



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

Mémoire de Preuve
de l'ACEF de Québec
portant sur
la cause tarifaire 2010-2011
d'H.Q. Distribution
(R-3708-2009)

5/11/2009

Plan du mémoire

Introduction	3
I) Évolution des coûts et du revenu requis d’HQD	4
II) Principes réglementaires et méthodes comptables :	14
III) Allocation des coûts (coûts pour disposer des surplus)	16
IV) La réglementation de la performance et l’efficience	19
V) PGEÉ et ménages à faible revenu	38
VI) Stratégie et hausses tarifaires	43
VII) Modifications aux conditions de service	34
Conclusion et recommandations	36

À suivre :

c) Les modalités d’application du Mode de versement égal (MVE) : à suivre.

VII) La gestion des approvisionnements & l’utilisation du patrimonial

Annexe 1 Analyse de sensibilité de la rentabilité de la bi-énergie

Introduction_

Dans le présent mémoire de preuve nous attardons d'abord sur les coûts de service soumis par HQD (Hydro-Québec Distribution) en faisant d'abord un bilan de l'évolution des composantes de coûts importantes, puis nous analysons divers éléments de coûts qui nous apparaissent problématiques.

Nous discutons par la suite de principes réglementaires et de méthodes comptables avec l'évaluation de la base tarifaire, les modalités du compte de frais reportés et le suivi des retraits d'actifs.

Côté allocation des coûts nous discutons de l'allocation des coûts associés à la disposition des surplus postpatrimoniaux (revente à perte, coûts de suspension de production).

Par la suite nous discutons de quelques points ayant trait à la réglementation de la performance et à l'efficacité d'HQD.

Puis nous traitons du PGEÉ en discutant d'abord du coût évité, puis des objectifs globaux du Plan d'ensemble en Efficacité énergétique, et par après des programmes pour les MFR, des programmes pour les réseaux autonomes, du label Energy star et de la bi-énergie résidentielle.

Nous discutons de stratégie tarifaire sous l'angle de l'ajustement des composantes tarifaires sous deux scénarios de hausse tarifaire, et nous terminons en évaluant les implications des changements proposés par HQD aux conditions de services.

Hydro-Québec a présenté ses propositions en matière d'allégement réglementaire, nous traiterons de ce point dans notre argumentation en audiences.

À noter que nous soumettrons la semaine prochaine une preuve complémentaire concernant les modalités du MVE, la gestion des approvisionnements et l'utilisation du patrimonial et une analyse de sensibilité portant sur la rentabilité de la bi-énergie résidentielle en complément de notre discussion.

Nous espérons des résultats positifs à l'issue de cette cause tarifaire dans le meilleur intérêt des consommateurs et consommatrices du Québec.

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

Plan stratégique 2009-2013 d'HQ : (page 76-77) H.Q. indique que ses charges d'exploitation devraient augmenter de 2 622 M\$ en 2009 à 2 781 M\$ en 2010 (+6,06%) à 2 822 M\$ en 2011 (+1,47%); de 2009 à 2013 les charges d'exploitation nettes augmenteraient de 2 622 M\$ à 2 957 M\$ (12,78% ou une hausse de 3,05%/an qui surpasse l'inflation prévue de 2%/an).

H.Q. nous indique (Plan stratégique p. 77 et 86) que la hausse des charges d'exploitations de 2008 à 2013 (460 M\$) sont dues à 45,4% (209 M\$) à la croissance des activités (nouvelles mises en service et croissance de la clientèle), à 22,8% aux normes comptables (105 M\$, principalement due à l'ajustement de la charge de retraite en 2010 (125 M\$)) et à 32% (146 M\$, ou 1,1%/an, à l'indexation de la masse salariale et à l'inflation net des gains d'efficience substantiels dans l'ensemble des activités d'H.Q.).

On note chez H.Q. une hausse importante des charges d'amortissement, soit 322 M\$ (+10,76%) entre 2009 (2 292 M\$) et 2010 (2 614 M\$), la distribution et le transport étant responsable de la plus grande partie de cette hausse, les autres divisions d'H.Q. faisant l'objet d'un traitement différent pour le changement de la méthode d'amortissement (soit un retraitement des bénéfices non répartis de 4 G\$ en 2010 selon le Plan stratégique p. 79).

Une baisse des taxes est anticipée de 2009 (440 M\$) à 2011 (295 M\$) pour remonter à 328 M\$ en 2013.

Les orientations d'HQD sont présentées aux pages 47 à 65 du Plan stratégique d'H.Q.. HQT propose d'abord ses orientations liées au maintien de la qualité du service, à l'intensification des efforts en efficacité énergétique (pour atteindre l'objectif de 11 TWh d'ici 2015), à la réponse flexible aux besoins des clients, puis indique vouloir rendre la division plus performante. Pour ce HQD indique poursuivre l'implantation de sa démarche d'efficience afin de réduire la croissance annuelle de ses charges d'exploitation et optimiser ses investissements conformément aux attentes de la Régie de l'énergie.

HQD (p. 47) et HQP (p. 17) présente son indicateur pour son orientation liée à l'amélioration de la performance, qui est lié à la croissance annuelle moyenne sur 5 ans des charges d'exploitation nettes. HQD vise un délai moyen de réponse téléphonique comparable à la moyenne nord-américaine de l'industrie. HQD vise un taux de satisfaction de ses clientèles résidentielle commerciale et affaires de 7,5 en 2013, actuellement ce taux est de 7,42 sur 10 et 7,22 en 2000. HQD poursuivra la réforme de ses structures tarifaires afin d'encourager les clients à mieux consommer. L'écart entre les paliers des tarifs résidentiels sera accentué, tandis que la dégressivité des tarifs commerciaux et affaires sera graduellement éliminée. À l'horizon 2013, HQD vise un temps moyen d'interruption inférieur à 110 minutes pour l'ensemble du Québec, versus une moyenne de 126 minutes de 2004 à 2008.

Au printemps 2010, Hydro-Québec Distribution soumettra le projet CATVAR à l'approbation de la Régie de l'énergie. Conçu pour améliorer la performance énergétique du réseau par une gestion plus fine de la tension sur certaines lignes, ce projet s'étalera de 2010 à 2015 et pourrait générer près de 2 TWh d'économies d'énergie à l'horizon 2015, pour un investissement d'environ 200 M\$.

(p. 53) Hydro-Québec Distribution prévoit que le coût des nouveaux approvisionnements sur la période 2009-2017 augmentera à un rythme annuel moyen de près de 4 %. Ce taux de croissance est lié à l'achat de la production des parcs éoliens issus des premier et deuxième appels d'offres ainsi qu'au coût prévu des approvisionnements aux termes des appels d'offres et du programme d'achat en cours.

À l'horizon 2013, 3 500 MW d'énergie éolienne seront sous contrat à la suite des appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution.

(p. 55) La division vise le maintien de la croissance annuelle moyenne de ses charges d'exploitation nettes par abonnement en dessous de l'inflation sur la période 2009-2013.

(p. 56) Quelque 30 % des employés d'Hydro-Québec Distribution pourraient prendre leur retraite d'ici 2013.

HQD soutiendra des projets d'expérimentation du transport en commun électrique ainsi que de la voiture électrique.

Évolution du revenu requis d'HQD

Il est difficile de comparer l'évolution des composantes du revenu requis sur plusieurs années, considérant notamment les changements survenus dans le partage des responsabilités entre HQD et les autres divisions ou services d'H.Q..

Évolution long terme du revenu requis : de 8 601,5 M\$ en réel 2001 le revenu requis passe à 10 320 M\$ en 2010 soit une hausse de 1 718,5 M\$ (+20% ou 2,04%/an). À noter que les coûts de distribution et SALC subissent une hausse importante de 2001 à 2010 soit 40,4%, alors que certaines dépenses moins générales peuvent augmenter de manière encore plus importante. Ainsi les charges d'exploitation nettes, sur lesquelles HQD exerce un certain niveau de contrôle, ont augmenté de 58,4% entre 2001 et 2010.

Évolution triennale du revenu requis : le revenu requis évolue de 10 5610,9 M\$ en réel 2008 à 10 666, M\$ en 2009 selon D-2009-016 (alors que l'année de base, 4 mois réels, 8 mois prévisionnels, montre une décroissance importante du revenu requis à 10 280,8 M\$ causé par la baisse des coûts d'approvisionnement suite à la réduction de la demande industrielle), pour passer à 10 320 M\$ en 2010, soit une réduction de -3,25% relativement à ce que la Régie a autorisé pour 2009 dans D-2009-016, et de -2,3% relativement au réel 2008. Le revenu requis 2010 augmente toutefois de 0,4% relativement à l'année de base 2009.

Les coûts de distribution/SALC propres à HQD augmentent de 2,4% entre 2009
Notons que le revenu requis unitaire (voir section au bas du prochain tableau) augmente

de 9,8% entre 2001 et 2010, alors que l'indice des prix de l'électricité augmente de 18,4% de 2001 à 2010, soit plus vite que l'inflation au Québec qui est de 17,4% dans la période.

T.1 Évolution des composantes du revenu requis, des tarifs et de l'IPC, 2001 à 2010

Au 31 décembre en M\$	Historique 2001	Historique 2008	D-2009-016 2009	Témoin 2010	% d'augmentation 2010/01 2010/09	
Base tarification (moy. 13 mois)	8 164,0	9 861,2	9 826,2	10 094,7	23,6%	2,73%
Taux rendement base tarifaire	9,79%	8,22%	7,42%	7,29%	-25,5%	-1,72%
RENDEMENT BASE TARIFAIRE	799,3	810,3	729,2	736,2	-7,9%	0,96%
CHARGES EXPLOITATION nettes	842,5	1 254,4	1 262,1	1 334,9	58,4%	5,77%
Charges brutes directes	794,2	1 136,7	1 141,4	1 206,4	51,9%	5,69%
Masse salariale distributeur	508,5	772,0	775,6	800,6	57,4%	3,22%
Autres charges directes	285,7	364,7	365,8	405,8	42,0%	10,93%
Charges de services partagés	398,5	410,1	424,6	432,8	8,6%	1,93%
Frais corporatifs	35,8	36,3	41,9	43,9	22,6%	4,77%
Coûts capitalisés	-386,0	-328,7	-345,8	-348,2	-9,8%	0,69%
AUTRES CHARGES	547,4	794,3	1 009,9	1 002,0	83,0%	-0,78%
Achats de combustible	25,6	69,9	82,9	84,5	230,1%	1,93%
Taxes	98,7	84,0	76,8	65,2	-33,9%	-15,10%
Amortissement/déclassement	423,1	640,4	850,2	852,3	101,4%	0,25%
COÛTS DISTRIBUTION/SALC	2 189,2	2 859,0	3 001,2	3 073,1	40,4%	2,40%
Facture Transport nette	2 313,0	2 727,3	2 677,3	2 632,7	13,8%	-1,67%
Coût approvisionnement net	4 099,3	4 975,6	4 988,0	4 614,2	12,6%	-7,5%
Revenu requis total	8 601,5	10 561,9	10 666,5	10 320,0	20,0%	-3,25%
Patrimonial annuel	4 046,9	4 611,3	4 603,5	4 570,2	12,9%	-0,72%
Ajustement contrats spéciaux		-74,3	-14,4	-255,6		1675%
Postpatrimonial annuel	52,4	431,4	487,3	285,1	444%	-41%
Pass-on postpatrimoniaux		-2,3	-89,6	38,2		-143%
Tarifs gestion/interruptible		9,5	1,2	-23,7		-2075%
Facture annuelle transport	2 313,0	2 525,8	2 575,0	2 635,2	13,9%	2,34%
CFR Transport 2005-2008		242,8	101,6			
Ajustements rev. pt à pt Trans.		-41,3	0,7	-2,5		
Ventes en TWh	152,2	170,319	170,714	166,253	9,2%	-2,61%
Revenu requis moyen ¢/kWh	5,65	6,20	6,25	6,21	9,8%	-0,7%
Pointe coïncidente Transport	29 287	34 760	35 764	35 230	20,3%	-1,5%
IPC P.Q. 2002 = 100	98,0	112,7	112,9	115,2	17,5%	2,00%
Indice prix élec. Q. 2002 = 100	100,0	116,7	118,2	118,4	18,4%	0,2%

SOURCE : R-3708-09 doc. HQD-4 doc. 1 , HQD-9 doc. 1; Mémoires ACEF dans R-3644-07, R-3541-04 et R-3492-02 phase 2

- Dépenses spécifiques (HQD-7 doc. 1 et HQD-7 doc. 1 annexe B, pages 3 et 4) :

La liste des éléments spécifiques tend à s'allonger tout comme les montants en jeu augmentent sans cesse. Les montants traités comme spécifiques passent de 90,9 M\$ à 137,8 M\$. Un certain nombre de ses éléments spécifiques font partie du mandat normal d'HQD, on pense à la sécurité, l'inspection des poteaux, réfection des structures civiles etc.. L'approche d'HQD semble d'inscrire d'abord ces éléments comme éléments de

dépenses spécifiques puis de les transférer dans les dépenses régulières, comme elle le propose cette année pour les dépenses liées à l'alimentation des clients de Shefferville (9,4 M\$) et à la maîtrise de la végétation (17,8 M\$ selon (HQD-7 doc. 1, page 8 et Annexe B) Nous nous questionnons sur le coût de la retraite

HQD déclare que la baisse anticipée du taux d'intérêt sur les obligations d'H.Q. (à des niveaux exceptionnellement élevés) entraînera une baisse du taux d'actualisation et une hausse des sommes à déboursier. Le coût de retraite est relativement instable par ex. le coût autorisé par la Régie fut de 55,6 M\$ pour 2009, mais le coût réajusté pour 2009 année de base tombé à 18,5 M\$ et maintenant HQD propose de rehausser pour 2010 le coût de la retraite à 58,5 M\$ suite à la prévision à la baisse des taux d'intérêt d'H.q. pour 2010. Face à cette instabilité nous pensons qu'il y aurait lieu d'améliorer l'évaluation du coût de la retraite, quitte à instaurer un CFR ou à demander à HQD de valider ses prévisions lors de la remise à jour du taux de rendement vers le mois de février.

- Les mauvaises créances

Selon HQD-13 doc. 3 R.17, p. 14, les mauvaises créances ont augmenté en mode budgétaire de 40,1 M\$ en 2006, à 45,2 M\$ en 2007 à 51 M\$ en 2008, alors que les dépenses réelles ont cru plus rapidement encore (respectivement 42, 54,6 et 78,5 M\$).

Nous observons une difficulté à prévoir avec précision cette dépense, alors que les montants en souffrance semble évoluer parallèlement à la dépense en mauvaises créances (HQD-13 doc. 3, p. 15) : par ex. les montants en souffrance des clients résidentiels sont passé de 358,3 M\$ au 31/12/08 à 479,3 M\$ au 30/04/2009.

HQD ajoute (HQD-7 doc. 1 page 10) qu'en 2009, les mauvaises créances sont réévaluées à 109,4 M\$, alors que le montant autorisé était de 50,4 M\$, soit une perte anticipée de 59 M\$ dont 30 M\$ dû aux Clients Grandes entreprises pour lesquelles HQD veut instaurer un CFR considérant qu'il est difficile d'évaluer les mauvaises créances des gros clients considérant leur faible nombre.

De plus HQD propose aussi de hausser de 28,3 M\$ la charge de mauvaises créances pour les autres clients. HQD nous indique aussi avoir pris des mesures pour prévenir les montants en souffrance, indiquant en cela qu'HQD a un rôle à jouer pour limiter la hausse des mauvaises créances (HQD-13 doc. 2, R. 3.4 et 3.6, p. 6).

À noter que, comme les distributeurs gaziers, HQD doit assumer la part des mauvaises créances propres au coût de transport et d'approvisionnement, si les tarifs étaient dégroupés les mauvaises créances pourraient être redistribués au prorata des composantes de coûts de services.

Dans la mesure où il est normal qu'en période de récession les mauvaises créances augmentent, la dépenses de mauvaises créances pourrait être ajusté à un niveau moyen devant permettre de couvrir sur un cycle économique les mauvaises créances anticipées, encore il serait possible d'avoir un CFR, dont les montants accumulés pourraient être amortis sur une période d'environ 3 ans.

- Facturation interne ou externe et récupération de coûts

Nous pouvons voir des 3 prochains tableaux que les prévisions de facturation interne et externe, sont dans la majorité des cas sous-estimé en mode prévisionnel (à 100% des

cas pour la facturation interne, le problème est un peu moins aigu pour la récupération de coûts, mais encore là la sous-estimation se rencontre dans 67% des cas, lorsque l'on compare les données de l'année témoin avec celles de l'année historique

T2 : Écarts prévisonnels liés à la facturation interne, externe et la récupération de coûts

Facturation interne	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Année historique	-23,8	-35,1	-44	-55	-54,5	-55,3	-55,9	-61,5		
Année base	-26,8		-42,8	-49,8	-50,3	-56,6	-50,9	-56,7	-66,2	
Année témoin		-31,9		-51,2	-50,4	-52,9	-55	-51,2	-57,4	-68,3
Écart Témoin/base	-3,0		1,2	-1,4	-0,1	3,7	-4,1	5,5	8,8	
Écart Témoin/historique		3,2		3,8	4,1	2,4	0,9	10,3		
Somme écart Témoin/base	10,6	Moyenne	Écart	1,3	Variance écart		4,42	Moyenne témoin		-52
Somme écart Témoin/histo.	24,7	Moyenne	Écart	4,1	Variance écart		3,24	Moyenne histo.		-48,14
Fréquence où écart Témoin/base est +				50%	Fréquence où écart Témoin/histo. est +				100%	

Facturation externe	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Année historique	-70,3	-53,2	-55,7	-58,3	-59	-68,5	-82,3	-90,2		
Année base	-72,7		-51,3	-54,7	-54,9	-61,3	-75,9	-81,9	-98,9	
Année témoin		-63,1		-52	-54,1	-54,9	-61,3	-68,9	-81,5	-94,7
Écart Témoin/base	-2,4		4,4	2,7	0,8	6,4	14,6	13,0	17,4	
Écart Témoin/historique		-9,9		6,3	4,9	13,6	21,0	21,3		
Somme écart Témoin/base	56,9	Moyenne	Écart	7,1	Variance écart		7,11	Moyenne témoin		-66
Somme écart Témoin/histo.	57,2	Moyenne	Écart	9,5	Variance écart		11,80	Moyenne histo.		-67,19
Fréquence où écart Témoin/base est +				88%	Fréquence où écart Témoin/histo. est +				83%	

Récupération coûts	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Année historique			-49,9	-52,1	-43,4	-39,5	-42,4	-45,4		
Année base				-44,2	-38,7	33	-33,3	-33,8	-39	
Année témoin					-45,7	-33,1	-33,7	-34,3	-35,9	-38,7
Écart Témoin/base	0,0		49,9	44,2	-7,0	-66,1	-0,4	-0,5	3,1	
Écart Témoin/historique		0,0		52,1	-2,3	6,4	8,7	11,1		
Somme écart Témoin/base	23,2	Moyenne	Écart	2,9	Variance écart		35,47	Moyenne témoin		-37
Somme écart Témoin/histo.	76,0	Moyenne	Écart	12,7	Variance écart		19,98	Moyenne histo.		-45,45
Fréquence où écart Témoin/base est +				38%	Fréquence où écart Témoin/histo. est +				67%	

Ce constat appelle selon nous un changement dans le mode d'évaluation de la facturation interne et externe et de la récupération de coûts, car contrairement à ce que laisse entendre H.Q. les services ainsi rendus aux autres divisions d'H.Q. ou à des tiers le sont à partir des ressources humaines et matérielles en place dont les frais sont assumés par les clientèles d'H.Q., lorsque des services sont rendus à des tiers ils accaparent des ressources qui normalement sont vouées à desservir les clientèles d'H.Q. mais dont elles se trouvent privées momentanément. Si aucun service n'est rendu à des tiers, les ressources continueront d'être payées et de rendre service aux clientèles régulières.

D'où l'importance de bien évaluer les revenus retirés des tiers afin de compenser les clientèles d'H.Q. pour l'utilisation des ressources qui leur sont normalement désignées et pour lesquelles elles défraient les services.

Dans le cas des frais d'administration nous observons du prochain tableau que 100% des prévisions sont sous estimées relativement à l'année historique l'écart prévisionnel moyen est d'environ 8 M\$ ce qui viendrait amoindrir l'impact de la hausse des mauvaises créances que l'on a discuté plus haut, de la sorte il serait possible de réduire l'ajustement à la hausse des mauvaises créances pour tenir compte de l'effet compensatoire des frais d'administration qui sont payés sur les retards de paiement.

T3 : Écarts prévisionnels liés aux frais d'administration

Frais administration	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Année historique	28,8	25,9	27,8	29,5	30,5	40,7	43,5	57,8		
Année base	27,8		24,1	28,7	28	33,4	39,6	49	62,4	
Année témoin		25,8		24,1	28,4	28,4	33,4	40,6	47	62
Écart Témoin/base	-1,0		-3,7	-4,6	0,4	-5,0	-6,2	-8,4	-15,4	
Écart Témoin/historique		-0,1		-5,4	-2,1	-12,3	-10,1	-17,2		
Somme écart Témoin/base	-43,9	Moyenne Écart		-5,5	Variance écart		4,87	Moyenne témoin		36
Somme écart Témoin/histo.	-47,2	Moyenne Écart		-7,9	Variance écart		6,50	Moyenne histo.		35,56
Fréquence où écart Témoin/base est -			88%							
										100%

* Si la prévision de ces éléments de revenu ne peut être améliorée de manière à éliminer le biais systématique en faveur d'HQD, nous proposons la création d'un compte CFR pour corriger les écarts prévisionnels. La méthode utilisée par HQD est décrite en HQD-13 doc. 1, p. 151.

* La facturation des services rendus à des tiers ou à d'autres divisions d'HQ doit vraiment être établie au coût complet et dans le cas où il y a partage de ressources communes il faut qu'il y a un juste partage des coûts communs (ex. d'Hydrosolution qui ne payait qu'environ le tiers des envois postaux qu'elle partageait avec HQD).

Évolution de l'effectif

HQD réduit ses effectifs entre 2008 et 2010 (de 8 295 ETC à 8272 ETC selon HQD-7 doc. 3, page 6) mais l'augmente de relativement à 2009 tel qu'autorisé par D-2009-016. Par contre le nombre d'emploi dans l'année de base se situe à 8 272 soit une hausse de 145 ETC. On se repellera qu'HQT avait augmenter les effectifs en 2008 afin pallier aux difficultés d'implantation de SIC mais cette situation se devait d'être temporaire, de plus HQD avait réduit son revenu requis de 20 M\$ afin d'assumer ce coût d'ajustement. HQD dit avoir besoin de 33 ETC supplémentaires pour stabiliser le délai moyen de réponse téléphoniques en même temps qu'elle réduit l'effectif de 36 ETC suite à des gains d'efficacités apportées par la mise en place du système SIC.

Nous considérons que c'est HQD qui doit assumer les coûts associés à la stabilisation du délai de réponse. Bien que souhaitable afin de rétablir la qualité du service, les coûts associés à ces 33 ETC supplémentaires doivent être assumés par HQD qui doit agir de manière imputable après qu'elle ait promis des gains d'efficacités de 20 M\$ (gains qui ne sont pas encore concrétisés selon HQT-7 doc. 2 page 13), considérant que les coûts d'opération ont augmenté suite à l'implantation du projet SIC, il nous semble équitable d'exiger en retour l'atteinte des gains d'efficacités ciblés par le projet SIC.

« En 2009, des gains cumulés de 18,7 M\$ sont comptabilisés à ce titre, dont 3,9 M\$ sont directement attribuables aux charges d'exploitation nettes.
Le Distributeur compte obtenir la totalité des gains associés au projet à partir de 2011.
En 2010, des gains de 2,7 M\$ s'ajoutent pour atteindre des gains récurrents de plus de 21 M\$ pour l'ensemble du projet SIC. Les gains anticipés sont évalués à 22,8 M\$ à partir de 2011. »

Coûts capitalisés : il faut s'assurer que les coûts capitalisés ne sont pas sous évalués, car sinon il y aura transfert des ressources d'exploitation vers les ressources d'investissement au détriment des clientèles d'HQ qui en bout de ligne assumeront les vrais coûts des investissements tout en ne bénéficiant pas de la pleine réduction de coûts correspondant aux vrais coûts capitalisés.

Le taux moyen du coût du capital :

Cette année HQD a modifié la méthode de calcul du taux sur la dette.

À noter qu'HQD n'a pas formellement demandé l'autorisation de modifier cette méthode ni n'a démontré dans sa preuve originale l'impact d'un tel changement sur le revenu requis.

HQD indique (voir HQD-13 doc. 1, DDR 8.1 à 8.4) que le taux d'intérêt sur la dette intégrée d'H.Q. est obtenu en ajoutant au taux d'intérêt sur les obligations fédérales un écart historique entre le taux d'intérêt sur les obligations fédérales et le taux d'intérêt sur la dette d'H.Q., sauf qu'au lieu d'estimer l'écart historique sur la base des données des 60 derniers mois, HQT le fait maintenant sur la base des 12 derniers mois, pour la raison que le dit écart s'est accru dans la dernière année sous l'effet de la crise financière mondiale »

« Le choix de la méthode selon une moyenne mobile de 12 mois plutôt que 5 ans repose avant tout sur un constat pratique : il est souhaitable, dans un univers économique plus volatil, de privilégier une méthode qui s'adapte plus rapidement aux changements de régime financier. Autrement, il existe un risque de déconnexion entre la prévision et les conditions réelles de marché auxquelles est exposée l'entreprise. À cet égard, il faut noter qu'en avril 2009, la méthode basée sur une moyenne de 5 ans donnait un écart de 99,2 points centésimaux, soit environ le même niveau que la moyenne de l'écart observée sur la période 1997- 2009. À la même date, Hydro-Québec se finançait sur le marché des obligations long terme avec un écart de 207 points centésimaux. Il s'agit, de loin, de la différence la plus importante observée lors de la préparation d'un dossier tarifaire. Toujours pour cette même date, la moyenne sur 12 mois donnait 167 points de base. »

H.Q. évalue que le changement de méthode hausse le coût moyen pondéré du capital de 7,265% à 7,293% pour un impact sur le coût de service de 2,8 M\$ en 2010 (HQD-13 doc. 1, R. 8.2) . Selon HQT il s'agit d'un impact ponctuel : les deux méthodes devant donner à long terme le même taux de rendement moyen.

« Il s'agit d'un impact ponctuel. Il n'est pas possible de prévoir la taille de l'impact pour les années subséquentes. Toutefois, compte tenu de l'expérience historique, il faut s'attendre à ce que l'impact soit neutre à long terme et qu'il puisse être tout autant négatif que positif. Tel qu'indiqué dans la réponse à la question précédente, le choix de la méthode basée sur un historique de 12 mois n'a pas pour but de conférer un avantage systématique au Transporteur, mais de mieux refléter les conditions contemporaines du marché. »

La preuve fournie par HQD pour appuyer sa conclusion est basée sur la comparaison des taux fournis par les deux méthodes sur un horizon d'une douzaine d'années (1997 à 2009) et sur l'hypothèse **du comportement de « retour à la moyenne » des taux d'intérêts**. Il n'est pas impossible qu'il puisse y avoir un billet systématique à court terme (qui peut se corriger à délai) sur l'évaluation de l'écart qu'un horizon plus long permet d'atténuer et ce en présence de modèles prévisionnel imparfait.

De plus si la situation rencontrée en 2008 et 2009 est exceptionnelle pourquoi devrait-on changer une méthode qui a été jugée adéquate par le passé et qui permet de niveler les effets transitoires. La situation exceptionnelle de 2008-2009 (environ 2% d'écart entre les taux sur les obligations d'H.Q. et celles du gouvernement fédéral) pourrait se corriger assez rapidement de sorte que l'écart entre les taux sur les obligations du fédéral et celles sur les obligations d'H.Q. pourrait rapidement revenir à la normale (environ 1% d'écart), ce qui pourrait être vérifié lors de la mise à jours des taux de rendement à l'hiver prochain.

* Nous demandons que le changement de méthode pour évaluer le taux d'intérêt sur la dette d'H.Q. ne soit pas autorisé par la Régie, pour les raisons ci-haut discutées (absence de demande d'autorisation formelle, situation financière exceptionnelle...).

- L'ajustement pour les contrats spéciaux

Ajustement contrats spéc.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Année historique	-145	-186,3	-170	-94,1	-94,3	-33,3	-54	-74,3			
Année base	-159,2		-114,6	-132,1	-79,3	-27,7	-25,2	-139,8	-243,9		
Année témoin		-144,3		-85,9	-114	-133,6	-151,8	-118,8	-20	-255,6	
Écart Témoin/base	-14,2		55,4	46,2	-34,7	-105,9	-126,6	21,0	223,9		
Écart Témoin/historique		42,0		8,2	-19,7	-100,3	-97,8	-44,5			
Somme écart Témoin/base	65,1	Moyenne Écart		8,1	Variance écart		109,48	Moyenne témoin		-128	
Somme écart Témoin/histo.	-212,1	Moyenne Écart		-35,3	Variance écart		57,14	Moyenne histo.		-106,4	
Fréquence où écart Témoin/base est +			50%								
										Fréquence où écart Témoin/histo. est +	33%

T.4 : Écarts prévisionnels liés à l'ajustement des contrats spéciaux

L'ajustement pour les contrats spéciaux n'apparaît pas biaisé vers la sous-estimation (33% des prévisions ont été sous-estimées) mais l'écart prévisionnel pour 209 apparaît exceptionnellement élevé. L'important dans le cas de l'ajustement des contrats spéciaux est de vérifier ex post que les contrats spéciaux rencontrent, en corrigeant l'ajustement, leurs coûts d'approvisionnement, mais aussi leurs coûts de transport et de distribution (lorsque l'énergie réellement consommée et la puissance réellement appelée changement relativement aux prévisions il faut s'assurer que les autres clientèles ne supportent pas ou n'interfinancement pas les coûts de production, transport et

distribution associés aux contrats spéciaux et ce en accord avec la LRÉ (A. 52,2 Coût de fourniture pour les contrats spéciaux).

Évolution des frais corporatifs : bien qu'HQD applique la méthode de répartition des frais corporatifs précrite par la Régie (HQD-13 doc. 3, Tableau R-33, p. 23) nous considérons que la hausse des frais corporatifs est trop élevée et qu'il revient à HQ d'assurer un plein contrôle de ces dépenses et de s'assurer que les frais corporatifs n'amènent pas de pression à la hausse sur les coûts des différentes divisions et des différents services partagés. La hausse des frais corporatifs est de 20,94% entre 2008 réel et 2010 (selon HQD-4 doc. 1, page 4).

Indexation des charges d'exploitations nettes (HQD-7 doc. 1, p. 3)

HQT indique indexer de 2,5% les charges nettes d'exploitation puis applique des gains d'efficience de 1% en 2009 (-10,5 M\$) et de 1,25% en 2010 (-13,5 M\$)

Nous rappelons que l'inflation en 2009 sera plutôt de l'ordre de 0,2%, de sorte que la pression sur les coûts sera moins importante en 2009 que prévue il serait alors préférable selon nous de corriger les charges nettes autorisées en 2009, en fonction du taux d'inflation à jour, ainsi les charges d'exploitation devaient être réduites en 2009 de pour tenir compte qu'un certain nombre d'éléments de coûts ont augmenté moins vite que prévu.

Nous considérons que le rendement des fournisseurs fait partie intégrante du coût de service d'HQD et des charges nettes d'exploitation. En effet si HQD achète des services sur le marché privé il considérera le profit des fournisseurs privés dans le prix qu'elle paie, de sorte que l'ajustement du rendement des fournisseurs internes devrait être considérés comme un élément de prix dont il faut s'assurer de contrôler l'évolution.

À cet effet nous considérons que le rendement des fournisseurs internes augmente très rapidement et devrait-être mieux justifié.

* La Régie devrait considérer apporter un correctif considérant que l'inflation est aussi hors du contrôle d'HQD, tout comme le sont apparemment les coûts de retraite pour lesquels la Régie autorise un traitement particulier. Nommément il nous apparaît équitable d'apporter un correctif lorsqu'en période de récession et de faible inflation l'on compense les clientèles pour les écarts prévisionnels dans le taux d'inflation.

* Nous suggérons toujours d'utiliser l'inflation propre au Québec plutôt que l'inflation au Canada comme référentiel pour juger du caractère raisonnable des hausses de tarifs ou de coûts de services.

Car l'IPC Canada présente historiquement des pressions à la hausse légèrement plus forte que pour l'IPC Québec. Par exemple de 2001 à 2009 (9ers mois) l'IPC au Canada a cru de 16,9% contre 15,2% au Québec. Il existe des sources de prévision de l'IPC au Québec (Mouvement Desjardins, Min. des Finances du Québec...) quoique moins

nombreuses que pour le taux d'inflation canadien. En second choix on peut utiliser les mêmes prévisions de taux d'inflation pour le Québec que pour le Canada (soit 2%/an à moyen et long terme selon HQT), mais pour les comparaisons historiques il nous apparaît souhaitable d'utiliser l'indice des prix à la consommation propre au marché du Québec, qui constitue le marché sur lequel opère HQT.

Hausse des prix des immobilisations :

T.5 : Indices des prix des immobilisations pour les réseaux de distribution d'électricité

Indices prix immo. électricité Canada 1992 = 100	1997	1999	2001	2004	2007	2008	2009 2e trim.	Variation annuelle de l'indice		
								2001/92	2009/2001	2009/2004
Réseaux distibution	118	126,1	129,6	131,1	148,8	150,2	149,8	2,6%	1,8%	2,7%
Matériaux	125	126	127,7	132,5	164,9	167,4	167,6	2,5%	3,5%	4,8%
Poteaux/pylones/Aces.	136,2	142	143,7	147	159,1	162	166,1	3,7%	1,8%	2,5%
Conducteurs aériens	126	110,5	110,8	121,2	154,6	147	137	1,0%	2,7%	2,5%
Main d'œuvre	110,1	123,6	130,7	127,2	130,3	127,7	123,7	2,7%	-0,7%	-0,6%
Matériel construction	129,8	141,5	142	148	160	173,8	158,7	3,6%	1,4%	1,4%
Transformateurs	123,4	126,5	127,6	126,5	190,4	198,4	201,3	2,5%	5,9%	9,7%
Ingénierie	111,1	127,9	129,7	130,4	138,9	142	153,3	2,6%	2,1%	3,3%
Conducteurs alu.	127	111,6	112,3	122,5	151,7	147,5	140,3	1,2%	2,8%	2,8%
Conducteurs cuivre	120,6	104	102,1	113,3	171,8	144,4	117,6	0,2%	1,8%	0,7%
Acier pylone/conduc./isol.	129,9	124,3	125,1	143,1	164,7	169,3	164,4	2,3%	3,5%	2,8%
IPC Québec 2002 = 100	90,8	93,5	98	104,5	110,4	112,7	112,9	1,2%	1,8%	1,6%
IP Industrie Can. 1997=100	0,00	102,17	107,55	109,52	115,60	120,60	116,80	2,5%	1,0%	1,3%

Du précédent tableau (tiré de la banque de données CANSIM de Stat. Can. et du catalogue 62-007) on voit que les pressions inflationnistes ont été réduites voire inversées sur certains types d'équipements de sorte que l'ajustement des coûts de construction et l'évaluation des stocks devrait tenir compte de cette réalité.

La Régie pourrait se servir de ces indices pour baliser la croissance des coûts chargés par HQD pour les branchements etc..

II) Principes réglementaires et méthodes comptables

a) Intégration des mises en service dans la base de tarification et projection de la valeur de la base de tarification :

En réponse à une demande de la Régie de l'énergie (HQD-13 doc. 1, page 96) HQD a présenté les écarts entre les montants autorisés et réels de la base de tarification. On observe une sous-estimation persistante pour les prévisions de mise en service et de valeurs des actifs corporels et incorporels. HQD soutient que d'autres éléments de la base tarifaire peuvent compenser la surévaluation de ces actifs corporels et incorporels et qu'HQD de toute façon n'a pas obtenu son rendement souhaité depuis 2004. Cette dernière remarque d'HQD ne se vérifie pas pour 2008 et d'autre part le rendement sur avoir propre d'HQD correspond à son profit qui dépend de l'efficacité de ses interventions et de la qualité de ses prévisions de revenu et dépenses.

Selon nous la LRÉ requiert que l'on établisse la base de tarification sur la base de la juste valeur des actifs telles qu'inscrites aux livres comptables selon nous :

A 49.1° 1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

50. La juste valeur des actifs du transporteur d'électricité et d'un distributeur de gaz naturel est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

51. Un tarif de transport d'électricité ... ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ... et le développement normal d'un réseau de transport..., ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

Lorsque l'on parle de juste valeur des actifs du transporteur l'on parle du coût d'origine et de la valeur au livre ; il ne pourrait quant à nous s'agir de valeur projetée ou estimée, la juste valeur quant à nous doit correspondre aux vrais coûts associés de construction des actifs.

Il nous apparaît qu'il y a une distinction claire à faire entre la projection des coûts de services afin d'établir les tarifs et l'établissement de la base de tarification qui doit à la juste valeur des actifs dépréciés à partir de leur valeur d'origine réelle.

* Nous recommandons donc à la Régie d'exiger qu'HQD justifie le coût réel de ses investissements et que l'on compense le rendement associé aux écarts prévisionnels sur la valeur des mises en service par la création d'un compte d'écart qui permettra aux clientèles d'être compensées pour les rendements versés sur des mises en services qui sont retardées, comme on l'a soumis dans la cause en transport (R-3706-09).

b) Le traitement du CFR pour les coûts en combustible (HQD-3 doc. 3) :

T.6 : Écarts prévisionnels du coût en combustible

Achats de combustibles	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Année historique	25,6	24,7	30,2	42,9	55,3	58,7	61,8	69,9		
Année base	26		26,9	29,1	54,1	66	69	82,9	94,6	
Année témoin		24,9		26,9	31,1	58,1	69,1	75,2	108,1	72,8
Écart Témoin/base	0,4		-3,3	-2,2	-23,0	-7,9	0,1	-7,7	13,5	
Écart Témoin/historique		0,2		-16,0	-24,2	-0,6	7,3	5,3		
Somme écart Témoin/base	-30,1	Moyenne Écart		-3,8	Variance écart		10,25	Moyenne témoin		58
Somme écart Témoin/histo.	-28,0	Moyenne Écart		-4,7	Variance écart		12,59	Moyenne histo.		46,14
Fréquence où écart Témoin/base est -			63%							
										50%

HQD propose de régler dès l'année qui suit la création de l'écart, le solde (11,7 M\$ en 2009) du CFR des coûts en combustible (coûts en combustibles des réseaux autonomes incluant les dépenses pour la compensation des consommateurs pour les frais de combustible de chauffage et les frais des génératrices de secours). Certaines composantes de ce coût en combustibles peuvent être évalués de manière plus fiable (coûts des génératrices qui incluent le coût de location).

La comparaison des prévisions de dépenses en combustibles par rapport aux réalisations ne montre pas de biais systématique, en effet dans un marché haussier des prix du pétrole les prévisions d'HQD apparaissent (sous-estimées) en retard par rapport aux réalisations. Par contre dans un marché baissier on observe la situation inverse.

Considérant la difficulté de prévoir les prix du pétrole et le coût du mazout, l'approche préconisée par HQD ne constitue pas selon nous la meilleure approche, car le règlement du solde se fait en prévoyant la dépense en combustible pour l'année qui suit, à partir des prix futurs du pétrole sur la base des prévisions observées sur le marché pour un seul mois (mai).

* Nous recommandons plutôt de réévaluer le solde du CFR pour les coût en combustibles pour l'année de base (2009 en l'occurrence) en février de l'année témoin (février 2010 en l'occurrence), en même temps que le taux de rendement sur la base serait réévaluer, soit après l'audience tarifaire et à partir des données de coûts plus à jour pour l'année de base, de sorte que l'erreur sur l'évaluation du solde sera réduite (voire éliminer si les données comptables sont disponibles alors) et cela limitera le niveau de correction du solde du compte qui devra être faite l'année suivante,

c) Retraits d'actifs

Les coûts liés aux sorties d'actifs en 2010, totalisent 50 M, alors qu'ils étaient de 25,5 M\$ en 2008. Avec le changement de la règle d'amortissement autorisé par la Régie il faut redoubler de vigilance face à ce type de dépense dont l'évaluation des coûts en mode prévisionnel possède une bonne marge d'erreur, alors qu'auparavant les valeurs d'actifs retirés étaient placées dans un compte d'amortissement où l'on pouvait ajuster les valeurs au besoin.

* Nous pensons qu'HQD devrait justifier individuellement les équipements retirés qui dépassent un certain seuil (5 M\$ par exemple) et présenter un historique des retraits et une justification du niveau total d'actifs retirés, avec au besoin des correctifs si des erreurs de prévision se présentent.

III) Allocation des coûts (coûts pour disposer des surplus)

L'allocation des coûts associés aux surplus postpatrimoniaux

Par l'A. 32.2 de la LRÉ.; la Régie a la responsabilité de déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable aux distributeur d'électricité, et d'énoncer les principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe.

La Régie a à plusieurs reprises indiqué qu'elle privilégiait le respect du principe de causalité des coûts dans le choix des méthodes d'allocations de coûts.

De même l'A. 49 de la LRÉ indique que la Régie lorsqu'elle fixe des tarifs doit :

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

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

8° tenir compte des prévisions de vente;

En matière de surplus postpatrimoniaux nous pensons que nous pouvons appliquer le principe de causalité des coûts en reliant les demandes qui sont spécifiquement en baisse et les coûts associés à la disposition des surplus (revente sur les marchés à prix plus faible que l'approvisionnement postpatrimonial dont on est tenu par contrat de recevoir et payer, coûts pour compenser un producteur pour ne pas livrer la production contractée). Il y a une causalité directe car on ne peut assigner de responsabilité face aux surplus aux secteurs de demande qui se maintiennent ou sont en croissance; ainsi il n'y aurait pas eu de coûts pour disposer des surplus si certains secteurs n'avaient pas réduit leur croissance ou carrément baissé le niveau de leur demande. Cette responsabilité par secteur de demande est en lien direct avec l'allocation des coûts par catégorie tarifaire.

De plus la LRÉ requiert que la Régie doit tenir compte, lorsqu'elle fixe les tarifs, des risques inhérents à chaque catégorie de clientèles. Ces risques visent les coûts directs que peuvent engendrer les difficultés de paiement par exemple. Ces risques concernent aussi la prévision de la demande dont la Régie doit aussi tenir compte pour fixer les tarifs. Plus une demande est instable plus elle est difficile à prévoir et plus elle impose des coûts d'ajustement au distributeur d'électricité afin de s'ajuster aux hausses de demande imprévue ou aux baisses de demande imprévue.

C'est pourquoi en matière d'allocation de coûts associés à la disposition des surplus patrimoniaux nous proposons d'allouer les coûts pour disposer des surplus en fonction des écarts entre les prévisions de demande et les engagements d'approvisionnement. Il n'est pas requis de partir des prévisions de demande ayant justifié la signature de contrat d'approvisionnement, car la situation énergétique risque fort de changer en quelques années, mais plutôt de partir d'une année où l'on avait équilibre offre/demande puis de relier les déséquilibres offre/demande à l'évolution relative des différentes demandes. Nous avons verbalement fait cette proposition au comité de travail qui a étudié l'allocation des surplus postpatrimoniaux, mais sans détailler la proposition.

Nous considérons que l'allocation des coûts associés à la disposition des surplus au prorata de la consommation totale ou des coûts totaux d'approvisionnement, au prorata de la consommation patrimoniale ou des coûts postpatrimoniaux, encore au prorata de la consommation postpatrimoniale ou des coûts postpatrimoniaux n'est pas respectueuse du principe de causalité des coûts, ni de l'exigence inscrite dans la LRÉ de tenir compte des risques propres à chaque clientèle. Des résultats sur certains de ces scénarios sont présentés par HQD en réponse à la DDR de la Régie (HQD-13 doc. 1, p. 153 à 158) : dans les 3 scénarios évalués par HQT le secteur domestique se trouve à absorber une plus grande part des coûts associés à la suspension de TCE (allant de 5,7 M\$ lorsque la répartition est faite sur la base des coûts postpatrimoniaux à 14,4 M\$ lorsque la répartition est effectuée sur la base des coûts totaux de fourniture), relativement à la méthode horaire entérinée par la Régie de l'énergie et appliquée par HQD dans la cause actuelle. En effet plus une demande particulière baisse plus faible sera la part des coûts de disposition des surplus qui lui sera assignée, alors que la baisse de la demande est la cause de la création de surplus et des coûts pour disposer de ces surplus.

Les coûts associés aux compensations versées à TCE pour qu'elle suspende sa production, ne sont pas directement assimilables à des coûts échus, qui dans notre compréhension visent des compensations normalement très élevées pour carrément annuler un contrat d'approvisionnement ou fermer une centrale de production et qui sont des coûts d'ajustement de long terme à une situation chronique de déséquilibre de la demande ou de désuétude technologique. Les coûts de suspension de la production de la centrale de TCE sont pour nous des coûts d'ajustement de court ou moyen terme faire face à la variabilité, voir l'instabilité des demandes. Si la solution d'annuler carrément le contrat liant TCE et HQD devenait la solution économiquement optimale (ou la solution la moins pire), alors là nous pourrions parler de coûts échus.

Nous faisons donc une distinction entre coûts d'approvisionnement et coûts pour écouler les surplus, parce que la causalité opère différemment dans les deux cas.

Selon HQD-13 doc. 4, page 6, la méthode horaire réalloue les coûts nets des surplus (152,5 M\$) entre le domestique (48,6 M\$), la petite et moyenne puissance (37,7 M\$) et la grande puissance (66,1 M\$). Une partie légèrement plus forte des surplus est allouées au tarif grande puissance, et ce même si cette catégorie de clientèle qui est responsable du plus gros de la baisse de demande.

Afin d'éviter de transférer les coûts alloués à la disposition des surplus de manière directe aux secteurs subissant les plus grandes baisses de demande il serait acceptable selon nous de placer ces coûts dans un CFR et d'en disposer lors des années de croissance économique.

Rappelons que le compte pour aléas climatiques allouent (voir HQD-8 doc. 7, p. 23-24), lorsqu'il y a des hivers plus chauds que la normale, le plus gros de la baisse des coûts de transport et distribution au secteur résidentiel qui accapare une plus grosse partie de la demande de chauffage électrique. Même si le secteur résidentiel n'est pas directement responsable des aléas climatiques, on lui reconnaît une responsabilité indirecte, et on assume un lien de causalité, dans le choix d'établir et de disposer d'un compte pour aléas climatiques.

Pourquoi n'en serait-il pas de même pour un compte d'aléas économique où seraient traités les coûts d'approvisionnement (notamment à cause de coûts fixes ou de coûts engagés par les contrats) et de disposition des surplus d'approvisionnement.

IV) La réglementation de la performance et l'efficience

a) Les bonis à la performance versés et les objectifs corporatifs

Même si HQD n'inscrit que 67% des bonis potentiels dans le revenu requis de 2010, nous sommes tout de même surpris qu'H.Q. ait tenu à ajouter des bonis dans le revenu requis du transport et de la distribution en 2010 : en effet le PDG d'H.Q. s'était engagé verbalement, avec l'assentiment du Ministre des ressources naturelles du Québec, au printemps 2009, à ne pas facturer de bonis aux clientèles d'H.Q. pour 2010, considérant la situation économique difficile que vivait le Québec en 2009, et considérant l'impossibilité de soustraire cette dépense dans les tarifs de 2009, vu qu'H.Q. s'était déjà engagé à les payer à ses employés.

Il est encore possible pour H.Q. d'assumer cette charge, inscrite dans les conventions collectives, à même ses profits, croyant toujours possible que la société d'état passe de la parole aux actes. Ces bonis à la performance coûteront aux clientèles, que les objectifs soient atteints ou non, 22,5 M\$ chez HQD et 10,3 M\$ chez HQT, donc ces bonis à la performance totalisent (32,8 M\$) plus que la hausse de revenu que procure à HQD la hausse de tarifs de 0,2% (HQD-12 doc. 3, page 3), soit 18,9 M\$ sur une base annuelle.

b) Objectifs corporatifs, balisage et évolutions des indicateurs

- HQD a haussé son objectif de gain d'efficience de 1% en 2009 à 1,25% en 2010 (HQD-7 dc. 1 Annexe A, p. 3), ce qui constitue un gain pour les clientèles d'HQD dans la mesure où il n'y a pas récupérations de ces économies en modifiant les coûts spécifiques par exemple. Nous pensons toutefois qu'HQD peut faire encore mieux si l'on tient compte des gains de productivité observés dans l'économie en général (gains de productivité qui s'appliquent à l'ensemble des coûts des entreprises, donc en terme de ce coût total de l'output, qui sont aussi au Québec clientes d'HQD.

Nous rappelons que la LRÉ requiert que l'on prenne en compte l'amélioration de la performance et de la satisfaction de la clientèle d'HQD. Nous sommes en droit d'exiger d'HQD une amélioration continue de sa performance et de la satisfaction de la clientèle ce qui requiert entre autres un contrôle serré des coûts afin de limiter les hausses tarifaires qui jouent sur la satisfaction de la clientèle, entre autres facteurs.

- (HQD-7 doc. 2, page 17) « Hydro-Québec Distribution a globalement amélioré son classement en 2007 comparativement à 2006, soit un positionnement qui se situe dans le 3^e quartile en 2007 versus le début du 4^e quartile en 2006. »

Selon nous HQD ne peut conclure cela du fait que les deux échantillons et les informations traitées diffèrent totalement entre les deux années. En terme statistique on ne peut tirer de conclusion sur l'amélioration de la performance entre deux résultats qui ne sont pas issus de la même enquête (PA Consulting versus 1QC) ni du même échantillon.

- Nous notons que la croissance annuelle des coûts unitaires dépasse entre 2006 et 2010 le taux d'inflation (1,7% de 2006 à 2007) pour 5 indicateurs sur 8 présentés en

HQD-7 doc. 2, page 6. HQD indique que cela dépend de la hausse des dépenses de mauvaises créances en 2010, et de la baisse des ventes de 5 TWh en 2010. Le problème se pose aussi du fait que les dépenses d'HQD sont en partie fixes et incompressibles, donc non modulables en fonction du niveau de la demande. Les changements de règles comptables affectent aussi le niveau des dépenses. Chose certaine l'objectif de contenir les indicateurs sous le niveau d'inflation n'est pas rencontré pour la période 2006-2010.

En regard des indicateurs de qualité (HQD-7 doc. 2, p. 8) nous notons la baisse significative du coefficient téléphonique (taux de réponse en moins de 180 secondes vs 120 secondes pour les clients commerciaux) pour les clients résidentiels suite à l'implantation de SIC (baisse de 93 en 2005 à 53 en 2008 puis 60 en 2009). Enfin nous notons que le taux de satisfaction des clientèles résidentiels/commerciaux et affaires est en baisse entre 2007 (7,39) et 2009 (7,35).

* En regard des objectifs corporatifs (HQD-1 doc. 1 p. 17-18) nous considérons que les cibles et l'idéal doivent être établis de manière à constituer un véritable défi pour HQD : par exemple pour 2008 pour l'objectif "satisfaction de la clientèle", la cible de 7,5 et l'idéal de 7,7, ce qui nous apparaît peu exigeants, sachant qu'en 2008 le taux de satisfaction de la clientèle domestiques/affaires était de 7,42 et celui de la clientèle grande entreprise était 9,2, donnant un taux moyen pondéré de 8,13 environ. De même le taux de satisfaction de la clientèle résidentielle reliée aux attentes touchées par l'implantation de SIC est dans l'idéal 7.3 et le résultat obtenu est de 7,6.

* Nous souhaitons obtenir séparément en tant qu'indicateur le taux de satisfaction des clientèles résidentielles.

* Il faudra suivre la performance future d'HQD pour s'assurer que la mauvaise performance d'un certain nombre d'indicateurs (évoluant plus vite que le taux d'inflation) est vraiment conjoncturel.

* La Régie devrait requérir d'HQD qu'elle maintienne sa participation à un même exercice de balisage suffisamment long temps pour que l'on puisse suivre de manière fiable l'évolution de la performance relative d'HQD, sans que n'interfère dans l'évaluation des problèmes d'échantillons et des modifications dans la méthodologie de balisage. N'oublions pas que les clientèles paient en bout de ligne pour ces exercices de balisage, on devrait donc s'assurer que ces exercices serviront aussi les intérêts des clientèles.

V) PGEÉ, coûts évités et ménages à faible revenu

a) Coûts évités

Selon HQD-2 doc. 5, p. 17, le coût marginal du chauffage de l'espace (annuité constante sur 10 ans) est de 10,7¢/kWh, alors que le coût marginal du chauffage de l'eau, représentant un usage de base est de 9,4¢/kWh, soit un écart entre les deux de 1,3¢/kWh ou 13,83%.

Il faudrait prendre en compte une composante saisonnière au chauffage de l'eau (l'eau étant plus froide à l'entrée en période d'hiver), de même pour les usages de base (on éclaire plus longtemps en hiver, la sècheuse évacue en hiver de l'air chaud de la demeure, ce qui augmente les besoins de chauffage de l'espace, encore nous passons plus de temps en vacances à l'extérieur de notre résidence l'été etc.)

L'évaluation des coûts évités intègre un certain nombre de paramètres et d'hypothèses qui lorsque modifiés amènent des résultats différents.

Par exemple si le taux d'actualisation est plus élevé que le taux prospectif préconisé par HQD, soit 5,678%, alors le coût évité sera plus faible. Ainsi si le taux d'actualisation propre aux clientèles est plutôt de 7% alors le coût actualisé du chauffage de l'eau serait plutôt de 9,27¢/kWh (annuité constante sur 10 ans), alors que le coût évité du chauffage de l'espace serait de 10,56¢/kWh et le coût évité moyen serait de 9,84¢/kWh (pondération de 56% environ du coût de chauffage de l'eau et 44% du coût de chauffage de l'espace). La sensibilité au taux d'actualisation du coût évité moyen est limitée mais d'autres hypothèses peuvent influencer plus fortement sur le résultat du coût évité.

Nous notons que le coût évité annuel est plus que doublé entre 2014 et 2015 (le coût du chauffage de l'eau passant de 6,69¢ à 14,91¢ soit une hausse de 122%, et celui du chauffage de l'espace de 8,09 ¢ à 16,47¢ soit une hausse de 103,6%), cela résulte de deux facteurs (HQD-2 doc. 5, pages 5 à 7) :

1) l'utilisation comme coût évité en fourniture/transport du prix du 2^e appel d'offre éolien à partir de 2016 (10,5¢/kWh en \$2007, indexé à l'inflation) alors que de 2010 à 2015, le coût évité est le prix moyen de la revente (4,8¢/kWh en \$ 2010, indexé);

2) la hausse du coût en puissance pour l'hiver (4 mois) : de 10\$/kW en \$ 2006 indexé, entre 2010 et 2013, avec une augmentation rapide entre 2014 et 2016 de 10\$/kW à 40\$/kW, en \$ 2009, indexé à l'inflation par la suite.

En regard du coût évité en fourniture/transport il est questionnable d'utiliser comme coût évité, le prix de la revente de 2010 à 2015 : en effet si la demande est accrue durant cette période la revente baissera et l'on utilisera plus de postpatrimonial ou encore l'on

importera plus d'énergie, ce sont les prix de ces éléments qui devraient servir à établir le coût évité.

Pour 2016 et après nous remettons en question l'utilisation du prix du 2^e appel d'offre éolien : comme les contrats éoliens constituent des engagements fermes et dans la mesure où la production éolienne n'est pas modulable en fonction des besoins, mais qu'elle dépend d'abord des conditions de vent, alors le coût évité devrait être associé à une source d'approvisionnement modulable telle l'importation ou encore l'énergie différée sous les deux contrats d'approvisionnement avec HQP (énergie rappelable d'ici 2020 sous les contrats de base et cyclable).

L'utilisation d'une ou l'autre de ces sources devrait normalement réduire l'intensité de la discontinuité entre 2015 et 2016. L'objectif ne doit pas être de hausser le plus possible le coût d'approvisionnement de long terme (10 ans) mais d'être le plus réaliste possible sur les sources d'approvisionnement qui peuvent s'ajuster aux besoins. Si on pense qu'à plus long terme les sources d'approvisionnement modulables reviendront plus chers encore que les sources disponibles d'ici 2019, et bien il est possible de repousser l'horizon temporel sur 15 ans par exemple.

En regard du coût en puissance pour l'hiver : nous observons (HQD-13 doc. 9, tableau R-5.1, page 9) que la puissance en hiver peut se négocier au mois, sans qu'on doive prendre un engagement ferme pour les 4 mois d'hiver (car les besoins de chauffage sont habituellement plus prononcés en janvier et février, donc ces besoins ne sont pas uniformes sur les 4 mois d'hiver, alors que la demande sur les marchés voisins américains n'est pas à son niveau le plus élevé dans l'année, et que le prix mensuel fluctue d'une année à l'autre au gré du prix de l'énergie sur les marchés du Nord-est des Etats-Unis).

Pour l'hiver 2008-2009 le prix moyen de la puissance réservée est de 2,25 \$US/kW-mois (9 \$US/kW-hiver) ou 2,74 \$ Can/kW-mois (avec un taux de change moyen en décembre 2008 et janvier 2009 de 1,22 \$Can / \$ US, alors que le taux de change actuel se situe plutôt à 1,064) soit 10,97 \$ pour 4 mois d'hiver complets, mais dans les faits cela a coûté 5,48 \$Can pour les services en puissance requis sur 2 mois d'hiver.

Pour 2014 et après HQD devra prouver le bien fondé du quadruplement du coût de la puissance d'hiver de 10 \$US/kW-hiver à 40 \$US/kW-hiver considérant qu'il y a possibilité pour HQD de s'associer avec des utilités des réseaux voisins (où la demande est plus forte en été considérant les besoins de climatisation) pour partager le coût de la puissance annuel, si effectivement la disponibilité de la puissance d'hiver disparaît dans les réseaux voisins, de façon à ne payer que pour les mois où HQD a besoin de puissance (soit 4 mois d'hiver, au lieu de 6 mois, ce qui réduirait le coût de location des services d'une centrale au gaz de 40\$/kW-hiver à 26,67 \$/kW-hiver, voir R-3677-2008, HQD-14 doc. 1, pages 45-47, où le coût de puissance de 10 \$ US/kW-hiver équivaut à 0,7¢/kWh pour les mois d'hiver pour un usage moyen d'environ 200 heures).

Considérant le projet d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW, avec la Nouvelle-Angleterre d'ici 2014 (Plan stratégique d'H.Q. 2009-2013, page 42) et les ressources désignées ou désignables par HQD comme source d'approvisionnement pour la charge locale (R-3706-2009, HQT-13 doc. 3, R.53, page 24 : 500 MW issue du réseau de N.Y., 200 MW issue du N.B., et 168 MW de deux autres sources) l'indisponibilité de la

puissance d'hiver reste quant à nous à démontrer rigoureusement (voir entre autres l'argumentation d'HQD sur le sujet en HQD-13 doc. 1 R. 84.2).

b) Le PGEÉ proposé par HQD pour 2010

- Les moyens et objectifs globaux :

Le précédent PGEÉ (R-3677-2008, HQD-14 doc.1, p. 11, visait des économies de 5 TWh entre 2003 et 2010, pour des dépenses de la part d'HQD de 1 181 M\$ sur la période (en hausse p/r à R-33644-07 qui visait des économies de 4,3 TWh et des dépenses par HQD de 1 102 M\$), cela témoignait selon HQD de ses efforts grandissants à l'égard de l'efficacité énergétique.

Par contre dans le PGEÉ actuel les objectifs pour 2003 à 2010, baissent à 4 633 GWh et les dépenses à 1 035 M\$.

Pour 2008 HQD visait dans la précédente cause des économies de 935 GWh et des dépenses de 211 M\$, dans la présente cause on a en réel pour 2008 des économies de 1 032 GWh mais des dépenses en baisse à 198 M\$. Pour 2009 et 2010 on prévoyait dans R-3677-08, respectivement (924 GWh, 262 M\$) et (873 GWh et 302 M\$), dans la présente cause on a respectivement (708 GWh et 228 M\$) et (718 GWh et 249 M\$, dont 45% en soutien financier aux clients).

(HQD-8 doc. 8, pages 10-11) « Considérant le ralentissement prévu en 2009 et 2010, le Distributeur a intensifié ses travaux afin d'identifier les actions et les nouveaux programmes ou interventions à mettre en place pour assurer l'atteinte de la cible de 11 TWh à l'horizon 2015... La demande budgétaire du Distributeur reflète les efforts en développement qu'il devra consentir pour préparer les actions nécessaires à l'atteinte de la cible à l'horizon 2015.

Bien que l'exploitation de plusieurs volets du programme *Mieux Consommer – résidentiel* soit en voie d'être achevée, d'autres créneaux, particulièrement dans le secteurs affaires, offrent toujours un potentiel d'économies d'énergie important.»

* Il faut assurer un suivi serré des économies réalisées pour s'assurer de l'atteinte de l'objectif de 11 TWh pour 2015, sachant qu'il restera au plus 5 ans (de 2011 à 2015) pour économiser 6 TWh, alors qu'il aura fallu 8 ans pour réaliser 4,6 TWh, de 2003 et 2010. On observe ainsi une augmentation du coût unitaire des kWh économisé comme si l'on avait atteint une étape de rendement décroissant. En cette période économique plus difficile pour les entreprises, nous pensons plutôt que les entreprises ont de ressources humaines disponibles pour réaliser des projets en efficacité énergétique, mais qu'il faudrait faciliter le financement de ces mesures pour accroître le taux de participation. Il faudrait aussi voir dans des juridictions où les objectifs d'économie d'énergie sont élevés comment ils procèdent pour se donner les moyens de leurs objectifs.

Comme nouveauté pour le secteur résidentiel HQD propose un programme touchant des chauffe-eau à trois éléments pour le marché résidentiel. On comprend que cela vise

un déplacement de la charge et non une économie d'énergie nette. HQD pourrait faire aussi viser des économies d'énergie en isolant mieux les chauffe-eau et en leur installant un contrôle « intelligent » de la température (thermostat programmable opérant dans une gamme de T° sécuritaires).

En HQD-8 doc. 8 page 52, HQD nous indique que le potentiel technico-économique du chauffe-eau à trois éléments est de 15 à 30 MW sur un horizon de 5 ans. HQD ajoute qu'il souhaite implanter un programme de subvention pour encourager le remplacement de chauffe-eau à deux éléments en fin de vie pour des chauffe-eau à 3 éléments et ce dès le début de 2010. Pour cela HQD demande un budget de 600 000\$ permettant une baisse de puissance de 3 MW.

Les programmes Diagnostic résidentiel (HQD-8 doc. 8 p. 16) et le programme Mieux consommer (HQD-8 doc. 8, p. 20) voient leurs économies ajoutées réduites sensiblement (93 GWh en 2004 pour le premier programme vs 24 GWh en 2010, alors que les dépenses augmentent de 8 M\$ à 15 M\$, HQD dit cibler les clients à haut potentiel d'économie, sauf que le coût pour atteindre ces clients est plus élevé; alors que pour le second programme on passe de 260 GWh et 19 M\$ de dépense en 2006 à 318 GWh et 34 M\$ de dépenses en 2007, à 184 GWh et 26 M\$ de dépense en 2010). Ce sont les programmes porteurs pour le secteur résidentiel, la réduction des économies qui en découlent appellent selon nous à renouveler rapidement l'approche auprès des ménages.

Quant aux programmes récupération de frigos et congélos énergivores (plus vieux que 10 ans) (HQD08 doc. 8, p. 26, budget de 24 M\$ et économies de 82 GWh en 2010) cela rencontre les prévisions du précédent PGEÉ avec 75 893 appareils remplacés, mais un budget de 19 M\$ prévu dans le précédent plan, au lieu de 22 M\$, et Géothermie (1,3 M\$ et 1,6 GWh d'économie en 2010, avec des économies légèrement supérieures à ce qui était prévu dans le précédent PGEÉ), ils apparaissent en progression.

c) Les programmes pour MFR :

HQD reconduit les programmes (HQD-8 doc. 8, p. 22) visant le logement social, les Coop d'habitation et les OBNL d'habitation pour un budget de 8 M\$ dont 83% en aide financière.

Le projet pilote rénovation énergétique-MFR volet privé avec la ville de Montréal (réalisé dans le cadre du Programme rénovation résidentielle majeure de Montréal visant les bâtiments résidentiels abritant plus de 40% de ménages à faible revenu, HQD-14 doc. p. 27-28 de R-3677-08) le programme visait au départ une quarantaine de bâtiments chauffés à l'électricité en le réalisant en 2008 et 2009, mais il n'a pas remporté un grand succès : HQD nous indique (HQD-8 doc. 8, p. 23) que le programme doit se terminer en septembre 2008, mais que seulement 30 demandes de fonds ont été reçues (pour 279 logements), mais qu'aucun projet n'a été finalisé au 30 juin 2009. HQD souhaite reconduire l'entente avec la ville de Montréal en l'intégrant au projet de l'AEÉ rénovation éconergétique-MFR volet privé (Per.503).

Le projet pilote récupération et remplacement de réfrigérateurs énergivores pour les MFR devait débuter à la fin de l'automne 2008 (HQD-14 doc. p. 28 de R-3677-08), mais a plutôt débuté en juin 2009, HQD indiquant vouloir vérifier la volonté des MFR de participer financièrement au remplacement du frigo. Il n'est pas clair où en est rendu HQD dans le projet, mais il annonce les conclusions du projet pilote pour le premier trimestre 2010. Il prévoit pour 2010, si les conclusions du projet pilote sont favorables, un budget de 4,7 M\$ pour 2010 et des économies de 4,8 GWh avec le remplacement de 5 000 réfrigérateurs.

Rappelons que dans le PGEÉ de l'an passé HQD demandait un budget pour l'implantation de ce programme en 2009 de 7,7 M\$, visant le remplacement de 10 000 frigos pour des économies de 9,9 GWh (R-3677-08, HQD-14 doc. 1, p. 28-29).

Globalement les programmes en efficacité énergétique d'HQD pour les MFR en 2010 visent des dépenses (nommément si le programme de remplacement de frigo pour les MFR est effectivement mis en place) de 13 M\$ pour des économies de 15 GWh versus 10 M\$ et 14 GWh en 2009, et 8 M\$ et 20 GWh en 2008.

Rappelons que l'an passé (R-3677-08, HQD-14 doc. 1, page 30) HQD prévoyait dépenser en 2008, 10 M\$ pour les programmes MFR avec des économies de 15 GWh et pour 2009 15 M\$ pour des économies de 22 GWh. Nous avons remarqué pour les années passées pour les programmes s'adressant aux MFR, un décalage entre les objectifs annoncés et les résultats atteints et nous observons à nouveau ce phénomène cette année.

* Si HQD ne devait pas reconduire le programme de remplacement de réfrigérateurs auprès des MFR elle devra quant à nous réinvestir l'argent dans d'autres programmes pour MFR.

* HQD devrait accélérer l'implantation des programmes et projets pilote visant les MFR afin d'atteindre ses objectifs avec un plus haut degré de confiance.

* Considérant que l'AEÉ a proposé d'abolir le programme Éconologis dès 2010, avant même que l'évaluation du programme devant le remplacer soit "Rénovation éconergétique pour MFR–volet privé" ne soit complétée, nous pensons qu'HQD devrait-être proactif sur la question et se positionner clairement pour le maintien d'actions énergiques en faveur des MFR d'autant que HQD déclarait dans le Plan stratégique d'H.Q. 2009-2013, page 52 :

« Enfin, la division maintiendra son aide financière aux programmes offerts par l'AEÉ, tels qu'Éconologis ». La possibilité demeure qu'HQD, qui finance en grande partie le programme Éconologis, puisse maintenir sous sa responsabilité le programme Éconologis, le temps que le programme de rénovation volet privé soit effectivement implanté, si vraiment l'AEÉ le laisse tomber. »

d) Les programmes visant les réseaux autonomes :

1) Coûts évités des réseaux autonomes

Selon HQD-9 doc. 1, le déficit des réseaux autonomes en 2010 est de 186,7 M\$ alors que le revenu requis unitaire est de 58,75¢/kWh. Ce coût moyen de service est supérieur au coût évité moyen des réseaux autonomes (HQD-2 doc. 5, pages 12 et 13) qui se situe aux environs de 20¢/kWh (pour des coûts évités allant de 9,53¢/kWh pour Shefferville, à 14,9¢/kWh pour Cap aux Meules, à 58,2¢/kWh pour Quadtag au Nunavik, qui présente le coût évité le plus élevé parmi l'ensemble des réseaux autonomes).

Ce coût évité se limite au coût de production (évalué selon la méthode du coût de production générique), les coûts additionnels en transport distribution étant considérés négligeables. Toutefois la méthode considère une durée de vie de 15 ans pour les groupes de production ajoutés ce que nous considérons faible (HQD-13 doc. 3, D.12 p. 11), une durée de vie accrue réduirait le coût unitaire en puissance qui demeure toutefois assez faible sauf pour Shefferville, comme on peut le voir du prochain tableau. HQD nous indique que le coût de revient unitaire des plus petits groupes est plus élevé, mais cela dépend aussi des technologies ou marques (HQD-13 doc. 3, R. 12 p. 11-12).

T.7 : Coûts évités des réseaux autonomes

Coût évité Autonomes HQD-2 doc. 5 p.12/13	Énergie ¢/kWh	Puissance \$/kW-an	FU	Puissance ¢/kWh	Total	Part énergie	R-3677-08 2009
Shefferville	2,22	344	54%	7,27	9,49	23,4%	9,53
Cap Meules Iles Mad.	14,42	23	55%	0,48	14,90	96,8%	14,9
Antcosti	35,69	0	47%	0,00	35,69	100,0%	51,64
Opitciwan	30,1	111	46%	2,75	32,85	91,6%	36,4
Nunavik							60,02
Inukjuak minimum	38,85	45	61%	0,84	39,69	97,9%	
Quadtag maximum	55,8	127	61%	2,38	58,18	95,9%	

Si l'on se fie aux coûts alloués pour les revenus autonomes (voir prochain tableau) , les coûts de production représentent 73,1% des coûts totaux, contre 5,8% pour les coûts de transport, 8,3% pour les coûts de distribution et 12,9% en autres éléments (comprenant le programme de compensation mazout pour 10 M\$, le CFR combustible 2010 pour 14,5 M\$ et les coûts récupérés pour 3,4 M\$).

De plus le coût en capital (rendement sur la base, amortissement et taxes) associé à la production

T. 8 : Allocation des coûts des réseaux autonomes par fonctions principales

Rev. Requis 2010 réseaux autonomes				% Rend.	7,29%
Rev. Requis 2010 Réseaux autonomes	Coût prest.	Base	Rend. Base	Total	Part en %
Production	133	349,5	25,5	158,5	73,1%
dont mazout	52,2				
dont amortissement	20				
dont Taxes	2,5				
Transport	5,3	98,6	7,2	12,5	5,8%
Distribution	14,2	50,6	3,7	17,9	8,3%
Compensation/CFR	24,5			24,5	11,3%
Coûts récupérés	3,4			3,4	1,6%
Total	180,4	498,7	36,4	216,8	100%

Coût production 2010 réseaux autonomes	Coût prest.	Base	Base	Total	Part en %
Coût capital production	22,5	349,6	25,4963	48,0	29,8%
Coût mazout	52,2			52,2	32,4%
Autres coûts production	58,3			58,3	36,2%
Total	113			161,0	100,0%

d'électricité dans les réseaux autonomes représente 48 M\$ ou 29,8% du coût total de la production en 2010 qui est de 161 M\$ (voir au bas du précédent tableau). Le coût de mazout représente 52,2 M\$ ou 32,4% du coût total de production en 2010 (excluant le CFR combustible) alors que les autres coûts de production représentent 58,3 M\$ ou 36,2%.

Face à cela on peut se demander si le coût associé à la puissance, dans le calcul du coût évité des réseaux autonomes, n'est pas trop faible (sauf pour le réseau Shefferville) cela mériterait d'être élucidé.

2) Le PGEÉ des réseaux autonomes

Dans le précédent PGEÉ (HQD-14 doc. 1, pages 36 et suivantes) , HQD prévoyait pour le secteur résidentiel, dans les réseaux autonomes, des dépenses en efficacité énergétique de 2,5 M\$ (1,6 M\$ en aide financière), auxquelles s'ajoutait des dépenses en tronc commun de 0,4 M\$ pour des économies de 4,7 GWh (pour 2008 on visait 1,5 M\$ et des économies de 2,5 GWh).

Dans les faits HQD nous annonce qu'elle devrait dépenser en 2009 : 1,2 M\$ pour des économies de 2,9 GWh et pour 2008 : 0,8 M\$ et 1,7 GWh.

* Comme pour les programmes MFR nous observons un retard dans l'application des dépenses et la réalisation des objectifs d'économie d'énergie dans les réseaux autonomes, HQD devrait prendre les moyens pour corriger le tir, rappelant que les coûts moyens élevés et le déficit important des réseaux autonomes, et les coûts marginaux significativement plus élevés que pour le réseau intégré, justifient selon nous pleinement

d'investir beaucoup plus de ressources pour réduire la croissance des réseaux autonomes et idéalement réduire la demande totale d'électricité tout en améliorant le confort des populations occupant les réseaux autonomes.

* Nous considérons aussi que des efforts doivent être investis pour améliorer l'efficacité des centrales de production électriques dans les réseaux autonomes. Si on compare les pertes et énergie utilisées par les centrales et pour les services auxiliaires (HQD-13 doc. 9, p. 29, tableau R-17.1-A) nous voyons que le taux de perte et d'autoconsommation est très variable allant de 2,56% pour Inukjuak à 20,33% pour Shefferville, en passant par 12,9% à Cap-aux-Meules et 15,75% pour le Lac-Robertson. Ces différences devraient être expliquées et HQD devrait penser à trouver des moyens de réduire de telles pertes.

e) La promotion des appareils Energy Star et le contrôle du label :

HQD fait la promotion des appareils électroménagers Energy Star.

Toutefois un rapport d'audit du Département de l'énergie des USA ¹ déplore de sérieuses lacunes en ce qui a trait au contrôle du label du côté du Département de l'énergie qui s'occupe du label pour les fenêtres et électroménagers, alors que l'Agence de la protection environnementale (EPA) s'occupe des appareils de chauffage, de ventilation et de climatisation, ainsi que des appareils électroniques. L'EPA avait déjà fait l'objet d'un audit en 2007, qui avait aussi démontré de sérieuses lacunes en regard des contrôles exercés pour faire respecter les exigences du label Energy Star (notamment pour les téléviseurs et ordinateurs dont les informations sur la consommation énergétique étaient "imprécises et invérifiables").

Un programme aux USA, coûtant 300 M\$ au gouvernement fédéral, subventionne l'achat d'appareils Energy Star, d'où l'importance de s'assurer que les fabricants rencontrent les exigences du programme et que les économies d'énergie sont atteintes. Le Département de l'énergie n'a pas mis en application les recommandations de l'audit de 1997 et laissent les fabricants de réfrigérateurs, congélateurs, laveuses à linge et à vaisselle, chauffe-eau et de filtres d'air, auto-certifier leurs produits au lieu de faire certifier leurs produits par des services d'évaluation et de certification indépendants. Un panel d'expert dont le mandat était de valider les procédures de contrôle du Département de l'énergie a conclu en 2008, que l'autocertification conduisait à des résultats de test non fiables et erronés. Dans un cas enquêté suite à une plainte d'un fabricant concurrent, il fut démontré qu'un réfrigérateur consommait le double des spécifications inscrites par le fabricant qui s'était auto-certifié. Le Département d'énergie et l'EPA n'ont pas instauré de procédures de contrôle systématiques qui garantissent la loyauté des ventes et le respect du label Energy Star.

* Il faudrait s'assurer au Québec que les évaluations et les certifications des produits Energy Star, pour lesquels HQD subventionne les consommateurs, dont les MFR dans le cadre du programme de subvention pour l'achat d'un frigo Energy Star neuf,

¹ Audit Report, Dep. Of Energy, The Department's Management of the ENERGY STAR Program, oct. 2009

répondent à des critères de certification crédibles et fiables et apportent les économies escomptées, afin de maintenir la confiance des consommateurs dans le label et s'assurer que les économies visées seront rencontrées.

- La bi-énergie résidentielle

Fait nouveau HQD traite du sujet de la bi-énergie résidentielle dans son PGEÉ (HQD-8 doc. 8 p. 52-54) , car elle traite maintenant plus à fond de la gestion de la consommation (gestion de la puissance).

HQD indique que le prix du mazout est le principal facteur qui permet aux clients du tarif DT de bénéficier d'un avantage concurrentiel mais avec la hausse du prix du mazout et la fragilisation de l'industrie du chauffage au mazout, HQD considère que les économies futures de facture ne justifient pas l'investissement pour le renouvellement ou l'acquisition d'équipement bi-énergie, alors que la marge de manœuvre dont dispose HQD ne permet pas de subventionner le client de manière à rentabiliser son investissement. HQD ajoute que plus de 55% des systèmes bi-énergie ont plus de 30 ans (soit la première vague de la bi-énergie résidentielle de la fin des années soixante et dix), et dans plusieurs cas il faut remplacer le réservoir d'huile pour répondre aux exigences de l'assureur.

Rappelons qu'HQD offrait des subventions à l'achat de la fournaise bi-énergie de l'ordre de 1 200\$ jusqu'au début des années 90, ce qui couvrait environ la moitié du coût de remplacement de la fournaise de l'époque, après quoi elle a continué d'offrir quelques années encore une subvention sur le contrat de service annuel (contrat de service-entretien qui peut coûter entre 130\$ et 200\$ par année en 2009, selon les options retenues). (HQD-8 doc. 8 p. 53-54)

« Le Distributeur s'attend donc à ce que la croissance du parc bi-énergie observée ces dernières années se poursuive à court terme. Cependant, cette croissance sera limitée à plus long terme par la diminution du parc de maisons chauffées au mazout. Compte tenu de tout ce qui précède, le Distributeur ne prévoit pas promouvoir de façon active la bi-énergie. Il poursuivra sa stratégie tarifaire afin de maintenir au maximum l'intérêt des clients au tarif DT28 et supportera, via son centre d'appel, les clients dans leur réflexion quant au choix de la source d'énergie.»

En réponses aux questions de la Régie (HQD-13 doc. 1, R. 81 et 82), HQD indique que le nombre de clients au tarif DT était de 125 383 au 31/12/2008.

En 2008 il y a eu de 20 à 25 milles conversions tout à l'électricité (versus 12 500 à 15 000 en 2006 et 2007), alors que le parc bi-énergien est hausse nette de 3 219 sur 2007, alors qu'il y a eu 6 7811 demandes d'adhésion et 3 592 abandons du DT. Le nombre de clients au DT serait de 126 400 en 2009, l'effacement en pointe des clients du DT passerait de 820 MW en 2009-2010 à 840 MW en 2016-2017.

En R.83.1 HQD ajoute que les clients du DT comptent maintenant pour près de 40% des clients des pétrolières (20% au début 2000) et que tout nouveau client au DT (à partir de fournaises au mazout) se trouve à réduire les ventes de mazout et à fragiliser

encore plus l'industrie du mazout. Cela explique la décision de certaines pétrolières de se retirer du marché de la distribution du mazout de chauffage.

Selon nous l'évaluation des frais d'entretien estimé par HQD (104\$/an) est sous-évalué (HQD-13 doc. 1 p. 174-175) en effet un contrat de service et d'entretien coûte entre 150% et 235\$, avec taxes, en 2009 sur le marché québécois. Bien sûr un client peut ne pas prendre un contrat de service mais alors il assume un risque et nous ne sommes pas certains que cela soit à l'avantage d'un client individuel.

(HQD-13 doc. 1, R. 86.2) HQD indique que l'économie annuelle du client DT s'élève actuellement à environ 200\$, ce qui permet de financer sur 20 ans le différentiel de coût d'acquisition du système bi-énergie, soit 4 100\$ (dont 1 000\$ pour le réservoir d'huile) par rapport à une fournaise électrique. HQD confirme (R. 86.3) que le tarif DT est calibré de manière à fournir une même facture d'électricité qu'au tarif D, si le client ne s'efface pas en pointe, de sorte que l'effacement en pointe permet des économies fonction du prix du mazout.

HQD indique que si le prix du mazout augmente qu'elle haussera de manière plus importante le prix de l'électricité en pointe et gélera ou haussera plus faiblement le prix hors pointe afin d'inciter les clients à s'effacer en pointe et à les inciter à rester au tarif DT. Nous pensons plutôt que le client compare les coûts totaux (et non marginaux) de se chauffer à la bi-énergie versus se chauffer à l'électricité ou au mazout et que c'est sur la base du coût total comparatif que le client décide de chauffer au mazout, à l'électricité ou à la bi-énergie et de changer ou non de forme d'énergie.

Aussi HQT indique (HQD-13 doc. 86,6) qu'une hausse du prix en pointe peut inciter les clients à réduire l'utilisation des électroménagers en pointe, mais qu'HQD ne tient compte pour l'effacement du DT que celui associé au chauffage.

Par expérience nous pouvons dire que pour le premier hiver où il opère en mode bi-énergie, un ménage peut tenter de gérer sa consommation en pointe (outre la gestion de l'énergie de chauffage qui se fait automatiquement) mais comme les clients au DT n'ont pas de contrôle sur la T°, et du fait que la T° peut se maintenir sous le seuil du -12 C° pendant plusieurs jours de suite, alors les clients reviennent rapidement à des comportements habituels lorsqu'ils constatent que les économies véritables proviennent du mode de chauffage bi-énergie.

Contrairement à la tarification différenciée dans le temps qui permet de gérer ses activités courantes sans trop de contrainte, en déplaçant de quelques heures sa consommation d'appareils électroménagers, la tarification bi-énergie résidentielle est plus contraignante en regard de la gestion de sa consommation courante, car on ne connaît pas d'avance les jours où les températures plus chaudes reviendront.

De même HQT indique qu'elle utilise comme effacement moyen en pointe d'un client au tarif DT, la valeur de 6,7 kW, soit un effacement total de 840 MW pour les 125 383 clients au DT.

En fait le 6,7 kW peut être une moyenne acceptable pour un grand groupe de clients, mais à l'échelle individuelle l'effacement peut-être plus important : les fournaies bi-énergie ont une capacité courante entre 15 à 25 kW (un courant de 100 ampères à 240 volts fournit une puissance de 24 kW).

HQD a explicité en terme économique la marge de manœuvre (HQD-13 doc. 1 R. 85.1 p. 170 à 173), dont elle dispose et qui ne permet pas selon elle d'assurer la rentabilité de l'investissement dans un système bi-énergie, en annexe 1 (à venir) nous faisons une analyse de sensibilité de l'évaluation faite par HQD.

* Il faudrait évaluer la rentabilité d'une fournaie bi-énergie où la partie combustible opère sur plus d'heures soit les heures de pointe du réseau selon le mode de tarification différenciée dans le temps, avec comme combustible soit le mazout soit le gaz naturel.

* Il faudrait évaluer la rentabilité d'une fournaie bi-énergie en faisant une analyse de sensibilité sur les paramètres principaux (prix du mazout, taux d'actualisation, durée de vie de l'équipement supérieur à 10 ans...).

VI) Stratégie et hausses tarifaires

a) Hausse uniforme versus hausse différenciée

HQD nous indique (HQD-13 doc. 4, page 12, tableau R-9.b)) que des hausses différenciées en 2009, auraient amené une hausse de 2,31% pour le secteur résidentiel, de 1,5% pour la petite puissance, de -0,48% pour la moyenne puissance et de 0,2% pour la grande puissance pour une hausse tarifaire moyenne de 1,22% avec la décision D-2009-016.

	Croissance des coûts				Revenus additionnels requis				Interfinancement		
	Revenus requis		Croissance	Ventes	Croissance des coûts	Provision réglementaire	Ajustements	Total	Hausse tarifaire	Avant hausse	Après hausse
	2008	2009	2008-09	2009	2009	2007-08	2009		2009	2009	2009
	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(%)	(%)
a	b	c = b - a	d	e = c * d	f	g	h = e + f + g	i	j	k	
Domestique	8,59	8,70	0,11	60 440	64,40	16,10	19,27	99,78	2,31	81,98	82,86
Petite puissance	7,28	7,35	0,07	14 896	10,55	3,83	6,08	20,46	1,50	124,14	124,48
Moyenne puissance	5,51	5,42	(0,09)	26 811	(23,15)	5,54	8,50	(9,10)	(0,48)	130,86	128,67
Grande puissance	3,99	3,96	(0,02)	39 948	(9,27)	4,79	8,12	3,64	0,20	114,80	113,64
Total	6,50	6,61	0,03	142 095	42,53	30,26	41,98	114,77	1,22	100,00	100,00

La composante « ajustements » et les sources d'information pour 2009, dans le tableau en référence n'est pas explicité.

Depuis qu'HQD préconise des hausses différenciées, ou qu'elle soumet les informations pour son application, les hausses du secteur résidentiel surpassaient la hausse moyenne alors que la hausse des tarifs généraux était moins élevé que la moyenne.

Cette année pour 2010, on observe étonnamment la situation inverse (HQD-13 doc. 1 page 160, tableau R-78.2-A) pour une hausse moyenne de 0,2%, (HQD-13 doc. 1 page 160, tableau R-78.2-A) pour une hausse moyenne de 0,2%, la hausse du secteur résidentielle serait de -0,5%, alors que l'on aurait des hausses positives pour les tarifs généraux. HQD n'a pas commenté le tableau contrairement à ce que lui demandait la Régie. Ce résultat résulte de l'application de la méthode d'allocation des coûts et de l'évolution relative des ventes et des comptes réglementaires.

	Croissance des coûts				Revenus additionnels requis				Interfinancement		
	Revenus requis		Croissance	Ventes	Croissance des coûts	Provision réglementaire	Ajustements	Total	Hausse tarifaire	Avant hausse	Après hausse
	2009	2010	2009-10	2010	2010	2008-09	2010		2010	2010	2010
	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(%)	(%)
a	b	c = b - a	d	e = c * d	f	g	h = e + f + g	i	j	k	
Domestique	8,70	8,67	(0,03)	61 346	(17,81)	(23,90)	19,61	(22,10)	(0,50)	82,82	82,24
Petite puissance	7,35	7,51	0,16	15 040	23,81	(6,11)	6,14	23,85	1,72	122,02	123,87
Moyenne puissance	5,42	5,48	0,06	25 897	14,62	(8,98)	8,22	13,86	0,75	130,16	130,87
Grande puissance	3,96	3,97	0,01	38 324	4,28	(8,82)	7,84	3,29	0,19	115,56	115,55
Total	6,61	6,68	0,02	140 607	24,90	(47,81)	41,81	18,90	0,20	100,00	100,00

* La méthode préconisée par HQD pour évaluer les hausses différenciées n'a pas été autorisé explicitement par la Régie de l'énergie, les résultats de cette méthode dépendent entre autres des méthodes d'allocation de coûts dont l'allocation des coûts ou pertes associées à la revente des surplus postpatrimoniaux. Comme résultat incongru de l'approche de hausse différenciée d'HQD, nous notons que l'indice d'interfinancement est abaissé pour le secteur résidentiel en 2010, en même temps que son tarif est abaissé, alors que la situation est inversée pour 2009.

b) Modalités des hausses tarifaires (Ajustement des composantes tarifaires, hausse de 0,2%)

1) En cas de hausse tarifaire de 0,2%, HQD propose pour les tarifs D et DM (HQD-12 oc. 4, p. 3) de hausser uniquement le prix de la deuxième tranche d'énergie, de 7,46 ¢/kWh à 7,49¢/kWh, soit de 0,4%, alors que la redevance et le prix de la 1^e tranche d'énergie sont gelés. HQD propose aussi de doubler la prime de puissance dépassant 50 kW en été (de 0,63\$/kW à 1,26\$).

L'écart entre les deux prix d'énergie des tarifs D et DM sera alors de 2,04¢/kWh ou de 37,4%.

Même si la hausse est limitée à 0,2%, le rationnel d'HQD voulant que les composantes tarifaires soient ajustées sur la base des coûts marginaux de long terme devrait tenir.

Ainsi selon HQD-2 doc. 5, p. 17, le coût marginal du chauffage de l'espace (annuité constante sur 10 ans) est de 10,7¢/kWh, alors que le coût marginal du chauffage de l'eau, représentant un usage de base est de 9,4¢/kWh, soit un écart entre les deux de 1,3¢/kWh ou 13,83%.

Le fait de vouloir rapprocher le prix de la 2^e tranche d'énergie de son coût marginal, alors que le prix de la 1^e tranche est gelé, en maintenant un écart important relativement au coût marginal des usages de base, constitue un choix arbitraire qui n'est pas nécessairement optimal en terme économique, ni sous l'angle du développement durable. Il reste à prouver selon nous que la sensibilité au prix du chauffage est significativement supérieure à la sensibilité au prix des usages de base, ce dont nous doutons, et d'autre part il faut vérifier si le fait de tarifier à un niveau plus élevé le chauffage électrique n'incitera pas les consommateurs à se tourner vers le chauffage par combustible (gaz naturel par exemple), qui présente des effets sur l'environnement.

* Il serait intéressant qu'HQD remette à jour à chaque année les données sur les coûts de service qu'HQD associe à la redevance (coûts qui dépendent d'abord du nombre d'abonnement) pour montrer que le niveau de la redevance est adéquat.

* Il faudrait évaluer quel est l'écart optimal, en terme économique mais aussi sous l'angle du développement durable, entre les deux prix d'énergie des tarifs D et DM, en estimant entre autres la sensibilité au prix des usages de base et du chauffage de l'espace et en évaluant les impacts de maintenir un écart important entre le 1^{er} prix d'énergie des tarifs D et DM et son coût marginal associé, sur les choix de consommation, notamment sur les choix du mode de chauffage sous l'angle du développement durable.

c) En cas de baisse tarifaire de 2,4%

En réponse à une question HQD indiquait que s'il y a rejet par la Régie de la modification de la méthode d'amortissement des actifs, de sorte que les tarifs baisseraient de 2,4%, au lieu d'augmenter de 2,2%, qu'elle préconiserait d'abaisser le prix de la 1ere tranche d'énergie et la redevance, tout en gelant le tarif de la deuxième tranche d'énergie afin d'accentuer l'écart entre les deux prix d'énergie.

Cette réponse est étonnante et tranche par rapport à la stratégie tarifaire appliquée ces dernières années en présence de hausse tarifaire. Ces dernières années HQD n'a pas voulu réduire la redevance, mais a plutôt demander de la geler, de même elle demandait de hausser le prix de la deuxième tranche d'énergie d'environ du double du prix de la première tranche. Pour être conséquente avec sa stratégie tarifaire des dernières années HQD devrait geler le prix de la redevance, à moins que les données prouvent que les coûts associés à la redevance aient baissé, et réduire les deux prix d'énergie, soit réduire deux fois plus rapidement le prix de la première tranche que le prix de la deuxième tranche. À tout le moins si la Régie rejette effectivement la proposition de modification de la méthode d'amortissement et que les tarifs doivent baisser de 2,4%, nous pensons que la Régie devraient consulter les groupes directement visé pour connaître leur opinion sur l'ajustement des composantes tarifaires dans le cas d'une telle baisse.

d) Hausses cumulatives depuis 2004

T.9 : Hausse tarifaires cumulatives 2004 à 2010

Hausse tarifaire cumulative si hausse en 2010 de										0,22%		
										Hausse cumulée		
Hausse tarifaires	1/5/98	1/1/04	1/4/04	1/4/05	1/4/06	1/4/07	1/4/08	1/4/09	1/4/10	10/03	10/97	
Hausse accordée	1,60%	3,00%	1,41%	1,20%	5,33%	1,92%	2,90%	1,22%	0,2%	18,45%	20,3%	
Hausse demandée		3,00%	2,90%	2,70%	3,00%	2,80%	2,90%	2,2%	0,2%			
Indice électricité 100 en 97	101,6	104,6	106,1	107,4	113,1	115,3	118,6	120,1	120,3			
										Hausse cumulée		
Années ->	1997	1998	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/03	10/97
IPC P.Q. 100 en \$	100	101	113	115	118	120	122	124	125	127	12,6%	27,1%
Inflation P.Q.	1,5%	1,4%	2,5%	1,9%	2,3%	1,7%	1,5%	2,1%	0,4%	2,0%		

Nous observons du tableau ci-haut que les hausses tarifaires totalisent 18,45% entre 2004 et 2010, alors que l'inflation se situe à 12,6% (postulant une inflation de 0,4% en 2009) sur la période. Considérant la perte de pouvoir d'achat des clientèles d'H.Q. et la situation économique difficile actuelle il pourrait être acceptable de geler les tarifs d'électricité en 2010 ou de les réduire de 2,4% si le changement de la méthode d'amortissement est rejetée par la Régie de l'énergie (R-3703-2009).

VII) Modifications aux conditions de service

a) L'intérêt sur les comptes en souffrance

HQD nous indique que depuis l'implantation de son système SIC elle calcule les intérêts sur les sommes dues à taux simple, aussi elle propose de modifier le règlement sur les conditions de services pour remplacer le traitement des intérêts du mode composé au mode simple.

(HQD-13 doc. 3, R. 41, p. 28) « **Le Distributeur utilise un taux mensuel simple de 1,2 % depuis l'implantation de SIC. La modification proposée viendrait donc codifier la façon de faire actuelle. Le Distributeur soumet que l'utilisation d'un taux annuel simple de 14,40 % répond à l'objectif voulant que la facturation de frais d'administration constitue un incitatif au paiement de la facture d'électricité à l'échéance. Le Distributeur soumet qu'il n'est en conséquence pas nécessaire de favoriser une solution indûment complexe. L'utilisation d'un taux simple présente également l'avantage d'éviter des coûts importants de modification du système informatique afin de permettre la facturation de frais d'administration composés mensuellement. En effet, le système SIC utilisé par le Distributeur utilise un taux annuel simple. »**

Nous sommes ainsi placés devant un fait accompli alors que le changement de codification du règlement vise à adapter le règlement à la nouvelle pratique.

Il est clair que c'est avantageux pour les ménages dont leur compte est en souffrance de payer moins d'intérêt pour pouvoir plus aisément régler leur dette envers HQD. Il faut s'assurer que les intérêts payés couvrent les coûts associés aux retards de paiement pour les ménages aptes à payer ces frais.

Considérant les niveaux actuels d'intérêt sur les prêts personnels de la Banque Nationale du Canada, variant de 7,25% (taux variable 10 000\$ et plus) à 12,75% (taux fixe prêt de moins 10 000\$), et des marges de crédit personnel à taux ne dépassant pas 9,251%, nous pensons que les taux d'intérêt simples demandés par H.Q. rencontrent pleinement leur coûts et comportent aussi un effet dissuasif.

Le taux préférentiel actuel (taux de base) de la Banque nationale du Canada (2,25%) fait en sorte que le taux d'intérêt simple est de 1,2%/mois soit 14,4%/an ($12 * 1,2\%$) au lieu de 15,38% si le taux était composé (HQD-12 doc. 7, page 163), soit une baisse de 6,81% en terme relatif pour un retard s'échelonnant sur un an.

Cela présentera un impact limité sur les revenus de facturation externe émise (62 M\$ e frais d'administration sont prévus en 010, contre 62,4 M\$ n 2009 et 57,8 M\$ en 2008). Le taux d'intérêt facturé par HQD peut aller actuellement de 15,38%/an ou 1,2%/mois (taux préférentiel inférieur à 8%) à 29,84%/an ou 2,2%/mois (ce dernier en terme annuel passera à 26,4% soit une baisse de 11,5% en terme relatif).

Nous prenons acte de la réponse d'HQD à l'effet que la modification du texte de l'A. 11.6 des conditions de service empêche l'application d'un taux d'intérêt composé.

En HQD-11 doc. 1, p. 21, vous indiquez « que l'ajustement vise à permettre le calcul de frais d'administration à taux simple » : devons-nous comprendre que vous conservez la latitude d'appliquer un taux simple ou un taux composé ?

Réponse : Non, le calcul des frais d'administration ne pourrait être fait qu'à taux simple.

Notre compréhension est toutefois est à l'effet que cela est vrai dans la mesure où les frais d'administration prévus aux tarifs d'électricité fournit le résultat du calcul du taux annuel à taux simple, ce qui est actuellement le cas, mais pourrait toujours être modifié dans le futur, car l'A. 11.6 s'énonce ainsi :

« Le défaut de payer à l'échéance entraîne des frais d'administration sur l'arriéré, au taux applicable à la date de facturation et calculé conformément au « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro- Québec » prévus aux tarifs d'électricité. »

b) Modification de l'A. 11.5 des conditions de service.

« b. lorsque la correction entraîne un crédit sur la facture du client, Hydro-Québec rembourse ce dernier

i. dans le cas d'un défaut de l'appareillage de mesurage, ou d'une erreur quant au multiplicateur de facturation, le montant résultant de l'application de la correction pour toutes les périodes de consommation affectées ;

... 6. Dans tous les cas où Hydro-Québec effectue un remboursement au client, des intérêts sont calculés sur le montant remboursé au taux préférentiel de la Banque nationale du Canada...»

La correction (en caractère souligné), qui vise à traiter une erreur de multiplicateur de la même manière qu'un défaut d'appareillage, donc permet un remboursement pour une période de consommation dépassant 36 mois, nous apparaît souhaitable et légitime, car selon notre compréhension l'erreur provient alors du Distributeur.

On ne sait pas si HQD et ses agents de relève vérifient de manière systématique si le multiplicateur est adéquat, car généralement les clients ne s'apercevront pas directement de l'erreur à moins que la facture ne soit gonflée de manière significative.

On ne connaît pas l'impact d'un tel changement de règle car HQD n'a pu nous dire qu'elle était la fréquence de ce type d'erreur (HQD-13 doc. 3, R41c, page 28), mais on peut penser que l'impact sera relativement faible sur les revenus d'HQD, d'autant que sont revenu requis est établi sur la base d'un usage et d'une facturation normale de l'électricité.

Par contre le taux d'intérêt qui accompagne les crédits aux clients sont faibles actuellement (le taux préférentiel (taux de base) de la Banque nationale étant de l'ordre de 2,25%) à comparer aux taux d'intérêt chargé aux clients qui sont en retard de paiement, ce faible taux ne comporte donc pas d'effet dissuasif pour qu'HQD cherche de manière systématique à prévenir ou corriger de tels problèmes.

Conclusion et recommandations principales

Bien qu'il n'y ait pas d'enjeux fondamentaux en termes de tarifs et conditions de services qui ressortent de la présente cause, nous dégageons de notre analyse un certain nombre de recommandations dont les principales sont les suivantes :

- notre analyse portant sur la facturation interne et externe nous amène suggérer une amélioration des méthodes prévisionnelles utilisées par HQD ou encore la création de comptes de frais reportés pour corriger les écarts prévisionnels systématiques.
- nous considérons que la hausse de l'effectif (33 ETC) pour stabiliser le taux de réponse téléphonique doit être assumé par HQD;
- nous rejetons la modification proposée par HQD pour estimer le taux d'intérêt sur la dette d'H.Q. pour 2010;
- nous requérons un meilleur suivi des prévisions de la base tarifaire avec un compte CFR pour traiter des écarts que cette surestimation créent sur le taux de rendement;
- nous proposons pour le CFR portant sur les coûts en combustibles, une réévaluation du solde du compte, en début d'année témoin, plutôt qu'en cours d'année de base afin de disposer des données les plus récentes et précises sur les coûts en combustible de l'année de base.
- pour l'allocation des coûts liés à la disposition des surplus postpatrimoniaux nous proposons de les répartir en fonction de la responsabilité de chaque catégorie de clients dans la baisse de la demande (déséquilibre offre-demande) en accord avec la LRÉ qui demande de tenir compte des risques propres à chaque clientèle pour fixer les tarifs;
- pour les bonis à la performance nous demandons pour cette période économique difficile qu'ils soient assumés par H.Q, à même ses profits;
- nous formulons un certain nombre de critiques et changements pour le calcul des coûts évités et faisons diverses propositions pour améliorer le PGEÉ d'HQD;
- nous discutons d'ajustement des composantes tarifaires et demandons de tenir compte de la structure des coûts marginaux pour déterminer l'écart acceptable entre les deux prix d'énergie des tarifs D et DM, sous deux scénarios de hausse tarifaire;
- enfin nous appuyons les 2 modifications, visant les clients résidentiels, proposées par HQD au règlement sur les conditions de service .

Dans notre preuve complémentaire nous compléterons nos recommandations.

Richard Dagenais pour l'ACEF de Québec.