à la marge, considérant notamment que seul ce traitement respectait l'esprit de l'article 52.2 de la Loi.” (*HQD-12, Doc.1*, p. 18)

Cette façon de faire a l'inconvénient selon nous de fournir des prix pour l'électricité post

patrimoniale significativement plus élevés pour le secteur domestique (**HQD-12, Doc.1**, p. 15 et 26) soit 9,35¢/kWh pour le D/DM contre un prix moyen du post patrimonial de 8,06 ¢/kWh (après pertes et ajustement pour la grève chez ABI), alors qu'un traitement à la marge permet de diminuer le fardeau assumé par la clientèle domestique selon l'évaluation fournie par H.Q. en comité technique.

Ainsi une simulation de la répartition du coût de la fourniture (HQD-14 doc. 09.1 (Annexe-UC) p. 19 et 22) alloue selon la méthode du traitement global un montant de 2 176,9 M\$ (sur un coût total de 5 892,1 M\$) à la clientèle domestique, alors que la méthode marginale lui alloue 2 014,2 M\$ soit une différence de 162,7 M\$ (- 7,5%) indiquant qu'avec le temps des écarts significatifs dans le partage de coûts existent entre les deux méthodes (et ce sous les hypothèses d'HQD, notamment pour le coût des contrats spéciaux).

Nous ne faisons pas la même lecture de la Loi qu'H.Q.. Se référant aux articles de la LRE : **52.1.** Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des coûts de transport et de distribution.

L'A. **52.2.** Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que:

1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures...

On note d'une part que l'allocation des coûts entre les catégories de consommateurs doit se faire en tenant compte de leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

On réfère à leurs facteurs d'utilisation et à leurs taux de perte en parlant de chaque catégorie de consommateurs, donc il faut utiliser plus qu'un taux de perte et qu'un facteur d'utilisation pour chaque catégorie, et il faut séparer les caractéristiques de consommation associées à la consommation patrimoniale des caractéristiques associées à la consommation post-patrimoniale.

De plus la Loi dit clairement que pour évaluer le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale, qu'il faut additionner les produits du volume de consommation patrimoniale de

chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs. Donc les consommations patrimoniales doivent être évaluées pour chaque catégorie de consommateurs.

Contrairement à ce que laisse entendre H.Q. elle doit identifier la consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs à l'intérieur du bloc de 165 TWh avant pertes, et de là identifier la consommation post patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs et puis allouer le coût associé à cette électricité post patrimoniale en fonction des caractéristiques de consommation postpatrimoniale.

À noter qu'actuellement nous n'allouons pas le coût global de l'électricité patrimoniale directement entre les catégories de consommateurs, comme le laisse entendre le texte de la Loi. Plutôt on établit des prix de fourniture pour les diverses catégories de clientèles, en fonction des caractéristiques de consommation, puis on applique ces prix aux volumes d'énergie consommés par chaque clientèle.

Une façon de faire serait d'avoir une répartition normalisée du volume patrimonial (avec des ventes normalisées) et ce qui dépasse la portion patrimoniale pour chaque catégorie de consommateurs serait considérée postpatrimonial. Cela implique que pour les années plus froides que la normale, l'excédent d'électricité consommé pour le chauffage, en sus des besoins de chauffage normalisés, serait pris à même le volume de consommation post patrimoniale, alors que pour les années plus chaudes que la normale l'économie en chauffage réduirait l'utilisation d'énergie postpatrimoniale. Cela créera un peu plus d'instabilité au niveau des revenus requis de chaque clientèle et des tarifs qui en découleront, mais cela respecte selon notre interprétation l'esprit de la Loi.

Des caractéristiques globales de consommation (pour l'ensemble de la consommation patrimoniale et postpatrimoniale) et des caractéristiques normalisées associées au patrimonial il sera alors possible de déduire les caractéristiques de consommation post - patrimoniales. Si les caractéristiques de la consommation à température normale changent de manière significative il faudrait alors réévaluer la répartition et les caractéristiques de consommation associées au volume patrimonial.

Il faut aussi se souvenir que la courbe de puissance classée du patrimonial a été établie par décret.

b) Allocation des coûts de production (fourniture) des réseaux autonomes.

(HQD-12, Doc.1, p. 29) “Les clients se trouvant dans les réseaux autonomes ont une tarification identique à ceux du réseau relié sauf pour ceux situés au nord du 53^e parallèle.”
(HQD-12, Doc.1, p. 32-33) “La base de tarification et le coût de prestation relatifs à la

fonction production sont classés selon un traitement spécifique qui fait appel à la fois à la puissance et à l'énergie de façon intégrée par l'utilisation de la formule utilisée pour l'électricité patrimoniale et post patrimoniale (facteur d'utilisation et taux de pertes). Par ailleurs, lors des rencontres techniques, une analyse de sensibilité basée sur une méthode alternative, la méthode de classification comptable, a été produite. Diverses hypothèses ont été utilisées pour séparer les rubriques du coût de service entre la composante puissance et la composante énergie. Le résultat final montrait un faible impact de 2,8 M\$ additionnel au revenu requis de la catégorie de consommateurs *Domestique* par rapport au statu quo.”

Il serait plus adéquat selon nous de répartir les coûts des centrales thermiques et hydroélectrique en fonction du FU (FU% étant alloué en fonction de l'énergie et la part restante en fonction de la puissance de pointe). De plus la référence à la formule utilisée pour le réseau intégrée n'est pas nécessairement correcte considérant les caractéristiques techniques différentes des réseaux autonomes.

c) (**HQD-12, Doc.1**, p. 35) Pour les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours il nous apparaît important que leurs coûts et les avantages qu'ils procurent aux distributeurs soient clairement évalués pour que ces tarifs soient justifiés correctement et qu'il soit prouvé que ces tarifs ne sont pas interfinancés par les clientèles régulières. Cette preuve manque selon nous.

“Le tarif de transition pour les usages de photosynthèse ne constitue plus un tarif de gestion de la consommation. Par conséquent, les coûts relatifs à cette clientèle sont intégrés dans les coûts des tarifs D et DM, compte tenu que l'ensemble de cette clientèle adhérera à terme au tarif D.”

Nous ne sommes pas certains que ces clients devraient passer au D. En accord avec le règlement tarifaire les activités agricoles peuvent être classées commerciales ou industrielles dépendamment du type d'installation et d'activités qui sont pratiquées. Nous pensons que certaines opérations serricoles opèrent à un niveau industriel et qu'ils devraient être classées au G, M ou même L dépendamment du niveau de puissance auxquelles elles sont desservies et du type d'activités pratiquées.

d) On trouve incorrect que pour 2005, aucun montant en taxe sur les services publics ne soit attribué à la Direction principale Ventes – Grandes entreprises (**HQD-12, Doc.1**, p. 42)

e) Concernant la mise à jour de la répartition puissance-abonnement des réseaux basse et moyenne tension, nous nous déclarons toujours contre l'utilisation de la méthode du réseaux de taille minimale (RTM) qu'HQD qualifie ainsi (**HQD-12, Doc.1**, p. 45)

“le Distributeur soumettait que le RTM est un réseau fictif, et que la méthode RTM est un moyen théorique qui sert à calculer la composante fixe du coût du réseau de distribution. Il est à noter que la situation serait la même avec l'autre méthode généralement reconnue du

coût fixe extrapolé. Ainsi, à moins d'un élément significatif, il ne serait pas nécessaire de réévaluer, à chaque cause tarifaire et pour chacune des années, le pourcentage de la composante abonnement. Le Distributeur suggère un intervalle de 5 ans ou une variation de 3 % de la proportion abonnement.”

(**HQD-12, Doc.1**, p. 44-46) En tout état de cause nous appuyons la proposition d’HQD d’utiliser des coûts unitaires moyens (sur quelques années) pour les équipements du réseau de taille minimale afin de réduire la variabilité de ces paramètres. Concernant la révision des proportions abonnement/puissance nous croyons qu’H.Q. devrait présenter les données les plus récentes (qu’il évaluera de toute façon afin de vérifier justement si les proportions sont modifiées significativement) à la Régie de l’énergie et aux intervenants et laisser juger la Régie, après que les intervenants aient pu se prononcer, de la pertinence de modifier ces proportions ou de garder les proportions antérieurement établies.

f) (**HQD-12, Doc.1**, p. 46-47) “Dans la preuve du Distributeur déposée en phase 2, le nombre d'abonnements sans multiplicateur (p. 47) a été utilisé comme critère de répartition de la composante abonnement du Réseau de Taille Minimale pour la base de tarification et le coût de prestation... Afin de mieux harmoniser le traitement et de mieux refléter les liens de causalité, le Distributeur a convenu, en comité de travail, que le nombre d'abonnés avec multiplicateur devait être retenu dans la méthode de répartition de la composante abonnement par catégorie de consommateurs. Le tableau D présente l'impact sur le revenu requis des modifications proposées.”

Nous ne sommes pas du même avis qu’HQD sur la question dans la mesure où les coûts du réseau de distribution dépendent selon nous causalement du nombre d’abonnement sans multiplicateurs (i.e. du nombre de branchements effectifs). Nous proposons donc que le nombre d'abonnements sans multiplicateur soit conservé pour répartir la composante abonnement par catégorie de consommateurs, tout comme (**HQD-12, Doc.1**, p. 53) les frais de branchements par catégorie de consommateurs sont répartis entre le réseau relié et les réseaux autonomes selon le nombre d'abonnements sans multiplicateur.

g) Allocation des coûts de production, transport et distribution entre les clientèles : une proportion importante des coûts de transport et de distribution sont alloués en fonction de la puissance de pointe et du nombre d’abonnement qui pénalisent, comme on l’a déjà indiqué dans les causes antérieures (transport et distribution), les petits consommateurs résidentiels, qui chauffent plus souvent à l’électricité et qui sont plus nombreux.

T. 5) Répartition du revenu requis entre facteurs et clientèles (HQD-12 doc. 4)

2005 Catégorie	Part énergie	Part puissance	Part (MT) abonnement	% du coût qui est alloué selon				Coût total M\$	% Coût total
				Énergie	Puissance	Abonnement	Autres		
Domestique	33,4%	50,4%	91,3%	28,6%	52,7%	18,6%	0,05%	4 606	49,7%
G et M	24,2%	23,5%	8,7%	36,2%	54,0%	6,7%	3,13%	2 311	24,9%
Grande puiss.	42,3%	26,1%	0,005%	48,0%	50,2%	0,3%	1,54%	2 348	25,3%
Total	100%	100%	100%	35,4%	52,4%	11,0%	1,19%	9 265	100%

B) L'allocation du déficit des réseaux autonomes

T. 6) Comparaison des réseaux autonomes et du réseau relié

Exercice terminé le 31 décembre Preuve R-3541-2004	Historique 2001	Historique 2003	Base 2004	Témoin 2005	% Variation 2005/2001
Réseaux autonomes					
Ventes en TWh	0,263	0,297	0,303	0,307	16,73%
Revenus requis en M\$	169,2	164	165	171,2	1,18%
Revenus tarifs actuels en M\$	17,8	20,9	22,1	22,6	26,97%
Écart	151,4	143,1	142,9	148,6	-1,85%
Rev. requis moyen en ¢/kWh	64,33	55,22	54,46	55,77	-13,32%
Rev. moyen tarifs actuels en ¢/kWh	6,77	7,04	7,29	7,36	8,77%
Réseau relié					
Ventes en TWh	151,949	166,794	165,267	168,984	11,21%
Revenus requis en M\$	8432,2	8750,8	8825,8	9086,7	7,76%
Revenus tarifs actuels en M\$	7778,8	8550,5	8918	9100,7	16,99%
Écart	653,4	200,3	-92,2	-14	-102,14%
Rev. requis moyen en ¢/kWh	5,55	5,25	5,34	5,38	-3,10%
Rev. moyen tarifs actuels en ¢/kWh	5,12	5,13	5,40	5,39	5,20%

Les ventes augmentent plus rapidement dans les réseaux autonomes (16,7% entre 2001 et 2005) que pour le réseau relié (11,2% entre 2001 et 2005). Le revenu requis a augmenté plus rapidement dans la même période dans le réseau relié (7,8%) que pour les réseaux autonomes (du fait de la décroissance de la base tarifaire qui a compensé pour une partie de la hausse des coûts de prestation chez les réseaux autonomes).

Le réseau relié couvre pleinement ses coûts à partir de 2004 selon les données d'H.Q. alors que le déficit des réseaux autonomes tend à croître après avoir subi une baisse entre 2001 et 2003.

Alors que le revenu requis moyen a baissé entre 2001 et 2005, autant pour les réseaux autonomes que pour le réseau relié, le revenu moyen tiré des tarifs a quant à lui augmenté (la hausse demandée par HQD pour 2005 n'est pas ici considérée).

Par contre le revenu requis moyen augmente entre 2003 et 2005 autant pour les réseaux autonomes que pour le réseau relié.

La question se pose à savoir comment répartir équitablement le déficit des réseaux autonomes. Du point de vue causal les clientèles du réseau relié ne peuvent être tenus responsables du déficit des réseaux reliés, ainsi le déficit entraîné par la consommation du secteur résidentiel des réseaux autonomes ne peut être imputé directement aux clients du secteur résidentiel du réseau relié. Il faut plutôt voir la question sous l'angle d'une problématique socio-politique (charge à caractère social). En ce sens le déficit des réseaux

autonomes devraient être supportés équitablement par toute la société québécoise. Idéalement l'actionnaire devrait supporter le déficit des réseaux autonomes, tout comme il supporte le déficit associé aux contrats spéciaux, tout comme il le faisait avant l'adoption de la Loi 116. Autrement le déficit devrait être supporté équitablement par toutes les clientèles du réseau intégré au prorata de la consommation énergétique, car le déficit des réseaux autonomes provient essentiellement de la fonction production.

T. 7) Comparaisons de méthodes de partage du déficit des réseaux autonomes

Réseaux autonomes (HQD-12 doc. 2 à 4, p. 18 et 47)	2003	2004	2005
Déficit total	143,1	142,9	148,6
Coût production	136,3	138,0	141,4
Ventes en TWh	0,297	0,303	0,307
% des ventes totales allant au D/DM	56,6%	54,8%	55,3%
Coût requis du secteur D/DM	95,6	93,1	97,5
Revenu du secteur D/DM (au tarif moyen ci-bas)	10,4	10,7	11,2
Déficit D/DM assumé par le résidentiel/réseau relié	85,2	82,4	86,4
Partage du déficit au pro rata des ventes (énergie) du réseau intégré			
Déficit alors assumé par le secteur résidentiel	48,3	48,8	50,5
Réduction du revenu requis du résidentiel/réseau relié	36,9	33,6	35,9
% ventes réseau intégré au Résidentiel	33,7%	34,1%	34,0%
Tarif moyen D/DM en ¢/kWh	6,2	6,45	6,57
Base tarifaire production	372,1	352,8	329,6
Coût prestation production	106,1	109,8	112,8
Base tarifaire alloué au D/DM	310,2	291,6	279,5
Coût prestation au D/DM	70,4	69,8	73,3
Taux rendement base tarifaire	8,12%	7,99%	8,67%
Coût de production réseaux autonomes si prix = 2,77¢/kWh	8,2	8,4	8,5

Cette façon de faire permet de réduire la part du déficit que le secteur résidentiel du réseau relié doit assumer dans son coût requis : ainsi pour 2005 le déficit estimé du secteur D/DM des réseaux autonomes est de 86,4 M\$ (soit son coût requis de 97,5 M\$ - 11,2 M\$ (revenus estimés du secteur D/DM)) : ce déficit est assumé entièrement par le secteur résidentiel dans le modèle d'allocation de coûts actuellement proposé par HQD.

Nous proposons plutôt que le déficit des réseaux autonomes, 148,5 M\$ en 2005, soit réparti entre les clientèles du réseau intégré au prorata de leur consommation d'énergie : de la sorte le secteur résidentiel devrait assumer en 2005 50,5 M\$ du déficit des réseaux autonomes au lieu de 86,4 M\$, soit une réduction de son revenu requis de 35,9 M\$.

À noter que si HQD ajoutait les coûts de production des réseaux autonomes aux coûts de production patrimoniales et hors patrimoniales, puis les allouait à l'ensemble des clientèles, nous aurions un résultat comparable à la méthode ici proposée.

C) Allocation du coût de transport entre les clientèles de la charge locale.

Bien que la méthode d'allocation du coût de transport soit un enjeu de la présente cause en transport (R3549-2004), et que nous devrions y intervenir en deuxième phase seulement, nous croyons pertinent de discuter de cette problématique dans la présente cause. Il est possible et acceptable selon nous d'avoir une méthode d'allocation des coûts de transport qui soit propre au distributeur (par exemple basée sur le facteur d'utilisation ou basée sur 12 CP, i.e. moyenne des 12 pointes coïncidentes mensuelles, méthode couramment utilisée en Amérique du Nord) et qui soit différente de la méthode de partage du coût de transport entre la charge locale et les utilisateurs des services de point à point (méthode de la pointe coïncidente annuelle ou du 1 CP), bien que nous souhaiterions avoir une méthode unique qui soit différente de la méthode 1-CP que nous trouvons inéquitable et mal adaptée à notre réseau de transport (réseau haute tension très étendu afin de relier les grandes centrales du Nord aux centres de consommation du sud de la province).

Par ex. pour le réseau relié en 2005 la méthode 1-CP alloue 1 186,2 M\$ (50,4%) en coût de transport au secteur domestique, contre 806,4 M\$ (26,2%) au secteur grande puissance, sur un coût total de 2 313 M\$ (coût susceptible d'augmenter à l'issue de la cause de transport en cours).

Pourtant le secteur domestique ne consomme que 34% de l'énergie produite et transportée, alors que le secteur grande puissance consomme 42% de cette énergie.

Une méthode plus équitable selon nous serait d'allouer 67,9% (FU moyen des clientèles de la charge locale) du coût total de transport en fonction de l'énergie consommée et le restant soit 32,1% en fonction de la puissance de pointe coïncidente.

Cette méthode allouerait 39,3% (909 M\$ soit 277,2 M\$ de moins que la méthode préconisée par H.Q.) des coûts de transport au secteur domestique, contre 38,8% (897,4 M\$ soit 91 M\$ de plus que la méthode préconisée par H.Q.) au secteur grande puissance. Une solution intermédiaire serait d'utiliser la méthode du 12-CP. Dans ce cas, selon les données fournies par H.Q. (HQD-14 doc. 4 p. 66), le secteur domestique accaparera en 2005 40,2% des pointes coïncidentes mensuelles et donc des coûts de transport, contre 33,8% pour le secteur grande puissance.

On peut voir que la méthode d'allocation du coût de transport a un impact significatif sur le partage global des coûts d'HQD tout comme cela explique une part significative de l'interfinancement en faveur du secteur domestique.

Enfin rappelons que dans la cause sur le transport des infrastructures spécifiques aux clients grandes puissance avaient été évalués (dans l'ordre de 100 M\$) et devraient donc leur être alloués spécifiquement pour être équitables à l'endroit des autres clientèles.

D) La protection de l'interfinancement

- Pour évaluer l'évolution de l'interfinancement H.Q. devra tenir compte de la l'évolution de la demande en fonction des changements survenant dans les prix relatifs et dans les habitudes de consommation. Car la modification de la demande peut changer les caractéristiques de consommation et la structure de coûts de service et de là les conditions d'interfinancement.

De même nous croyons que l'interfinancement devrait être évalué sur une année tarifaire complète considérant que la demande du secteur domestique est plus importante en hiver et que l'impact des hausses tarifaires sera plus marqué durant cette période. De la sorte les modifications sur l'interfinancement du secteur domestique seraient possiblement plus prononcées suite à la hausse tarifaire, que ce que laisse entendre H.Q..

Enfin nous croyons que si l'indice d'interfinancement est modifié de plus d'une demi-unité (ou si cela implique une hausse de tarif supérieure de 0,5% pour le secteur domestique) relativement au niveau référence de 2002 (80,2 pour le secteur domestique) et bien la Régie devrait requérir d'HQD qu'elle profite de l'indexation des tarifs pour ajuster les tarifs de manière différenciée de façon à ramener l'indice d'interfinancement au niveau cible fixé par la Régie de l'énergie.

T. 8) Tableau d'H.Q. sur l'ajustement des tarifs afin de conserver l'interfinancement

	Revenus requis (M\$)	Indice d'interfinancement (%)	Revenus après une hausse globale de 2,70% au 1er avril 2005 (M\$)	Hausse tarifaire du 1er avril au 31 décembre 2005 (%)
Domestique	4 606	80,2%	3 703	1,3%
Petite puissance	980	121,3%	1 191	3,6%
Moyenne puissance	1 294	129,8%	1 684	3,6%
Grande puissance	1 832	117,3%	2 155	3,6%
Total - Tarifs réguliers	8 712	100,0%	8 732	2,7%
Contrats spéciaux	515	100,0%	515	s/o
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	38	100,0%	38	3,6%
Total	9 265	100,0%	9 285	s/o

En réponse à une question d'OC (HQD-14 doc. 7 , p. 14), HQD indiquait que pour ramener l'indice d'interfinancement au niveau de 2002 (80,2% au lieu de 80,9 évalué par HQD), il ne faudrait hausser les tarifs du secteur domestique que de 1,3% soit moitié moins que le 2,7% de hausse moyenne proposée.

Il s'agit ici d'une différence significative qui mérite que l'on apporte un correctif afin de protéger l'interfinancement du secteur domestique comme le requiert la LRÉ.

N.B. selon le précédent tableau les revenus tarifaires (9 285M\$) dépassent de 20M\$ les revenus requis (9 265M\$).

Chose certaine c'est à la Régie et non à H.Q. de décider quand et comment corriger la situation afin de respecter l'exigence légale de ne pas atténuer l'interfinancement.

III) Principes réglementaires : comptes de frais reportés dont celui du BT

A) Comptes de frais reportés, année témoin projetée et fermeture réglementaire

* H.Q. propose divers comptes de frais reportés, en sus de ceux que la Régie a déjà accordés (dont un compte de frais reportés pour les coûts imprévus de l'approvisionnement patrimonial, en cas de variation de prix) et un compte de frais reportés pour les frais de transport imprévus, en cas de variation de prix), dont un compte de frais reportés, en plus d'une couverture pour les variations du taux de change, HQD-5 doc. 6, pour récupérer dans les futures hausses les coûts de fourniture post patrimoniaux "imprévisibles et aléatoires" (HQD-5, doc. 3).

H.Q. escompte dans l'avenir demander des comptes de nivellement ou de frais reportés pour pourvoir aux aléas climatiques et aux aléas économiques.

La question se pose en termes de principes jusqu'où doit-on aller dans ce genre de comptes qui visent à protéger H.Q. face à divers risques ou aléas.

D'une part H.Q. tient à avoir une année projetée sans fermeture réglementaire qui implique qu'elle base ses demandes tarifaires sur des prévisions de dépenses et de revenus.

D'autre part elle ne cesse de demander à la Régie de lui accorder plein d'autres comptes de frais reportés. Normalement la Régie devrait choisir une approche ou l'autre et rejeter l'approche des compte de frais reportés si elle tient à une approche rigoureuse d'année projetée.

Nous croyons qu'H.Q. qui dispose de connaissances privilégiées sur la demande et l'offre ainsi que d'outils et de ressources de prévisions relativement développées doit agir de manière responsable et imputable face à la qualité et la fiabilité de ses prévisions. Ainsi elle devrait quant à nous assumer pleinement les erreurs sur les prévisions économiques, ou accepter des règles du jeu transparentes et équitables qui impliquent selon nous une fermeture réglementaire avec une reddition de comptes rigoureuse et transparente. H.Q. devrait nommément évaluer la pertinence de réaliser des prévisions conjoncturelles, en sus de ses prévisions structurelles, afin de mieux planifier les coûts et besoins d'approvisionnement à court terme. H.Q. devra aussi évaluer ses erreurs de prévision structurelles, afin de différencier les variations de coûts et de demande qui sont dues à des erreurs prévisionnelles des variations qui sont vraiment aléatoires et imprévisibles.

Il est important de préciser le niveau de responsabilité d'H.Q. en regard des prévisions et de la façon de traiter des divers aléas possibles : face aux aléas économiques nous croyons qu'H.Q. devrait être responsable des impacts conjoncturels ou structurels imprévus.

Nous croyons aussi que les divers comptes de frais reportés ne doivent pas être opérés de manière automatique ou systématique, dans le sens qu'H.Q. doit toujours avoir à prouver le bien fondé (caractère utile et raisonnable des dépenses) des coûts ou revenus qui y sont déversés ainsi que le caractère équitable et juste de leur allocation entre les diverses clientèles. La Régie doit conserver un droit de regard et un contrôle serré de tels comptes dont l'utilisation ne doivent pas se substituer à l'examen réglementaire et à une évaluation globale et rigoureuse des coûts et revenus d'H.Q. par le biais des causes tarifaires, mais au contraire être partie prenante des causes réglementaires.

En regard de la prévision des coûts d'approvisionnement postpatrimonial nous croyons qu'H.Q. devrait être pleinement responsable de la prévision des prix (dont les taux de change) et au moins en partie responsable de la prévision des quantités requises. Tout écart de prix devrait être assumé pleinement par H.Q. qui devrait compenser la clientèle en cas de surfacturation ou de surestimation des dépenses d'approvisionnement.

Si H.Q. obtient des moyens de se protéger de toutes les manières possibles des divers aléas qui peuvent l'affecter nous croyons que l'évaluation de son risque d'affaires devrait être ajusté à la baisse, afin que la clientèle ne paie pas en double pour la couverture de tels risques.

B) Comptes de frais reportés du BT

La Régie a décidé (Décision de la Régie sur tarif BT, **D-2004-170 du 16 août 2004**) que ce déficit serait exceptionnellement (car selon la Régie il n'y a pas de lien de causalité entre le déficit du BT et la consommation de chaque catégorie de clientèles d'H.Q.) réparti sur toutes les catégories tarifaires en proportion des revenus qu'elle procure au Distributeur, impliquant une hausse tarifaire uniforme pour résorber ce déficit (150 M\$ au 31/12/2005) à amortir sur 5 ans à partir de 2006 (auxquels s'ajouteront les pertes de 2006 et un rendement en 2006 et après) afin de limiter l'impact tarifaire.

Avec le rendement et les coûts qui pourront s'ajouter d'ici 2006 c'est quelque 200 M\$ que les clientèles régulières d'H.Q. devront assumer pour éponger ce déficit. Au prorata des ventes cela implique que la clientèle domestique devrait assumer environ 34% du règlement de ce compte soit environ 68 M\$ alors que les clients domestiques qui bénéficiaient du tarif BT accaparaient une part nettement moindre, si ce n'est nulle, des ventes du BT.

Répartis sur 5 ans, le règlement du compte BT implique une hausse des tarifs du domestique d'environ 0,38%/an (13,6 M\$ / 3 650 M\$) et donc une hausse de l'indice d'interfinancement de 0,31 au de là de l'indice cible fixé par la Régie de l'énergie (0,38%*80,2).

Si le règlement du compte devait se faire en une seule année un compte de frais de l'ordre de 170 M\$, dont 34% serait à assumer par le secteur domestique impliquerait que 58 M\$ devrait être payé par ce secteur impliquant une hausse tarifaire accrue de 1,59% et une hausse en absolu de l'indice d'interfinancement de l'ordre de 1,3 ce qui est important selon nous.

Nous considérons que le mode de répartition du déficit du BT n'est pas juste ni équitable et que le fait d'en faire assumer une partie aux consommateurs résidentiels alors qu'ils ne sont pas responsables des coûts associés au BT contrevient à l'article 52 de la Loi sur la Régie de l'énergie qui requiert de ne pas atténuer l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel tel que nous l'avions indiqué à la Régie en phase 2 de R-3492-2002 lors de notre preuve et argumentation traitant du sujet du BT.

* Nous croyons que la Régie de l'énergie devrait modifier sa décision relativement à l'allocation du déficit du BT, afin de se conformer à la LRÉ.

Dans la partie B qui suit nous discutons du principe d'appliquer un cavalier aux tarifs afin de recouvrer dans l'année témoin le revenu requis d'HQD, en présence d'une hausse tarifaire prenant effet en avril.

IV) Hausse tarifaire proposée, application d'un cavalier, compétitivité des tarifs d'électricité et impact pour les consommateurs :

A) Hausse proposée et ajustement des composantes structurales

Selon H.Q. son revenu requis augmente (voir tableau page 10) en 2005 de 267 M\$ ou 3% (évalué avec la méthode du taux de dette requise par la Régie) entre 2004 et 2005 (64,6% de l'augmentation est due à la hausse du coût approvisionnement et 24% à la hausse des charges financières) versus une inflation prévue (pour le Canada) par H.Q. de 1,3% en 2005.

Considérant les pressions inflationnistes moindres au Québec depuis quelques années on pourrait s'attendre à une inflation légèrement moindre au Québec de l'ordre de 1,2%.

La hausse tarifaire requise selon les chiffres d'H.Q., après croissance de la demande, est de 134,6 M\$ (excluant 45,1 M\$ porté au compte BT en 2005), impliquant une hausse des tarifs de 1,48% (1,55% dans la demande originale d'H.Q. avec sa nouvelle méthode de détermination du taux de dette), auquel H.Q. ajoute 36,2 M\$ de manque à gagner en 2004 (hausse de 0,4%) pour une hausse totale de 170,8 M\$ (1,88%).

La hausse réelle en 2005 si on considère le déficit du BT (dont le paiement est reporté mais bien causé en 2005) serait plutôt de 179,7 M\$ (1,98%) et si on ajoute le 36,2 M\$ de manque à gagner en 2004 cela donne une hausse de (2,38%). Dans un cas ou l'autre la hausse dépasse le taux d'inflation prévisible au Québec de l'ordre de 1,2%.

De plus HQD propose d'appliquer un cavalier qui amplifie la hausse tarifaire, nous discutons de cette proposition d'HQD dans la prochaine section.

Concernant l'ajustement des composantes tarifaires H.Q. propose (HQD-13 doc. 2, p. 3) de hausser la redevance journalière de seulement 2,3% en haussant un peu plus fortement la première tranche d'énergie 2,8% et la prime de puissance d'hiver, alors que la seconde tranche d'énergie augmenterait de 2,7%, la hausse moyenne du tarif domestique étant alors de 2,7% tel qu'initialement souhaité par H.Q..

* Il nous apparaît qu'H.Q. pourrait hausser les composantes tarifaires du D et DM différemment de ce qu'elle propose tout en respectant ses exigences (HQT-13 doc. 1, p. 18-19).

Une hausse de 2,7% équivaut à accroître la facture des clients du secteurs domestique de 64 M\$ sur les 9 derniers mois de 2005 (la facture annuelle 2005 passant de 3671 M\$ à 3735 M\$ soit une hausse de 1,74%) selon HQD-13 doc. 1 p. 10, alors que la facture de 2005-2006 devrait être accrue de 2,7% soit d'environ 100 M\$.

B) L'application d'un cavalier et le choix de l'année témoin

i) H.Q. propose que soit ajouté aux tarifs un cavalier sur 12 mois (hausse temporaire des tarifs) jumelé à une provision réglementaire afin de récupérer en 2005 le revenu requis, du fait que la hausse ne s'applique qu'à partir d'avril 2005 et que cette hausse n'est donc pas perçue de janvier à mars 2005.

Cela correspond à une hausse supplémentaire de 0,63 % permettant de récupérer 56 M\$ entre avril 2005 et mars 2006, dont 16 M\$ de janvier à mars 2006 qu'H.Q. veut placer dans une provision réglementaire au 31 déc. 2005. La hausse de 0,63% s'ajoute à la hausse de 1,88% donnant une hausse totale de 2,51% pour l'année tarifaire complète 2005-2006, et donnant ainsi une hausse tarifaire qui dépasse amplement le taux d'inflation anticipé pour le Québec d'environ 1,2 %.

H.Q. a aussi évalué la possibilité d'appliquer un cavalier sur 9 mois, pour récupérer dans l'année 2005 l'entièreté de son revenu requis, mais n'a pas retenu cette possibilité considérant l'opinion antérieurement émise par la Régie sur le sujet et du fait que cela haussait plus fortement les tarifs entre avril et décembre 2005 (0,89% au lieu de 0,63%), tout en exigeant un ajustement tarifaire à la baisse pour le premier trimestre 2006 (le cavalier ne s'appliquant plus alors).

Rappelons que l'idée d'appliquer un cavalier avait été rejeté par la Régie dans la cause sur les principes en matière de tarifs de transport, la Régie ayant préféré arrimer l'année témoin du transporteur à l'année financière d'H.Q., qui devenait ainsi l'année tarifaire du transporteur.

Nous considérons d'une part qu'HQD fait une erreur à la fois méthodologique et pratique en traitant de la même façon le supposé manque à gagner de 2004 (36,2 M\$) et le manque à gagner de 2005 (134,6 M\$).

Car le supposé manque à gagner de 2004 est un manque temporaire et non permanent, une hausse de 0,4% permet de le récupérer sur un an, tout au plus H.Q. pourrait exiger un rendement sur 3 mois du fait que la partie du montant qui devait être obtenu de janvier à mars en 2005 ne sera obtenu que de janvier à mars 2006 (un rendement de 9% appliqué sur $0,4\% \times 30,2\%$ des ventes (réalisées entre janvier et mars) équivaut à une surprime de 0,01%. Il est incorrect d'appliquer un cavalier sur cette portion de la hausse, en sorte que le cavalier ne devrait pas dépasser 0,45%, qui ajouté au 1,48% pour obtenir un revenu supplémentaire sur un an de 134,6 M\$, donnerait un montant supplémentaire de 40,6 M\$ (30,2% de 134,6 M\$) permettant de compenser HQD pour la hausse du revenu requis de 2005, au premier trimestre de 2006.

La technique du cavalier présuppose que le revenu requis de 2006 équivaut ou dépasse celui de 2005, sinon le cavalier devrait être réduit. De plus avec la croissance de la demande

le cavalier doit être réduit par rapport au cas où la demande serait stable.

D'ailleurs dans HQD-13 doc. 1 p. 8, HQD décrit ainsi la hausse tarifaire : "Cette augmentation (de 2,7%) se compose d'une hausse permanente des tarifs de 2,07 % applicable au 1^{er} avril 2005 et d'un "cavalier" de 0,63 % applicable du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006. Est-ce qu'une hausse peut vraiment être considérée comme permanente dans le domaine réglementaire ? Est-ce que la hausse pour récupérer le supposé manque à gagner de 2004 peut être considérée comme permanente ?

Le problème ici est qu'H.Q. refuse de fournir des données sur le revenu requis et les revenus tirés des tarifs pour le premier trimestre de 2006 en nous demandant de faire un acte de foi sur le fait que le revenu requis sera au moins aussi grand en 2006 que ce qu'il était en 2005. Il se peut aussi que les revenus tarifaires soient plus élevés dans la réalité que ce qui était prévu, comme cela semble être le cas en 2004 (voir prochaine section) et donc que le manque à gagner soit moins important que ce que les prévisions d'HQD pouvaient laisser entendre.

Cette situation nous apparaît inacceptable d'autant que pour évaluer la situation de l'interfinancement nous croyons qu'il faille évaluer la situation des revenus et des coûts sur une année tarifaire complète.

Même si le cavalier n'est appliqué que temporairement sur un an, pour les clientèles cela équivaut et est perçu comme étant une hausse permanente des tarifs.

* Nous croyons que la meilleure façon de résoudre cette problématique est de ne pas considérer comme permanent le revenu requis et de rejeter l'application d'un cavalier, ou encore, pour éviter notamment de hausser les tarifs au 1^{er} janvier, d'arrimer l'année témoin, à l'année tarifaire et d'évaluer les revenus requis et les revenus tarifaires sur la base d'une année débutant entre le 1^{er} avril et le 31 mars.

Dans le cas où l'année tarifaire n'est pas arrimé à l'année témoin nous considérons qu'il serait inacceptable que la Régie permette l'application d'un cavalier sans exiger d'abord qu'H.Q. soumette l'état de ses revenus et dépenses pour l'année tarifaire complète.

ii) H.Q. demande donc à la Régie de reconnaître un manque à gagner sur le revenu requis de l'année 2004 en approuvant la mise en place d'une provision réglementaire de 36,2 M\$ au 31 décembre 2004.

En HQD-5 doc. 2 p. 6, H.Q. justifie le manque à gagner en référant aux prévisions de ventes fournies dans la phase 2 de R-3492-2002 (HQD-14 doc. 1, p. 21). Ainsi avec une hausse au 1^{er} janvier 2004 de 1,41% les revenus tarifaires auraient été de 8 923,4 M\$, alors qu'une

hausse de 1,41% appliquée au 1er avril générerait 8 887,2 M\$ soit un écart de 36,2 M\$.

Notre problème c'est que pour prouver un vrai manque à gagner il faudrait référer aux vrais coûts et aux vrais revenus. Si on se fie aux données fournies dans la présente cause, les revenus tarifaires obtenus par H.Q. seraient plutôt de 8 940,1 M\$ (voir tableau p. 10), c'est à dire 16,7 M\$ de plus que le 8 923,4 M\$ de revenu visé dans la phase 2 de R-3492-2002.

Donc même en absence de cavalier appliqué au 1er avril 2004, les revenus tarifaires, tels que réévalués dans la présente cause tarifaire, surpassent les revenus tarifaires prévus avec un cavalier dans la dernière cause tarifaire.

En absence de preuve formelle basée sur les revenus et dépenses d'HQD nous croyons que cette récupération est inacceptable et devrait être refusée. Cela équivaut selon nous à revenir sur la décision tarifaire de la Régie alors qu'H.Q. refuse d'être soumis à la fermeture réglementaire (qui permet, une fois le bilan vérifié, une baisse tarifaire en cas de surplus non anticipé) contrairement à la Société Gaz Métro.

C) Compétitivité des tarifs d'électricité d'H.Q.

À l'annexe 2 on montre que les tarifs résidentiels d'électricité au Québec ont augmenté de 132,2% entre 1980 et 2005 (considérant la hausse proposée par H.Q. de 2,7% au 1er avril 2005), vs une inflation propre au Québec de 132% dans la même période. Sur un horizon plus large que ce qu'utilise H.Q. on voit que les consommateurs ont tout juste maintenu leur pouvoir d'achat. Par contre entre 2003 et 2005 la hausse moyenne des tarifs domestiques (6,2%) dépasse significativement l'inflation au Québec (2,82%), il nous apparaît que la situation se détériorera encore plus dans les prochaines années si un sérieux coup de barre n'est pas opéré pour mieux contrôler la hausse des coûts d'H.Q. nommément au niveau de l'approvisionnement postpatrimonial.

1) Compétitivité relativement aux autres formes d'énergie

H.Q. tire profit d'une situation conjoncturelle où les prix du mazout et du gaz naturel demeurent élevés, après avoir connu des niveaux raisonnables de prix il y a à peine 2 à 3 ans. Mais les prix du mazout tendent à baisser depuis quelques semaines, et il est possible que ces prix reviennent d'ici quelques mois à des niveaux que l'on a connu il y a quelques années. Nous ne pouvons donc juger de la compétitivité des tarifs d'électricité, historiquement plus stable que le prix des combustibles, sur une situation conjoncturelle défavorable pour les consommateurs chauffant avec des combustibles.

La compétitivité devrait donc être évaluée en utilisant des prix moyens pour les combustibles

sur l'année témoin.

Nous rappelons que les tarifs d'électricité D et DM actuels équivalent à des des prix du mazout tournant autour de 54¢ le litre (si on ne considère que les coûts associés à l'énergie). Si les prix du mazout continuent de baisser, alors l'électricité sera moins compétitive que le mazout.

Sur le site Internet de Manitoba Hydro on présente une comparaison des coûts d'énergie de chauffage effectuée en date du 1/11/04 (Typical home and Water heating costs) : le chauffage au gaz naturel (prix de 36,81¢/mètre cube plus une charge mensuelle de base de 10\$) y revient moins cher que le chauffage électrique (à 5,496¢/kWh, alors que la seconde tranche de prix d'énergie chez H.Q. est de 6,24¢/kWh) en autant que l'efficacité de la fournaise au gaz dépasse 65%; par contre l'électricité revient moins cher que le mazout vendu au prix de 63,9¢/litre. Pour une fournaise au mazout à haute efficacité (86%) le prix du mazout devrait être inférieur à 50,6¢/litre pour qu'il en coûte moins cher en énergie de chauffer au mazout, et ce sur le territoire de Manitoba Hydro.

Nous croyons donc que la compétitivité de l'électricité doit être jugée sur le prix de la partie énergétique seulement et qu'il faille considérer diverses hypothèses de prix moyens de combustibles et d'efficacité de combustion pour avoir un meilleur portrait de la situation concurrentielle entre les énergies de chauffe.

2) Compétitivité des tarifs d'H.Q. relativement à ceux de d'autres juridictions

Dans notre mémoire sur les structures tarifaires dans la présente cause nous avons comparé la facture d'électricité de consommateurs résidentiels entre diverses villes au Canada et pour divers niveaux de consommation.

Manitoba Hydro maintient toujours l'objectif d'avoir les meilleurs tarifs d'électricité en Amérique du Nord, ce qui est effectivement le cas selon les comparaisons effectuées annuellement par l'Edison Electric Institute aux USA, dont les données de 2003 indiquaient que le tarif moyen d'H.Q. se situait au quatrième rang en Amérique du Nord après Hydro Manitoba, B.C. Hydro et Idaho Pacific Corp aux USA, immédiatement après H.Q. suivaient 6 autres entreprises des USA.

À noter que les 3 entreprises présentant les plus bas tarifs au Canada (Hydro-Manitoba, H.Q. et B.C. Hydro) ont des réseaux majoritairement hydroélectriques qui sont reconnus moins coûteux.

Hydro Manitoba et B.C. Hydro ont obtenu ou demandé des hausses tarifaires cette année afin de pallier à une baisse de revenus et une hausse de coûts entraînée par une baisse conjoncturelle d'hydraulité. Cela faisait 8 ans qu'Hydro-Manitoba n'avait pas hausser les tarifs domestiques, qui donnent des factures de 2 à 12% plus basses que celles d'H.Q., selon le niveau de consommation. De plus Hydro Manitoba considère qu'elle dégagera un

profit d'environ 140 M\$ pour l'année 2004-2005 suite aux pluies abondantes du printemps et de l'été 2004 (rapoport financier du 2ème trimestre 2004).

Il sera intéressant de suivre la position qu'H.Q. occupera dans l'avenir en terme de tarifs d'électricité, mais nous anticipons un recul graduel si elle ne parvient pas à mieux contrôler ses coûts et qu'elle continue à réclamer des hausses tarifaires.

En terminant nous comparons la dépense énergétique des consommateurs résidentiels d'après les données 2002 de Stat. Canada.

T. 9) Dépenses des ménages en électricité et combustible pour le chauffage 2002

Provinces	PIB/ capita 2003	% locataires 2002	Dépenses moyennes en 2002			
			Combustibles	% déclarants	Électricité	% déclarants
T.N.	35 243 \$	23,5%	647 \$	56,5%	1 508 \$	95,4%
I.P.E.	28 106 \$	30,2%	1 099 \$	79,0%	918 \$	95,4%
N.É.	30 883 \$	30,7%	830 \$	68,6%	1 081 \$	92,2%
N.B.	29 900 \$	28,1%	394 \$	48,2%	1 546 \$	93,0%
Québec	33 856 \$	43,3%	249 \$	34,2%	1 102 \$	89,8%
Ontario	40 346 \$	34,9%	841 \$	65,8%	1 004 \$	77,9%
Manitoba	32 708 \$	29,5%	675 \$	58,2%	912 \$	85,4%
Saskat.	36 749 \$	27,6%	948 \$	78,4%	1 005 \$	89,7%
Alb.	54 079 \$	29,3%	846 \$	76,3%	995 \$	89,1%
C.B.	35 041 \$	37,0%	639 \$	59,8%	823 \$	91,0%
T.N.O. 2001	64 193 \$	46,5%	1 033 \$	54,9%	1 241 \$	85,2%
Canada	38 495 \$	35,9%	647 \$	57,6%	1 024 \$	85,6%

SOURCE : Statistiques Canada, banques de données Cansim 2

La hausse importante des prix des combustibles (notamment du gaz naturel) entraîne conjoncturellement des hausses de dépenses significatives pour les ménages des autres provinces qui consomment beaucoup plus de combustibles qu'au Québec (comme l'indique le taux de déclarants). De plus le Québec a pu bénéficier d'une année plus chaude que la normale en 2002 (relativement aux autres provinces).

Enfin il faut voir que le plus haut taux de locataires au Québec justifie que les dépenses énergétiques moyennes y soient plus faibles que dans le reste du Canada.

Il faut tenir compte de la capacité de payer lorsque l'on détermine le prix d'un service essentiel comme l'électricité : à ce chapitre on voit qu'en 2003 le PIB per capita au Québec se situe à 33,856\$ contre 38 495\$ dans l'ensemble du Canada (13,7% de plus qu'au Québec), 40 346\$ en Ontario (19,2% de plus qu'au Québec) et 54 079\$ en Alberta (60% de plus qu'au Québec). Que le prix de l'électricité soit plus élevé dans les provinces où le revenu per capita et la richesse sont plus importantes, n'a rien d'étonnant à priori.

En tout état de cause nous croyons que le prix de l'électricité doit être basé sur le vrai coût pour la produire et pour la distribuer, et non sur des prix d'opportunité référant aux tarifs pratiqués aux États Unis par exemple ou dans les provinces plus riches, où le coût de la vie et le niveau des revenus n'est pas le même qu'ici, et où la disponibilité de combustibles à prix raisonnable peut compenser en moyenne pour le prix élevé de l'électricité dans certaines juridictions.

D) Impact de la hausse tarifaire pour les consommateurs

En réponse aux questions d'UC (HQD-14 doc. 9 questions 37, 38 et 39) HQD a indiqué ne pas avoir pris en compte la capacité de payer de sa clientèle (résidentiel, commercial, industriel, etc.) dans sa proposition de la hausse tarifaire de 2,7% pour l'année tarifaire 2005-2006, non plus que de l'inflation ou la situation des consommateurs à faibles revenus dans sa proposition de hausse tarifaire de 2,7% pour l'année tarifaire 2005-2006 si ce n'est que par le biais des programmes d'efficacité destinés aux ménages à budget modeste pour aider les clients à réduire leur facture d'électricité et encourager, par la bouche de son président M. Boulanger, les consommateurs à modifier leurs comportements (comme laver à l'eau froide leur linge. Pourquoi, pas tant qu'à y être, recommander aux gens de prendre des douches à l'eau froide ? Ça réveille en plus !).

Même si H.Q. estime ne pas avoir à considérer ces éléments dans sa proposition tarifaire, nous croyons que la Régie de l'énergie doit le faire pour tenir compte des intérêts des consommateurs et pas juste des intérêts d'H.Q., dans le respect de l'A. 5 de la LRÉ.

H.Q. reconnaît qu'il y a perte de pouvoir d'achat pour les consommateurs (HQD-13 doc. 1, page 10) "Avec une inflation prévue de 1,3% (Canada) en 2005 une hausse de 2,7% des tarifs d'H.Q. fera hausser le coût réel de l'électricité de 1,4%."

Par contre pour 2004 et 2005 les hausses tarifaires cumulées seraient de l'ordre de 7,3% ($1,03 \times 1,0141 \times 1,027 - 1$) vs une inflation au Canada autour de 3,3% ($1,02 \times 1,013 - 1$); donc la hausse du coût réel de l'électricité en deux ans (perte de pouvoir d'achat) est de 4%.

Dans le document HQD-13 doc. 1 H.Q. décrit sa stratégie tarifaire en discutant entre autres de l'impact de la hausse tarifaire sur le compte moyen : (HQD-13 doc. 1, p. 10) :

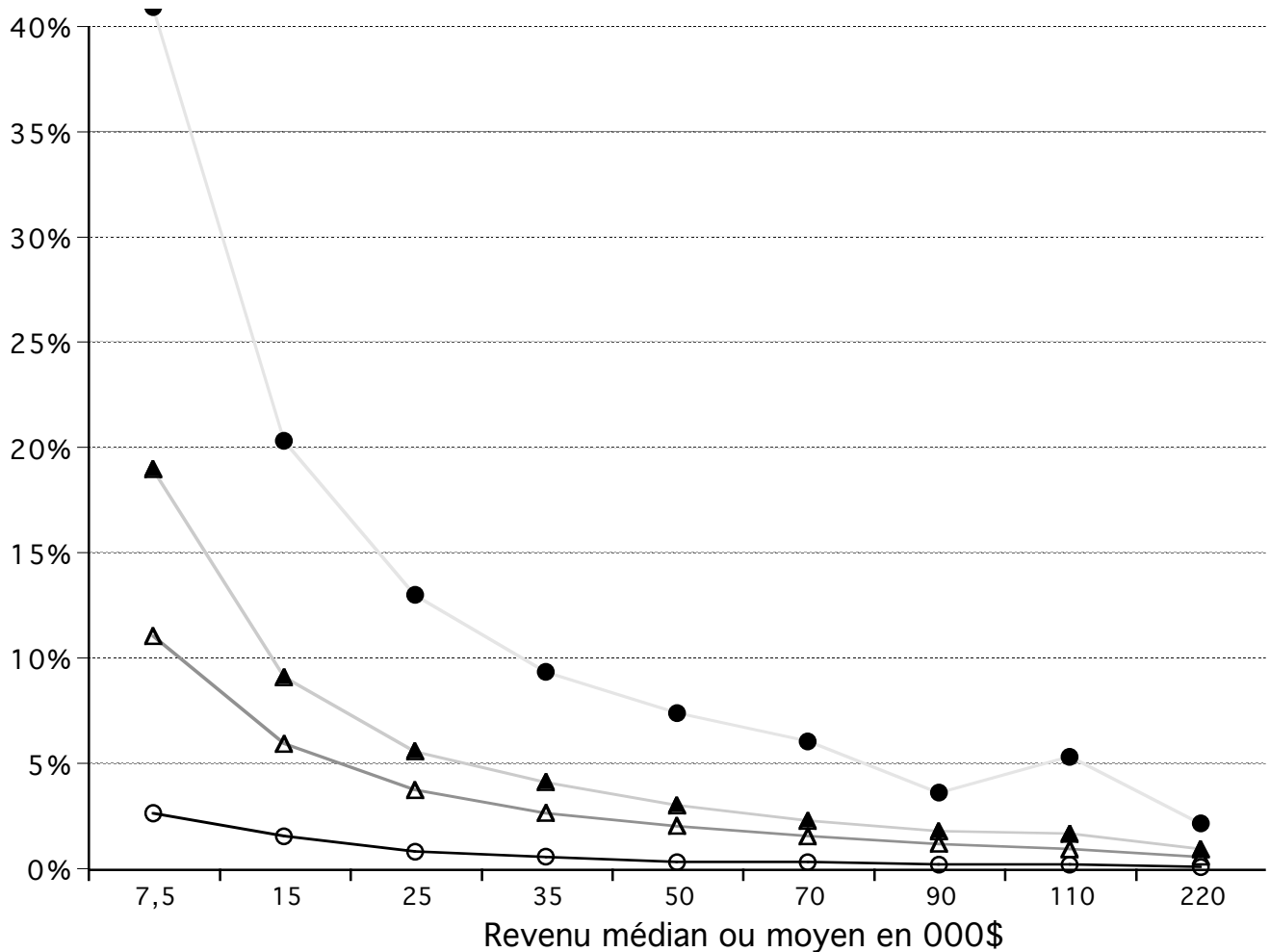
selon H.Q. avec une hausse de 2,7% la facture mensuelle moyenne augmentera de : 2,52\$ (30,24\$/an) pour le client résidentiel moyen (17354 kWh, facture de 93,27\$/mois au tarif actuel);

2,85\$ (34,2\$/an) pour le Client moyen chauffant à électricité (19 788 kWh, 105,15\$).
 1,87\$ (22,44\$/an) Client moyen non chauffé à l'électricité (12 493 kWh, 69,53\$);
 3,76\$ (45,12\$/an) maison unifamiliale chauffant à électricité (26 500 kWh, 138,35\$).

Cette façon d'analyser les impacts est insuffisante pour l'ACEF de Québec : car tel que nous l'avons montré dans notre mémoire de la phase 2 de R3492-2002 (voir p. 67 et 68) il y a des consommateurs qui consomment beaucoup plus que la consommation moyenne et ce pour les diverses catégories socio-économiques .

Par exemple pour un ménage dépensant 3 000\$/an pour son électricité la hausse de 2,7% équivaut à une facture accrue de 81\$/an; si le revenu du ménage est de 10 000\$ c'est 0,8% de son revenu qui est ainsi absorbé par cette hausse).

Part du revenu alloué à la dépense électrique 2002, chauffage électrique



Minima
 Moyenne locataires
 Moyenne propriétaires
 Maxima

Secundo l'impact relatif sur les ménages est beaucoup plus important pour les ménages à faible revenu que pour les ménages à revenu élevé : pour un ménage qui alloue 15% de son revenu à l'électricité les hausses cumulées de 7% en deux ans équivalent à gruger plus de 1% de son revenu, alors que pour un ménage riche qui alloue 1% de son revenu à l'électricité l'impact est inférieur à 0,1% de son revenu.

Rappelons que selon les données même d'H.Q., sur la consommation des ménages québécois pour 2002, que la part du revenu alloué à la consommation électrique varie beaucoup entre les classes socio-économiques ainsi qu'entre propriétaires et locataires, tel que le montre le précédent graphique repris de notre mémoire dans R-3492-02 phase 2 (p. 41), indiquant que l'impact d'une hausse de tarifs est très variable, même si en moyenne les consommateurs québécois allouent 2,7% de leur budget à la facture électrique, cela peut atteindre 15% et plus pour plusieurs ménages au Québec.

Enfin nous mettons à jour le tableau de dépenses des ménages en électricité, établi à partir des données budgétaires fournies par le dispensaire diététique de Montréal, qui décrivent bien la situation des ménages à faible revenu.

T. 10) Quantité d'énergie requise pour un confort minimal

Dispensaire diététique de Montréal, 2004 (prix gaz, mazout et tarifs élec. 2004):

Taille ménages	1	2	3	4	5	6	7	8
No. de pièces	2	3	4	4	5	5	6	6
Dépense électricité/an								
Éclairage-électro. kWh	900	1 272	1 656	2 196	2 484	2 952	3 312	3 672
Cuisson-chauffe-eau kWh	2 531	2 812	3 375	3 656	4 218	5 062	5 624	6 468
Chauffage kWh	7 781	12 838	17 118	17 118	21 397	21 397	25 677	25 677
Total kWh	11 212	16 923	22 148	22 970	28 100	29 411	34 613	35 817
Coût électricité/an + taxes	815 \$	1 199 \$	1 544 \$	1 593 \$	1 933 \$	2 011 \$	2 354 \$	2 426 \$
Coût/électricité per capita	815 \$	600 \$	515 \$	398 \$	387 \$	335 \$	336 \$	303 \$
Électricité base kWh/m	75	106	138	183	207	246	276	306
Gaz/mois pi cube	900	1000	1200	1300	1500	1800	2000	2300
Mazout radiateur Gal./an	200	330	440	440	550	550	660	660
Dép. énergie/Dispensaire	988 \$	1365 \$	1704 \$	1757 \$	2089 \$	2164 \$	2502 \$	2569 \$
kWh/pied cube gaz =	0,23			Composantes du tarif d'électricité D				
kWh /Gallon huile =	38,90			Redevance annuelle	148,3 \$	kWh/mois	912,5	
kWh/litre huile =	8,56			Prix en \$	0,0495	énergie 2	0,0624	
Effacité du chauffage à l'huile		80,0%	Coût de l'électricité équivalent à 1 L d'huile					0,534 \$
Effacité gaz naturel		80,0%						
Mazout chauffage central	300	450	600	600	750	750	900	900

Selon le dispensaire le coût de l'huile à chauffage augmente en 2004 de 7% environ p/r à 2003, alors que le coût combiné de l'électricité et du gaz naturel augmente d'environ 2%. On

sait par contre que l'électricité seule a augmenté de 4% en moyenne en 2004.

Alors que la facture d'électricité croît avec la taille du ménage (de 815\$/an pour une personne à 2 426\$ pour un ménages de 8 personnes) la consommation per capita elle décroît avec la taille du ménage, du fait d'économies d'échelles liées aux usages de base mais surtout au chauffage des locaux.

À noter qu'il s'agit ici d'une évaluation des besoins strictement de base pour un confort minimal selon les critères précis d'organismes comme la SCHL (pour l'occupation des locaux) ce qui nous indique que même pour les ménages pauvres la dépense en électricité est une dépense importante qui accapare une partie significative de leurs ressources.

Enfin nous pensons enfin qu'il faille prendre en compte l'impact des hausses tarifaires sur l'accroissement des difficultés de paiement et les risques d'interruption de services. Déjà avec les hausses tarifaires de 2004, H.Q. nous indique que le problème de mauvaises créances a augmenté ainsi que les coûts liés au crédit et recouvrement :

(HQD-4, Document 1 p. 32) "En 2004 il y a la remontée de la dépense de mauvaises créances entraînée par une hausse importante de la demande associée à la vigueur de la construction résidentielle et par les récentes hausses tarifaires et par une hausse des frais d'entretien de lignes téléphoniques".

Conclusions et principales recommandations :

L'utilisation d'une année témoin projetée rend les intervenants plus dépendants ou vulnérables encore face à l'utilité publique opérant sous monopole en regard des hypothèses et prévisions financières, économiques et énergétiques. En ce sens la Régie doit évaluer la qualité et le bien fondé des prévisions de coûts et revenus présentées par H.Q. en corrigeant au besoin ces prévisions et en exigeant la fermeture réglementaire afin d'apporter des correctifs face aux erreurs de prévisions volontaires ou non.

Après avoir évalué la requête tarifaire et les éléments de la preuve soumis par H.Q. nous concluons :

- que la demande de hausse tarifaire d'H.Q. (2,7%) est exagérée et devrait être réduite de manière significative par la Régie de l'énergie, du fait notamment :

* que certains coûts nous semblent exagérés (le coût de la dette qui ne tient pas compte correctement de l'évolution récente du taux de change et des taux d'intérêt (alors que le fardeau de la dette d'H.Q. a diminué de manière significative ces dernières années), la prime au rendement en présence de niveau de salaire plus élevé que la moyenne pour les cadres et les professionnels etc.)

* que les ajustements réduisant les coûts ou les revenus requis sont selon nous sous-évalués (ajustement pour les contrats spéciaux, facturation externe émise et éléments exceptionnels etc..)

* que la hausse tarifaire proposée inclut un cavalier (hausse de 0,63%) dont la valeur est exagérée et dont l'application est selon nous à rejeter en absence de prévision des revenus et dépenses au premier trimestre 2006 et en absence de mécanisme de fermeture réglementaire;

* du fait que la hausse proposée dépasse de manière significative la hausse du coût de la vie au Québec (le taux d'inflation au Québec devrait se situer autour de 1,2% en 2005).

Après analyse du dossier et évaluation des diverses propositions soumises par H.Q., l'ACEF de Québec propose principalement :

1) Que les tarifs d'H.Q. soient gelés pour 2005 à leur niveau actuel

2) que la Régie cherche à ramener ou maintenir le niveau d'interfinancement du secteur domestique à son niveau cible de 80,2 en 2002, afin d'éviter qu'un trop grand écart ne se creuse dans l'évolution de cet indice; en tenant compte pour évaluer l'indice d'interfinancement des changements dans la demande et de l'impact de la hausse tarifaire sur une année tarifaire complète.

3) que la Régie rejette l'application d'un cavalier et au besoin arrime l'année témoin à l'année

tarifaire actuelle;

4) que la Régie requiert la fermeture réglementaire afin d'apporter des correctifs face aux erreurs prévisionnelles et aux évolutions vraiment imprévues de l'économie et de la demande;

5) que la Régie limite la création de comptes de frais reportés en établissant clairement l'imputabilité et la responsabilité d'H.Q. face à ses prévisions et à sa gestion des approvisionnements;

6) que la Régie autorise le distributeur à négocier des conditions de stockage et d'achats d'énergie à court terme avec H.Q. production afin de profiter des arbitrages de prix entre les périodes de pointe et hors pointe tant sur les marchés du Québec que sur les marchés avoisinants, et que le distributeur négocie l'utilisation des surplus d'H.Q. production au lieu que ce dernier les vende à gros profit aux États-Unis tandis que le distributeur doit s'approvisionner à prix encore plus forts sur les marchés avoisinants;

7) que la Régie considère l'allocation du déficit des réseaux autonomes de manière équitable entre les différentes clientèles (en fonction de leur consommation énergétique) et que l'allocation des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux tienne compte des caractéristiques de consommation et des niveaux de consommation effectivement post patrimoniale.

Voici les principales recommandations soumises par l'ACEF de Québec, en espérant que la Régie de l'énergie saura traiter de manière équitable et courageuse les droits et intérêts des consommateurs résidentiels québécois, les vrais actionnaires de la société d'État H.Q. dont le mandat premier doit être de desservir la population du Québec au meilleur rapport qualité prix possible en rendant accessibles en priorité aux québécois et québécoises leurs richesses naturelles.

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

Annexe 1) Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2004-2005

Année	Profit net	Rendement	Marge	Divi-	Hausse	Ventes	internes électri.	Ventes	totales électricité		
	non redressé	avoir propre	bénéfice	dendes	tarifs	prix	ventes	prix	ventes	revenu	revenu
	en M\$	pour perte	change	au gouv.	moyenne	¢/ kWh	en TWh	en M\$	en TWh	en M\$	en M\$
1978	523	20,0%	32,7%	0	18,7%	1,85	79,5	1 470	1,73	92,6	1 600
1979	746	22,9%	38,1%	0	13,7%	2,15	80,6	1 735	2,02	97,0	1 956
1980	746	18,6%	30,9%	0	13,3%	2,44	86,6	2 113	2,32	104,0	2 413
1981	559	12,0%	20,2%	7	10,6%	2,71	88,5	2 395	2,59	106,9	2 770
1982	800	15,0%	24,6%	7	16,3%	3,25	85,7	2 782	3,14	103,6	3 257
1983	707	11,7%	19,7%	60	7,3%	3,48	88,1	3 065	3,34	107,7	3 593
1984	301	4,7%	7,3%	156	3,4%	3,42	100,9	3 456	3,31	123,8	4 101
1985	209	3,2%	4,7%	0	2,5%	3,42	109,7	3 750	3,30	133,9	4 423
1986	303	4,4%	6,4%	0	5,4%	3,43	117,2	4 024	3,24	144,1	4 673
1987	508	7,0%	10,0%	0	4,6%	3,48	124,2	4 327	3,30	152,9	5 040
1988	619	8,0%	11,7%	300	3,9%	3,70	128,5	4 752	3,59	145,4	5 223
1989	565	7,0%	10,2%	182	4,3%	4,06	127,9	5 500	4,00	137,6	5 503
1990	404	4,8%	6,9%	0	7,4%	4,38	126,0	5 521	4,31	135,2	5 821
1991	760	8,4%	12,2%	0	6,9%	4,64	127,2	5 906	4,53	137,0	6 210
1992	724	7,4%	10,6%	0	3,5%	4,84	132,0	6 382	4,68	144,6	6 764
1993	761	7,2%	10,8%	0	1,5%	4,78	137,0	6 552	4,60	152,1	7 004
1994	667	5,9%	9,1%	0	1,0%	4,85	139,0	6 740	4,59	158,2	7 267
1995	390	3,3%	5,1%	0	0,3%	4,89	142,0	6 939	4,56	166,0	7 576
1996	520	4,3%	6,8%	0	1,3%	4,89	144,5	7 067	4,69	163,4	7 669
1997	792	6,2%	9,5%	357	1,6%	4,98	147,3	7 331	4,88	162,5	7 927
1998	690	5,2%	7,6%	279	1,6%	5,06	142,8	7 227	4,98	161,4	8 041
1999	919	6,7%	9,4%	453	0,0%	5,07	147,0	7 448	4,95	171,7	8 499
2000	1096	7,7%	9,4%	539	0,0%	5,10	152,8	7 794	5,35	190,1	10 174
2001	1108	7,6%	8,8%	554	0,0%	5,13	152,2	7 803	5,60	195,0	10 923
2002	1526	11,0%	11,7%	763	0,0%	5,12	158,6	8 112	5,45	213,3	11 619
2003	1931,0	13,2%	16,9%	965,5	0,0%	5,13	167,1	8 578	5,43	183,4	9 960
2004	2278,4	14,2%	18,1%	1139,2	4,0%	5,40	165,6	8 940	5,69	182,7	10 391
2005	2459,4	13,9%	17,8%	1229,7	2,0%	5,48	169,9	9 308	5,77	187,8	10 832
Moyenne	783,42	9,2%	13,7%	213,39	4,9%	4,13	126	5471	4,08	147	6311
Écart-Typ	471,95	5,2%	8,8%	324,73	5,3%	1,04	27	2263	1,13	32	2843
Hausse											
78-88	18,4%	-60,0%	-64,2%		-79%	100%	61,7%	223%	108%	57,0%	226%
88-98	11,5%	-35,0%	-35,0%	-7,0%	-59%	36,8%	11,1%	52,1%	38,7%	11,0%	54,0%
98-2005	256%	167%	134%	341%	27%	8%	19%	29%	16%	16%	35%
Prévision 2004: profit 2003 + hausse tarifaire 4%; produits totaux/actif propre +10%; ventes/rev. expor. +5%											
Prévision 2005: profit 2004 + hausse tarifs 2%; produits/actif propre +10%; ventes/revenu export. +5%											
Prévisions ventes au Québec : preuve H.Q.; hausse tarifaire 3% en janvier 2004 + 1,4% en avril 2004 et 2,7% avril 2005											

Annexe 2 : Prix moyen et consommation d'électricité, P.Q. 1958-2005

ANNÉE	Secteur résidentiel		Secteur commercial		Secteur industriel		IPC Canada base 92	IPC P.Q. base 92
	Prix ¢/kWh	Consom. TWh	Prix ¢/kWh	Consom. TWh	Prix ¢/kWh	Consom. TWh		
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	52,79	6,5	32,74	3,74	90,80	116,4	113,2
2002	6,1	55,26	6,49	34,18	3,76	93,80	119	115,5
2003	6,10	59,23	6,49	33,91	3,76	98,55	121,9	117,8
2004	6,35	60,25	6,76	34,96	3,91	95,31	124,3	119,7
2005	6,48	59,02	6,89	34,39	3,99	99,93	125,909	121,131
Hausse								
1958/1980	83,6%	673,0%	46,1%	745,4%	240,0%	96,8%	191,1%	
1980/2005	132,2%	94,0%	113,1%	71,4%	130,2%	75,3%	137,2%	132,0%
1999/2005	5,3%	17,6%	2,5%	9,1%	10,9%	10,9%	12,5%	10,8%
2003/2005	6,20%	-0,36%	6,20%	1,41%	6,20%	1,40%	3,33%	2,82%
Hausse annuelle moyenne								
1958/1980	2,80%	9,74%	1,74%	10,19%	5,72%	3,12%	4,98%	
1980-1998	4,43%	2,63%	4,13%	2,36%	4,22%	2,46%	4,13%	4,10%
1980/2005	3,43%	2,60%	3,16%	2,11%	3,47%	2,46%	3,57%	3,47%
1998/2005	0,89%	2,54%	0,69%	1,47%	1,57%	2,46%	2,14%	1,87%
SOURCE : L'Énergie au Québec éd. 1995 et 2003; 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 prix due aux taxes : 15%								
Pour 2003 à 2005 les quantités sont estimées à partir de la hausse réelle (prévue) chez H.Q.								
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 3 : Comparaisons des taux de rendement sur avoir propre

Série Cansim 2 -> Rendement avoir propre	H.Q.	V634654 Toutes entreprises Can.	V635248 Services publics Can.
88	8%	13%	6%
89	7%	12%	5%
90	5%	8%	4%
91	8%	4%	4%
92	7%	2%	6%
93	7%	4%	6%
94	6%	7%	6%
95	3%	10%	6%
96	4%	10%	6%
97	6%	11%	5%
98	5%	9%	5%
99	7%	10%	9%
2000	8%	11%	7%
2001	8%	7%	10%
2002	11%	6%	8%
2003	13%	10%	9%
2004	14%	5%	5%
Moyenne	7,53%	8,08%	6,39%
Écart Type	2,91%	3,12%	1,85%
Écart Type/Moyenne	38,69%	38,56%	28,96%

Rendement avoir propre comparé

