



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

Mémoire de

l'ACEF de Québec

portant sur

la cause tarifaire 2006-2007 d'H.Q.

(R-3579-2005)

16 Novembre 2005

Plan du mémoire

Introduction	4
I) Évolution des coûts et de la rentabilité d'H.Q. intégrée et d'HQD.....	5
Analyse critique de l'évolution des coûts de service d'HQD.....	7
II) Allocation des coûts et protection de l'interfinancement.....	16
a) L'allocation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux	16
b) Allocation du coût de transport entre les clientèles de la charge locale.....	23
c) Mesure et protection de l'interfinancement.....	24
III) Hausse tarifaire, stratégie tarifaire, compétitivité des tarifs d'électricité et impact pour les consommateurs :.....	28
a) Hausse proposée et ajustement des composantes structurales.....	28
b) La stratégie tarifaire d'HQD.....	30
c) Compétitivité des tarifs d'électricité d'H.Q.	34
d) Impact de la hausse tarifaire pour les consommateurs.....	36
IV) Modifications des structures tarifaires :.....	41
a) Retour sur les arguments du mémoire de l'ACEF dans R-3541-2004.....	41
b) La proposition de modification des structures tarifaires d'HQD.....	42
c) Impact des changements de structure sur les ménages et les familles	
- Conclusion et principales recommandations.....	52
Annexe 1 Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2005-2006.....	54
Annexe 2 Prix moyen et consommation d'électricité, P.Q. 1958-2006.....	55
Annexe 3 : Comparaisons des taux de rendement sur avoir propre	56
Annexe 4 : Description des clientèles tarifaires d'H.Q. (HQD-1 doc. 2 et 3)....	57

Liste des tableaux :

T. 1) Données sur les divisions d'H.Q. (R.A. H.Q. 2004 et trimestriel 2005-III).....	5
T. 2) Évolution base tarifaire, revenu requis et revenus tarifaires, M\$, 2001-2006.....	6
T.3) Évolution de la base de tarification et du coût total en capital.....	10
T.4) Comparaison des prévisions et des réalisations.....	13
T. 5) Comparaison des prévisions et réalisations de taux de dette.....	13
T. 6) Répartition du revenu requis total 2006 entre facteurs et clientèles.....	16
T. 7) Comparaison des deux méthodes d'allocation des coûts postpatrimoniaux	21
T.8) Options d'ajustement des composantes tarifaires.....	29
T. 9) Répartition des ventes d'électricité par usage et catégorie de clients.....	43
T.10) Comparaison des tarifs d'énergie et des coûts marginaux.....	43
T.11) Comparaison de deux scénarios d'ajustement de la grille tarifaire (tarif D).....	45
T.12) Impact des hausses et modifications de structure sur les ménages faible revenu....	48
T.13) Consommation annuelle moyenne et impact des hausses tarifaires, clients types....	50

Liste des graphiques

Part du revenu alloué à la dépense électrique, 2002, H.Q.....	38
Rendement sur avoir propre comparé.....	56

Introduction :

Dans notre mémoire de preuve, nous analysons en détail, l'évolution des coûts d'Hydro-Québec Distribution (HQD) et la demande de hausse tarifaire présentée par HQD pour le 1^{er} avril 2006 : soit une hausse de 3% qui pourtant ne constitue qu'une partie de la hausse potentielle, puisqu'HQD propose d'étaler dans le temps la hausse tarifaire afin de rendre plus acceptable la hausse et d'en limiter les impacts négatifs pour les clientèles résidentielles et d'affaires. L'ACEF de Québec craint des hausses tarifaires encore plus importantes pour le futur si les coûts d'H.Q. ne sont pas bien contrôlés et si HQD n'est pas rendu imputable face à la gestion et aux coûts des approvisionnements en électricité, qui constituent, avec le transport, le facteur exerçant les pressions les plus fortes sur les tarifs intégrés d'H.Q..

Nous traitons aussi dans notre mémoire d'allocations des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux ainsi que des coûts de transport, afin d'assurer une plus grande équité dans le partage des coûts. Puis nous discutons de mesure d'interfinancement et de protection de l'interfinancement en faveur des clients résidentiels québécois, le tout en accord avec le pacte social québécois et la Loi sur la Régie de l'énergie.

Nous analysons de manière critique la stratégie tarifaire d'HQD avec notamment la création d'un compte d'étalement tarifaire, en discutant des risques de débordement des coûts entraînant des hausses tarifaires accrues. Afin de mettre en perspective la situation au Québec nous discutons de compétitivité des tarifs d'électricité en regard des énergies combustibles et des tarifs d'électricité pratiqués dans des juridictions comparables au Québec. Puis nous traitons de l'impact socio-économique de la hausse tarifaire pour les consommateurs.

Enfin nous traitons en profondeur des modifications de structures tarifaires telles que représentées par HQD, après le retrait de sa proposition en janvier 2004 suite à la Commission parlementaire et suite à la demande du ministre des Ressources naturelles du Québec, M. Sam Hamad, de retirer le projet de modulation tarifaire ciblant les hausses sur le prix de la seconde tranche d'énergie du tarif domestique. Nous discutons aussi en détail de l'impact des changements de structure sur les ménages et les familles du Québec, avant de conclure et de présenter les recommandations principales de l'ACEF de Québec.

Avant de terminer nous aimerions répondre aux commentaires d'H.Q. sur notre demande d'intervention : l'ACEF de Québec réaffirme qu'elle est maîtresse de sa preuve et qu'elle cherche à analyser la demande tarifaire d'HQD dans une perspective large et intégrée compatible avec une vision responsable du développement durable du secteur énergétique au Québec.

Nous rappelons que pour nous la rentabilité d'HQD doit servir à assurer sa santé financière plutôt qu'à garnir les coffres de l'État québécois, du fait que la dépense en électricité en est une à la fois régressive et essentielle, visant à assurer la satisfaction de besoins essentiels, incluant le chauffage électrique, dont H.Q. et le gouvernement québécois ont si bien fait la promotion dans un passé, pas si lointain.

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

a) Évolution récente d'HQD et d'H.Q.

T. 1) Données sur les divisions d'H.Q. (R.A. H.Q. 2004 et trimestriel 2005-III)

2003	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	8 667	321	1 511	926	11 425
Ventes intersectorielles	44	2 641	4 563	1 629	8 877
Amorti./déclassement	437	624	669	186	1 916
Frais financiers	452	978	1 171	133	2 734
Bénéfice net	-133	395	1 751	-82	1 931
Investissements	557	1 009	1 488	94	3 148
Immo. nettes	8 024	17 248	24 286	1 307	50 865
Actif total	9 931	18 479	25 247	4 074	57 731
Employés à exploitation				0	
Taux de rendement *	-5,29%	8,44%	27,37%	-7,94%	13,20%
2004	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	9 015	306	1 361	16	10 698
Ventes intersectorielles	55	2 529	4 607	2 864	10 055
Amorti./déclassement	451	668	728	215	2 062
Frais financiers	345	834	1 038	841	3 058
Bénéfice net	287	365	1 664	119	2 435
Investissements	613	743	2 172	-1 072	2 456
Immo. nettes	8 165	17 256	25 760	408	51 589
Actif total	10 284	18 410	26 658	3 746	59 098
Employés à exploitation	7 388	3 206	3 339	5 867	19 800
Taux de rendement	10,50%	7,46%	23,48%	11,95%	15,50%
Taux rendement=Bénéfice net division/(Avoir propre H.Q. part d'Immo. nettes de division)					
9 premiers mois	Bénéfice net 6 ers mois 2005 :187 M\$ HQD, 227 M\$ HQT				
2005 Produits externes	6705	18	1328	228	8279
2005 Bénéfices nets	79	303	1535	-70	1847
2004 Produits externes	6502	15	912	278	7707
2004 Bénéfices nets	85	366	1155	183	1789

Les données financières d'H.Q. nous indique qu'après les hausses tarifaires en 2004 et 2005 la rentabilité d'HQD s'est améliorée significativement depuis 2003. Un profit de 5 M\$ (sur un profit total de 46 M\$) s'ajoute pour HQD en 2005 suite à la vente d'HydroSolution. Malgré les gains de change et les profits sur la vente des actifs dans le secteur gazier en 2004, la situation d'ensemble d'H.Q. apparaît excellente, considérant les apports de revenus amenés par les hausses tarifaires et les ventes accrues à l'exportation.

Le taux de rendement d'HQD en 2004 ici évalué (10,5%) apparaît supérieur au taux réglementé (8,7%), ce qui selon nous devrait être expliqué, et au besoin crédité aux clients. Le taux de rendement global d'H.Q. est ainsi en croissance (15,5% pour un profit de 2 435 M\$, vs 27,4% pour HP). La situation en 2005 tant pour H.Q. que pour HQD semble être excellente.

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

T 2) Évolution de la base tarifaire, du revenu requis et des revenus tarifaires, M\$, 2001-2006

Exercice terminé le 31 décembre R-3492-2002 phase 2 et R3541-2004	Historique 2001	Historique 2004	Base 2005	Témoin 2006	% d'augmentation 2006/2001	% d'augmentation 2006/2005
Achats d'électricité	4 099,3	4 567	4 803,4	5 194,5	26,72%	8,14%
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	2 269,7	2 426,5	2 543,9	16,21%	4,84%
REVENUS REQUIS	8 601,4	9 149,7	9 542,9	10 051,4	16,86%	5,33%
Revenus totaux/tarifs actuels	7 796,6	9 150,5	9 388	9 588,3	22,98%	2,13%
Écart	804,8	-0,8	154,9	463,1	-42,46%	199,0%
Hausse tarifaire requise en %	10,3%	-0,01%	1,65%	4,83%	-53,21%	192,7%
Ventes en TWh	152,21	165,89	170,28	174,19	14,44%	2,30%
Revenu requis moyen ¢/kWh	5,65	5,52	5,60	5,77	2,11%	2,96%
Revenu tarifaire moyen ¢/kWh	5,12	5,52	5,51	5,50	7,46%	-0,16%
RENDEMENT BASE TARIFICATION	799,2	621	683,5	691,5	-13,48%	1,17%
dont Coût de la dette	529,1	367,7	424,1	436,6	-17,48%	2,95%
dont Rendement sur avoir propre	268,7	253,3	259,4	254,9	-5,15%	-1,73%
Achats de combustible	25,6	42,9	54,1	58,1	126,95%	7,39%
Charges brutes directes	794,2	939,6	1011,7	1053,4	32,64%	4,12%
Taxes	98,7	109,6	104,9	99,4	0,71%	-5,24%
Charges de services partagés	398,5	374,9	365,3	377	-5,40%	3,20%
Frais corporatifs	35,8	30,4	36,7	36,9	3,07%	0,54%
Amortissement/déclassement	423,1	446,9	481,7	561,2	32,64%	16,50%
Crédits divers	-386	-295,6	-311,4	-333,6	-13,58%	7,13%
Coûts capitalisés	-254,1	-295,6	-311,4	-333,6	31,29%	7,13%
Facturation interne (av. HydroSolution)	-23,8	-61,5	-56,8	-52,9	122,27%	-6,87%
Facturation externe émise	-70,3	-103,9	-87,1	-88	25,18%	1,03%
Éléments exceptionnels (remb. verglas)	-37,8	-4,1	-3,9	-3,6	-90,48%	-7,7%
DÉP. PRESTATION SERVICE	7802,2	8528,7	8859,4	9359,9	19,96%	5,65%
Dépenses selon la fonctionnalité en % du revenu requis						
Achats énergie	47,7%	49,9%	50,3%	51,7%	8,4%	2,7%
Coût transport	26,9%	25,3%	24,2%	23,0%	-14,4%	-5,1%
Coût distri./Services client.	25,5%	24,8%	25,4%	25,3%	-0,6%	-0,5%
Dépenses en % du coût distri./serv. clientèle						
Masse salariale	23,2%	28,0%	28,8%	28,6%	23,2%	-0,6%
Coût capital Rendement/amortissement	55,8%	47,1%	48,0%	49,2%	-11,8%	2,5%
Services partagés/corporatifs	19,8%	17,9%	16,6%	16,3%	-18,0%	-1,8%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8164	8318,7	8515,3	8793,3	7,71%	3,26%
Taux de rendement sur base tarifaire	9,790%	7,470%	8,030%	7,864%	-19,67%	-2,07%
Taux moyen de la dette (méthode Régie)	9,970%	6,800%	7,660%	7,640%	-23,37%	-0,26%
Taux rendement moyen avoir propre	9,405%	8,700%	8,710%	8,290%	-11,86%	-4,82%
Achat net électricité patrimoniale	4046,9	4480,8	4517,6	4469,9	10,45%	-1,06%
Achat électricité non patrimoniale	52,4	86,2	285,8	724,6	1282,82%	153,53%
Masse salariale distributeur	508,5	636,6	698,7	727,9	43,15%	4,18%
IPC P.Q.	113,2	120,7	123,1	125,6	10,93%	2,00%
R-3579-05: HQD-6 doc. 1, HQD-1 doc. 1 et autres; Mémoires ACEF dans R-3541-04 et R-3492-02 phase 2						

Analyse critique de l'évolution des coûts de service d'HQD (Tableau 2 et HQD-6 doc. 1) :

a) Objectifs et critères : Il est important de contrôler l'évolution des coûts de services d'HQD, incluant les coûts d'achats d'électricité et de services de transport, si l'on veut limiter la croissance des tarifs et protéger le pouvoir d'achat des consommateurs. Nous jugeons ici de l'évolution de certaines composantes de coûts d'HQD en nous référant à l'inflation générale des prix au Québec (ce qui nous indique comment l'ensemble des prix des biens et services au Québec ont évolué et par référence si la hausse relative de certaines composantes de coûts nous apparaissent déraisonnables).

Il faut garder à l'esprit que la réglementation économique doit chercher à atteindre les éléments positifs des marchés concurrentiels pour les consommateurs (minimisation de coûts, abolition d'un profit économique pur etc.) et qu'il n'est pas question pour l'ACEF de Québec qu'HQD obtienne automatiquement des hausses tarifaires, qu'elles soient ou non inférieures au taux d'inflation, et un rendement garanti sur son avoir propre, considérant en vertu de l'A. 5 de la LRÉ, qui vise à assurer un équilibre des intérêts en cause, que l'on doive tenir compte de la situation économique d'ensemble, de la capacité de payer des consommateurs et de la justification du caractère juste et raisonnable des investissements et des coûts de services proposés par HQD.

Enfin il faut garder à l'esprit que les prévisions développées et soumises par HQD servent à établir son revenu requis et la hausse tarifaire. Il faut dès lors vérifier la fiabilité des données soumises par HQD, qui contrôle les informations sur l'offre et la demande, et s'assurer que les données prévisionnelles ne procurent pas d'avantages indus à HQD, au détriment des clients de la charge locale, relativement aux réalisations.

b) Évolution du revenu requis et des coûts d'HQD :

Le revenu requis d'HQD augmente de 901,7 M\$ entre 2005 et 2006 (5,33%) et 393,2 M\$ entre 2004 et 2005 (4,3%) soit de 901,7 M\$ (9,85%) en deux ans.

L'achat d'électricité est la composante en plus forte croissance : 391,1 M\$ (8,14%) entre 2005 et 2006 et 627,5 M\$ (13,74%) entre 2004 et 2006.

En deux ans le coût de l'approvisionnement patrimonial a augmenté de 28,6 M\$ (0,63%) après l'atteinte de la limite du patrimonial (165 TWh avant pertes), mais le coût de l'approvisionnement patrimonial net de l'ajustement des contrats spéciaux est en baisse de 47,7 M\$ entre 2005 et 2006 du fait de la hausse de l'ajustement, alors que le coût des approvisionnements hors patrimoniaux (incluant l'électricité associée aux tarifs de gestion) est en croissance importante : de 638,4 M\$ (740%) en deux ans et de 438,8 M\$ (153,5%) entre 2005 et 2006.

Les coûts de distribution et de services à la clientèle (SALC) augmentent aussi de manière importante : 117,4 M\$ (4,84%) entre 2005 et 2006 et 274,2 M\$ (12,08%) en 2 ans.

Entre 2001 et 2006 le revenu requis d'HQD augmente de 1 450 M\$ (16,86%), les achats d'électricité augmentant de 1 095,2 M\$ (26,72%) et les coûts de distribution et SALC augmentant de 354,8 M\$ ou 16,21%.

Par comparaison l'inflation au Québec est de 11,15% entre 2001 et 2006 et de 4,24% entre 2004 et 2006 (prévisionnellement de 2,2% en 2005 et 2% en 2006).

c) Hausses de coûts problématiques :

1) Il va de soit que la croissance des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux nous causent problème : en plus d'être le déterminant premier de la hausse du revenu requis entre 2001 et 2006, cet élément exercera des pressions à la hausse soutenue sur le revenu requis d'HQD à moyen et long terme à moins de réduire le coût unitaire d'approvisionnement hors patrimonial.

Rappelons que le coût unitaire d'approvisionnement du BT est passé de 6,5¢/kWh en 2004 à 8,3¢/kWh en 2006. De même HQD avait évalué dans la dernière cause tarifaire un coût d'approvisionnement postpatrimonial moyen de 8,06¢/kWh pour 2005 (9,33¢/kWh pour le tarif D) alors que ce coût est estimé pour 2006 à 9,47 ¢ (10,97¢ pour le D), soit en croissance de 17,5%. Le coût unitaire 9,47¢/kWh du postpatrimonial en 2006 correspond à 342% du tarif patrimonial (2,77¢/kWh après ajustement pour la modification du taux de perte).

Ainsi en 2006 les 7,47 TWh en approvisionnement postpatrimonial coûteront 707,1 M\$.

* La Régie et HQD doivent trouver des moyens de réduire le coût unitaire des approvisionnements postpatrimoniaux. HQD doit être imputable face à la croissance des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux et avoir des incitatifs à réduire ces coûts, au lieu d'être assuré de pouvoir refiler la facture aux clients de la charge locale en versant dans un compte de frais reportés les excédents de coûts d'approvisionnements et de bénéficier en plus d'un taux de rendement sur la base tarifaire sur le solde placé dans ce compte.

* HQD ne devrait en aucun cas toucher un rendement sur avoir propre sur le solde de ce compte, considérant que les coûts d'approvisionnements sont normalement transférés dans les tarifs sans ajout de coût de la part d'HQD.

* Le coût des approvisionnements de long terme basés sur les sources hydroélectriques et éoliennes nous apparaissent assurer plus de stabilité et un coût d'approvisionnement plus raisonnable, dans la mesure où les coûts de ces projets sont véritablement minimisés.

* De même l'utilisation en priorité des surplus d'électricité d'HQP ainsi que de ses capacités de stockage sont pour nous des moyens de réduire les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux tout en réduisant notre dépendance à l'endroit des importations de court terme. Aussi une meilleure planification de l'offre et de la demande sont nécessaires pour réduire les coûts d'ajustement à court terme.

2) La croissance de la masse salariale : la masse salariale augmente de 91,3 M\$ (14,34%) entre 2004 et 2005, et de 29,2 M\$ entre 2005 et 2006 : alors que les salaires de base augmentent de 14,4 M\$ (3,1%) en 2 ans, le problème se situe plutôt au niveau des avantages sociaux (hausse de 84 M\$ en 2 ans ou 100,6%) et de la charge de retraite (hausse de 74,7 M\$ en 2 ans, alors que cette charge était nulle en 2004).

* Il nous apparaît nécessaire de trouver des mécanismes pour stabiliser cette dépense et pour mieux en prévoir l'évolution, considérant le fait qu'HQD reconnaisse que la charge de retraite a été sous-estimée en 2005 et devrait augmenter dans le futur.

* La comparaison des salaires avec le marché de référence : nous avons déjà signifié à la Régie que la comparaison des salaires 2003 faisait ressortir que certaines classes d'emploi avaient des salaires significativement plus élevés que la médiane du marché de référence (voir HQT-14 doc. 2 p. 41-42) que l'actionnaire ou H.Q. pourrait assumer. Pour la prochaine étude comparative nous considérons que le marché de comparaison devrait inclure les employés du gouvernement du Québec, et fournir la moyenne des salaires, pas juste la médiane. De plus nous pensons qu'H.Q. et l'actionnaire devraient assumer les excédents de salaires et non les clientèles.

3) La croissance du rendement sur la base tarifaire et de l'amortissement : hausse de 70,5 M\$ ou 11,35% en 2 ans occasionnée par la croissance de la base tarifaire de 474,1 M\$ (5,71%) en 2 ans et surtout la hausse du taux de rendement sur la base tarifaire (taux passant de 6,8% en 2004 à 7,64% en 2006, alors que ce taux était de 7,66% en 2005). La hausse des taux d'intérêts et l'impact du taux de change sur la réévaluation de la dette expliquent selon HQD cette situation (HQD-).

Chaque hausse de 1% du taux de rendement sur la base tarifaire implique une hausse de coût de l'ordre de 70 M\$ impliquant une hausse d'environ 0,7% des tarifs, sans compter l'impact que cela aura sur le coût de transport, les services partagés et corporatifs et autres coûts.

Quant à l'amortissement on observe une hausse de 114,3 M\$ (25,58%) en deux ans et de 79,5 M\$ (16,5%) de 2005 à 2006 : il n'est pas clair si effectivement le programme d'investissement d'HQD est neutre à court terme sur les tarifs, à tout le moins les coûts totaux de capital (amortissement et rendement sur le base tarifaire) exercent une pression à la hausse sur les tarifs tel que le montre le prochain tableau. En effet le coût total du capital en ¢/kWh est croissant depuis 2004 (de 11,71% ou 9,64% si on enlève les frais reportés sauf ceux du PGÉE) alors que la base tarifaire en ¢/kWh est aussi en croissance de 4,62% (3,37% enlevant les frais reportés sauf ceux du PGÉE), dans les deux cas les taux de croissance sont positifs et peuvent dépasser le taux d'inflation.

T.3 Évolution de la base de tarification et du coût total en capital

	Historique 2001	Historique 2004	Base 2005	Témoïn 2006	% d'augmentation	
					2006/2001	2006/2004
Base de tarification	8601,4	9149,7	9542,9	10051,4	16,86%	9,85%
Rend. capital/Amortissement	1222,3	1067,9	1165,2	1252,7	2,49%	17,30%
Ventes en TWh	152,2	165,9	170,3	174,2	14,44%	5,00%
Rend. capital/Amor. en ¢/kWh	0,80	0,64	0,68	0,72	-10,44%	11,71%
Base tarification en ¢/kWh	5,65	5,52	5,60	5,77	2,11%	4,62%
Net des frais reportés sauf PGÉE						
Rend. capital/Amor. en ¢/kWh	0,80	0,64	0,68	0,70	-12,62%	9,64%
Base tarification en ¢/kWh	5,65	5,33	5,42	5,51	-2,42%	3,37%

On note que l'amortissement des immobilisations passe de 413,4 M\$ en 2004 à 452,6 M\$ en 2006, soit une hausse de 9,5% en 2 ans.

Les frais reportés augmentent de 7,6 M\$ en 2004 à 64,8 M\$ en 2006 (hausse de 57,2 M\$ ou 752,6% en 2 ans).

De même l'amortissement des actifs incorporels augmentent de 25,9 M\$ en 2004 à 43,8 M\$ en 2005 (hausse de 69,11%).

4) Le gel des charges d'exploitation :

(HQD-7, DOCUMENT 3 p. 5) "Les charges d'exploitation ont progressé de 84,4 M\$, passant de 1 049,3 M\$ en 2004 à 1 133,7 M\$ en 2006 soit une croissance annuelle moyenne de 3,9 %; quatre éléments ponctuels occasionnent à eux seuls, des hausses de coûts de 89,8 M\$ sur la période 2004 à 2006 (voir sections 2.1.1 à 2.1.4). N'eut été de ces quatre éléments, les charges d'exploitation 2006 auraient été au même niveau que celles de 2004, témoignant ainsi des efforts considérables réalisés par le Distributeur afin d'augmenter son efficacité dans ses activités de base."

(HQD-14 doc. 2, p. 36 Rép. 11.b) "La promesse faite dans le dernier plan stratégique de geler les frais d'exploitation d'HQD est-elle respectée ? si oui, prouvez votre affirmation ?

Réponse d'HQD : Le Distributeur vise toujours le maintien de ses charges d'exploitation au niveau prévu dans son dernier Plan stratégique. Toutefois, à des fins de gestion, la notion de gel des charges est appliquée aux charges contrôlables par le Distributeur. Ainsi, elle exclut les éléments exogènes tels la charge de retraite, la sécurisation des installations, les nouveaux projets ou encore les variations de types ponctuelles (SIC, l'acquisition du réseau de distribution de Schefferville, etc.)."

La notion de frais d'exploitation est à géométrie variable pour HQD, alors que l'engagement de gel des frais d'exploitation dans le plan stratégique nous semble très

clair : "Pour améliorer son efficacité, Hydro-Québec gèlera jusqu'en 2006 ses charges d'exploitation au niveau prévu pour 2003. Afin d'absorber l'indexation des salaires, inscrite dans les conventions collectives, ainsi que d'autres coûts, l'entreprise entend renforcer diverses mesures, notamment les gains d'efficacité, l'optimisation des activités, la compression des dépenses de personnel, la réduction des effectifs par attrition et le report de

certaines dépenses liées aux activités de soutien.” (Plan stratégique d’H.Q. 2004-2008 p. 36)

- Le Distributeur mentionnait lors de la cause tarifaire 2004-2005 (R-3492-02 phase 2), qu’il visait le maintien de ses charges d’exploitation au niveau prévu de 2003, soit à 971,4 M\$. “Or, bien qu’il ne se soit pas engagé sur un horizon de temps précis, le Distributeur respecte cet engagement pour la cause tarifaire 2005-2006, en présentant pour l’année de base et l’année témoin des charges d’exploitation à des niveaux en deçà de la cible visée, soit 964 M\$ et 965,2 M\$ respectivement.” (Cause R-3541-2004, HQD 14 doc. 2 p. 7.)

L’engagement du maintien des charges vise selon notre compréhension les charges d’exploitation totales et non nettes, et ce à leur niveau de 2003 et non 2004, et cela prenait en considération l’indexation des salaires et des autres coûts tel qu’indiqué au plan stratégique. Nous pensons toujours que la Régie devrait requérir le respect intégral de cet engagement du Plan stratégique et faire assumer par H.Q. ou l’actionnaire la croissance des charges d’exploitation entre 2003 et 2006.

5) Autres éléments de coûts en forte croissance :

Les autres charges directes augmentent de 22,5 M\$ (7,43%) en 2 ans et de 12,5 M\$ (3,99%) entre 2005 et 2006. La hausse est due à l’augmentation des Services externes et ressources financières (de 169,7 M\$ en 2004 à 175,4 M\$ en 2006) soit une hausse de 8,43% en 2 ans et à la dépense en Stock, achats et locations (de 116,3 M\$ en 2004 à 125,4 M\$ en 2006) pour une hausse de 7,82%.

Les charges de services partagés après avoir baissé en 2005 (de 374,9 M\$ à 365,3 M\$) ont augmenté en 2006 (à 377 M\$) soit une hausse de 3,2% en un an. La hausse des dépenses en gestion du matériel (hausse de 3 M\$ ou 9,17% en 2 ans), en gestion documentaire (0,9 M\$ ou 10,98% en 2 ans), en solutions informatiques (hausse de 2,9 M\$ ou 14,95% en 2 ans), en services transactionnels comptables (hausse de 1,8 M\$ ou 25,35% en 2 ans), pour le Contentieux (0,8 M\$ ou 22,2%), pour les services de l’IREQ (3,9 M\$ ou 21,79% en 2 ans), pour les circuits de communication (hausse de 0,6 M\$ ou 23,08% en 2 ans), rendement des fournisseurs, essentiellement le Centre de Services Partagés, (2,2 M\$ ou 51,16% en 2 ans) viennent contre l’effet des baisses de coûts associées à certains services. Les frais corporatifs sont aussi en croissance (6,5 M\$ ou 21,38% en 2 ans). Enfin les achats de combustibles sont en hausse de 15,2 M\$ en 2 ans (35,43%).

Certaines de ces hausses nous apparaissent exagérées. Bien que certaines augmentations de dépenses soient liées à des projets d’investissement tel que SIC et DesCartes, nous devrions être assurés que ces investissements et dépenses permettront véritablement de réduire les coûts et d’améliorer la qualité des services dans le futur. Nous ne sommes pas convaincus en

terme de bénéfices coûts et de rapport qualité prix, que les consommateurs soient toujours gagnants dans ces choix d'où l'importance de suivre et d'évaluer dans le futur la rentabilité véritable des investissements pour les clients d'HQD.

6) Ajustement pour les contrats spéciaux : tel que nous en avons discuté dans notre preuve dans R-3541-04 nous doutons que l'ajustement des contrats spéciaux soit suffisant, ce qui accroît le fardeau des clientèles régulières en ce qui a trait aux coûts d'approvisionnements.

(Preuve ACEF Q. R-3541-04 p. 9) "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.. 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 2006 l'ajustement des contrats spéciaux devient 133,6 M\$ (114,1 M\$ prévu en 2005 mais réajusté à 79,3 M\$ dans la présente cause) mais avec une hausse importante du volume d'électricité impliqué dans les contrats spéciaux.

d) Comparaisons des prévisions et des réalisations : 2002 à 2005

Il est important de s'assurer que les prévisions de coûts présentées par HQD sont raisonnables et fiables : autrement les excédents de coûts réels qui sont placés dans des comptes de frais reportés impliqueront des surprises et des hausses tarifaires accrues dans le futur, alors que les prévisions excédentaires de coûts entraînent des hausses tarifaires trop fortes que ce qui devrait être et une marge bénéficiaire accrue pour HQD, relativement au taux de rendement autorisé.

Nous observons dans le prochain tableau des écarts significatifs entre les prévisions et les réalisations de coûts, au chapitre des achats d'électricité (de par le mode de prévision basée sur le scénario moyen à température moyenne) et du revenu requis pour la distribution et les services à la clientèle (entre autres dû aux erreurs prévisionnelles sur la masse salariale et le rendement sur la base tarifaire).

Par exemple pour 2004, HQD avait prévu dans la cause R3492-02 phase 2, des coûts d'achat d'électricité plus élevé que ce qui a été nécessaire en réalité, ce qui a amené à un revenu requis plus faible en réalité que prévu.

* Cet excédent de coûts prévus devrait être soustrait dans le compte de frais reporté des coûts d'approvisionnement.

Par la suite, les coûts d'achat d'électricité et de Distribution/SALC ont été sous-estimés de même que le revenu requis d'HQD. Une partie de ces coûts se retrouveront dans des comptes de frais reportés ou d'étalement impliquant un impact tarifaire ultérieur.

T.4) Comparaison des prévisions et des réalisations

R3492-02 phase 2	2001	2002	2003	2004				
Achats d'électricité	4 099,3	4 224,6	4 487,9	4 627,4				
Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 313,0				
Coût Distribution/SALC	2 189,1	2 183,6	2 123,8	2 149,3				
REVENUS REQUIS	8 601,4	8 721,2	8 924,7	9 089,7				
Rendement base tarifaire	799,2	736,8	691,1	690,9	Écart entre les prévisions et les réalisations entre 2 causes			
Masse salariale	508,5	557,74	556,1	566,5				
					2003	2003	2004	2004
					M\$	%	M\$	%
R-3541-04		2003	2004	2005				
Achats d'électricité		4 505,8	4 517,8	4 690,4	-17,9	-0,4%	109,6	2,4%
Service de transport		2 313,0	2 313,0	2 313,0	0	0,0%	0	0,0%
Coût Distribution/SALC		2 096	2 160	2 254,5	27,8	1,3%	-10,7	-0,5%
REVENUS REQUIS		8 914,8	8 990,8	9 257,9	9,9	0,1%	98,9	1,1%
Rendement base tarifaire		666,3	664,2	727,8	24,8	3,7%	26,7	4,0%
Masse salariale		594,1	609	621,4	-38	-6,4%	-42,5	-7,0%
					2004	2004	2005	2005
					M\$	%	M\$	%
R-3579-05		2004	2005	2006				
Achats d'électricité		4 567	4 803,4	5 194,5	-49,2	-1,1%	-113	-2,4%
Service de transport		2 313,0	2 313,0	2 313,0	0	0,0%	0	0,0%
Coût Distribution/SALC		2 269,7	2 426,5	2 543,9	-109,7	-4,8%	-172	-7,1%
REVENUS REQUIS		9 149,7	9 542,9	10 051,4	-158,9	-1,7%	-285	-3,0%
Rendement base tarifaire		621	683,5	691,5	43,2	7,0%	44,3	6,5%
Masse salariale		636,6	698,7	727,9	-27,6	-4,3%	-77,3	-11%

T. 5 Comparaison des prévisions et réalisations de taux de dette

Taux moyen sur dette comparé	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Cause R-3492-2002	9,97%	8,93%	8,22%	7,87%		
Cause R-3541-2004			7,80%	6,89%	8,24%	
Écart 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	
Cause R-3579-2005				6,800%	7,660%	7,640%
Écart absolu p/r à R-3541-04				0,0009	0,0058	0,00335
Impact potentiel sur coût de la dette en M\$				5	32	19,15
Base tarifaire M\$ (65% dette)				8318,7	8515,3	8793,3

* Il est donc important de vérifier la valeur des prévisions de coûts et de revenus d'HQD, d'exiger des justifications de la part d'HQD et de rendre imputable HQD en exigeant la fermeture réglementaire.

e) Le balisage des coûts :

En réponse à notre question 4,b.2 (HQD-14 doc. 2 p. 8-9) HQD indique que pour évaluer les améliorations de son efficience il s'est doté d'indicateurs qui servent de repère pour apprécier et évaluer la performance du contrôle de ses coûts. HQD ajoute :

- Le coût du capital est passé de 799,2 M\$ en 2001 (taux de 9,79 %) à 691,5 M\$ en 2006 (taux de 7,86 %), contribuant ainsi à une réduction des coûts de 107,7 M\$ sur la période considérée. L'impact favorable de la variation du taux d'intérêt s'élève à 169,3 M\$. À l'exception de l'impact que pourrait avoir la réévaluation du dollar sur le coût du capital, les coûts de distribution et services à la clientèle ne sont pas directement affectés par l'évolution des taux de change;

- Les charges des services partagés sont passées de 398,5 M\$ en 2001 à 377,0 M\$ en 2006, contribuant ainsi à une réduction des coûts de 21,5 M\$ sur la période considérée;

- * Pour véritablement juger de la performance d'HQD il faut différencier les gains d'efficience redevables de ses actions et décisions, des réductions de coûts redevables de facteurs exogènes ou qu'HQD dit hors de son contrôle. Ainsi l'impact favorable de la variation du taux d'intérêt (169,3 M\$) et la réduction des charges des services partagés (21,5 M\$) soit une baisse de coûts de 190,8 M\$ explique une part significative de l'amélioration de la performance d'HQD.

- * nous pensons qu'HQD devrait aussi se comparer avec les autres utilités canadiennes en acquérant les résultats de l'enquête COPE.

- * HQD devrait établir un plan d'amélioration de ses processus, en évaluant les économies potentielles et s'assurer d'un suivi des activités de balisage et du plan d'amélioration en faisant rapport à la Régie lors des audiences tarifaires, en déblayant le terrain en comité technique tant que les connaissances sur le balisage seront en évolution et que le plan d'amélioration des procesus sera en opération.

- * HQD et ses fournisseurs de services internes devraient prouver que l'échantillon des entreprises servant de comparaison est représentatif et vraiment comparable à la situation d'H.Q., et s'assurer de la fiabilité statistique des résultats de comparaison ce dont on n'est pas assuré, nommément lorsque l'échantillon est petit et que les critères de sélection relèvent d'HQD ou de ses fournisseurs internes.

- * L'exercice de réduction des coûts ne doit toutefois pas se faire au détriment des clientèles (réduction de la qualité ou de la disponibilité des services) mais bien en optimisant les processus donc en améliorant la productivité des facterus de production.

- * Bien que les résultats du balisage indiquent qu'HQD a amélioré sa performance et sa

productivité, d'une part on observe dans l'économie des gains de productivité qu'il faudrait comparer avec les gains de productivité d'HQD, de même afin de mieux juger en terme relatif la performance d'HQD il faudra suivre et comparer dans le temps l'évolution des indicateurs de diverses entreprises comparables, autant canadiennes que nord américaines, de la sorte nous pourrons porter un jugement mieux éclairé sur la performance véritable d'HQD.

* Enfin nous croyons que des indicateurs globaux devraient permettre de suivre l'évolution du coût de service total d'électricité, incluant le coût de fourniture, considérant qu'HQD est aussi responsable et imputable face à l'évolution des coûts de fourniture, ce qui affecte l'évolution des tarifs d'ensemble et la compétitivité de l'électricité et de notre économie dans son ensemble.

* L'exercice de réduction des coûts ne doit toutefois pas se faire au détriment des clientèles (réduction de la qualité ou de la disponibilité des services) mais bien en optimisant les processus donc en améliorant la productivité des facteurs de production.

* Bien que les résultats du balisage indiquent qu'HQD a amélioré sa performance et sa productivité, d'une part on observe dans l'économie des gains de productivité qu'il faudrait comparer avec les gains de productivité d'HQD, de même afin de mieux juger en terme relatif la performance d'HQD il faudra suivre et comparer dans le temps l'évolution des indicateurs de diverses entreprises comparables, autant canadiennes que nord américaines, de la sorte, nous pourrons porter un jugement mieux éclairé sur la performance véritable d'HQD.

* Enfin nous croyons que des indicateurs globaux devraient permettre de suivre l'évolution du coût de service total d'électricité, incluant le coût de fourniture, considérant qu'HQD est aussi responsable et imputable face à l'évolution des coûts de fourniture, ce qui affecte l'évolution des tarifs d'ensemble et la compétitivité de l'électricité et de notre économie dans son ensemble.

II) Allocation des coûts et protection de l'interfinancement

Nous présentons au prochain tableau la répartition du coût de service d'HQD entre ses clientèles et entre facteurs d'allocation.

La part du coût de service allouée en énergie est principalement redevable du coût de fourniture (approvisionnement) alloué en fonction du FU (48,9% pour le D) et du taux de perte (9,2% pour le D) (HQD-12 doc. 2 p. 74). Une faible part des coûts de distribution sont alloués en fonction de l'énergie, mais nous n'en avons pas tenu compte ici.

Avec 33,8% de l'énergie le secteur domestique se voit accorder 4 917 M\$ ou 49,6% du coût total soit 9 907 M\$, alors que la clientèle grande puissance accapare 42,2% de l'énergie mais assume 2 576 M\$ ou 26% du coût total.

L'importance accordée aux facteurs de répartition puissance et abonnement expliquent cette situation, considérant que la clientèle domestique occupe une part appréciable de la puissance de pointe coïncidente (servant à allouer le coût de transport), de la pointe non coïncidente (51,4%) et du nombre d'abonnements (91,5% en moyenne tension) ainsi que des branchements, qui servent à allouer les coûts de distribution.

On se questionne à savoir si ce n'est pas le vrai visage de l'interfinancement : soit des tarifs résidentiels plus élevés pour permettre à la grande entreprise de bénéficier de tarifs plus bas.

T. 6) Répartition du revenu requis total 2006 entre facteurs et clientèles (HQD-12 doc. 2)

2006 Catégorie	Part énergie	Part puissance	Part (MT) abonnement	% du coût qui est alloué selon				Coût total M\$	% Coût total
				Énergie	Puissance	Abonnement	Autres		
Domestique	33,8%	51,4%	91,5%	19,5%	57,9%	18,3%	4,27%	4 917	49,6%
G et M	24,0%	22,8%	8,5%	37,3%	48,0%	6,7%	8,07%	2 414	24,4%
Grande puiss.	42,2%	25,8%	0,004%	66,2%	27,5%	0,3%	6,06%	2 576	26,0%
Total	100%	100%	100%	34,1%	49,5%	10,8%	5,55%	9 907	100%

Dans autres on retrouve les pertes en production et les autres en distribution.

a) L'allocation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux

HQD préconise de répartir les coûts d'approvisionnements de manière intégrée : c'est à dire que la part de l'électricité patrimoniale (et postpatrimoniale) avant perte allouée à chaque clientèle correspond à la part de consommation totale avant perte consommée par la clientèle, de même le FU et le taux de perte pour la consommation totale de chaque clientèle sont utilisés pour établir le prix patrimonial et postpatrimonial propre à chaque clientèle.

Ainsi la clientèle domestique en 2006 (HQD-12 doc. 2, p. 15) se voit allouer 33,81% (56,271 TWh/166,4 TWh) du volume patrimonial et le même % des ventes postpatrimoniales (2,517/7,465) soit la part du domestique dans la consommation totale (excluant les tarifs de gestion) 33,81%(56,788/173,865). De même le ratio prix pour la clientèle domestique sur prix

pour l'ensemble des clientèles est similaire pour le patrimonial ($3,2/277 = 115,5\%$) et le postpatrimonial ($10,97/9,47 = 115,8\%$).

Cette méthode implique, si la consommation de la clientèle industrielle augmente plus vite que la clientèle domestique, que la part du patrimonial alloué au secteur industriel augmentera dans le temps, alors que la part du patrimonial alloué au secteur domestique diminuera.

De la sorte le secteur domestique se voit allouer 38,855% du coût du patrimonial en 2006 ($1788,7/4603,5$) et 38,75% ($274/707,1$) du coût du postpatrimonial.

HQD a, en comité technique, en juin et juillet dernier, simulé la répartition des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux selon 4 différentes méthodes de répartition, dites marginales en ce qu'elles traitent différemment les parts et les prix des consommations patrimoniales et postpatrimoniales. HQD a indiqué sa préférence pour une des 2 méthodes qu'elle a conçu et simulé (scénario A, méthode du coût horaire, voir HQD-12 doc. 1.1 p. 8). Mais HQD indique toutefois qu'elle privilégie l'approche globale discutée ci-haut tout en présentant les méthodes marginales à la demande de la Régie.

Nous rejetons d'emblée deux méthodes marginales car nous considérons qu'elles contiennent des éléments arbitraires qui contreviennent selon nous aux critères d'équité et de causalité.

Nous discuterons ici plus à fond de deux méthodes marginales qui répondent selon nous aux critères d'équité et de causalité des coûts, selon des approches toutefois différentes.

* Nous pensons que la méthode marginale privilégiée par HQD (scénario A, méthode du coût horaire) pourrait aussi être appliquée pour l'allocation des coûts du volume patrimonial au lieu de la méthode d'allocation basée sur les FU et taux de perte seulement, tel que spécifié dans la LRÉ. La Régie doit toutefois trancher à savoir si cette méthode respecte l'esprit et le texte de la LRÉ et des règlements (1er critère utilisé pour départager les différentes méthodes), en ne faisant pas appel explicitement aux facteurs de répartition FU et taux de perte, bien qu'elle en tienne compte de manière indirecte et implicite.

* Le critère de prise en compte des caractéristiques de consommation par blocs d'approvisionnement est une exigence supplémentaire de la Régie au-delà de ce qu'exige la Loi et il faut s'assurer que cela respecte l'esprit et le texte de la Loi actuelle. Il en va de l'exigence faite par la Régie de refléter le plus fidèlement possible le Plan d'approvisionnement et de prendre en compte les caractéristiques propres des produits d'approvisionnement. Il nous semble qu'il y a interdépendance entre ce dernier critère et celui de causalité des coûts, de plus nous considérons que ce critère est plus utile dans la gestion et l'optimisation des ressources (minimisation des coûts) que pour l'allocation des coûts proprement dite.

Les caractéristiques différenciées de la demande entre le patrimonial et le postpatrimonial ne sont pas prises en compte dans le scénario C, contrairement à ce qui devrait être selon notre interprétation de la Loi et à l'exigence de la Régie.

* Il y a redondance du fait que le critère "Applicabilité/aspect technique" reprend aussi la notion de prise en compte des FU et taux de pertes des différentes catégories de clients.

* Le respect du décret 1277-2001, qui fixe une courbe classée en puissance pour l'électricité patrimoniale pour 2001, renvoie à une exigence du législateur dans la détermination du bloc patrimonial; toutefois si la courbe classée de l'année de référence postpatrimoniale est significativement différente de 2001, il faudrait :

- soit établir l'année de référence en 2001 pour répartir le bloc patrimonial en 2001, en ajustant par exemple proportionnellement les demandes existant en 2001 de manière à atteindre le volume patrimonial total; pour les consommateurs résidentiels cela serait avantageux puisqu'ils occupaient alors une plus grande part du volume patrimonial consommé (le secteur industriel ayant connu une croissance plus forte entre 2001 et 2005 ou 2006. Cela expliquerait aussi le fait que le FU de la courbe du décret (67,2%) est inférieur au FU prévu de 67,7% en 2006.
- soit modifier le décret pour l'adapter aux réalités de l'année postpatrimoniale de référence (par ex. 2006) et à la demande y ayant cours (par ex. en 2006).

"La courbe patrimoniale telle que fixée dans le Décret 1277-2001 est une prévision établie en 2001 pour les années 2005/2006. Cette courbe est présentée sous forme de puissances classées (8 760 heures), sans précision quant à la répartition par catégorie de consommateurs. Elle représente un total de 179 521 GWh avec une pointe maximale de 34 342 MW incluant la consommation des centrales et un taux de pertes de transport et de distribution de 8,4 %. Le facteur d'utilisation basé sur les 300 heures les plus élevées de l'année est de 67,2 %. La courbe du Distributeur pour l'année 2006 quant à elle est présentée par ordre chronologique et détaillée par catégorie de consommateurs pour un total de 186 939 GWh, incluant un taux de pertes de 7,5 % et excluant la consommation des centrales. Le facteur d'utilisation des 300 heures est de 67,7 %." (HQD-12 doc. 1.1 p. 11)

La prise en compte du décret 1277-2001 (puissance classée du patrimonial) est absente des scénarios D et de la méthode globale privilégiée par HQD, en ce sens une exigence fixée par la Régie n'est pas respectée.

* Les modalités d'ajustement des pourcentages de répartition du bloc patrimonial nous apparaissent plus complexes avec la méthode retenue par H.Q. pour répartir le bloc patrimonial pour les scénarios A, B, D, par contre pour les scénarios global et C l'ajustement est automatique, mais c'est justement pour cette raison que nous contestons le caractère équitable et causal de ces deux méthodes d'allocation des coûts.

* Les scénarios C et global n'assurent pas un signal de coût différencié pour les composantes et caractéristiques de demande du patrimonial et du postpatrimonial, en ce sens le critère de causalité des coûts n'est pas directement respecté.

* Enfin nous croyons que le critère d'équité doit être enrichi afin de prendre en compte l'équité verticale, et non seulement horizontale, qui vise à s'assurer que les diverses catégories de clientèles assument une part équitable des coûts communs, particulièrement lorsqu'il n'y a pas de référentiel théorique ou rigoureux pour établir des règles d'allocation optimale des coûts communs. Si on considère l'équité verticale il faut se questionner si la répartition variable du volume patrimonial en fonction des proportions de consommations totales est équitable, ce qui aussi amène une certaine instabilité dans le partage des coûts du volume patrimonial. Il faut éviter d'introduire des règles arbitraires et discriminatoires dans le processus d'allocation des coûts en restreignant certains produits d'approvisionnement à une catégorie ou certaines catégories de clients sur la base de critères externes non fondés (scénario D). Car la distinction faite entre les produits cyclables et de base nous apparaît arbitraire. Selon nous il n'y a pas de lien direct entre le FU d'une catégorie de clients et la stabilité horaire de sa demande, qui nous permettrait de répartir équitablement l'usage des produits cyclables qui visent à ajuster l'offre à la demande sur une base horaire. Cela discrimine aussi selon les usages : sur une base horaire tous les clients qui requièrent de l'électricité pour une telle heure sont la cause des coûts propres à cette heure et ne devraient pas subir de pénalité (ou d'avantage) du seul fait qu'ils ont un facteur d'utilisation plus faible (élevé) ou une demande moins (plus) stable. Pour une clientèle donnée, un FU plus faible ou une demande moins stable va entraîner des coûts plus élevés dans la mesure où cette clientèle consomme une plus grande proportion des produits plus coûteux aux heures de pointe. Lui réserver dans cette approche les produits plus coûteux et lui retrancher des produits moins coûteux aux heures de pointe nous apparaît une opération discriminatoire supplémentaire qui la pénalise doublement et injustement.

“Le scénario D correspond essentiellement au scénario A avec un degré de détail additionnel qui nécessite un exercice qui ne peut qu'être arbitraire visant à séparer les volumes par catégorie de consommateurs entre le patrimonial, le postpatrimonial et dans ce cas-ci le postpatrimonial modulable ou programmable.” (HQD-12 doc. 1.1 p. 10).

Il faut aussi selon nous considérer dans le critère de simplicité (moins important que les critères de causalité et d'équité) les aspects de transparence et d'accessibilité et de disponibilité publique des informations à la base de l'exercice d'allocation des coûts, afin que la Régie et les intervenants puissent avoir un certain niveau de contrôle et une bonne compréhension des traitements effectués et de la provenance des résultats.

Les méthodes C et global amène une instabilité dans le partage des coûts du volume patrimonial que l'on ne retrouve pas dans les autres méthodes comparées. Théoriquement si la demande d'une catégorie de clients était fixée dans le temps les méthodes C et global devraient faire varier plus fortement le coût unitaire de cette catégorie que les autres

méthodes.

1) Scénario A, méthode du coût horaire, comparé à la méthode globale

Cette méthode est plus détaillée que la méthode basée sur les FU ; à savoir si elle est plus précise dépend de la fiabilité du processus prévisionnel de répartition des volumes et des coûts associés aux divers produits sur une base horaire, éléments dont, nous intervenants, avons peu ou pas de connaissance ni de contrôle.

Par contre les demandes horaires de chaque catégorie de consommateurs étant utilisées, cette méthode est plus rigoureuse, et à priori plus précise, que les méthodes basées sur les caractéristiques globales de la demande (FU et % de perte). Il reste à vérifier la conformité de cette méthode avec la LRÉ.

“À noter que ce scénario ne fait pas d'association de contrats d'approvisionnement aux consommateurs à la marge. Dans la mesure où il n'y a pas d'appel d'offres spécifiques, une répartition par produit devient rapidement un exercice très complexe et arbitraire. À défaut de pouvoir faire directement un appariement de contrats d'approvisionnement spécifiques à des catégories de consommateurs particulières, ce qui n'est pas possible, cette méthode regroupe les achats et reflète le signal de coût à la marge. Par ailleurs, le scénario A ne fait pas non plus d'utilisation explicite des facteurs d'utilisation et des taux de pertes à la marge, comme le prescrit la Loi. Les facteurs d'utilisation à la marge pourraient être considérés implicitement puisque le traitement sur une base horaire fait de façon plus précise ce que les facteurs d'utilisation font de façon plus sommaire, c'est-à-dire répartir des coûts plus élevés en période de pointe et des coûts moins élevés en période creuse. Pour ce qui est du taux de pertes à la marge, celui-ci est identique au taux de pertes du patrimonial puisque le volume de consommation patrimoniale sera automatiquement ajusté en fonction du taux de pertes global du Distributeur.” (HQD-12 doc. 1.1 p. 8-9)

“Par contre, il est important de préciser que le scénario A appliqué dans un contexte d'un décret basé sur les proportions des volumes de consommation globale du Distributeur comme celui de cette année (voir pièce HQD-12, Document 1.3), perdrait toute sa signification par catégorie de consommateurs si les volumes de consommation patrimoniale sont révisés à chaque année par le gouvernement comme il l'a fait cette année et l'an passé.” (HQD-12 doc. 1.1 p. 9). Si la Régie décidait de retenir la méthode A pour allouer les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, le gouvernement prendrait acte de la décision de la Régie en autant qu'elle est appliquée en conformité à sa juridiction et au texte et à l'esprit de la LRÉ, alors le gouvernement n'aurait pas lieu de produire un nouveau décret sur la question.

T. 7) Comparaison des deux méthodes d'allocation des coût

Marginale A 2006	***** Patrimonial *****		***** Postpatrimonial *****			Coût total M\$
	TWh	Coût M\$	TWh	Coût M\$	en ¢/kWh	
Domestique	56,271	1789,1	2,517	245,1	9,74	2 034,2
Petite-moyenne Puis.	39,592	1084,2	1,771	168,4	9,51	1 252,6
Grande puissance	70,537	1730,2	3,178	293,7	9,24	2 023,9
Total	166,4	4603,5	7,466	707,2	9,47	5 310,7
Globale 2006						
Domestique	56,271	1788,7	2,517	274	10,89	2 062,7
Petite-moyenne Puis.	39,592	1084,8	1,771	166,1	9,38	1 250,9
Grande puissance	70,537	1730	3,178	266,9	8,40	1 996,9
Total	166,4	4603,5	7,466	707,1	9,47	5 310,6
Méthode globale (HQD-12 doc. 2 p. 15); Marginale (HQD-12 doc. 1.1 p. 16)						
Marginale A 2014	***** Patrimonial *****		***** Postpatrimonial *****			Coût total M\$
	TWh	Coût M\$	TWh	Coût M\$	en ¢/kWh	
Domestique	56,041	1788,1	4,998	371,32	7,43	2 159,4
Petite-moyenne Puis.	39,498	1081,5	4,61	337,8	7,33	1 419,3
Grande puissance	70,861	1733,9	8,84	631,3	7,14	2 365,2
Total	166,4	4603,5	18,448	1340,42	7,27	5 943,9
Globale 2014						
Domestique	54,947	1751,9	6,092	510,1	8,37	2 262,0
Petite-moyenne Puis.	39,706	1089,2	4,402	317,1	7,20	1 406,3
Grande puissance	71,746	1762,3	7,954	513,2	6,45	2 275,5
Total	166,4	4603,5	18,448	1340,4	7,27	5 943,9
HQD-12 doc. 1,2 : Méthode globale (HQD-12 doc. 2 p. 15); Marginale (HQD-12 doc. 1.1 p. 16)						

Comme l'année de base pour établir la répartition du volume patrimonial est 2006, la méthode marginale et la méthode globale donnent pour 2006, une même répartition des ventes postpatrimoniales entre les catégories de clients. Par contre la méthode marginale donne des prix postpatrimoniaux différents pour une même catégorie de clients. Dans le cas du domestique le prix moyen sous la méthode marginale est de 9,74¢/kWh contre 10,89¢/kWh pour la méthode globale soit un prix plus élevé de 11,8% pour la méthode globale qui entraîne un coût d'approvisionnement postpatrimonial pour le domestique supérieur de 28,9 M\$ en 2006 et un coût total de fourniture supérieur de 28,5 M\$. Enfin l'écart de coût de fourniture entre les deux méthodes pour le domestique augmente entre 2006 et 2014 (102,5 M\$).

On remarque une répartition différente du bloc patrimonial en 2014 pour la méthode globale, relativement à 2006, qui désavantage le domestique, l'effet quantité jouant de même que l'effet prix..

2) Scénario B : FU du postpatrimonial

Cette méthode est plus près du texte de la Loi selon notre compréhension et interprétation de la Loi (A. 52.2 de la LRÉ) en utilisant les caractéristiques de la demande énoncées dans la Loi, de manière différenciée pour le patrimonial et le postpatrimonial, par contre cette méthode agrège les coûts des divers produits d'approvisionnements et ne considère pas spécifiquement la gestion des approvisionnements ni les caractéristiques des produits.

Le fait qu'on puisse obtenir à priori des résultats aberrants (FU supérieur à 1 et coût en puissance négatif, pour le secteur industriel notamment, avec la méthodologie retenue par H.Q. nous questionne toutefois. Il faudrait voir s'il n'y a pas des façons d'éviter de tels résultats.

Les données d'HQD pour 2014 indiquaient (HQD-12 doc. 1.2 p. 26) pour le secteur domestique un prix pour le postpatrimonial plus élevé avec la méthode marginale B relativement à la méthode A, de même une quantité d'électricité patrimoniale moins élevée avec la méthode B, donnant un coût total d'approvisionnement plus élevé avec la méthode B d'environ 42,5 M\$ en 2014 (1,93% de plus).

* Afin de juger de la valeur d'une méthode d'allocation relativement à une autre il est important de disposer de plus d'une année de simulation afin de distinguer l'impact de la méthode d'allocation proprement dite de l'influence des hypothèses sous-jacentes (taux de croissance des différentes demandes, prix relatifs etc.).

* La méthode A proposée par HQD apparaît plus rigoureuse et précise, bien que la valeur des résultats dépend des hypothèse de croissance de demande, de coûts et mixtes d'approvisionnements etc.. Il faudra toutefois confirmer que la méthode A répond correctement aux exigences légales de la LRÉ en terme de paramètres d'allocation. La méthode A permet d'ajuster à la fois les prix et les quantités des approvisionnements postpatrimoniaux en fonction des caractéristiques fines de consommation, ce qui est souhaitable en soi. Par contre la méthode est plus complexe en application et en suivi.

* La méthode B, plus simple d'utilisation, suit de manière moins précise le lien de causalité entre les consommations et les coûts, par contre elle utilise directement les paramètres d'allocation énoncés dans la LRÉ.

* Il nous apparaît préférable d'appliquer une méthode marginale d'allocation de coûts en terme de causalité des coûts et d'équité, la méthode A apparaissant, quoique plus complexe, préférable à la méthode B sous l'angle de la causalité des coûts. Les avantages qui en

découlent pour la clientèle domestique dépendent toutefois de l'évolution relative des diverses demandes et de l'évolution des prix des différentes sources d'approvisionnement.

b) 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 dans la deuxième phase de la cause sur le transport R-3549-04, 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. la somme ou 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).

Cette situation existe en Colombie-Britannique où B.C. Hydro alloue les coûts de transport entre les clients de la charge locale selon la méthode 12 CP alors que l'allocation du coût de transport entre la charge locale et les clients des services de point à point est faite selon une autre méthodologie telle que discutée par l'expert mandaté par TransÉnergie dans la cause de transport. Par ex. pour le réseau global en 2006 la méthode 1-CP alloue 1 196,4 M\$ (51,73%) en coût de transport au secteur domestique, contre 598,4 M\$ (26,2%) au secteur grande puissance), sur un coût total de 2 313 M\$. Pourtant le secteur domestique ne consomme que 33,8% de l'énergie produite et transportée sur le réseau de transport, alors que le secteur grande puissance consomme 42,2% de cette énergie.

De plus le coût de transport assumé par la charge locale est susceptible d'augmenter de 172,4 M\$ à l'issue de la cause de transport en cours, si la proposition d'HQT est acceptée.

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 39,45% (912,48 M\$ soit 283,92 M\$ de moins que la méthode préconisée par H.Q.) des coûts de transport au secteur domestique, contre 36,94% (854,32 M\$ soit 255,92 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 accaparerait 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 soi-disant en faveur du secteur domestique (outre le surprofit sur la fourniture par HQP dont le taux de rendement tiré de la charge locale et du secteur domestique avoisine 20%).

Enfin rappelons que dans la cause sur le transport, des infrastructures spécifiques aux clients grandes puissance ont été évalués par HQT (52,7 M\$ selon HQT-3 doc. 6 p. 4 dans R-3549-04); nous considérons que ces coûts, clairement identifiés par le transporteur, doivent être alloués spécifiquement par HQD à la clientèle grande puissance afin d'assurer l'équité à l'endroit des autres clientèles.

c) La mesure et la protection de l'interfinancement

1) Évolution de l'indice d'interfinancement depuis 2002 et ajustement de l'indice d'interfinancement suite aux changements de méthode d'allocation

HQD considère qu'elle doit enlever l'influence des effets climatiques sur l'évaluation de l'indice d'interfinancement référence 2002, afin de pouvoir comparer adéquatement l'indice référence à l'indice des années prévisionnelles, qui sont normalisées (établies à T° moyenne). Par contre les données budgétaires ne sont pas nécessairement normalisées contrairement à ce que laisse entendre HQD (HQD-12 doc. 3 p. 10).

(HQD-12 doc. 3 p. 10-11) "le Distributeur calcule l'impact de chacun des changements à la méthode de répartition du coût du service. Pour arriver à dégager cet impact, il faut recalculer la répartition par catégorie de consommateurs de la même année, mais avec la méthode de l'année précédente. En procédant ainsi, de nouveaux indices d'interfinancement sont établis, basés sur la nouvelle répartition des coûts ainsi que sur le même niveau de revenus prévus et l'écart des indices entre cette simulation et l'année précédente constitue l'effet méthodologique. Pour les années 2002 et 2003, une simulation de chacune des années a été faite en appliquant un ajustement sur les volumes pour régulariser les effets climatiques selon la même méthode appliquée à chacune des années budgétaires. Pour 2002, l'effet Méthodes constitue l'écart entre cette simulation et les données réelles de 2002."

Selon HQD la balise de référence 2002 qui était 80,2 sans correction pour l'effet température, devrait être corrigée de 0,5 suite à la normalisation en température, puis ajustée à la hausse de 0,1 pour les changements de méthode adoptés par la Régie en 2005 (Composante

abonnement, frais corporatifs, encaisse du fonds de roulement, gestion des abonnements, frais de branchements) et de 0,2 pour les changements de méthode proposés par HQD en 2006 (Contrats spéciaux, amortissements de distribution, partage moyenne et basse tension, nombre d'abonnement et de branchements, changements organisationnels). De sorte que l'indice de 2002, qui était au départ de 80,2, serait devenu 81 en 2006 selon HQD. De plus avec les changements dans les prix/quantités et autres variables endogènes l'indice serait devenu 81,4 en 2006 (HQD-12 doc. 3, p. 17, tableau 3).

L'indice de la petite puissance serait passée dans la même période de 123,1 à 122,7, celle de la moyenne puissance de 130,6 à 130,1 et celle de la grande puissance de 115,8 à 117. Pour 2006 le déplacement de clients du tarif L vers les contrats spéciaux hausse les indices des autres clientèles de 0,2 (domestique) à 0,8 (L).

Selon HQD (HQD-12 doc. 3 p. 18) "La méthode proposée par le Distributeur répond aux exigences de la Régie. Elle permet de suivre de façon rigoureuse l'évolution des indices d'interfinancement utilisant des données prévisionnelles dans la mesure du possible et en éliminant l'effet des changements méthodologiques pour que les balises de référence soient comparables avec les indices d'interfinancement de l'année témoin projetée."

HQD propose donc d'évaluer les changements à la balise d'interfinancement entre deux années qui se suivent puis de remonter ainsi jusqu'à l'année projetée. La balise évolue donc temporellement vers le haut, en ce sens la balise de 2002, devient la balise 2006 ajustée pour les divers changements de méthodes.

* Nous ne sommes pas convaincus et n'avons pas eu de preuve solide à l'effet que la modification par étape et en cascade de l'indice de référence garantit une évaluation adéquate de l'impact des changements de méthode sur la mesure de référence. Il n'est pas assuré que les changements soient additifs et purement indépendants, en sorte que si les conditions d'additivité et d'indépendance des changements n'est pas respectée alors l'estimation de la nouvelle mesure de référence est possiblement biaisée et éloignée de la vraie valeur de référence, pénalisant potentiellement la clientèle domestique.

* Nous rappelons et maintenons ce que nous avons présenté au comité technique sur l'allocation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux en juin 2005 :

1) Si l'objectif est de garder constant l'indice d'interfinancement de la catégorie i : $I_i = R_i/C_i$, pour chaque catégorie tarifaire alors il faut ajuster R_i (revenu tarifaire de la catégorie i) dans la même proportion que C_i (le coût de service de la catégorie i ; i.e. il faut appliquer une hausse tarifaire spécifique à la catégorie i correspondant au taux de croissance du coût de service C_i).

2) Lorsque l'on veut modifier une méthode d'allocation s'appliquant à des coûts déjà existants, il est préférable de réévaluer l'indice de l'année référence sur la base des nouvelles méthodes et de s'assurer pour le futur que la nouvelle valeur d'indice d'interfinancement est maintenue. Il faut aussi prouver que la nouvelle méthode ne pénalise pas la catégorie des clients résidentiels pour lesquels s'applique la protection légale de l'interfinancement : ce en évaluant pour l'année actuelle l'indice d'interfinancement avec l'ancienne méthode d'allocation et en vérifiant :

- a) que l'indice d'interfinancement selon l'ancienne méthode reste au même niveau que l'indice d'interfinancement de référence (selon l'ancienne méthode);
- b) que l'indice d'interfinancement évalué selon la nouvelle méthode évolue parallèlement à l'indice d'interfinancement évalué selon l'ancienne méthode;
- c) si des divergences dans l'évolution de l'indice d'interfinancement des clients résidentiels existent entre l'ancienne et la nouvelle méthode, il faudrait alors s'assurer de réajuster l'indice d'interfinancement cible, en ajustant la hausse tarifaire des clients résidentiels, de manière à ne pas pénaliser les clients résidentiels.

3) Lorsque l'on intègre de nouveaux coûts, relativement aux coûts déjà existants lors de l'année référence, l'indice d'interfinancement cible de l'année de référence devrait être conservé quelle que soit la méthode d'allocation retenue pour les nouveaux coûts, il faudrait donc ajuster la hausse tarifaire en conséquence.

4) Si l'on modifie en cours de route la méthode d'allocation des nouveaux coûts, il faudrait réévaluer l'indice d'interfinancement sur la base de la première année d'entrée des nouveaux coûts, en suivant les étapes décrites en 2) (la première année d'entrée des nouveaux coûts étant alors traitée comme une année référence intermédiaire).

2) Évaluation de l'indice d'interfinancement et prise en compte de l'indice dans l'ajustement tarifaire :

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..

Ainsi pour la mesure d'interfinancement l'année tarifaire nous apparaît plus adéquate que l'année financière, considérant la demande plus importante du secteur domestique en période d'hiver,

- 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 la hausse 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.

- Dans la cause précédente R-3541-04, 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.

Nous considérons qu'il s'agissait d'une différence significative qui méritait que l'on apporte un correctif afin de protéger l'interfinancement du secteur domestique comme le requiert la LRÉ. Si nous introduisons par exemple une méthode marginale pour allouer les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux il est logique de penser à ajuster les tarifs de manière différenciée, en fonction de la hausse des coûts spécifiques à chaque classe tarifaire, dès lors la Régie devra déterminer si elle ajuste les tarifs de manière à atteindre le niveau d'interfinancement cible, ensuite elle aurait à préciser un intervalle de valeurs pour l'indice d'interfinancement, à l'intérieur duquel elle considère raisonnable de garder l'indice, sans qu'elle ait à apporter spécifiquement des correctifs.

En HQD-13 doc. 1 p, 39 et 40 on nous indique que la référence 2002 serait de 81 alors que l'indice en 2006, serait de 81,7 avant la hausse de 3% et deviendrait 81,6 après la hausse. Ainsi les revenus de la classe domestique passeraient de 3 826 M\$ avant la hausse à 3 903 M\$ après la hausse, pour un revenu requis de 4 917 M\$. Un écart d'une unité de l'indice relativement à la référence équivaut à environ 50 M\$ en 2006.

Nous rappelons que cette évaluation est faite sur la base de l'année financière et que l'évaluation sur la base de l'année tarifaire peut différer et vraisemblablement devrait donner un indice d'interfinancement plus élevé.

Ce que reconnaît HQD d'ailleurs (HQD 13 doc. 1 p. 39) : "Les légers écarts observés s'expliquent également par le décalage de trois mois qui existe entre les années financière et tarifaire, décalage qui influe sur le niveau des revenus des catégories de consommateurs. Par exemple, la clientèle domestique se caractérise par un profil de consommation saisonnier, avec une consommation plus importante en hiver qu'en été ; une augmentation tarifaire après la période d'hiver générera relativement moins de revenus chez cette clientèle lorsque évaluée sur la base de l'année financière."

III) Hausse tarifaire proposée, stratégie tarifaire, compétitivité des tarifs d'électricité et impact pour les consommateurs :

a) Hausse proposée et ajustement des composantes structurales

HQD évalue (HQD-1 doc. 1, p. 12) que le manque à gagner (écart entre le revenu requis et les revenus aux tarifs de 2005) en 2006 de 463,2 M\$ requiert une hausse de 5,34% des tarifs d'électricité afin de récupérer sur les revenus de vente le manque. HQD propose de limiter la hausse en 2006 à 3% (259,8 M\$ de revenu sur l'année tarifaire complète dont 180,4 M\$ entre avril et décembre 2006 et 79,4M\$ en provision réglementaire 2006 mais récupérés en 2007) et de placer le manque à gagner restant (203,4 M\$ ou 2,34%) dans un compte d'étalement tarifaire.

Il eut été possible de reporter le manque à gagner sur les revenus totaux plutôt qu'uniquement sur les revenus de vente d'électricité, ce qui donne une hausse tarifaire plus faible (5,27%) mais exige en retour de hausser les prix associés aux autres revenus (frais de services etc.).

	HQD-1 doc. 1, p. 12	Rev. totaux
Revenus de ventes d'électricité	9 474,7	9 474,7
Autres revenus	144,5	144,5
Provision 2005	-31	-31
Revenus totaux	9 588,2	9 588,2
Revenu requis	10 051,4	10 051,4
Manque à gagner	463,2	463,2
Rev. contrats spéciaux	805,7	805,7
Rev. ventes clients réguliers	8 669	
Hausse requise	5,34%	
Revenus totaux clients réguliers		8 782,5
Hausse requise		5,27%

La question se pose s'il est préférable de limiter la hausse tarifaire en 2006 à 3% et de placer le reste du manque à gagner dans un compte d'étalement tarifaire, ou si la hausse intégrale ne devrait pas s'appliquer entièrement en 2006, ou encore s'il ne vaut pas la peine de limiter la hausse à l'inflation (environ 2% en 2006) et de reporter le reste à plus tard.

Il s'agit d'une question de stratégie tarifaire que nous discutons plus loin.

Pour l'instant nous prenons comme des données la hausse totale de 5,4% et la hausse de 3% en 2006, proposée par HQD.

* Nous jugeons que la hausse de 5,34% est trop élevée, dépassant de 3,24% en absolu le taux d'inflation prévu en 2006 de 2%, et qu'il faille couper en conséquence dans la hausse de dépenses.

Il serait possible de demander à H.Q. de se serrer la ceinture et de limiter sa marge de profit et son taux de rendement en 2006, afin de limiter l'impact pour les clientèles de la hausse de coût, en 2006 et après. Nous croyons que réduire le rendement sur avoir propre d'HQD n'est pas contraire à la LRÉ puisque l'A. 5 requiert de la Régie qu'elle tienne compte des divers intérêts en jeu, donc pas juste des intérêts du distributeur d'électricité.

De même HQD devrait être incitée fortement à réduire les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, tel que discuté antérieurement dans la section sur les coûts.

* Il faut limiter au maximum la hausse des coûts et le manque à gagner : la hausse totale ne devrait pas dépasser selon nous 4%. Quant aux modalités de récupération du manque à gagner nous en traiterons dans la partie sur la stratégie tarifaire.

Ajustement des composantes structurales :

Selon HQD (par ex. HQD-13 doc 1 p. 18-19 dans R-3541-04) l'ajustement des composantes tarifaires doit permettre d'amasser le revenu additionnel requis tout en respectant 2 contraintes visant à assurer la simplicité tarifaire : 1) les prix d'énergie (en ¢/kWh) et de puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres après la virgule et 2) les prix exprimés sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être divisibles par le nombre de jour correspondants.

T.8) Options d'ajustement des composantes tarifaires

	Redevance	Prix 1e tranche	Prix 2e tranche	Revenu Total
Quantités en M	3,211449	27771,3102	28605,6898	
Prix	40,64	5,02	6,33	
Revenus M\$	476,37	1394,12	1810,74	3681,23
Proposé HQD	40,64	5,13	6,61	
Revenus M\$	476,37	1424,67	1890,84	3791,88
Hausse	0,000%	2,191%	4,423%	3,006%
Hausse HQD modifiée	40,64	5,1455	6,60219	
Arrondi	40,64	5,14	6,6	
Revenus M\$	476,37	1427,45	1887,98	3791,79
Hausse	0,000%	2,390%	4,265%	3,003%
Hausse uniforme 3%	41,8592	5,1706	6,5199	
Arrondi	41,87	5,17	6,52	
Revenus M\$	490,79	1435,78	1865,09	3791,66
Hausse	3,027%	2,988%	3,002%	3,000%

Diverses possibilités d'ajustement des composantes sont possibles, dépendamment de la précision avec laquelle on veut atteindre le revenu requis, comme en fait foi le prochain tableau, où les revenus par composante sont approximatifs.

* L'ACEF de Québec privilégie des ajustements aussi uniformes que possibles des composantes tarifaires afin de limiter les effets redistributifs.

b) La stratégie tarifaire d'HQD :

La stratégie tarifaire proposée par HQD (création d'un compte d'étalement tarifaire où les coûts non recouverts en 2006-2007, dont la hausse du coût de transport de 344,4 M\$ pour 2005 et 2006 (R-3549-04 phase 2, HQT-3 doc. 6 p. 23, hausse équivalant à une hausse tarifaire de près de 3,9% si on ajoute des frais d'intérêt de 27 M\$ selon HQD-14 doc. 1 p. 30) , seront récupérés par des hausses tarifaires ultérieures.

H.Q. pense recouvrer ses coûts en appliquant une hausse de 3% dans les 8 prochaines années, alors que le taux d'inflation prévu au Canada est de 2%/an (HQD-2 doc. 1 p. 12 pour 2005 et 2006 et HQD-14 doc. 1 p. 30).

Bien que cela puisse être d'intérêt pour les consommateurs de limiter et niveler les hausses tarifaires, la stratégie tarifaire qui consiste à étaler la hausse dans le temps comporte toutefois un risque, qu'il nous faut soupeser, que les coûts futurs, l'inflation, les taux d'intérêt et le taux de change évoluent plus vite que prévu en sorte que l'on pourrait devoir supporter des hausses supérieures à 3% dans les années ultérieures.

Impact des hausses/baisses de coûts sur le solde du compte d'étalement tarifaire (HQD-14 doc. 1 p. 32-33 et calculs propres).

Cas->	Cas HQD	Pas intérêt	Intérêt dette	+10% prix postpatri	+20% prix postpatri	-10% prix postpatri.	Hausse 1% rend. base	Baisse 1% rend. base
Cumul manque à gagner	2 905	2 905	2 905	3 360	3 864	2 450	3 885	2 062
Cumul des intérêts	868	0	844	1 177	1 488	540	1 775	193
Intérêts en % cumul	29,9%	0,0%	29,0%	35,0%	38,5%	22,0%	45,7%	9,3%
Hausse sans report	19,8%	19,8%	19,8%	30,1%	41,2%	10,2%	39,5%	2,6%
Hausse avec report	27,2%	27,2%	27,2%	27,2%	27,2%	27,2%	27,2%	27,2%
Écart absolu	7,3%	-7,3%	7,4%	-2,9%	-14,0%	16,9%	-12,3%	24,6%
Écart relatif	37,0%	-37,0%	37,2%	-9,7%	-34,0%	165,5%	-31,2%	945,8%
Solde 2014	0	-868,0	-28,5	1 171,6	2 348,7	-1 198,4	2 500,6	-2 274,9
Solde % rev. 2014	0,0%	-6,8%	-0,2%	9,2%	18,5%	-9,4%	19,7%	-18%
Année élimination solde	2014	2013	2014	ap. 2014	ap. 2014	2013	ap. 2014	2012
Solde année éliminat	0	-123				-245,6		-134,3

Dans le cas de base présenté par HQD où le solde du compte d'étalement est éliminé en 2014, avec des hausses de 3%/an entre 2006 et 2013 et de 0.4% en 2014 soit une hausse

tarifaire en 8 ans de 27,2%, le cumul des manques à gagner entre le revenu requis et les revenus totaux, (pour les années déficitaires soit entre 2006 et 2011) de 2 905 M\$ (équivalant à une hausse sans report de 19,8%) est résorbé en 8 ans, mais cela implique le versement d'intérêts sur le solde du compte de 868 M\$ soit près de 30% du cumul des manques à gagner. L'absence d'intérêt sur le solde du compte d'étalement implique l'évitement pour les clientèles du coût de financement de 868M\$ et permettrait d'éponger le cumul des manques à gagner en 8 ans avec une hausse tarifaire de 2,23%/an au lieu de 3%/an.

L'application du taux d'intérêt sur la dette, plutôt que du taux de rendement sur la base tarifaire, pour financer le solde du compte d'étalement permettrait de réduire le fardeau de la dette (cumul des intérêts) de 22 M\$ à 844M\$.

En ce qui a trait aux cas d'analyse de sensibilité face au prix de l'approvisionnement postpatrimonial (hausse ou baisse du prix après 2006) traités par HQD à la demande de la Régie (HQD-14 doc. 1 p. 34) on voit que cela fait augmenter la dette entre 35 et 38,5% du cumul des manques à gagner, pour les 2 cas de hausses de prix. Le solde du compte en 2014 demeure significatif, entre 1 100 M\$ et 2 350 M\$ pour les deux cas de hausse. Une hausse tarifaire de 3% plutôt que de 0,4% en 2014 générerait des revenus accrus d'environ 330 M\$ en 2014.

HQD indique que la hausse du prix du postpatrimonial de 20% laisserait un solde du compte au 31 décembre 2015 de 900M\$, ce qui est compatible avec nos évaluations ci-haut présentées.

De plus HQD a évalué l'impact d'une variation du scénario de prévision la demande, le scénario de croissance mi-faible (mise à jour août 2005) laisserait en fin 2015 un solde de 2 300 M\$ dans le compte d'étalement, soit un impact plus marqué que la hausse de 20% du prix du postpatrimonial et la hausse de 1% du taux de rendement sur la base tarifaire.

Le cas de hausse de prix de 20% du postpatrimonial se rapproche de notre cas de hausse du taux de rendement sur la base tarifaire de 1% en absolu ; dans ce cas il y a aussi hausse du coût en capital du transport et des services partagés, suite à une hausse des taux d'intérêt dans l'économie, et aussi hausse du taux d'intérêt sur le solde du compte d'étalement.

Les analyses de sensibilité nous donnent une idée des écarts possibles relativement au cas de base traité par HQD et du niveau de risque que les clientèles devront assumer si la stratégie tarifaire d'HQD est acceptée mais que les coûts évoluent différemment de ce qui était prévu au départ.

À savoir si le risque est acceptable est un choix de valeur ou un choix société qui revient à la population du Québec et aux clientèles du distributeur.

- Engagements antérieurs d'H.Q. à l'égard des hausses tarifaires

H.Q. avait proposé en Commission parlementaire sur le plan de développement 2002-2006 des hausses tarifaires ne dépassant pas le taux d'inflation jusque vers 2010, alors que M. Caillé parlait de hausse de 2 à 2,5% en Commission parlementaire sur le plan de développement 2004-2008 : on devrait exiger le respect de ces propositions.

Commission de l'économie et du travail 21 janvier 2004, 09 h 30 - Vol. 38 N° 20 Examen du plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec

M. Létourneau, député : Merci, Mme la Présidente. M. Boulanger, M. Caillé, bienvenue. Le gouvernement précédent avait gelé les tarifs d'électricité jusqu'en mai 2004. Après les élections, le ministre des Finances, vous vous rappellerez, avait demandé 600 millions de bénéfiques nets supplémentaires à Hydro-Québec à être livrés pour le 31 mars 2004. Et l'actuel gouvernement a décrété le dégel des tarifs le 11 août 2003 et, deux jours plus tard, Hydro-Québec s'adressait à la Régie de l'énergie.

Je voudrais vous citer une position antérieure du président-directeur général – vous allez sûrement vous reconnaître, M. Caillé – face au dégel des tarifs où vous disiez, le 25 janvier 2000 devant cette même commission, je vous cite: «Je suis assez confortable quant à la possibilité réelle d'atteindre un gel tarifaire jusqu'en 2004, et ça va certainement être une des très grandes priorités. Il faut améliorer la qualité du service, mais il faut aussi arriver à une stabilité tarifaire parce que, encore une fois, c'est la meilleure stratégie tarifaire. Au Québec, quand vous vous implantez, le distributeur d'électricité, lui, ce qu'il vise, c'est: pas d'augmentation. Il n'y a pas beaucoup d'endroits au monde où ils se font dire ça. C'est très attrayant – j'en conviens avec vous – parce que, pour un investisseur qui a une foule de risques à gérer, s'il peut dire pour l'électricité: Il y a ici une entreprise avec une réputation qui parle de gel tarifaire, ça veut dire beaucoup. Alors, pour moi, c'est très important, le gel tarifaire.»

M. Caillé (André) d'H.Q. : la réalité des coûts nous a rejoint...

M. Létourneau: Merci, M. Caillé. Le 10 février 2003, lors des audiences de la phase 1 de la cause tarifaire à la Régie de l'énergie, M. Boulanger, votre prédécesseur, M. Filion, disait ceci – je cite aussi la transcription de l'audience: «Ce qui a été identifié dans le plan stratégique 2002-2006, c'étaient des hausses tarifaires au niveau de l'inflation. Puis quand on intègre ça dans un cadre financier cible, alors on pense que c'était, et on pense toujours, que c'est facilement réalisable, selon moi, d'éliminer complètement ce déficit avant 2010, en maintenant les tarifs en bas de l'inflation.»

Alors, ma question: Pouvez-vous nous expliquer pourquoi en moins d'un an l'atteinte de la rentabilité pour le distributeur est passée de l'horizon 2010 à l'horizon 2004?

M. Caillé (André) d'H.Q. : Et quand je parle d'augmentation entre 2 % et 2,5 %, c'est simplement ça que nous ferons, pas plus pas moins. Je pense qu'il faudrait le faire puis je pense qu'il faut le faire, indépendamment des engagements qu'on peut prendre avec l'actionnaire en ce qui concerne le bénéfice.

M. Caillé (André) d'H.Q. : Très bien, Mme la Présidente. Alors, première chose, encore une fois c'est moi qui ai volontarisé de geler les charges d'exploitation au moment où on dégelait les tarifs, conscient qu'une augmentation des tarifs est quelque chose qui pèse beaucoup à l'échelle de l'ensemble de la population du Québec, à l'échelle de l'ensemble de notre clientèle.

Et je voulais que les gens comprennent qu'on n'augmentait pas les tarifs d'électricité pour être en mesure d'augmenter les charges de l'exploitation et les bénéfices allant aux employés syndiqués ou non syndiqués ou à l'ensemble des employés d'Hydro-Québec.
Pour 2005, vous savez qu'on a un système de rémunération par objectifs. Je leur ai dit qu'à cet égard leur objectif serait atteint dans la mesure où ils allaient faire une demande de dépenses qui serait égale à l'année 2004 et à l'année 2003.
...En 2006. ça va être très difficile, c'est plus tard, puis on verra. Quant à la stratégie, je l'ai dit tantôt, je termine là-dessus, madame, si vous le permettez, les dépenses, il faut tuer ça une par une, ça ne se tue pas en groupe.

Face à l'expérience passée on peut se demander si l'on peut faire confiance en H.Q. pour respecter ses engagements à l'égard des hausses tarifaires et des contrôles de coûts.

* La stratégie tarifaire d'H.Q. ne doit pas permettre de faire accepter plus facilement des hausses de coûts et de tarifs supérieures à ce qui serait acceptable si la pleine hausse s'appliquait en totalité en 2006-2007.

* Il peut être souhaitable d'étaler une hausse tarifaire dans le temps si la hausse de départ est pleinement justifiée et s'il y a un engagement ferme d'H.Q. à ne pas dépasser dans le futur un niveau d'augmentation plafond de hausse de coût et de tarifs.

* Il faut limiter au strict minimum l'usage et le délai de remboursement des comptes de frais reportés ou d'étalement, s'ils portent intérêt au taux de rendement sur la base tarifaire d'H.Q. (environ 7,9%/an en 2006-2007) ce qui fait gonfler la facture avec les années. Par exemple la charge d'intérêt associée à une hausse tarifaire étalée sur 8 ans et financée à 8% équivaut à environ 32% ($8\% \times 8/2$) de plus que la hausse initiale.

* Si la Régie adopte le compte d'étalement, elle doit donc prendre en compte les frais d'intérêt et les risques associés aux variations de coûts et de demande en électricité, afin de retenir une période d'étalement optimale qui minimise les impacts (chocs) tarifaires pour la clientèle et les risques (sur les coûts, la demande, l'inflation et les taux d'intérêt etc.) associés au règlement du solde du compte d'étalement.

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

1) Compétitivité relativement aux autres formes d'énergie

Force est de constater que les prix des combustibles (gaz naturel et mazout) ont augmenté fortement ces 3 à 4 dernières années, rendant conjonctuellement l'énergie électrique plus compétitive (au tarif D), pour le chauffage de l'espace et de l'eau.

Cela ne doit toutefois pas constituer une justification ou une excuse pour hausser les tarifs d'électricité au Québec qui doivent être ajustés en fonction des véritables coûts de l'électricité elle-même.

Par contre le prix du mazout a baissé au mois de novembre 2005, où le mazout pouvait revenir à 63¢/litre pour un consommateur, qui négociait son prix ou qui faisait parti d'un regroupement d'achat, ce qui nous laisse penser que les prix des combustibles devraient se stabiliser à la baisse pour 2006, et que les prix de 90¢/litre connus en septembre 2005 sont choses du passé (toutes choses étant égales par ailleurs). Le tarif actuel du secteur résidentiel, 6,33¢/kWh, équivaut à une efficacité de 80% à un prix du mazout de 54,2¢/litre.

Les comparaisons de coût de chauffage réalisées par Manitoba Hydro (Home heating comparaison 1/08/2005, document pdf disponible sur le site Internet de Manitoba Hydro) indiquent qu'en août 2005 :

le chauffage de l'espace au gaz naturel revient moins cher (1 086\$ pour une efficacité de 80% et un prix de 0,4122\$/mètre cube plus un coût fixe de 120\$/an) que le chauffage électrique conventionnel (1 096\$, au coût de 5,654¢/kWh) , alors que le chauffage au mazout revient plus cher (1 600\$ pour une efficacité de 86% et un prix de 75,9¢/litre). Le chauffage électrique de l'eau revient toutefois moins cher que le chauffage au gaz naturel.

* Selon nous HQD doit d'abord, en tant que distributeur d'énergie électrique, pour juger de la compétitivité de l'électricité pour le secteur résidentiel, comparer le coût de l'énergie seulement, les coûts d'équipement et d'entretien relevant d'abord du choix des consommateurs.

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

Comparaison des factures mensuelles d'électricité et des structures tarifaires, secteur résidentiel, 1er mai 2005 (Source : site Internet de Manitoba Hydro.)

Villes /Consommation ->	375 kWh	750 kWh	1000 kWh	2000 kWh	5000 kWh	1 421
Montréal	31,02 \$	49,84 \$	63,70 \$	127,00 \$	316,00 \$	90,35 \$
Winnipeg Man	27,68 \$	48,88 \$	63,02 \$	119,56 \$	289,18 \$	86,82 \$
Vancouver CB	26,32 \$	49,00 \$	64,13 \$	124,63 \$	306,13 \$	89,60 \$
St. Jean NB	42,28 \$	71,35 \$	87,46 \$	148,66 \$	332,26 \$	124,80 \$
Moncton NB	47,47 \$	78,20 \$	98,52 \$	167,99 \$	361,19 \$	130,71 \$
Charlottetown IPE	59,12 \$	97,11 \$	122,43 \$	205,49 \$	440,99 \$	160,04 \$
St. Jean TN	44,65 \$	74,45 \$	94,11 \$	172,75 \$	408,68 \$	117,80 \$
Edmonton Alb	40,79 \$	67,52 \$	85,36 \$	156,72 \$	370,80 \$	113,43 \$
Medicine Hat Alb	38,96 \$	69,32 \$	89,56 \$	170,52 \$	413,40 \$	115,78 \$
Toronto ON	49,72 \$	86,02 \$	112,14 \$	216,65 \$	306,13 \$	152,16 \$
Ratio p/r à Montréal						
Winnipeg Man.	89,2%	98,1%	98,9%	94,1%	91,5%	
St-Jean N.B.	136,3%	143,2%	137,3%	117,1%	105,1%	
Toronto	160,3%	172,6%	176,0%	170,6%	96,9%	
Vancouver C.B.	84,8%	98,3%	100,7%	98,1%	96,9%	
		1er prix énergie		2ème prix énergie		
Structure tarifaire	Redevance	¢/kWh	jusqu'à (kWh)	¢/kWh		
Montréal	12,19 \$	5,02	900	6,33		
Winnipeg Man	6,25 \$	5,78	175	5,65		
Vancouver CB	3,63 \$	6,05				
St. Jean NB	13,22	7,75	800	7,98		
Moncton NB	17,22 \$	8,13	1300	6,44		
Charlottetown IPE	21,13 \$	10,13	1200	7,85		
St. Jean TN	15,70 \$	7,18				
Edmonton Alb	14,00 \$	7,00				
Medicine Hat Alb	8,27 \$	7,57				
Toronto ON	13,64 \$	9,37	750	10,17		
Ratio p/r à Montréal						
Winnipeg Man.	51,3%	86,8%	514,3%	112,0%		
St-Jean N.B.	58,1%	104,6%	0,0%	0,0%		
Toronto	132,3%	130,8%				
Vancouver C.B.	218,2%	162,0%				
Sur 15 utilités comparées, 8 ont deux paliers de prix d'énergie, dont 3 sont décroissants; des 5 croissants, 4 ont moins de 10% d'écart entre les 2 prix d'énergie; Mtrl a le plus grand écart à 26%						

Il n'y a pas encore de mouvement décisif en faveur d'une structure tarifaire progressive, quoi que des villes en Ontario ait introduit une structure progressive (Kenora, Englehart) 7 villes sur 15 (9 villes sur 17 si on ajoute Grand Prairie et Calgary en Alberta comparées en 2004) présentent une structure tarifaire

à un seul taux, dont Vancouver, alors que 3 villes ont une structure décroissante, dont Winnipeg. Donc les tarifs résidentiels d'Hydro Manitoba et de BC Hydro, deux réseaux principalement hydroélectrique comme H.Q., demeurent non progressifs en terme de prix d'énergie. Les tarifs d'Hydro-Manitoba demeurent dégressifs comme ce fut d'ailleurs déjà le cas chez H.Q.

Les factures d'électricité de Winnipeg et Vancouver sont inférieures à celles de Montréal, sauf pour le niveau de consommation de 1 000 kWh/mois où la facture de Vancouver est supérieure à celle de Montréal (comme par hasard c'est le niveau de consommation retenu par H.Q. dans ses comparaisons). Enfin au niveau de consommation moyen des clients résidentiels au Québec (soit 1421 kWh = 17 049 kWh/12) et bien la facture à Winnipeg et Vancouver est en fait inférieure à celle à Montréal.

Donc si on compare des pommes avec des pommes, c'est à dire ici des réseaux hydroélectriques présentant une structure de coût comparable, nous observons que les clients résidentiels au Québec ne sont généralement pas les plus avantageés.

d) Impact de la hausse tarifaire pour les consommateurs

1) Régressivité de la dépense en électricité et impact de la hausse

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

Dispensaire diététique de Montréal, 2005 (prix gaz, mazout et tarifs élec. 2005):

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	874 \$	1 281 \$	1 655 \$	1 710 \$	2 078 \$	2 166 \$	2 538 \$	2 619 \$
Coût/électricité per capita	874 \$	640 \$	552 \$	428 \$	416 \$	361 \$	363 \$	327 \$
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	1091 \$	1539 \$	1938 \$	1991 \$	2383 \$	2458 \$	2855 \$	2922 \$
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 \$ énergie 1		0,0502	énergie 2	0,0633
Efficacité du chauffage à l'huile	80,0%			Coût de l'électricité équivalent à 1 L d'huile ->				0,542 \$
Efficacité gaz naturel	80,0%							
Mazout chauffage central	300	450	600	600	750	750	900	900

Au Québec la taille moyenne des ménages est d'environ 2,4 personnes. Donc en moyenne les ménages de 3 personnes ou plus devraient consommer plus que la moyenne de consommation chez H.Q..

Régressivité de la dépense en électricité et part de la dépense en électricité

Taille ménages	1	2	3	4	5	6	7	8
No. de pièces	2	3	4	4	5	5	6	6
Dépense électricité/an								
Coût électricité/an + taxes	874	1 281	1 655	1 710	2 078	2 166	2 538	2 619
Coût/électricité per capita	874	640	552	428	416	361	363	327
Prestations sociales minimales								
Famille monoparentale	7200	17328	22128	28176	34224	40272	46320	52368
Famille biparentale		11160	18840	22236	26388	30804	35220	39636
Personnes âgées	10056	18288						
Salaire min. 35 hres/sem	13832	27664						
% du Revenu alloué à la dépense électrique								
Famille monoparentale	12,14%	7,39%	7,48%	6,07%	6,07%	5,38%	5,48%	5,00%
Famille biparentale		11,48%	8,79%	7,69%	7,88%	7,03%	7,21%	6,61%
Personnes âgées	8,69%	7,00%						
Salaire min. 35 hres/sem	6,32%	4,63%						

En terme de budget alloué à la dépense en électricité on voit que les ménages à faible revenu y allouent généralement plus de 5% de leur budget : nous considérons que les ménages qui allouent plus de 5% de leur budget à cette dépense sont dans une situation serrée ou difficile et que presser le citron encore plus risque de porter atteinte à leur équilibre budgétaire déjà fragile, et potentiellement porter atteinte à leur équilibre physique et psychique s'ils doivent se priver de besoins essentiels afin d'assumer les hausses des prix de l'électricité.

La part moyenne du budget alloué à la dépense en électricité est environ de 2,4% au Québec selon les données tirées de l'enquête d'H.Q. de 2002 (Preuve ACEF Q. R-3492-02 p. 67).

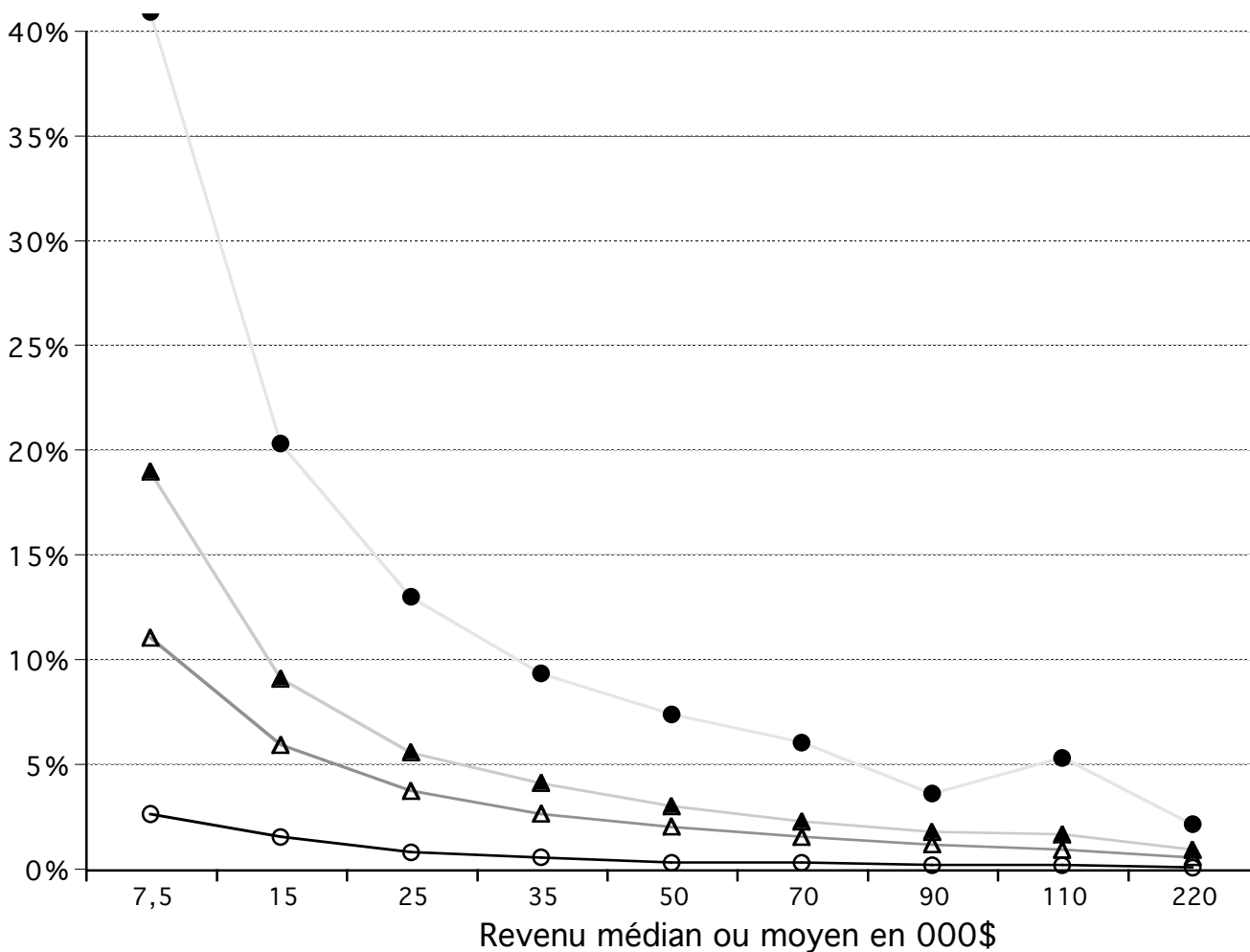
Si le coût réel de l'électricité augmente de 10 à 20% (i.e. si les tarifs d'électricité augmentent de 10 à 20% de plus que l'inflation et l'indexation des prestations sociales) cela ira gruger 1% et plus du budget des ménages à faible revenu, pourtant déjà serrés dans leurs finances. On peut alors anticiper pour les années futures un accroissement des retards de paiement et des défauts de paiement, avec la hausse des coupures de service qui s'en suivra. Ces coûts sociaux éminents devraient être pris en compte par la Régie de l'énergie.

Nous avons demandé à HQD de nous fournir des données plus récentes sur les dépenses des ménages québécois en électricité, mais elle nous a renvoyé aux données de l'enquête 2002 qu'elle avait réalisé auprès des consommateurs québécois.

La plus récente enquête réalisée par HQD comporte un nombre impressionnant de répondants

et nous demandons à HQD d'en produire les résultats dans les plus brefs délais afin de mieux nous éclairer sur l'importance de la dépense en électricité, notamment pour les ménages nombreux et les familles, afin de disposer d'éléments d'informations plus solides avant de modifier de manière importante la structure tarifaire et d'imposer aux consommateurs des hausses significatives autant en terme nominal qu'en terme réel. Nous rappelons l'importance de la dépense en électricité en reproduisant, faute de nouvelles données, un graphique que nous avons déjà présenté antérieurement et qui confirme la nature fortement régressive de la dépense en électricité. Les chiffres qui s'y retrouvent sont consistants avec ceux tirés de l'étude du Dispensaire diététique de Montréal.

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



Une hausse tarifaire de 3% peut venir gruger plus d'un pourcent du budget d'un ménage à faible revenu, et selon les consommations moyennes des catégories à faible revenu entre 0,35% et 0,5%, ce qui est un impact important pour les ménages à faible revenu.

De plus des hausses répétées de 3% sur 8 ans, implique que le coût réel de l'électricité augmentera d'environ 10%, causant une perte de pouvoir d'achat des ménages à faible revenu entre 1,2% et 1,8%, jusqu'à un maximum de 4% du budget des ménages à faible revenu qui pourrait être amputé. Dans la section qui suit nous reviendrons sur l'impact de la hausse tarifaire conjuguée à la modification de la structure tarifaire.

En ce qui a trait à l'impact de la hausse de 3% sur divers types de ménages, Hydro-Québec nous a présenté quelques cas types (HQD-13 doc. 1 p. 40-42) allant d'une consommation de 12 413 kWh (facture de 839,42\$/an, hausse de 22,56\$ ou 2,7%) pour le client moyen ne chauffant pas à l'électricité à 26 484 kWh (1 681,85\$/an, hausse de 55,68\$ ou 3,3%) pour un client chauffant à l'électricité une maison unifamiliale, en passant par le client résidentiel moyen 17 049 kWh (1 114,22\$, hausse de 33,12\$ ou 3%).

La hausse proposée par H.Q., associée à la modification tarifaire, aurait un impact relatif sur la dépense en électricité allant de 0% à 8,1%.

Selon HQD (HQD-13 doc. 1 p. 41) : 0,5% des ménages subiraient une hausse entre 4 et 8,1%, 33,8% entre 3 et 4% et 34,9% entre 2 et 3%.

Toutefois les 34,3% de ménages subissant une hausse supérieure à 3% sont généralement des ménages nombreux et des familles qui représentent selon nous plus de 50% de la population.

Les cas types présentés par HQD, et établis à partir des moyennes de catégorie de clients, ne sont pas toujours représentatif des ménages et familles à faible revenu habitant un logement mal isolé. Dans ce cas l'impact monétaire et l'impact relatif peut être significativement plus élevé comme en fait foi les données sur les dépenses (maximales) en électricité des ménages que nous a fourni HQD dans la cause R-3492 et que l'on retrouve au graphique précédent en terme relatif, i.e. en terme de pourcentage du budget alloué à l'électricité.

Les données du Dispensaire Diététique nous indiquent que les ménages nombreux peuvent consommer plus de 35 000 kWh (2 619\$) pour les besoins de base et les besoins de chauffage, une hausse de 3% appliquée uniformément sur toutes les composantes du tarif domestique impliquerait alors une hausse de 78,57\$ /an.

La hausse sera toutefois plus importante si la structure du tarif D est modifié selon ce qu'HQD propose, tel que discuté dans la section qui suit.

Nous verrons aussi dans la prochaine section que l'impact cumulé des hausses tarifaires

successives aura des impacts différenciés importants sur les ménages et les familles du Québec.

Les économies d'énergie sur les résidences existantes sont possibles mais demeurent limitées et coûteuses à implanter : prenons le cas d'une maison unifamiliale de trois personnes, chauffant à la bi-énergie où l'on consommait 32 500 kWh en 2002 et après rénovation et amélioration de l'enveloppe thermique, 27 500 kWh en 2005, soit une baisse de 18% de la consommation électrique et une économie en mazout d'environ 100 litres (pour une réduction de la facture en électricité entre 183\$ au tarif DT et 316\$ au tarif D) pour un investissement (en portes, fenêtres et panneaux isolants) de plus de 10 000\$.

Même après rénovation ce cas se situe à un niveau de consommation plus élevé que le cas de plus grande consommation présentée par HQD (26 484 kWh), de plus cela exclus la consommation de mazout utilisé pour le chauffage bi-énergie (pour environ 650 litres en 2005 équivalant à environ 5 560 kWh).

IV) Modifications aux structures tarifaires :

a) Retour sur les arguments du mémoire de l'ACEF de Québec dans R-3541-2004

Nous reprenons dans les parties qui suivent certains arguments présentés dans notre mémoire sur les structures tarifaires, dans la cause R-3541-2004, en effectuant une mise à jour des informations.

Nous reprenons d'abord ici deux arguments qu'il nous apparaît pertinent de rappeler :

1) (p. 24) Nous considérons que deux facteurs jouent pour déterminer les tarifs sur la base des coûts moyens : d'une part l'amortissement des coûts fixes militent en faveur d'une structure dégressive, alors que la présence de coûts croissants en pointe peuvent justifier une structure progressive; l'effet net des deux facteurs dépend de leur importance relative en sorte qu'il n'est pas sûr qu'une structure progressive soit la solution la plus adéquate.

H.Q. reconnaît d'ailleurs cette réalité des coûts : (HQD-1 doc. 2, p. 6)“ Une structure de prix dégressive est justifiée à l'époque (*avant 1978*) entre autres par les économies d'échelle apportées par la croissance des ventes associées aux usages de base.” (et selon nous même au delà du seuil de base)

Cela explique sûrement pourquoi une majorité d'utilités électriques au Canada proposent encore aujourd'hui une structure tarifaire dégressive, tel qu'on peut voir à la prochaine section.

2) (p. 19) Tous les tarifs généraux sont fortement dégressifs en fonction du facteur d'utilisation, tel qu'on peut le voir au prochain graphique (établi à partir des composantes de base des divers tarifs en vigueur au 1er avril 2004), et ce de manière plus marquée encore que pour le tarif domestique D; cela est dû à des tarifs d'énergie décroissants pour les tarifs G et M, et à la tarification de la puissance utilisée pour le tarifs G (pour une puissance supérieure à 40 kW) ou souscrite pour les tarifs M et L. À noter que nous n'avons pas pris en compte la surprime d'hiver, ni le remboursement pour alimentation en moyenne et haute tension. On observe que l'ensemble des tarifs généraux deviennent inférieurs au tarif D à partir d'un certain facteur d'utilisation (par ex. le tarif G devient inférieur au D pour un FU d'environ 67%).

* On comprend dès lors mal pourquoi H.Q. est si pressé de corriger la dégressivité du tarif D, alors que la dégressivité est encore plus marquée pour les autres tarifs (G, M et L).

* Si effectivement il fallait nécessairement tenir compte du coût marginal croissant, il faudrait le faire selon nous de manière équitable et comparable pour toutes les catégories de consommateurs et pas juste ou surtout pour les consommateurs domestiques.

La situation n'a d'ailleurs pas changé de manière significative en 2005.

b) La proposition de modification des structures tarifaires d'HQD :

HQD propose toujours pour le tarif domestique D, d'accroître l'écart entre les prix des deux tranches d'énergie, afin dit-elle de mieux refléter le coût moyen du chauffage électrique ainsi que le coût marginal à long terme du chauffage électrique. Pour ce faire elle propose de geler la redevance journalière à 40,64¢/jour et de hausser du double le prix de la seconde tranche d'énergie (4,42%) , relativement au prix de la première tranche (2,19%), le tout devant entraîner une hausse moyenne de 3%.

N'ayant pas les revenus que génèrent chaque composante tarifaire nous ne pouvons vérifier que ces ajustements tarifaires amènent effectivement une hausse moyenne de 3%.

HQD propose de hausser la prime de puissance d'hiver de 18,9% entraînant une hausse tarifaire moyenne plus forte que le 3% visé pour les clients touchés par cette prime de puissance.

En ce qui a trait au tarif bi-énergie domestique DT le prix de l'énergie en période hors pointe (3,67¢/kWh) est haussée de 4,1% (période hors pointe du réseau québécois, où le chauffage électrique est utilisé en même temps que les usages de base) versus une hausse de 3,1% pour le prix en pointe (16,46¢/kWh actuellement, ce prix vise la période de pointe du réseau québécois où le chauffage d'appoint est utilisé (mazout, gaz naturel ou autres), et donc où l'électricité sert aux usages de base).

Pour le tarif G la redevance d'abonnement est aussi gelée, la prime de puissance (lorsque supérieure à 50 kW) est haussée de 2,1%, versus une hausse du prix de 3,2% de la première tranche d'énergie (7,86¢/kWh) et de 3,3% pour la seconde tranche d'énergie (3,96¢/kWh) .

Pour le tarif M la prime de puissance est haussée de 2,1% alors que le prix de la première tranche d'énergie (3,94¢/kWh) est haussée de 3,8% et celui de la seconde tranche (2,56¢/kWh) est haussée de 3,9%.

Enfin pour le tarif L la prime de puissance est haussée de 1,6% et le prix de la tranche d'énergie unique (2,56¢/kWh) est haussé de 3,9%.

En général les prix de l'éclairage public sont haussés de 3%.

T.9) Répartition des ventes d'électricité par usage et catégorie de clients
(R-3492-2002 phase 2, HQD-10 doc. 10, p. 31)

2000	Domestique-Ag ricole	Général Institutionnel	Industriel	Réseaux municipaux	Total	Part du total
Chauffage espace	19,6	6,6		0,9	27,1	17,9%
Eau chaude	9,2	1,8			11	7,3%
Bi-énergie CII	0,1	1,2	0,3		1,6	1,1%
Autres usages	21,9	20,8	66	2,9	111,6	73,8%
Total en TWh	50,8	30,4	66,3	3,8	151,3	100%
Rev. réel M\$	3131	1973	2482	160	7803	
Part ventes en %						
Eau chaude	18,15%	6,16%	0,00%	0,00%	7,35%	
Chauffe espace	38,66%	22,60%	0,00%	23,68%	18,10%	
Autres usages	43,20%	71,23%	100,00%	76,32%	74,55%	

T.10) Comparaison des tarifs d'énergie et des coûts marginaux

Coûts marginaux (résidentiel)	Coût actualisé	2005	2006	2013	2014	** Part
Chauffage eau	8,06	8,44	7,27	8,87	9,04	18,15%
Chauffage espace	8,56	8,9	7,74	9,41	9,6	38,66%
Autres usages	7,91	8,31	7,15	8,71	8,89	43,20%
Tous usages	8,19	8,56	7,4	9,01	9,19	
dont fourniture	7,42	7,84	6,66	8,17	8,33	
Transp./ Distri	0,77	0,72	0,74	0,84	0,86	
Écart entre coûts						
Chauffage espace/Autres usages	8,17%					
Tarif actuel		Part énergie au D - HQD-14 doc. 1 p. 53				
Prix 2e tranche énergie ¢/kWh	5,02	50,74%				
Prix 1ere tranche ¢/kWh	6,33	49,26%				
Écart entre les deux prix	26,10%					
Source : HQD-13 doc. 1 p. 26. ** Parts : R-3492-2002 phase 2, HQD-10 doc. 10, p. 31						
	Coût actualisé	Dernier prix d'énergie	Écart Coût/prix			
D chauffage espace	8,56	6,33	35,2%			
D tous usages	8,19	6,33	29,4%			
G chauffage espace	8,64	3,96	118,2%			
G tous usages	8,02	3,96	102,5%			
M chauffage espace	5,54	2,56	116,4%			
M tous usages	7,85	2,56	206,6%			
L tous usages	7,1	2,56	177,3%			
Source : R-3552-2004, HQD-3 doc. 1 p. 39-40						

On voit que le prix de la seconde tranche d'énergie du tarif D est haussé plus fortement (4,42%) que le prix de la seconde tranche d'énergie du G (3,3%) et du M (3,9%) ou le prix de

l'énergie du tarif L (3,9%) alors que l'écart de prix entre le tarif actuel et le coût marginal de chaque catégorie tarifaire n'est pas plus élevé pour le D que pour les autres tarifs (voir tableau qui suit), ce qui pose pour nous un problème d'équité.

Car pour nous l'équité ne vise pas uniquement la question de la continuité tarifaire, mais vise aussi l'ajustement des tarifs dans le temps. Le chauffage électrique aussi occupe une place significative pour les secteurs général et institutionnel, comme en fait foi le tableau de la page précédente.

Selon HQD : (HQD-13 doc. 1 p. 25) "Le tableau 7 présente les coûts marginaux associés au tarif D. Ainsi, pour favoriser l'efficacité énergétique et pour aligner la structure du tarif domestique sur un horizon de long terme, le prix de la deuxième tranche pourrait refléter le coût marginal du chauffage. Ce coût est estimé à 8,56 ¢/kWh₁₅ (annuité constante sur 10 ans). À l'horizon 2014, le coût marginal du chauffage passe à 9,60 ¢/kWh (9,41 ¢/kWh en 2013). Ces coûts sont beaucoup plus élevés que les prix actuels des tranches d'énergie."

L'écart entre les coûts marginaux du chauffage résidentiel et des autres usages est selon les données d'HQD de 8,17%, alors que l'écart entre les deux prix d'énergie du tarif résidentiel actuel est plus élevé, soit de 26,1%. Dans la mesure où les coûts marginaux doivent nous guider dans l'établissement de la structure tarifaire, cela nous amènerait à réduire l'écart entre les deux tranches d'énergie plutôt que de l'accroître.

L'interfinancement du secteur résidentiel vise selon nous de manière égale les divers usages ainsi que les différentes composantes tarifaires. Vouloir accroître le prix de la deuxième tranche d'énergie afin de recouvrer une part plus importante des coûts de chauffage électrique nous apparaît une mesure discriminatoire à l'endroit d'un usage que nous jugeons tout autant essentiel que les services de base; le bien fondé de cette démarche n'est pas appuyé par les données économiques fournies par HQD, et peut constituer une manière détournée d'atténuer l'interfinancement du secteur domestique, à tout le moins l'interfinancement visant le chauffage électrique.

c) Simulation de l'impact des hausses tarifaires proposées par HQD :

1) Évolution des composantes tarifaires selon deux scénarios : impact général sur les consommateurs :

Nous distinguons deux scénarios de modification de la structure tarifaire à partir d'avril 2006 : Un premier scénario basé sur la proposition d'HQD pour avril 2006 : soit un gel de la redevance journalière et une hausse de la deuxième tranche d'énergie double de la première tranche (en 2006 4,42% vs 2,19%) , pour chacune des huit années entre 2006 et 2013.

On postule ainsi que les consommations moyennes associées à chaque tranche d'énergie vont évoluer dans le même rapport soit dans le ratio : 8650 kWh / 8399 kWh (selon HQD-14 doc. 1 p. 53).

L'on prend en compte la croissance (selon HQD-2 doc. 1 de R3550-2004) du nombre d'abonnements (6,22% entre 2006 et 2013, soit le taux de croissance du nombre de ménages au Québec) et la croissance de la demande du secteur domestique (4,45% entre 2006 et 2013), on voit du prochain tableau qu'en gelant la redevance, la hausse entre 2005 et 2013 de la première tranche d'énergie devrait être de l'ordre de 19,72% et celle de la seconde tranche d'énergie de 39,44%.

Au Québec comme la taille moyenne des ménages est d'environ 2,4 personnes, et que cette taille de ménages est en lien avec la consommation moyenne, on peut penser que les modifications de structures tarifaires pénaliseront majoritairement les ménages et familles de 3 personnes et plus.

T.11) Comparaison de deux scénarios d'ajustement de la grille tarifaire (tarif D)

	Redevance \$/jour	1er prix énergie ¢/kWh	2e prix énergie ¢/kWh	Écart entre 2 prix énergie
Structure tarifaire				
Fin 2003	0,39	0,0474	0,0597	25,95%
Avril 2005	0,4064	0,0502	0,0633	26,10%
Avril 2006 Hausse méthode HQD	0,4064	0,0513	0,0661	28,85%
Avril 2006 Hausse uniforme 3%	0,4186	0,0517	0,0652	26,10%
Avril 2013 Hausse méthode HQD	0,4064	0,0601	0,0883	46,87%
Avril 2013 hausse uniforme 3%	0,5148	0,0636	0,0802	26,10%
Hausse 2005-2006				
Hausse selon la méthode HQD	0,00%	2,19%	4,42%	
Hausse uniforme 3%	3,00%	3,00%	3,00%	
Hausse 2005/2013				
Hausse selon la méthode HQD	0,00%	19,72%	39,44%	
Hausse uniforme 3%	26,68%	26,68%	26,68%	
Hausse 2003/2013				
Hausse selon la méthode HQD	4,21%	26,79%	47,85%	
Hausse uniforme 3%	32,00%	34,16%	34,32%	

HQD indique (HQD-13 doc. 1 p. 24) "Dans la preuve au dossier tarifaire 2005-2006, le Distributeur a démontré que sur la base du différentiel de coûts moyens entre les usages de base et les autres usages, l'écart de prix entre la première et la deuxième tranche des tarifs D et DM pourrait se situer à un minimum de 34 % et un maximum de 50 %."

Au bout de huit ans avec le gel de la redevance et la hausse accrue du prix la 2e tranche d'énergie, l'écart entre les prix des deux tranches d'énergie se situerait à près de 48% soit près du maximum évalué par HQD.

Selon HQD (HQD-13 doc. 1 p. 24-25) “un prix fixé en fonction du coût marginal de long terme assure une utilisation optimale des ressources. Le client peut alors agir en fonction du signal de prix sur la partie la plus élastique de sa consommation. Le prix de la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques et, conséquemment, l'écart entre les deux tranches d'énergie, est le levier le plus important dont dispose le Distributeur pour favoriser les comportements efficaces chez sa clientèle domestique. En effet, il est plus difficile de diminuer la consommation pour les usages de base (consommation en première tranche). En revanche, la deuxième tranche d'énergie est une composante plus élastique de la structure du tarif D parce qu'il existe davantage de possibilités pour le client de réduire sa consommation au-delà des usages de base. Plus le prix de la deuxième tranche augmentera, plus le client sera enclin à réduire sa consommation. Le Distributeur ne suppose pas que le client domestique connaît explicitement la structure du tarif D. En revanche, le montant de la facture d'électricité d'un client est tributaire de cette structure. Lorsque, sous l'influence d'une hausse tarifaire, le client voit monter sa facture d'électricité, il cherchera normalement à envisager des actions qui contribueront à réduire sa consommation.”

Comment peut-on supposer que les ménages réagiront spécifiquement à la hausse plus importante du prix de la seconde tranche d'énergie, en ajustant leurs besoins de chauffage, s'ils ne connaissent pas la structure tarifaire. De plus comment peut-on affirmer que la demande d'électricité pour les besoins de chauffage est plus élastique et plus aisément ajustable si l'on ne dispose pas de données empiriques sérieuses pour fonder cette opinion (voir réponse d'HQD à notre question 23.e.4 (HQD-14 doc. 2 p. 66) ?

Dans le document HQD-13, Document 2 COMPTEURS AVANCÉS RAPPORT DE VIGIE il est clairement indiqué à la section 4.3.1 (Effacement en pointe) :

“Les deux cas de tarification dynamique présentés ont ceci en commun que les pointes de la demande sont causées par les usages de climatisation et la demande pour cet usage peut être plus facilement réduite en pointe voire déplacée. Les résultats californiens semblent d'ailleurs indiquer que les clients sont moins enclins à renoncer au chauffage qu'à la climatisation. Sans (p. 30) transposer ces résultats dans un contexte de pointe d'hiver, il faut se questionner sur les possibilités de réduire significativement une charge de chauffage, surtout lorsque les périodes de pointe peuvent s'étendre sur plusieurs heures — voire journées — et compte tenu également du phénomène de la reprise. En fait, l'effacement de cet usage ne peut être garanti que s'il existe un système de chauffage de relève (À titre indicatif, chez Connecticut Light & Power, la TDT n'est pas recommandée pour les clients qui chauffent à l'électricité. Voir également chez EDF (Électricité de France) où l'option de TDT Tempo est recommandée pour

les clients qui ont une source alternative de chauffage.)”

Donc à très court terme la possibilité de réduire la pointe causée par le chauffage électrique demeure très faible. Nous pensons qu'à court et moyen terme l'impact de hausser les tarifs sera d'abord de réduire le pouvoir d'achat des consommateurs résidentiels avec une faible réduction de consommation d'électricité amenée par la substitution énergétique (si les prix des combustibles sont compétitifs) et la réduction de la consommation et de la qualité de vie pour les ménages à revenu faible ou modeste. Les hausses tarifaires dépassant l'inflation seront alors perçues comme des mesures coercitives inéquitables.

2) Impact sur les ménages à faible et modeste revenus

On observe du prochain tableau tiré des données du Dispensaire diététique de Montréal “Budget de subsistance et de confort minimum, 2005) que les hausses tarifaires dans les prochaines années affecteront négativement, et de façon plus particulière, le pouvoir d'achat des ménages à faible revenu.

Ainsi une hausse uniforme des tarifs de 3% pour les 8 prochaines années engendrerait une hausse de la facture d'électricité d'environ 26,7% à comparer à une inflation de 17,4%. Avec les hausses tarifaires de 2004 et 2005 cela équivaut à des hausses tarifaires cumulées d'environ 34%, soit 15,2% de plus en absolu que l'inflation entre 2004 et 2013.

De plus la modification de la structure tarifaire du secteur domestique ne permettra pas de rétablir le pouvoir d'achat des ménages de taille réduite et à faible revenu (avec des hausses des facture de l'ordre de 29% à 34%, entre 2003 et 2013, pour les ménages d'une ou 2 personnes, à comparer à une inflation de l'ordre du 20%), tout en aggravant la perte de pouvoir d'achat des ménages de 3 personnes et plus. En effet les ménages de 3 personnes et plus verraient leur facture d'électricité gonfler de 37% à 40% entre la fin 2003 et 2013, si on poursuit les modifications tarifaires proposées par HQD, soit de 3 à 6% de plus en absolu, que si l'on avait appliquée une hausse uniforme des composantes tarifaires.

Les données du Dispensaire diététique visent les ménages à faible et très faible revenu en évaluant les dépenses strictement nécessaires pour subvenir aux besoins de base (selon les normes minimales d'habitation de la SCHL, de nutrition de Santé Canada etc.).

En effet les données du Dispensaire nous montrent clairement que la consommation de base et les besoins de chauffage sont fortement dépendants du nombre de personnes dans un ménage et du nombre de pièces occupées.

Il est inexact de prétendre que les plus grosses dépenses en électricité sont effectuées par les ménages les plus riches, les plus grosses dépenses sont d'abord effectuées par les ménages plus nombreux occupant des logements disposant normalement de plus de pièces.

T.12) Impact des hausses et modifications de structure sur les ménages à faible revenu.

Taille ménages	1	2	3	4	5	6	7	8
No. de pièces	2	3	4	4	5	5	6	6
Coût total tout électrique av. taxes								
2003	828 \$	1 211 \$	1 565 \$	1 616 \$	1 963 \$	2 046 \$	2 398 \$	2 473 \$
2004	864 \$	1 265 \$	1 634 \$	1 688 \$	2 051 \$	2 137 \$	2 505 \$	2 584 \$
2005	874 \$	1 281 \$	1 655 \$	1 710 \$	2 078 \$	2 166 \$	2 538 \$	2 619 \$
2006 selon méthode HQD	895 \$	1 320 \$	1 710 \$	1 767 \$	2 151 \$	2 241 \$	2 630 \$	2 713 \$
2006 hausse uniforme 3%	900 \$	1 319 \$	1 705 \$	1 761 \$	2 141 \$	2 230 \$	2 615 \$	2 697 \$
2013 hausse selon HQD	1 066 \$	1 627 \$	2 144 \$	2 217 \$	2 726 \$	2 842 \$	3 357 \$	3 463 \$
2013 hausse uniforme 3%	1 107 \$	1 623 \$	2 097 \$	2 166 \$	2 633 \$	2 743 \$	3 216 \$	3 317 \$
Hausse 2005-2006								
Selon méthode HQD	2,45%	3,02%	3,31%	3,32%	3,49%	3,50%	3,61%	3,61%
Hausse uniforme 3%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Hausse 2003-2013								
Selon méthode HQD	28,81%	34,28%	37,06%	37,16%	38,84%	38,90%	40,03%	40,03%
Hausse uniforme 3%	33,78%	33,95%	34,03%	34,04%	34,08%	34,09%	34,12%	34,13%
Inflation 2005								
	2,2%	Inflation 2004-2013			19,8%			

Dans sa preuve fournie en phase 3 de R-3492-02 (HQD-2, Doc. 1, 15/01/2004, Tarifs domestiques) : HQD proposait de faire porter toute la hausse d'avril 2004 (2,97%) sur la deuxième tranche d'énergie et la prime de puissance des tarifs D et DM et sur les deux tranches d'énergie des tarifs DT et DH. HQD ajoutait :

(p. 29) "Bien qu'il n'y ait pas d'adéquation parfaite entre le niveau de consommation et la classe de revenu, on peut présumer que les clients à revenu élevé se retrouvent surtout dans les niveaux de consommation touchés par la deuxième tranche. Ainsi, il est possible de minimiser l'impact sur les ménages à faible revenu en faisant porter les hausses de tarifs davantage sur la deuxième que sur la première tranche. Cette manière de procéder en 2004 permet à la fois d'assurer le reflet des coûts et de protéger la clientèle à faible revenu."

(p. 31) "Bien qu'elles ne soient pas nécessairement représentatives de toute la clientèle, les données d'un échantillon de 430 clients à faible revenu en recouvrement lourd montrent qu'avec la modulation proposée, la hausse de facture pour la moitié de ces clients serait inférieure à la hausse proposée compte tenu de leur niveau de consommation inférieur à la moyenne. De plus, d'après les données tirées d'un sondage effectué par Hydro-Québec, trois familles sur quatre ayant un revenu inférieur à 20 000 \$ auraient des hausses de factures inférieures à la moyenne puisque leur consommation est égale ou inférieure à 16 000 kWh par année."

* Nous rappelons que le seuil de faible revenu (SFR) de Statistiques Canada croît avec la

taille du ménage, pour un ménage de 2 (3, 4,5,6,7) personnes, cela dépasse en 2004 : 25 000\$ (31 000, 38 000\$, 42 000\$, 46 500, 51 000\$). Pour une personne seule le SFR dépasse 20 000\$. Une analyse d'impact sérieuse devrait prendre en compte les effets sur les ménages de diverses tailles et divers revenus.

La capacité de s'ajuster en terme budgétaire et de gestion de sa consommation est faible pour les ménages à faible et modeste revenu, qui habitent le plus souvent des logements plus âgés, et moins performants du point de vue énergétique, notamment pour les locataires qui ne décident pas du mode de chauffage de leur logement (donc leur capacité de s'ajuster à une hausse du prix de la 2e tranche en énergie est réduite, sinon nulle) .

Le ministre des Ressources naturelles demandait à H.Q. le 13 août 2003, « de présenter à la Régie dans les meilleurs délais des demandes de hausses tarifaires applicables à la clientèle résidentielle, modulées en fonction des niveaux de consommation des abonnés de façon à minimiser les implications sur les clientèles à faible revenu ». Cependant le 27 janvier 2004, le ministre des Ressources naturelles demandait à Hydro-Québec de retirer la proposition de modulation des tarifs domestiques qu'Hydro avait déposée à la Régie. « Le but poursuivi par cette modulation tarifaire était de minimiser l'impact de la hausse tarifaire pour la clientèle à faible revenu. Après examen par le gouvernement, nous constatons que la proposition de modulation préparée et présentée par Hydro-Québec n'atteint que partiellement l'objectif visé, ne répondant pas ainsi à la demande initiale ».

Après le retrait de la demande de modulation tarifaire par le Ministre des Ressources naturelles, nous constatons qu'HQD persiste dans son intention mais en demandant cette fois à la Régie de l'énergie d'appliquer des changements que le gouvernement a refusé d'appliquer.

Dans sa décision D-2004-64 (p. 7) du 19 mars 2004 la Régie indiquait : "L'adoption de telles modifications (de structure tarifaire) doit se faire à la suite d'une étude approfondie du sujet et doit reposer au départ sur une preuve solide et, dans la mesure du possible, partagée par tous les intervenants concernés ». Nous croyons que la preuve d'HQD à cet effet manque justement de solidité et qu'on est loin d'en arriver à un consensus sur la question.

* Pour être consistante avec elle-même et pour respecter la décision du gouvernement nous croyons que la Régie n'a d'autre choix ainsi que le devoir de maintenir la structure tarifaire actuelle du secteur domestique.

2) Impact selon le type de résidence et de chauffage :

T.13) Consommation annuelle moyenne et impact des hausses tarifaires, clients types

	Facture annuelle 2005	Électricité consommée 1e tranche kWh/an	Électricité consommée 2e tranche kWh/an	Hausse 2006 proposition HQD	Hausse 2005-20013 proposition HQD
Non chauffés électricité	839,42 \$	7 226	5 187	2,7%	23,9%
Tous clients du tarif D	1 114,22 \$	8 650	8 399	3,0%	26,5%
Chauffant électricité	1 249,07 \$	9 349	9 975	3,1%	27,3%
Unifamiliale chauffée électricité	1 681,85 \$	10 910	15 574	3,3%	29,5%
Maison ancienne chauffée élec.	2 341,82 \$	10 910	26 000	3,6%	32,3%
	Redevance	énergie 1	énergie 2		
2005	0,4064	0,0502	0,0633		
2006	0,4064	0,0513	0,0661		
2013 (voir ci-haut)	0,4064	0,0601	0,0883		

La proposition de modification de structure tarifaire vise donc à accroître le fardeau des ménages qui consomment plus en seconde tranche d'énergie, plus spécifiquement les ménages qui chauffent à l'électricité. Les ménages habitant des maisons plus anciennes et moins bien isolées, soit selon nous la majorité des propriétaires, seront les plus touchés par les modifications de structure tarifaire proposées par HQD.

HQD cible ainsi un usage en particulier, le chauffage électrique laissant entendre qu'il est plus facile de réduire la dépense de chauffage (nommément par une meilleure isolation), ce qui n'est pas le cas des ménages locataires et des ménages propriétaires à faible, modeste ou moyen revenu, sachant que l'amélioration significative de l'isolation des logements est une opération coûteuse qui requiert des investissements significatifs au moment où l'on effectue des rénovations d'importance au bâtiment. Il s'agit donc de projets de long terme qui ne sont pas accessibles à tous en terme de moyens financiers.

Des mesures d'économie d'énergie visent aussi les usages de base (éclairage plus efficace, changement de la pomme de douche, isolation du chauffe-eau, appareils électroménagers "energy star" etc.) en sorte qu'on ne peut cibler seulement le chauffage des maisons lorsque l'on effectue des restructurations tarifaires.

Commentaires : À court terme les investissements requis pour améliorer l'enveloppe thermique des résidences risque de profiter d'abord à H.Q. (qui peut profiter des hausses tarifaires et de revenus à l'exportation accrus grâce aux économies d'énergie domestique) qui s'exonère ainsi d'une charge qui lui incombe aux dépens des propriétaires, et particulièrement sur le dos des plus petits d'entre eux. Quelle belle attitude pour une entreprise d'état, responsable d'un service essentiel.

Conclusion concernant les modifications tarifaires proposées :

* L'évaluation par HQD de l'écart entre les prix des deux tranches d'énergie du tarif D (entre 35% et 50% selon les estimations d'HQD) dépendent des modalités de répartition de coûts et des hypothèses et référentiels utilisés pour évaluer le coût du chauffage versus le coût des autres usages. Comme l'indiquait l'expert d'UC dans la cause R-3541-04 (Rapport d'expertise de Co Pham sur les structures tarifaires, 30/9/04, p. 19 à 28) en appliquant des hypothèses différentes on arrive à un tout autre portrait, avec la possibilité raisonnable que l'écart théorique requis soit plus faible que l'écart actuel et plus faible que l'écart préconisé par HQD.

* La référence au coût marginal de long terme comporte aussi des limites considérant que le coût marginal pour les usages de base est aussi plus élevé que le tarif de la première tranche d'énergie et que la protection de l'interfinancement vaut selon nous pour les différents usages et les deux prix d'énergie.

* De même les contraintes de marché, la capacité restreinte des consommateurs à s'ajuster à des hausses tarifaires, que ce soit pour la consommation de base ou la consommation pour fin de chauffage, les contraintes spécifiques liées au statut de locataire, les contraintes financières des ménages à faible et modeste revenu, ainsi que les coûts importants liés à la rénovation et à l'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments, nous font dire que l'adaptation des besoins de chauffage n'est pas nécessairement plus simple et plus facile que l'adaptation des besoins de base, contrairement à ce que laisse entendre HQD.

De la sorte l'approche réglementaire (renforcement des normes de construction et de rénovation) nous apparaît plus équitable et plus efficace à long terme que l'approche fondée sur l'imposition de hausses tarifaires et sur la modification de la structure tarifaire.

* La proposition d'accroître l'écart entre les deux tranches d'énergie (en haussant plus fortement le prix de la seconde tranche d'énergie) pénalise les clients qui consomment plus en seconde tranche d'énergie, donc ceux qui chauffent à l'électricité, et pénalise en premier chef les ménages plus nombreux. Pourtant les ménages plus nombreux consomment moins d'électricité per capita et ne peuvent être à ce chef taxés de gaspilleurs.

N'empêchent que les familles seront les premières affectées par les modifications de structure proposées par HQD du seul fait qu'elles consomment plus d'électricité par unité de logement, parce qu'elles sont plus nombreuses et occupent un logement avec plus de pièces.

* Nous considérons que le chauffage électrique est un besoin essentiel au même titre que les usages de base et qu'on ne doit pas discriminer cet usage du seul fait non prouvé (considérant les diverses contraintes énoncées ci-haut) que les ménages pourraient soi-disant plus facilement modifier leurs besoins de chauffage et améliorer à court terme l'enveloppe thermique de leurs résidences. Il faut éviter une tarification discriminatoire voire anti-familiale.

* Enfin nous voyons mal comment la Régie de l'énergie pourrait accepter une proposition de modulation tarifaire que le gouvernement lui-même a rejeté en début 2004 et qui ne fait nullement consensus au sein des premiers intéressés, soit les consommateurs et leurs représentants.

Conclusion et principales recommandations :

Nous considérons qu'une hausse tarifaire de 5,34% est exagérée et considérons qu'HQD doit faire des efforts accrus afin de limiter la croissance de ses coûts ainsi que la croissance des coûts d'approvisionnements.

L'augmentation des revenus additionnels doit être limitée à moins de 4% en réduisant au besoins le taux de rendement sur avoir propre d'HQD afin de concilier les intérêts des clientèles et d'HQD, d'autant que nous considérons qu'HQD devrait respecter sa promesse de gel des frais d'exploitation, et que les erreurs de prévisions sur la croissance de la demande et le recours accru aux approvisionnements de court terme entraînent des hausses de coûts d'approvisionnement supérieures à ce que l'on aurait obtenu avec une meilleure planification de l'offre et une prévision adéquate de la croissance de la demande.

Enfin nous croyons qu'HQD doit s'engager fermement à limiter les hausses tarifaires futures sans jamais dépasser un plafond limite qui tienne compte de la capacité de payer des consommateurs et de la situation économique propre au Québec.

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

- H.Q. s'était engagée à geler ses frais d'exploitation, au niveau de 2003, jusqu'en 2006 inclusivement, nous demandons que cet engagement soit respecté.
- Un plan d'amélioration de la productivité et des processus du distributeur devrait être déposé à la Régie et un suivi des améliorations et du balisage doit être engagé en continu.
- Principe : nous demandons de ne pas transférer dans la base tarifaire le compte du BT ce qui ne ferait qu'hausser le rendement d'HQD et le revenu requis au détriment des clientèles.

- La hausse tarifaire ne devrait jamais dépasser le taux d'inflation au Québec.
- Afin de limiter la hausse des coûts d'approvisionnements, le distributeur devrait pouvoir disposer en priorité des excédents de production d'H.Q. Production ainsi que de sa capacité de stockage .
- Si la Régie adoptait le compte d'étalement, il ne devrait pas porter d'intérêt selon nous;
- La stratégie tarifaire d'HQD n'est pas acceptable dans sa forme actuelle : il peut-être souhaitable d'étaler la hausse tarifaire dans le temps si la hausse est d'abord pleinement justifiée et s'il y a un engagement ferme d'HQD à ne pas dépasser dans le futur un niveau d'augmentation plafond, en l'occurrence pour nous le taux d'inflation prévu de 2%/an; il faut ainsi éviter de donner un chèque en blanc à HQD.
- Il faut limiter au strict minimum l'usage et le délai de remboursement des comptes de frais reportés ou d'étalement, qui portent intérêt au taux de rendement sur la base tarifaire d'H.Q. (environ 7,9%/an en 2006-2007) ce qui fait gonfler la facture avec les années. Par exemple la charge d'intérêt associée à une hausse tarifaire étalée sur 8 ans et financée à 8% équivaut à 32% ($8\% \times 8/2$) de la hausse initiale. Du fait que l'intérêt fait gonfler le compte d'étalement et

accroît significativement les hausses tarifaires requises dans le futur nous demandons que le compte d'étalement ne porte aucun intérêt.

- Nous demandons l'application d'une hausse uniforme des composantes tarifaires, dont la redevance, pour ne pas pénaliser les ménages chauffant à l'électricité et les familles, chauffant ou non à l'électricité (considérant que les besoins de base croissent avec la taille du ménage et que le chauffage électrique est un besoin essentiel et de base, autant que les autres besoins de base). De plus la clientèle du D doit être traitée équitablement relativement aux autres clientèles, en ce qui a trait à l'étendue des impacts de la hausse tarifaire.

- Il faut s'assurer que la méthode marginale A proposée par HQD respecte la LRÉ; nous considérons cette méthode supérieure à la méthode globale en terme de causalité des coûts.

- Dans la mesure où dans le futur la croissance industrielle demeurera probablement supérieure à la croissance du secteur domestique (ce qui n'est pas nécessairement assuré, dépendamment de l'horizon considéré et des choix politiques du gouvernement et surtout des choix économiques des entreprises), il sera avantageux pour les consommateurs résidentiels d'utiliser une méthode marginaliste, qui répartit de manière plus équitable les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux ainsi que le volume patrimonial.

- En second choix nous optons pour la méthode marginale B, qui ne donne pas en première analyse des résultats aussi intéressants pour les consommateurs résidentiels que la méthode marginale A. Cette méthode fixerait aussi la répartition du bloc patrimonial entre les clientèles, mais répartirait le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en fonction des paramètres énoncés dans la Loi sur la Régie (facteurs utilisation et taux de perte).

- Considérant les caractéristiques propres au réseau électrique québécois, nous proposons une allocation des coûts de transport (différenciée au besoin de la méthode utilisée par HQT (tout comme en Colombie-Britannique), basée sur les 12 pointes mensuelles en puissance et non sur la seule pointe annuelle (tel que proposé par H.Q. dans la cause en transport).

- À chaque cause tarifaire la Régie devrait s'assurer lorsqu'elle fixe les tarifs, que le niveau d'interfinancement du secteur domestique soit ramené au niveau cible; à tout le moins elle ne devrait pas tolérer un écart cumulatif supérieur à 0,5% en absolu.

- Concernant la méthodologie d'ajustement du niveau cible d'interfinancement la méthode d'H.Q. doit être rejetée et on devrait retenir une méthode qui vérifie et compare l'impact des changements de méthode d'allocation sur le niveau cible 2002 et sur le niveau actuel.

- L'évaluation de l'interfinancement doit se faire pour l'année tarifaire, et non financière qui elle sous-estime les revenus et l'indice d'interfinancement du secteur domestique en ne prenant pas en compte les revenus de la période d'hiver 2007 (janvier à mars inclusivement).

- Bref nous rappelons que dans nos représentations à la Régie, nous avons toujours demandé que la réglementation des coûts se fasse à partir des coûts vérifiés et ce pour une année tarifaire complète. Nous persistons à dire qu'il ne peut y avoir de réelle réglementation, sans mécanisme de fermeture réglementaire. À ce titre si le taux de rendement d'HQD en 2004 est effectivement de 10,25% au lieu de 8,7%, la Régie devrait compenser les consommateurs.

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

Annexe 1) Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2005-2006

Année	Profit net	Rendement	Marge	Divi-	Hausse	Ventes	internes	électrici.	Ventes	totales	électricité
	redressé	avoir propre	bénéfice	dendes	tarifs	prix	ventes	revenu	prix	ventes	revenu
	pour perte change			au gouv.	moyenne	¢/ kWh	en TWh	en M\$	¢/ kWh	en TWh	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	1078	6,5%	8,2%	539	0,0%	5,10	152,8	7 794	5,35	190,1	10 174
2001	1108	4,4%	5,1%	554	0,0%	5,13	152,2	7 803	5,60	195,0	10 923
2002	1526	11,5%	13,0%	763	0,0%	5,12	158,6	8 112	5,45	213,3	11 619
2003	1931,0	13,2%	18,4%	965,5	0,0%	5,13	167,1	8 578	5,43	183,4	9 960
2004	2435,0	15,5%	22,8%	1350,0	4,0%	5,38	165,9	8 922	5,56	180,8	10 041
2005	2515,3	14,6%	21,4%	1257,6	0,9%	5,43	170,3	9 240	5,60	185,9	10 415
2006	2571,9	13,5%	19,9%	1285,9	2,25%	5,55	174,2	9 666	5,72	190,6	10 899
Moyenne	788,56	9,1%	13,8%	221,2	4,9%	4,13	126	5470	4,08	147	6298
Écart-Typ	491,16	5,4%	9,1%	349,44	5,3%	1,04	27	2262	1,13	32	2825
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%
98-2006	273%	160%	162%	361%	41%	10%	22%	34%	15%	18%	36%
Prévision 2005: profit 2004 * (1+1,2%); produits totaux et actif propre +10%; ventes et rev. expor. +5%											
Prévision 2006 : profit 2005 * (1+2,25%); produits et actif propre +10%; ventes et revenu expor. +5%											
Prévisions ventes au Québec : preuve HQD-2 doc. 1; hausse tarifaire 1,2% avril 2005, 3% avril 2006											

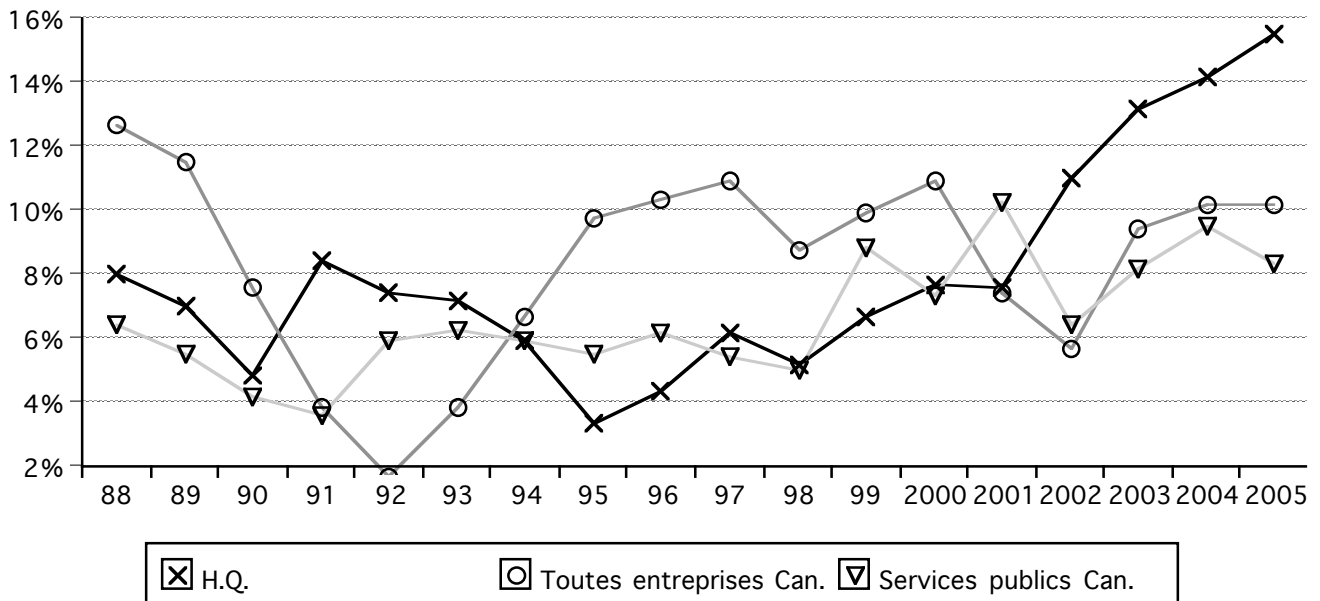
Annexe 2 : Prix moyen et consommation d'électricité, P.Q. 1958-2006

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	32,82	3,65	88,31	113,5	110,6
2001	6,16	52,79	6,5	32,74	3,74	90,70	116,4	113,2
2002	6,1	55,16	6,49	34,06	3,76	94,18	119	115,5
2003	6,12	59,38	6,49	34,74	3,78	98,88	122,3	118,4
2004	6,36	60,22	6,74	34,85	3,93	96,61	124,6	120,7
2005	6,41	60,21	6,88	34,62	3,97	101,32	127,3	123,4
2006	6,53	61,50	7,02	34,19	4,06	103,77	129,9	125,8
Hausse								
1958/1980	83,6%	673,0%	46,1%	745,4%	240,0%	96,8%	191,1%	
1980/2005	129,7%	93,9%	112,6%	70,9%	131,4%	77,7%	137,8%	133,9%
1999/2005	4,2%	17,6%	2,3%	8,8%	11,5%	12,4%	12,8%	11,8%
2003/2005	4,73%	1,39%	5,96%	-0,36%	5,09%	2,46%	4,12%	4,19%
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	3,38%	2,68%	3,15%	2,14%	3,45%	2,52%	3,62%	3,55%
1998/2005	0,73%	2,83%	0,65%	1,57%	1,50%	2,66%	2,30%	2,13%
SOURCE : L'Énergie au Québec éd. 1995 et 2005; N.B. inclut H.Q., autoproducteurs et autres réseaux								
Les prix excluent 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%								
Les quantités 2004 à 2006 sont estimées à partir de la hausse réelle (prévue) par HQD HQD-2 doc. 1								
L'imposition de frais et une plus grande consommation au 2e tarif peut expliquer la hausse du tarif moyen du secteur résidentiel, de 1999 à 2003 années de gel tarifaire chez H.Q..								

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	8,0%	12,7%	6,4%
89	7,0%	11,5%	5,5%
90	4,8%	7,6%	4,2%
91	8,4%	3,9%	3,5%
92	7,4%	1,7%	6,0%
93	7,2%	3,8%	6,2%
94	5,9%	6,7%	5,9%
95	3,3%	9,8%	5,5%
96	4,3%	10,3%	6,2%
97	6,2%	10,9%	5,4%
98	5,2%	8,8%	5,0%
99	6,7%	9,9%	8,9%
2000	7,7%	10,9%	7,3%
2001	7,6%	7,4%	10,2%
2002	11,0%	5,7%	6,4%
2003	13,2%	9,4%	8,1%
2004	14,2%	10,2%	9,5%
2005	15,5%	10,2%	8,4%
Moyenne 1988-2005	7,98%	8,41%	6,60%
Écart Type	3,39%	3,02%	1,80%

Rendement avoir propre comparé



Annexe 4 : Description des clientèles tarifaires d'H.Q. (HQD-13 doc. 1)

2004-2005	No.	*** Par catégorie	****	**** Par abonnement	****	Prix kWh
Catégorie	abonnements	Consommation	Revenu	Consom.	Revenu	¢/kWh
		TWh	M\$/an	kWh	\$/an	
Résidentiel D, DM Total	2 704 018	47,045	3081	17 398	1139,42 \$	6,55
Chauffage tout élec.						
Total	1 830 930	36,58	2369	19 979	1293,88 \$	6,48
Puissance non facturée	1 827 173	34,951	2261	19 128	1237,43 \$	6,47
Puissance facturée	3757	1,628	108	433 324	28746,34 \$	6,63
Chauffage autre						
Total	873 088	10,465	712	11 986	815,50 \$	6,80
Puissance non facturée	872 301	10,078	686	11 553	786,43 \$	6,81
Agricole	43 363	1,658	107	38 235	2467,54 \$	6,45
Puissance non facturée	42 309	1,399	90	33 066	2127,21 \$	6,43
Tarif DT	103 126	2,2	114	21 333	1105,44 \$	5,18
Tarif DH 2002-03	194	0,004	0,23	20 619	1185,57 \$	5,75
Total D/DM/DT	2 850 507	50,903	3 302	17 858	1158,39 \$	6,49
Total D/DM/DT/DH 2002	2 961 766	54,399	3 327,23	18 367	1123,39 \$	6,12
Tarif L Total	230	44,366	1849	192 895 652	8 039 130 \$	4,17
Commercial	36	1,844	87	51 222 222	2 416 667 \$	4,72
Industriel	152	36,969	1505	243 217 105	9 901 316 \$	4,07
Institutionnel	26	1,435	69	55 192 308	2 653 846 \$	4,81
Réseaux Municipaux	16	4,118	188	257 375 000	11 750 000 \$	4,57
Tarif M total	12 098	24,969	1616	2 063 895	133 576 \$	6,47
Agricole	32	0,036	3	1 125 000	93 750 \$	8,33
Commercial	6 845	11,751	762	1 716 728	111 322 \$	6,48
Industriel	2 992	9,203	583	3 075 869	194 853 \$	6,33
Institutionnel	2 198	3,909	264	1 778 435	120 109 \$	6,75
Résidentiel	31	0,07	4	2 258 065	129 032 \$	5,71
Tarif G Total	221 093	11,214	909	50 721	4 111 \$	8,11
Agricole	310	0,019	2	61 290	6 452 \$	10,53
Commercial	195 754	9,564	773	48 857	3 949 \$	8,08
Industriel	6 774	0,493	41	72 778	6 053 \$	8,32
Institutionnel	17 787	1,108	91	62 293	5 116 \$	8,21
Résidentiel	468	0,03	2	64 103	4 274 \$	6,67
G facturé en puissance	22 210	4,818	380	216 929	17 109 \$	7,89
G non facturé puissance	198 883	6,396	529	32 160	2 660 \$	8,27
Grand Total	3 187 248	133,656	7790,23	41 935	2 444 \$	5,83
Grand Total 2002-03	3 321 083	133,615	7588,46	40 232	2 285 \$	5,68