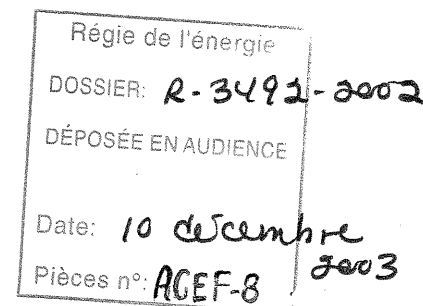


Présentation de la preuve de
l'ACEF de Québec
portant sur le thème 4 :
"Compte de frais reportés du BT"
dans la PHASE 2 de R-3492-2002

10-11 Décembre 2003



A) État de situation du tarif BT :

- Dans la cause R-3471-2001 portant sur la demande, par H.Q., d'abrogation du tarif BT la Régie a décidé (D-2002-115, 24/05/02) :

- 1) que le tarif BT était un tarif de gestion de la consommation du fait que l'A. 270 du règlement tarifaire 663 permettait au distributeur d'interrompre le service;
- 2) que les conditions du tarif BT devaient être maintenues, afin d'éviter un choc tarifaire pour les clients et de permettre aux clients de profiter de leurs investissements le temps de trouver un compromis acceptable;
- 3) qu'HQD devait soumettre une proposition de modification du tarif BT qui tienne compte des vrais coûts (alloués) de service (considérant l'effacement en pointe, jugé souhaitable par la Régie) et après consultation de la clientèle BT.

- Dans la cause R-3490-2002 la Régie a décidé (D-2002-290, 23/12/02) que la LRÉ (A. 74.1/52.1) n'obligeait pas HQD à aller en appel d'offres pour approvisionner la charge du BT (tarif de gestion non ciblé par l'A. 70.1, du moins tant que l'on n'excédait pas l'électricité patrimoniale), et qu'il n'y avait pas urgence de modifier les conditions de fourniture du BT vu l'état du marché.

- Dans la présente cause Hydro-Québec distribution nous indique : qu'H.Q. production cessera unilatéralement de fournir les clients du tarif BT si le tarif moyen n'est pas haussé, à 7,3¢/kwh (7,87¢ avec pertes) relativement à son niveau actuel de 3,32¢/kWh. D'ailleurs une entente de fourniture a été signée avec HQP (HQD-03 doc. 2.1). Selon la LRÉ (A. 74.2) la Régie doit autoriser cette entente.

Dans la cause R-3490-2002 portant sur la demande de dispense d'appel d'offres HQD favorisait (Décision D-2002-290 p. 10) une entente d'une durée d'un an avec possibilité de renouvellement et une clause de résiliation afin de mettre fin, après un avis de 60 jours, à l'entente lorsque celle-ci ne serait plus requise. Cette clause de résiliation et la possibilité de renouvellement ne sont pas dans l'entente entre HQD et HQP.

- Le 7,3¢/kWh est supposé constituer un prix de marché d'approvisionnement, en fait cela constitue le prix décidé par un fournisseur unique ou monopoliste (HQ production) qui se compare avantageusement, selon HQD, à trois autres prix d'approvisionnement (HQD-3 doc. 2.2, p. 4 à 11): soit 2 prix d'approvisionnement aux USA (un contrat d'approvisionnement au mois qui revient à 7,2¢/kWh,

versus un contrat d'approvisionnement au mois auprès d'une centrale thermique à cycle combiné revenant à au moins 8,2¢/kWh) ainsi que le prix de l'énergie cyclable contractée avec HQP (programmée une heure à l'avance, cela revient en 2004 à 7¢/kWh pour un FU de 36%); toutefois ces trois comparaisons ne correspondent pas aux caractéristiques de la clientèle BT, ni quant à nous aux vrais coûts de production d'HQP.

Dans sa décision D-2003-159, p. 22, la Régie remarquait l'absence d'analyse spécifique des marchés canadiens pour fin de comparaison des prix obtenus de l'appel d'offre (outre le prix cité de 7,25¢/kwh par une centrale au N.B., p. 21), reconnaissant que la concurrence n'avait pas joué autant pour les produits cyclables (p. 19).

La Régie n'avait pas retenu la demande du RNCREQ (p. 7) de rejeter les prix d'offre d'HQP à l'effet qu'ils intégraient un rendement sur avoir propre exagéré supérieur à 100 %, (assimilé à une taxe déguisée inconstitutionnelle (p. 9) versus 20% pour le projet de centrale au gas de Trans Canada), jugeant que le règlement d'application visait à retirer des appels d'offres le prix le plus bas, sans considération du taux de rendement des fournisseurs.

Un coût d'approvisionnement du BT trop élevé, gonflant le manque à gagner ?

Coût de l'électricité selon les appels d'offre d'H.Q. (incluant coût transport) :
coût moyen 6,1¢/kWh en 2007 pour 1 200 MW, contrat 20 ans, ajusté à l'inflation

Centrale hydraulique LG-2 : 350 MW (FU = 94%) 5,5¢/kWh

Centrale hydraulique LG-1, produit cyclable : 250 MW (FU = 50%) 7,4¢/kWh

Centrale cogénération gaz 507 MW en 2006 (FU = 90%, vapeur vendue) 6¢/kWh
(variable selon taux change, prix gaz naturel et coût transport)

(ONÉ, sans transport) Coût moyen importation P.Q. 2002 (2003) : 5,25¢/kWh (5,29)

Revenu moyen d'exportation interruptible P.Q. 2002 (2003): 4,79¢/kWh (7,77)

Revenu moyen d'exportation de C-T d'HQ en 2002 : 6,22¢/kWh

Coût moyen d'importation (N.Y.) pour le BT selon preuve Phillip Raphals, p. 20 :
5,78 ¢can/kWh, transport compris, sans usage de combustible. Avec l'utilisation
des équipements de bi-énergie, ce serait 5,64 ¢.

Selon HQD (D-2003-159 p. 21) «Megawatt Daily » a publié une cotation pour les
heures de pointes de 2006 à 4,6 ¢ us/kWh, transport compris.

Dans la cause R-3471-2001 (HQD-1 doc. 1 p. 21) HQD prévoyait un tarif de fourniture de 6¢/kWh à partir de décembre 2003

(soit un prix de marché établi par le prix de vente sur les marchés externes; estimation basée sur le prix de marché actuel de 6,7 ¢/kWh et sur un coût évité estimé de long terme de 5,5 ¢ /kWh, coûts associés à la construction d'un équipement de production soit centrale au gaz). Globalement le Distributeur est d'avis que la somme du coût de production et de transport actuel constitue une estimation raisonnable du coût prévisible des nouveaux approvisionnements, soit un coût de l'ordre de 5,5 ¢/kWh. Rép. 10.1, 10.2 et 10.3 à la Régie).

Coûts de transport et de distribution associés au BT :

- H.Q. propose que la catégorie BT n'assume aucune part de la pointe annuelle coïncidente ni des pointes non coïncidentes en basse et moyenne tension. Dans les faits en absence de mécanisme de délestage du chauffage électrique, en deçà d'une certaine T°, la charge du BT se maintient sur le réseau de transport et distribution. Pour un FU de 36% en 2004 et des ventes de 2 TWh, cela équivaut à une puissance de pointe de 634 MW (1,9% de la pointe du réseau de transport de 2004) et, selon la méthodologie d'H.Q., à 43,7 M\$ en frais de transport. Les frais de distribution aussi omis seraient de l'ordre du 20 M\$.

Ne pas considérer la contribution effective à la pointe n'assure pas un partage équitable des coûts de transport et de distribution. HQD se trouve à faire interfinancer en regard de ces éléments le tarif BT, qui est supposé être un tarif de gestion de la consommation, donc non patrimonial, par les classes régulières de consommateurs.

En conclusion : H.Q. a failli quant à nous de prouver, contrairement à ce que lui demandait la Régie dans D-2003-93, le lien entre le prix de marché et le coût de service propre au BT; HQD ne prouve pas rigoureusement que le tarif d'approvisionnement de 7,87¢/kWh est un tarif raisonnable, en lien avec les coûts réels de fourniture, à partir des équipements de production d'ici ou à partir des coûts d'importation réellement supportés par HQ production, qui a la capacité d'acquérir l'électricité des États-Unis dans les périodes où le prix est le plus bas, quitte à stocker l'énergie dans les barrages pour fournir la demande interne lorsque les prix sont élevés aux USA. Cette façon de faire, non transparente, laisse craindre pour le coût d'approvisionnement hors patrimonial de la charge locale québécoise à venir.

Valeur et utilité de l'effacement en pointe :

Éléments comparatifs du coût de service (HQD-8 doc. 4 tableaux 7, 8 , 10 , 11)

Catégorie	Rev. requis	Énergie	FU	Taux	% pointe	Coût unitaire en ¢/kWh		
	¢/kWh	TWh		perte	coïncidente	fourniture	transport	distri.
D & DM	7,93	53,13	47,5%	9,8%	49,4%	3,23	2,15	2,55
DT	6,10	2,58	79,7%	9,8%	0,11%	2,7	1,00	2,39
G	6,52	12,21	62,7%	9,7%	8,6%	2,91	1,63	1,98
M	4,81	25,90	78,6%	8,9%	1,41%	2,69	1,26	0,86
BT	8,28	1,84	35,0%	7,8%	0,0%	7,87	0,00	0,41
TOTAL	5,30	166,06	67,7%	7,8%	100%	2,71	1,39	1,20
Ratio DT/(D-DM)	76,9%	4,9%	168%	100%	0,2%	83,6%	46,6%	93,8%

Selon les données fournies par HQD dans la présente phase, le coût de service unitaire associé au tarif DT est environ 23,1% moins élevé que pour le D et DM. La réduction de coût pourrait être supérieure si l'effacement visait aussi le chauffage de l'eau comme chez Hydro-Sherbrooke.

En réponse à la question 24 de SÉ dans la cause R-3471-2001, HQD indiquait que le tarif DT était calibré pour produire une facture équivalente au tarif D lorsque le client utilise uniquement l'électricité pour satisfaire ses besoins de

chauffage. En utilisant le combustible en période de pointe, l'abonné DT bénéficie d'une économie moyenne sur la facture d'environ 20% p/r au tarif D. En contrepartie, les clients doivent défrayer les coûts d'achat du combustible en période de pointe et les coûts d'entretien du système, de sorte que l'économie nette sur la facture énergétique se situe plutôt entre 5% à 10%.

L'effacement des charges bi-énergie, si un mécanisme de télécommande était réintroduit, pourrait être traité de façon semblable à un programme de puissance interruptible. Le programme de puissance interruptible pour les clients du tarif L en 2000-2001 procurait des économies de 3 à 4 % par rapport au tarif L régulier. En réponse à la question 32 de SÉ, HQD ajoutait que le revenu unitaire prévu en 2002 était de 6,22¢/kWh pour le D, de 5,03¢ pour le DT (19,2% de moins que le tarif D) 7,65¢ pour le G, 6,05¢ pour le M, 3,93¢ pour le L et 3,47¢ pour le BT.

Selon le R.A. 2002 d'Hydro-Sherbrooke (mêmes tarifs qu'H.Q.) : les 2 474 (2 135 en 1998) clients au DT, dont 1 801 avec l'option chauffe-eau , pour la période de 12 mois se terminant le 31/07/02, ont bénéficié d'une économie totale de près de 30 % ou 507 \$ par client. Il y a aussi 100 clients au tarif BT commercial et 119 clients au tarif BH commercial, mais on ne nous indique pas les économies réalisées; il y a aussi 24 génératrices réduisant la pointe de 6 MW.

Il nous apparaît pertinent qu'H.Q. se donne des outils pour mieux gérer la pointe au Québec (selon un récent rapport du NERC, H.Q. pourrait connaître des problèmes d'approvisionnement à l'hiver 2004, Le Soleil 19/11/03 p. C.1-2).

Non viabilité ni compétitivité d'un tarif BT à 8,3¢/kWh :

- d'une part il revient moins cher de chauffer au mazout que de chauffer à l'électricité à ce prix (le prix du mazout devrait dépasser 71¢/litre pour revenir plus cher), de plus les clients du BT auraient plus intérêt à se faire servir au tarif D, G ou M, selon leur statut et caractéristiques de consommation.

- HQD a été incapable de nous dire quelle sera la demande des clients au tarif BT si le tarif passe à 7,5¢/kWh, donc incapable de prouver que le tarif est viable et acceptable pour la clientèle visée. D'ailleurs HQD indique qu'elle ne propose pas de charger le 7,5¢/kWh aux clients du BT mais demande seulement que le manque à gagner soit placé dans un compte de frais reportés.

- Dans la cause R-3490-2002 H.Q. indiquait : (HQD-1 doc. 1 p. 10) "(p. 10) Les fluctuations du prix des combustibles ont été importantes historiquement. Le prix moyen des quinze dernières années (23,3 ¢/litre) correspond à moins de

3 ¢/kWh, abstraction faite des autres éléments de coûts (entretien, risque, etc.) qui influent sur les préférences énergétiques. Ce prix moyen est inférieur au taux de 3,32 ¢/kWh applicable à l'électricité consommée encore aujourd'hui en vertu du tarif BT. “

Le tarif moyen que les clients du BT devraient assumer s'ils étaient sur les tarifs réguliers serait d'environ 6,5¢/kWh (HQD-1 doc. 1 p. 13 dans R-3471-2001), il serait donc préférable pour eux de transférer vers les tarifs réguliers en ayant la protection fournie par l'obligation de servir du distributeur.

De toute évidence H.Q. ne croit pas dans la présente cause, comme dans la cause R-3471-2001, à la viabilité du tarif DT.

D-2002-115, p. 14 “ Le Distributeur est d'avis qu'un tarif couvrant l'ensemble des coûts du BT ne serait pas concurrentiel avec les autres opportunités du client et éliminerait à peu près toutes ventes à la bi-énergie. Cette conviction est renforcée par le fait qu'une relance du tarif BT devrait passer par un rajeunissement des équipements, ce que les clients ne trouveraient pas rentable de faire sans une aide financière du Distributeur.

En Rép. à la question 7,1 et 7.2 de la Régie dans R-3471-2001 : HQD ajoutait “Non l'installation de télécommandes fonctionnelles ou d'un mécanisme fonctionnel de permutation de sources d'énergie ne pourrait pas rentabiliser le tarif. Compte tenu que le prix du marché est estimé à 6,0¢/kWh pour l'énergie consommée en période hors pointe, un tarif bi-énergie qui couvrirait, tous les coûts ..., ne serait pas concurrentiel avec les autres opportunités du client et éliminerait à peu près toutes les ventes bi-énergie.

Le déficit du BT, la causalité des coûts et l'interfinancement :

H.Q. prévoyait originellement un manque à gagner de 60,2 M\$ du 1/12/03 au 30/9/04. Ce montant est passé dans la révision du 11/10/03 (HQD-3 doc. 2) à 67,7 M\$; à cela s'ajouterait un montant de 27,6 M\$ de manque à gagner pour les mois d'octobre à décembre 2004, pour un total porté au compte de frais reportés de 95,2 M\$, soit 1,2% des revenus prévus des tarifs réguliers en 2004 (7,97 G\$, HQD-9 doc. 1 p. 12), qui s'ajouterait en hausse tarifaire en 2005 ou après.

- En réponse à nos questions concernant le tarif BT : H.Q. a reconnu que le marché n'était pas concurrentiel, car il n'y avait qu'HQ production qui pourrait fournir la demande associée au tarif BT, en ce sens le tarif de 7,87¢ n'est pas un prix de marché concurrentiel, mais monopolistique. De sorte que la Régie doit s'assurer que les profits réalisés par HQP sur cette fourniture, en absence de mécanismes d'appel d'offres vraiment concurrentiel, sont raisonnables.
- Le fait de faire assumer le manque à gagner du BT par les clientèles régulières, non responsables de ce manque, ce qui contrevient au principe d'utilisateur payeur ou de causalité des coûts, constitue un interfinancement non souhaitable du point de vue socio-économique et une déresponsabilisation d'HQD et d'HQP.

Recommandations de l'ACEF de Québec :

1) Que la Régie rejette la création d'un compte de frais reportés pour le BT et son assignation future dans les tarifs réguliers pour la raison qu'HQD et HQP doivent assumer leurs responsabilités du fait qu'elles n'ont pu répondre, dans le temps imparti, aux exigences de la Régie : soit de proposer des modifications aux tarifs BT, après consultation avec les clientèles visées, qui tiennent compte des vrais coûts (à allouer) de servir les clients du BT, considérant les avantages de l'effacement en pointe et d'une vraie gestion de la consommation.

2) Qu'H.Q. propose dans les plus brefs délais une nouvelle structure tarifaire pour la bi-énergie commerciale et institutionnelle, analogue au tarif DT, qui tienne compte des vrais coûts et n'implique aucun interfinancement pouvant porter préjudice aux clientèles régulières.

3) Qu'H.Q. établisse un tarif de fourniture juste et équitable pour le tarif BT modifié, en privilégiant la fourniture à partir des ressources québécoises, dont la Régie devra s'assurer du caractère adéquat, notamment par l'absence de surprofit.