

ARGUMENTATION FINALE DU GRAME

Présentée par Me Kateri Beaulne-Bélisle le 14 décembre 2006

Demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008 (R-3610-2006)

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3610-2006
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 14 DÉC. 2006
Pièces n°: NON

Dans le cadre du présent dossier, le GRAME a analysé sous plusieurs aspects les demandes du Distributeur relatives à l'établissement des tarifs d'électricité et à l'autorisation du budget 2007 du PGEÉ.

COTÉE

DEMANDE DU DISTRIBUTEUR RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2007-2008

PRÉVISION DE LA DEMANDE

Le GRAME est évidemment enchanté de constater que la participation aux programmes d'efficacité énergétique s'est avérée meilleure qu'anticipée et que cela a un effet significatif sur les prévisions à la baisse de la demande.

En ce qui concerne la température de référence, le GRAME constate que le Distributeur a maintenu dans le présent dossier la température de 18°C fixée l'an dernier par le Distributeur pour répartir mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole (HQD-16, doc. 6, p. 15). Déjà dans sa décision D-2005-178, p. 8, la Régie, comme le GRAME, n'était pas convaincue du bien-fondé du changement d'hypothèse faisant passer la température de référence de 15 à 18°C.

De fait, la Régie était préoccupée :

[...] par la variation des facteurs d'utilisation provoquée par ce changement d'hypothèse. En effet, en prenant désormais en compte la présence de chauffage dans le secteur en juin la pointe de cet usage au mois de janvier est diminuée. Or, le choix d'une température de référence de 18°C n'est pas appuyé par des observations sur le réseau. Le Distributeur affirme même qu'il est difficile de détecter la présence de chauffage en début et en fin de période de chauffage (septembre, mai et juin) en raison de la faible charge liée à cet usage. La Régie n'est pas convaincue du bien-fondé du changement d'hypothèse.

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3610-2006
PIÈCE NO: C-8.29-GRAM
Date: 14/12/2006

Aucune justification n'a été fournie jusqu'à présent pour l'augmentation de la température de référence pour laquelle il est considéré que les clients du tarif D commencent à chauffer. Si ce seuil théorique ne change rien dans les ventes réelles du Distributeur, sa modification n'en affecte pas moins les répartitions des coûts entre le chauffage et les autres utilisations. Le fait de faire passer ce seuil de 15 à 18°C, alors que

l'isolation croissante des maisons devrait tendre à le réduire, demeure contraire à toute logique.

Du point de vue du GRAME, il semble illogique de changer d'hypothèse quant à la température de référence dans le secteur Domestique et agricole avant même d'avoir réellement convaincu la Régie du bien-fondé de ce changement. Si le Distributeur préfère attendre au dépôt du Plan d'approvisionnement 2008-2017 pour justifier un tel changement, il aurait été plus logique que la température de référence de 15°C soit conservée jusqu'à ce que la Régie ait entériné en bonne et due forme le changement méthodologique souhaité.

Lors du contre-interrogatoire du GRAME, M. Yves Nadeau s'est engagé à ce que l'analyse et les explications qui justifient le changement du seuil de température déterminant les besoins de chauffage seraient fournies bientôt (notes sténographiques du 30 novembre 2006, p. 30) :

« (...) comme on s'est engagé à le faire en vertu de la décision de la Régie lors du dernier plan d'approvisionnement, c'est une analyse qu'on aura l'occasion de mettre à jour et de soumettre (...) dans le prochain dossier du plan d'approvisionnement (...) ou dans un dossier ultérieur de la cause tarifaire. »

Le GRAME prend acte de cet engagement et demande à la Régie qu'elle fasse de même et qu'elle rappelle au Distributeur qu'il s'était engagé à expliquer et justifier la hausse du seuil de température considéré afin d'allouer les besoins en chauffage et ce, soit au prochain dossier tarifaire, soit au prochain plan d'approvisionnement, en considérant le plus imminent des deux dossiers.

LES INVESTISSEMENTS

M. André Boulanger mentionnait le 29 novembre dernier que les coûts découlant d'événements climatiques se sont avérés beaucoup plus élevés en 2006, avec 37,5 M\$, que la moyenne des 5 années précédentes établie approximativement à 7 M\$¹. Cette donnée n'incluait toutefois pas les coûts découlant du verglas du 1^{er} décembre dernier.

M. Bouchard, en réponse à une question du GRAME, a précisé que la provision pour ce type de coûts pour « événements majeurs (...) serait de l'ordre de neuf à dix millions (9-10 M\$) inclus dans les aléas » (notes sténographiques du 1^{er} décembre 2006, p.125).

Le GRAME considère que cette provision s'avère fort justifiée, et même un peu timide, et il en recommande l'acceptation par la Régie.

¹ Voir le détail des données à la pièce HQD-16, doc. 1, p. 73.

La situation vécue en 2006, bien qu'insuffisante pour conclure à une tendance, pourrait s'inscrire dans la hausse du nombre de phénomènes climatiques extrêmes que l'on commence à constater à l'échelle mondiale.

De plus, M. Bouchard a confirmé au GRAME que le fait d'accroître maintenant les investissements en maîtrise de la végétation devrait réduire à la fois les coûts et les coupures de service lors de tels événements (notes sténographiques du 1^{er} décembre 2006, p.126).

Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie d'accepter les nouveaux investissements proposés par le Distributeurs relatifs à la maîtrise de la végétation.

L'AIEQ a soulevé que les évaluations du Distributeur sur ses besoins en investissements pour assurer la pérennité de certaines composantes de son réseau révélèrent notamment la nécessité de *dépenses d'exploitation en maintenance corrective* totalisant 200 M\$ en 10 ans, ce qui représenterait environ 20 M\$ annuellement². Dans sa demande pour 2007, comme le souligne l'AIEQ, le Distributeur ne prévoit que 7 M\$, d'où la recommandation d'accroître ce budget de 13 M\$.

Cet intervenant relève un retard important dans les investissements en maintien des actifs :

« Par ailleurs, un important retard de 120,6 M\$ du programmes de Maintien de certains actifs jugés pourtant nécessaire à été enregistré au cours des quatre dernières années. Il est impératif d'effectuer ce rattrapage le plus tôt possible. Le principe de prudence nous amène à conclure qu'il faudrait effectuer ces investissements de 120,7 M\$ laissés en plan sur une période d'au plus trois ans. »³.

Le GRAME adopte cette recommandation de l'AIEQ en demandant à la Régie d'exiger une enveloppe de 182,8 M\$ pour le maintien des actifs du réseau de distribution au lieu des 157,8 M\$ proposés par le Distributeur, donc une hausse de 25,2 M\$.

Le GRAME recommande respectueusement à la Régie d'autoriser des investissements additionnels de 38,2 M\$.

Que la Régie accepte ou non ces investissements additionnels dès le présent dossier, elle devrait demander au Distributeur un plan de maintien des actifs avec une stratégie d'investissement qui garantisse la pérennité de ceux-ci.

LES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS SUR LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT POSTPATRIMONIAUX ET SUR LES FRAIS REPORTÉS DE TRANSPORT

² Mémoire de l'AIEQ, p. 12.

³ Mémoire de l'AIEQ, p. 9.

Le GRAME note d'abord le Distributeur veut devancer la disposition du compte de frais reportés sur les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, faisant bénéficier ses clients un an plus tôt que prévu d'une baisse de coûts totalisant 182 millions de dollars.

Ensuite, le Distributeur propose d'amortir le compte de frais reportés de 340 M\$ pour les frais de transport sur trois ans et ce, seulement à partir de 2008 (tel qu'illustré ci-après).

TABLEAU R-3.3-1

Hypothèse de disposition sur 3 ans de 2008 à 2010 (en M\$)						
Calcul des frais reportés						
Année	Solde cumulatif	Intérêts capitalisés	Solde à la fin			
2006	340,0	15,4	355,4			
2007	355,4	29,5	384,9			
		44,9				
Disposition du compte de frais reportés						
Année	Solde du début	Amortisse- ment	Solde à la fin	Moyenne 13 soldes	Rendement	Impact revenus requis
2007						
2008	384,9	128,3	256,6	266,4	21,6	149,9
2009	256,6	128,3	128,3	138,1	11,4	139,7
2010	128,3	128,3	0,0	9,8	0,8	129,1
		384,9			33,8	418,7
<i>Hypothèse: Amortissement de la portion capital en début d'année</i>						

HQD-16, doc. 6, p. 9 de 52

Finalement, les représentants du Distributeur ont confirmé, une première fois en réponse au contre-interrogatoire de Me Neuman (notes sténographiques de l'audience du 29 novembre, pp. 51-52), puis une seconde fois en réponse à celui de Me Lussier, que les coûts reliés à la hausse éventuelle des frais de transport demandés dans le dossier R-3605-2006 n'ont pas été pris en compte dans le présent dossier. En plus d'une hausse des tarifs qui sera applicable directement à partir de 2008, il faudra commencer à disposer, idéalement aussi dès 2008, d'un compte de frais reportés d'au moins 115 M\$, plus les intérêts, pour une éventuelle hausse des tarifs de transport. Cette hausse sera nécessaire si la Régie reconnaît l'augmentation de 238 M\$ des revenus requis du Transporteur. Bien que la décision à ce sujet n'ait pas encore été rendue, l'on ne peut ignorer le fait que cette hausse risque d'être acceptée en partie, sinon intégralement. Le Distributeur mentionne

en plaidoirie que l'on ne peut pas présumer de la décision à venir quant aux tarifs de transport. Le GRAME quant à lui considère que le fait de ne pas prendre en compte la probabilité d'une telle augmentation constitue de l'aveuglement volontaire.

Le GRAME ajoute que même si l'on ne considère pas la hausse de tarifs demandée par le Transporteur, la proposition telle que présentée par le Distributeur n'est acceptable. D'une part, le GRAME soutient qu'il est injustifié d'adopter une stratégie qui implique clairement une hausse plus importante des tarifs en 2008 qu'en 2007 (3,5% en 2008 versus 2,8% en 2007). De plus, il croit que les écarts faramineux entre les prévisions et la situation réelle constatés au cours des dernières sont un facteur qui milite en faveur d'un report moins important des frais en 2008 que celui proposé par le Distributeur.

M. Lefebvre a clairement spécifié dans son témoignage qu'il s'agissait bien de devancer les baisses de tarifs et de reporter les coûts - et les hausses de tarifs associées - aux années ultérieures :

« Si on a un surplus dans un compte et une dépense dans l'autre compte, et que le surplus on en tire un bénéfice pour baisser les tarifs cette année, et la dépense on la remet à plus tard, puis on sait qu'il y a une autre dépense pour les transports qui s'en vient, qui va elle aussi être remise à l'année prochaine. »

(Notes sténographiques du 12 déc. 2006, p. 60)

Le GRAME s'oppose aux nouvelles modalités proposées pour le compte de *pass-on* pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale, sauf si et seulement si la Régie obligerait effectivement le Distributeur à amortir le compte de frais reportés pour les frais de transport dès l'année 2007.

Le Distributeur, en réponse aux questions du GRAME (HQD-16, doc. 6, pp. 6- 11 de 52), a fourni divers scénarios de disposition du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (le total de 340 M\$, plus intérêts). Il est important de souligner que les scénarios proposés par le Distributeur ne tiennent pas compte de l'inévitable hausse des frais de transport qui devra être absorbée à partir de l'année 2008. À cela s'ajoute le fait qu'il y a sous-investissement de la part du Distributeur relativement aux budgets nécessaires pour le maintien adéquat de ses actifs, tels que mentionné à la section précédente.

Dans ces tableaux fournis par le GRAME à la pièce C-8-24 GRAME, ce dernier a par contre aussi ajouté un scénario incluant l'impact tarifaire d'une hausse annuelle récurrente des investissements de 38,2 M\$ en plus de l'ajout des frais de transport additionnels ainsi que d'intérêts présumés. Sans être parfaitement précis, ces estimés démontrent clairement qu'Hydro-Québec Distribution propose de pelleter en avant les coûts, ce qui est clairement inacceptable.

Les consommateurs y perdent également au change : le seul fait de commencer à disposer du compte de frais reportés dès 2007 plutôt qu'en 2008 permettra de réaliser, selon

Hydro-Québec, des économies sur les intérêts de 32,4 M\$ pour les clients, même en conservant son étalement sur trois ans.⁴

TABLEAU R-3.3-2

Hypothèse de disposition sur 3 ans de 2007 à 2009 (en M\$)						
Calcul des frais reportés						
Année	Solde	Intérêts capitalisés	Solde à la fin			
2006	340,0	15,4	355,4			
2007	-	-	-			
		15,4				
Disposition du compte de frais reportés						
Année	Solde du début	Amortisse- ment	Solde à la fin	Moyenne 13 soldes	Rendement	Impact revenus requis
2007	355,4	118,5	236,9	246,0	19,7	138,2
2008	236,9	118,5	118,4	127,5	10,3	128,8
2009	118,4	118,5	0,0	9,1	0,8	119,3
2010	0,0					
		355,5			30,7	386,2
<i>Hypothèse: Amortissement de la portion capital en début d'année</i>						

HQD-16, doc. 6, p. 10 de 52

En réduisant la période d'amortissement à 2 ans (2007 et 2008), les consommateurs épargnent 46,9 M\$ en frais d'intérêts relativement à la proposition actuelle du Distributeur⁵. Mais la hausse tarifaire de 2007 augmente de 4,3 % à 4,9 %, en disposant du compte sur 2 ans au lieu de 3, toujours à partir de 2007.

⁴ Réponses du Distributeur aux questions du GRAME, HQD-16, doc. 6, pp. 9-11 de 52.

⁵ HQD-16, doc. 6, pp. 9-11 de 52.

TABLEAU R-3.3-3

Hypothèse de disposition sur 2 ans de 2007 à 2008 (en M\$)						
Calcul des frais reportés						
Année	Solde	Intérêts capitalisés	Solde à la fin			
2006	340,0	15,4	355,4			
2007	-	-	-			
		15,4				
Disposition du compte de frais reportés						
Année	Solde du début	Amortisse- ment	Solde à la fin	Moyenne 13 soldes	Rendement	Impact revenus requis
2007	355,4	177,7	177,7	191,4	15,3	193,0
2008	177,7	177,7	0,0	13,7	1,1	178,8
2009	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-
		355,4			16,4	371,8
<i>Hypothèse: Amortissement de la portion capital en début d'année</i>						

HQP-16, doc. 6, p. 11 de 52

À ces deux options, au demeurant fort valables selon le GRAME, la Régie doit greffer l'impact tarifaire des investissements additionnels de 38,2 M\$, si elle accepte ceux-ci.

Le GRAME recommande que la Régie accepte le devancement de la disposition du compte de *pass-on* pour l'électricité postpatrimoniale, si et seulement si la Régie imposait qu'il y ait amortissement à partir de 2007 du compte de 340 M\$ d'HQT. Cet amortissement pourrait être effectué sur un maximum de trois ans.

RÉPARTITION DES COÛTS POSTPATRIMONIAUX

Le GRAME s'oppose d'abord clairement à l'approche impliquant le concept de premier arrivé, premier servi. Cette approche crée dans le temps des iniquités claires entre des clients totalement identiques dans leur profil de consommation. Seul le secteur industriel pourrait faire exception, dans une certaine limite, car il sera il serait difficile d'étendre de façon illimitée leurs avantages tarifaires.

Les changements dans les profils de consommation constatés dans la dernière année démontrent que rien ne garantit que la croissance de la demande serait dans l'avenir, par exemple, occasionnée strictement par le secteur industriel.

De l'avis du GRAME, seule l'approche globale proposée par HQD minimise les risques de croissance asymétrique incontrôlable et non planifiée des tarifs. Le GRAME recommande respectueusement à la Régie d'adopter l'approche globale pour la répartition des coûts postpatrimoniaux.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Le GRAME appuie fortement la proposition du Distributeur qui recommande encore une fois que la hausse soit différenciée, avec un gel de la redevance d'abonnement et une accentuation du seuil entre le 1^{er} et le 2^e palier. Cette réforme tarifaire permettra d'accroître l'effet incitatif envers l'efficacité énergétique tout en réduisant les impacts tarifaires sur les ménages à faibles revenus. La hausse différenciée, en maintenant les paliers actuels, demeure valable quelle que soit la hausse de tarifs qui sera autorisée par la Régie.

L'ajout éventuel d'un troisième palier, que nous avons recommandé dans le cadre de la cause R-3541-2004 ne nous semble pas pertinente dans le cadre du présent dossier tarifaire, considérant qu'une réflexion majeure devrait être tissée d'ici le prochain dossier tarifaire afin d'évaluer différentes options de tarifications différenciées dans le temps.

Le GRAME appuie la hausse de la prime de puissance proposée par le Distributeur. Parce contre, nous tenons à réitérer qu'avec 0,2% des clients du tarif D touchés, la prime de puissance ne constitue en aucune façon un 3^e palier et ne devrait aucunement être considérée comme tel.

Le GRAME recommande respectueusement à la régie d'accepter la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur consistant en un gel de la redevance et une accentuation du seuil entre le premier et le deuxième palier et faisant porter sur ce dernier, ainsi que sur la prime de puissance, la plus grande portion des hausses.

COÛT DU SERVICE ET GESTION DU PARC DE VÉHICULES

Tout en soulignant que ses objectifs devront être revus à la hausse, le GRAME tient néanmoins féliciter le distributeur d'avoir amorcé ses efforts afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de son parc de véhicules.

Le GRAME recommande à la Régie d'autoriser le programme d'investissement de 42,1 millions de dollars pour l'acquisition et le remplacement de véhicules.

À la lecture des réponses du Distributeur aux questions du GRAME⁶, il est toutefois clairement apparu que le Distributeur ne possède pas les outils qui lui permettraient de

⁶ HQD-16, doc. 6.

bien mesurer la consommation et les coûts unitaires de ses véhicules, du moins avec suffisamment de précision pour favoriser l'implantation d'un maximum de mesures favorisant les économies de carburant et la réduction des émissions de GES.

Étant donné les sommes impliquées et l'importance du rôle social d'Hydro-Québec, le GRAME demande à la Régie de recommander au Distributeur d'évaluer différentes options permettant d'améliorer la gestion de son parc de véhicules et de diminuer ses émissions de GES, incluant la télémétrie et la gestion informatique de celui-ci.

MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

Le GRAME considère que plusieurs options de répartition de coûts de l'électricité postpatrimoniale sont viables, mais que seule l'approche globale proposée par le Distributeur minimise les risques de croissance asymétrique incontrôlables et non planifiés des tarifs.

Le GRAME recommande à la Régie d'adopter une répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale en utilisant l'approche globale, telle que proposée par le Distributeur.
Le GRAME reconnaît la pertinence des arguments du Distributeur et appuie sa proposition concernant la méthode de répartition des coûts de transport.

MODE DE FACTURATION

La FCEI propose d'indiquer – dans la facturation à la clientèle – les coûts de l'électricité patrimoniale et post-patrimoniale. Le GRAME s'oppose à cette proposition non seulement pour les raisons mentionnées par M. Bastien et M. Chéhadé (notes sténographiques du 5 décembre 2006), mais également dans un contexte où nous voulons souligner à la Régie que l'adoption probable d'une forme de tarification dynamique est susceptible de rendre beaucoup complexe la facturation pour le client. De ce point de vue, il nous semble que le bon moment serait mal choisi pour ajouter de la confusion avec de surcroît une information dont le but n'est pas clairement démontré, selon le GRAME.

De plus, nous considérons que l'information additionnelle devrait davantage refléter un signal des prix permettant de distinguer les périodes où la « valeur » de l'électricité est plus élevée, notamment en considérant la possibilité de revente sur les marchés à court terme, ainsi que sur la possibilité de réduire les coûts des futurs approvisionnements. Pas sur une allocation arbitraire d'un bâtonnet parce que la consommation de cette journée correspondrait, par hasard, à un bâtonnet inutilisé du contrat patrimonial...

COMPTEURS AVANCÉS

L'argumentation du GRAME au sujet des compteurs avancés portera sur les points suivants :

- I. Avantages reliés aux compteurs pour les clients et pour le Distributeur
- II. Prix d'un compteur intelligent et projet pilote de mesurage par radio fréquence
- III. Discussion et autres conclusions

I. Avantages reliés aux compteurs pour les clients et pour le Distributeur

Selon une enquête menée par Capgemini auprès de 31 entreprises nord-américaines ayant déployé des projets pilotes de relève automatisée de compteurs (« RAC »), un système de mesurage intelligent peut transformer une entreprise d'électricité en créant une valeur ajoutée à la fois pour le client et pour le distributeur. Cette valeur ajoutée comprend, notamment, les éléments suivants :

- Gestion des actifs, cycle de vie des équipements et système;
- Économies réalisées de l'ordre de 4 à 19 % sur les coûts d'inspection et de maintenance des systèmes;
- Processus de recouvrement, non-paiement et vol d'électricité;
- Prévision de la charge et fiabilité de la planification du réseau;
- Économies réalisées de l'ordre de 2 à 22% sur les dépenses marginales de la puissance de pointe.

Il s'agirait donc, selon Capgemini du « chaînon manquant dans l'évolution du réseau de distribution qui permet de comprendre comment les clients utilisent l'électricité ».

De l'avis des auteurs, « la gestion sur le terrain que nécessite le changement d'un nombre élevé de compteurs doit être validée par un projet pilote ». Cela confirme que pour le cas de l'Ontario, les projets pilotes sont nécessaires afin de faciliter la connaissance du modèle opérationnel qui soit le plus approprié pour répondre à la mise en œuvre de l'ensemble de la mesure en Ontario.

II. Le prix d'un compteur intelligent

Les coûts présentés par le Distributeur au tableau 6, HQD-12, doc. 3, p. 27, datent de 2003 et ne sont plus pertinents pour ce qui est de la composante «*Smart Meter Capital Cost* » évaluée à \$250. (Réf: <http://www.eda-on.ca/eda/edaweb.nsf/0/C132012C8366C33085256F4A0072C976>)

TABLEAU 6
ESTIMATION DES COÛTS ASSOCIÉS AUX COMPTEURS AVANCÉS EN ONTARIO
(EDA)

Start Up	Time Of Use Meters	Interval Meters	
Remove Existing Meters	\$4.3M	\$4.3M	\$1.00 Each Meter
Loss of Value of Old Meter	\$64.5M - \$107.5M	\$64.5M - \$107.5M	\$15-\$25 Each Meter
Smart Meter Capital Cost	\$752M (\$175.00 Each)	\$1,075M(\$250.00 Each)	
Installation of New Meter	\$107.5M	\$107.5M	\$25.00 Each Customer
Data Gathering / Billing Changes	\$107.5M	\$107.5M	\$25.00 Each Customer
Start Up Costs Province Wide	\$1,035M - \$1,078M	\$1,358M-\$1,401M	
Start Up Costs per customer	\$240.70 - 250.70	\$315.80 - \$325.80	

Le Distributeur nous a fourni copie du journal des débats afin de corroborer les propos tenus par le panel 3 à l'effet que le prix des compteurs peut varier entre 40\$ et 500 \$. Ce journal ajoute néanmoins les informations suivantes :

- 40 \$ « *very unsophisticated type of meter* »
- 500 \$ « *for an industrial-type meter* »⁷

Le Distributeur nous a aussi fourni copie du document déposé par le GRAME au dossier R-3579-2005 (GRAME 4, document 3) et daté du 26 janvier 2005 dont un extrait est reproduit ci-après :

3.2 New Costs

Smart metering costs for the new single-phase residential meter and communication system are expected to average \$250 for each meter installed. This includes the costs to modify existing systems and provide new data storage facilities and data handling software. This represents \$2.47 on the average monthly residential bill.

Réf: Smart Meter Implementation Plan, Report of the Board to the Minister, Ontario Energy Board, January 26, 2005, p. 28

Le GRAME souhaite que la Régie demande au Distributeur que celui-ci fasse appel à un consultant externe afin de présenter un rapport sur l'évolution des prix des

⁷ Journal des débats, Assemblée législative de l'Ontario, deuxième session, 38e législature, mercredi le 27 septembre 2006, Comité permanent des budgets des dépenses, Ministère de l'Énergie.

compteurs avancés (du moins performant au plus performant) et que ce rapport soit déposé à la fois lors de la prochaine demande du Distributeur pour le projet de radio fréquence qui sera déposé en 2007 et lors du prochain dossier tarifaire.

Le Distributeur a fait connaître son intention de déposer une demande d'approbation d'un projet de radio fréquence (incluant par conséquent l'installation de nouveaux compteurs) à l'échelle de la ville de Montréal. Il faut comprendre que ce projet, s'il était réalisé, mettrait en péril à court ou moyen terme tout autre projet d'implantation de masse de compteurs, soit à double registres ou plus performants, sur l'ensemble du territoire de la ville de Montréal. Selon le GRAME, il serait en effet prématuré de réaliser un tel projet, puisque du dire même du Distributeur, une stratégie de tarification différenciée est à venir. Une tarification différenciée est étroitement liée à la nature du compteur et il apparaît évident que le remplacement des compteurs à l'échelle de la ville de Montréal avant que ne soit prise une décision au sujet de la tarification différenciée limiterait le Distributeur dans l'application de cette tarification.

Il importe donc que le Distributeur présente un rapport d'expert incluant notamment les avantages et les coûts associés à différentes technologies relatives aux compteurs, sans se limiter à la relève par radio fréquence lors d'un dossier ultérieur sur la question de la tarification différenciée.

Le GRAME demande à la Régie d'émettre des directives à cet effet à l'intention du Distributeur.

Compte tenu des efforts considérables à entreprendre pour la mise en place d'un tel système de mesurage par radio fréquence à l'échelle de la ville de Montréal, le GRAME considère qu'il est essentiel d'éviter de prendre une décision en considérant uniquement le surcoût d'une mesure par rapport à l'autre, mais aussi les avantages de l'une par rapport à l'autre pour le Distributeur et pour les clients. En effet, la bonification de ce projet par des compteurs avancés incluant une tarification différenciée permettrait d'optimiser les bénéfices associés au remplacement des compteurs actuels.

Le Distributeur mentionne ce qui suit en réponse à une question du GRAME adressée au panel 4 au sujet des coûts des équipements prévus pour le projet (M. Chéhadé, notes sténographiques du 4 décembre 2006, p. 171-172):

- Les coûts d'installation avoisinent 100\$ par compteur
- Le prix du compteur avoisine 55 \$

Le GRAME est d'avis que ce projet de mesurage par radio fréquence, bien qu'il rencontre certaines des préoccupations énumérées aux présentes, devrait être réévalué avant d'être déposé pour approbation devant la Régie afin d'y intégrer l'installation d'un compteur plus performant permettant

- l'établissement d'une tarification selon la saison et l'heure d'usage ; et
- de transmettre signal de prix en temps réel

Cela permettrait aussi au Distributeur de considérer les exigences exprimées par le gouvernement dans la Stratégie énergétique du Québec au sujet de la tarification dynamique dans le cadre des projets à venir.

D'autre part, et sans exclure la précédente conclusion, le GRAME considère important, tel qu'il l'a mentionné au dossier R-3579 dans sa preuve, la mise sur pied d'un projet pilote permettant de vérifier pour le Québec la rentabilité des compteurs avancés, permettant notamment la relève par radio fréquence. Ce projet pilote pourrait devancer le projet de relève par radio fréquence de manière à obtenir une analyse de rentabilité préalable.

Le GRAME réitère donc sa demande à la Régie de voir à la mise sur pied d'un projet pilote au Québec intégrant

- le mesurage intelligent
- relève automatisée de compteurs (s'entend notamment par la relève réalisée par radio fréquence); et
- la tarification différenciée selon la saison et l'heure d'usage

III. Discussion et autres conclusions

Le gouvernement du Québec s'exprimait en ces mots dans le cadre de sa stratégie énergétique 2006-2015 :

"Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs."

(Réf : Gouvernement du Québec, L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, p. 57)

Nous reprenons ci-après les demandes de renseignements faites au Distributeur qui abordent ce sujet :

20.4) Pourrait-on alors justifier une tarification dynamique qui fondamentalement aurait une conséquence modérée et raisonnable sur la facture globale pour les consommateurs qui ne modifient pas leur profil de consommation dans le temps, tout en réduisant les coûts pour les autres?

20.5) Croyez-vous que c'est l'orientation que le gouvernement demande à Hydro-Québec de promouvoir ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).
Néanmoins, ce sera à la Régie de statuer sur l'interprétation à accorder à l'orientation du gouvernement.

Le GRAME demande donc à la Régie de se positionner sur ce sujet ou d'orienter le débat vers le développement d'une tarification différenciée « *selon la saison et l'heure d'usage* ».

Le Distributeur se dit aussi en accord avec l'objectif global de la Stratégie énergétique du Québec visant à réaliser des gains en efficacité énergétique et donc de diminuer notre consommation d'électricité par habitant sous réserve que cette diminution soit réalisée tout en étant rentable⁸.

Dans le contexte énergétique actuel identifié par la Régie⁹ concernant la tarification différenciée dans le temps, la Régie a demandé au Distributeur de comparer le tarif expérimental DH au tarif éventuel différencié. Le Distributeur a répondu ce qui suit :

53.1 Veuillez indiquer, compte tenu du contexte énergétique actuel où le distributeur doit s'approvisionner en électricité postpatrimoniale à la fois pour desservir la pointe d'hiver et la pointe d'été (pour notamment desservir les besoins de climatisation), si les plages horaires de pointe et hors pointe d'un éventuel tarif différencié dans le temps seraient les mêmes que celles du tarif DH en hiver et en été.

Réponse:

Le Distributeur présentera, lors de la prochaine cause tarifaire, les résultats de ses analyses concernant une nouvelle TDT. Il est prématuré de spéculer sur les prix et modalités qui seront alors proposées. Toutefois, les signaux de prix actuels des coûts marginaux feront partie de la réflexion c'est-à-dire l'écart de prix pointe / hors pointe de 1 ¢/kWh tout au long de l'année ainsi que le coût de puissance de 10 \$/kW.

Selon notre compréhension, le Distributeur devra, pour rencontrer ses obligations envers le gouvernement du Québec, présenter au prochain dossier tarifaire une proposition de tarif différencié « *selon la saison et l'heure d'usage* », de même que les résultats de ses analyses concernant une nouvelle TDT. Il n'est pas clair pour le GRAME que la nouvelle tarification différenciée que souhaite présenter le Distributeur permettrait de rencontrer en tout ou en partie, une tarification « *selon la saison et l'heure d'usage* ».

Pour ces raisons, le GRAME trouve pertinent de mettre en place un groupe de travail qui analyserait le potentiel d'une tarification différenciée. Ce groupe de travail devrait être composé, notamment, de représentants du présent dossier ainsi que de consultants ayant une expérience pertinente en la matière ou ayant déjà travaillé au Canada et notamment au Québec à l'élaboration de tarifs différenciés ou de mesurage intelligent ou de relève automatisée de compteurs.

Le groupe de travail veillerait à l'élaboration de propositions et de scénarios et les déposerait au prochain dossier tarifaire. Ces propositions n'auraient pas besoin d'être

⁸ Demande R-3610-2006, Réponse à la demande de renseignements no. 1 du GRAME, page 33 de 52.

⁹ R-3610-2006, HQD-12, doc. 1, page 123 de 196, demande 53.1.

unanimentement approuvées par le groupe de travail, de cette manière la Régie et tous les intervenants pourraient en examiner les impacts sur leurs clientèles et leurs intérêts respectifs.

Le GRAME demande à la Régie de former un groupe de travail qui élaborerait des propositions pour une tarification différenciée dans le temps.

DEMANDE D'AUTORISATION DU BUDGET 2007 DU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

De manière générale, c'est avec satisfaction que nous constatons qu'Hydro-Québec Distribution poursuit clairement son processus d'amélioration continue dans la mise en oeuvre de son *Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)*. Il accueille avec plaisir la révision à la hausse des économies d'énergie cumulées du PGEÉ à l'horizon 2007 de 1,8 TWh à 2,0 TWh.

Le GRAME note dans le présent dossier une bonification significative de l'offre pour les volets socio-communautaires et ménages à faibles revenus.

Ajoutons également que la stratégie sur la géothermie se précise. À cet égard, le GRAME seconde l'appui clairement donné par l'intervenant CETAF-AQLPA-SÉ au projet du Distributeur d'offrir une prime géothermique dans le cadre du programme Énergide. L'admissibilité à celle-ci nécessitera que les installations soient certifiées par la Coalition canadienne pour l'énergie géothermique (CCEG). Les efforts de promotion seront également consolidés auprès du secteur affaires.

Le GRAME demande respectueusement à la Régie d'accepter l'ensemble des budgets demandés par Hydro-Québec Distribution dans le cadre du budget 2007 de son PGEÉ.

Le GRAME demande également à la Régie de permettre au Distributeur de mettre en oeuvre ses projets de bonification de la promotion de la géothermie, tant pour le secteur résidentiel que pour le secteur affaires.

Le GRAME recommande également à la Régie d'encourager le Distributeur à bonifier son offre pour les portes et fenêtres dès que possible.

L'ACEF a demandé, dans sa présentation de sa preuve, qu'une clause soit ajoutée dans le cas de subventions aux propriétaires d'appartements locatifs précisant que ceux-ci ne doivent pas refiler aux locataires une hausse de loyer qu'il justifierait par

L'amélioration du bâtiment, du moins pour la portion des investissements qui a été subventionnée. Nous appuyons cette recommandation de l'ACEF.

Malgré la satisfaction du GRAME quant aux résultats généraux obtenus relativement au PGEÉ, le GRAME est d'avis que des progrès sont encore possibles et souhaitables, dans une perspective d'amélioration continue, autant en ce qui a trait à l'aide financière offerte pour diverses mesures d'efficacité énergétique qu'en ce qui a trait au fonctionnement de certains programmes, de façon à optimiser davantage la réalisation d'économies d'énergie et l'atteinte de résultats rentables.

Par conséquent, le GRAME a étudié quatre sujets principaux relativement au budget du PGEÉ : le programme thermostats électroniques, le programme Appui aux initiatives – Optimisation énergétique des bâtiments, les toits verts, les réseaux autonomes. Dans la présentation orale de sa preuve, le 12 décembre 2006, le GRAME a également abordé la question du financement par Hydro-Québec de certains projets.

THERMOSTATS INTÉGRÉS AUX PLINTHES

Le GRAME pense avoir démontré que le fait d'exclure le remplacement des thermostats sur plinthes par des thermostats électroniques (programmables ou non) représente une perte sur le potentiel d'économies pouvant atteindre jusqu'à 85,3 GWh, pour une valeur actuelle nette de 63,1 M\$.

Considérant que 7,4% des ménages ont uniquement ce type de thermostats, les thermostats sur plinthes pourraient facilement représenter quelques 15 % de l'ensemble des thermostats.

Les recherches du GRAME ont révélé un surcoût d'au moins 150\$, et ce uniquement pour l'électricien, pour le remplacement d'un thermostat sur plinthe par un thermostat électronique. Avec l'offre actuelle du Distributeur, ce marché n'est même pas considéré comme existant.

Non seulement une économie importante est perdue, mais plusieurs facteurs permettent de croire que les gains du remplacement des thermostats sur plinthes devraient être supérieurs aux 70 kWh par thermostats considérés actuellement par le Distributeur.

Le GRAME recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur de s'assurer de la réalisation d'expérimentations afin d'établir, le cas échéant, le gain additionnel que permettrait le remplacement de thermostats sur plinthe par des thermostats électroniques programmables.

Considérant les seuils de rentabilité déjà prouvés de l'implantation des thermostats électroniques, ainsi que leur faible pénétration dans le marché du multilogement, le GRAME considère qu'il est possible, dès maintenant, de bonifier l'offre du Distributeur, tout en respectant les tests de rentabilité.

Le GRAME propose à la Régie de demander au Distributeur de bonifier son aide pour le remplacement de thermostats sur plinthe par des thermostats électroniques, au moins dans un premier temps en visant strictement les marchés du multilogement socio-communautaire, et ce, en respectant les tests de rentabilité.

**PROGRAMME APPUI AUX INITIATIVES – OPTIMISATION ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS
(INITIATIVES-BÂTIMENTS)**

Par manque de temps, le GRAME s'est attardé à analyser le programme Initiatives-Bâtiments principalement. Il n'est pas impossible néanmoins que nos commentaires soient dans certains cas applicables à d'autres programmes, particulièrement d'autres programmes d'appui aux initiatives.

Le GRAME est sensible à ce qu'a mentionné Me Fraser dans sa plaidoirie concernant les modalités de certains programmes. Me Fraser disait en substance que les préoccupations de certains intervenants concernant ces modalités étaient des préoccupations partagées par le Distributeur, mais que les problèmes sont complexes. Le GRAME admet que les problèmes sont en effet complexes, c'est pourquoi certaines de ses recommandations concernant le programme Initiatives-Bâtiments devront être lues par la Régie davantage à titre de pistes de solution qu'à titre de recommandations formelles. C'est d'ailleurs ce qui ressort de ses réponses à la demande de renseignements d'Hydro-Québec.

Aussi le GRAME réitère-t-il plutôt aujourd'hui ses recommandations à l'effet que la Régie devrait exiger que lui soit présentés en 2008 un suivi et une évaluation des programmes du PGEÉ, notamment un nouveau sondage sur la satisfaction de la clientèle et des prescripteurs au sujet de ces programmes (ex : le sondage réalisé par la firme Sogémap en 2005, pièce HQD-2, doc. 1, Annexe B, R-3584-2005, 26 septembre 2005, p.12 à 14 et cité à la pièce C-8-11 GRAME) ainsi que le rapport d'une firme indépendante quant aux commentaires et recommandations d'un bassin représentatif de clients et de prescripteurs ayant participé aux programmes d'appui aux initiatives d'Hydro-Québec (ex : le rapport de la firme RCGT quant au financement, pièce HQD-15, doc. 2, Annexe F).

Concernant notre recommandation relative à la réalisation d'un sondage, le GRAME prend d'ailleurs acte des propos suivants de M. Roberge (notes sténographiques du 6 décembre 2006, pp. 86-87) :

Q. [81] HQ, Hydro-Québec, a-t-elle commandé un nouveau sondage visant à faire le suivi et l'évaluation des programmes de PEEB depuis celui qui a été réalisé en deux mille cinq (2005) pour évaluer l'année deux mille quatre (2004)?

R. C'est indiqué à la preuve. Effectivement, il y a des mandats qui ont été donnés pour faire l'évaluation des programmes Initiatives dans les bâtiments et Initiatives PME.

Q. [82] Et pour les autres programmes?

R. La séquence qui était déposée dans nos preuves se réalise, se réalise avec un peu plus de temps requis que nous l'avions prévu. C'est à la fois...
 Hon. Je vous rappelle, je vais faire une réponse un petit peu plus longue, je vous rappelle qu'en matière d'évaluation, on n'avait pas au Québec nécessairement de firmes spécialisées en évaluation de programmes d'efficacité énergétique. Il a fallu aller chercher cette expertise-là à l'extérieur. On a proposé de faire en sorte de transférer cette expertise à des Québécois. Il y a donc des consortiums qui ont été formés par des entreprises québécoises qui ont répondu à nos appels d'offres; les contrats ont été alloués. Ça va bon train. Mais ça prend un petit peu plus de temps que nous l'avions prévu, mais ça fonctionne comme on l'a indiqué dans la preuve.

Nous soulignons de plus que les prescripteurs connaissent très bien les problématiques liées à la mécanique des bâtiments et reçoivent une formation sur le programme d'appui aux initiatives. Une consultation formelle et confidentielle, si nécessaire, de certains de ces individus nous apparaît donc judicieuse en vue de l'amélioration des divers paramètres de fonctionnement du programme.

De surcroît, nous aimerions citer un passage des notes sténographiques (pp.146-147) du 6 décembre 2006 concernant le programme AI-OEB :

particulièrement nos ingénieurs en territoire, on a décentralisé une large partie des opérations pour faire en sorte que ce soit nos gens en territoire qui sont plus proches de nos clients, qui puissent aider non seulement les clients à bâtir des projets mais surtout à compléter les demandes d'aide financière, pour faire en sorte donc qu'on raccourcisse les délais. Je pense qu'on a fait beaucoup d'efforts pour faciliter les choses, mais en même temps on est conscient qu'il faut qu'on ait un minimum d'informations pour être capable de juger des quantités d'économie d'énergie qu'on retrouve et qu'on sera capable de comptabiliser dans le cadre du PGEÉ; il y a un juste milieu, j'en conviens, à trouver. Oui, SOGEMAP avait soulevé certains éléments d'inconfort; je ne cacherai pas qu'il y a encore des clients qui ont des éléments d'inconfort, mais on a aussi des clients qui nous écrivent pour nous dire qu'ils sont entièrement satisfaits puis ils sont contents. Puis je pense que c'est dans la normalité des choses, donc ce que je vous dis, on sera probablement toujours en phase d'amélioration pour rentabiliser nos opérations et faciliter à la satisfaction des clients... Voilà, c'est la situation.

Le GRAME est sensible aux efforts déployés par le Distributeur pour rentabiliser ses opérations et faciliter la satisfaction des clients. Il est cependant d'avis qu'un suivi et une évaluation de ce programme permettraient aussi à la Régie de mieux mesurer l'effet réel des changements mentionnés par M. Roberge.

Ceci dit, le GRAME souhaite insister sur certains points de sa preuve concernant le programme Initiatives-Bâtiments.

Est-ce que vous pourriez indiquer si des améliorations ou quelles améliorations ont pu être apportées par Hydro-Québec depuis l'an dernier sur cette question des délais? Et je m'intéresse à la fois aux délais qui suivent la date où le projet est réputé complet, la demande est réputée complète, mais aussi les délais qui précèdent c'est-à-dire lorsque le demandeur soumet un projet qui peut-être est jugé incomplet, donc qui nécessite différentes interactions entre le demandeur du projet et le personnel d'Hydro-Québec.

11 h 45 (M. GÉRARD ROBERGE)

R. Pour l'instant, le Distributeur n'a pas de données spécifiques, précises sur le temps alloué à chacune des phases d'analyse d'une demande dans le cadre des deux programmes que vous faites mention.

On est à la toute veille d'implanter un nouveau système informatique de suivi qui nous permettra, à partir du début de l'année deux mille sept (2007), de connaître et d'avoir des statistiques... À la demande presque, pour savoir où sont ces projets-là. Il y a des mesures d'amélioration, donc, en cours là-dessus en termes de statistiques; donc, je ne peux pas vous les donner aujourd'hui, il faut compiler ces statistiques-là.

Vous nous demander ce qu'on a fait, je pense qu'on a continué à faire ce qu'on avait indiqué l'an passé; améliorer le logiciel, améliorer les définitions, les contenus. On a fait des études, pas des études mais on a déposé des standardisations pour certains éléments, certains équipements dans des bâtiments; il y a eu de la formation de notre force commerciale,

En relisant le sondage réalisé par la firme Sogémap déposé en preuve l'an passé, le GRAME a remarqué que la satisfaction des clients et partenaires professionnels quant au fonctionnement du programme Initiatives-Bâtiments n'était pas élevée pour l'année 2004.

Quant aux délais avant de recevoir l'aide financière, le Distributeur obtenait dans ce sondage une note de 6.6 sur 10 et quant à ceux avant de recevoir une réponse sur l'acceptation du projet soumis, il obtenait une note de 6.8 sur 10. Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur mentionne à la pièce HQD-15, doc. 1, p. 48 de 72, qu'il a reçu plus de demandes de subvention que prévu en 2006 : « Les budgets requis pour l'année 2007 sont rehaussés de 11,6 M\$, dont 10,3 M\$ sont associés aux versements additionnels d'aide financière découlant d'une augmentation du nombre de projets et à une révision du taux d'opportunité. » (le GRAME souligne). De plus, concernant la question des délais, le témoignage de M. Roberge (notes sténographiques, pp. 145-146) bien qu'il fasse état de certaines solutions apportées pour diminuer les délais, nous permet aussi de croire que les délais demeurent considérables du côté d'Hydro-Québec.

Sur la base des éléments sus mentionnés, le GRAME demeure donc préoccupé par la question des délais. Le GRAME comprend bien sûr que les délais s'écoulent à la fois du côté du Distributeur et du côté des clients. Il comprend également que le Distributeur a tenté de corriger la situation en ce qui concerne les délais qui lui sont attribuables. Néanmoins, considérant notamment le fait que le Distributeur a été submergé en 2006 par les demandes de subvention, le GRAME croit qu'il serait approprié que le Distributeur envisage lors de la demande d'autorisation du budget 2008 du PGÉE d'augmenter les ressources qu'il alloue au traitement des demandes déposées au programme Initiatives-Bâtiments et qu'il propose des solutions permettant de personnaliser davantage le traitement des demandes au tarif M (autre que la décentralisation des opérations vers les ingénieurs en région ou une bonification de cette dernière solution). Le tarif M comporte en effet une très grande variété de clients. Il serait certes pertinent de s'interroger sur la possibilité de fragmenter le traitement des demandes de subvention au tarif M en catégories plus petites et peut-être plus facilement gérables.

Le GRAME considère par conséquent que la Régie devrait exiger que ces possibilités soient étudiées en vue de la prochaine audience sur le budget du PGEÉ.

Quant aux délais d'obtention de l'aide financière, le GRAME suggérait en page 22 de la pièce C-8-11, que la Régie exige du Distributeur qu'il modifie son mode d'allocation des subventions de façon à rencontrer les conditions suivantes en ce qui concerne les bâtiments existants :

Au début ou à la moitié de la réalisation du projet : Allocation de 50% des sommes qui seraient dues si l'amélioration de la performance énergétique correspondait à celle qui est estimée par le partenaire professionnel.

Après la réalisation du projet : Allocation du montant restant à combler en fonction des résultats de performance énergétique réellement obtenus, en se basant sur les réductions à la facture d'électricité.

Cette recommandation était formulée dans l'hypothèse où le calcul de la subvention serait basée sur les économies réelles d'énergie, mais elle peut sans problème être lue également dans l'hypothèse où le calcul de la subvention demeure basée sur les économies d'énergie estimées dans le cadre du progiciel d'étude des projets (PEP) ou en dehors du PEP pour les projets particuliers.

Le GRAME constate qu'une recommandation similaire se retrouve également dans le rapport sur la question du financement réalisé par la firme Raymond Chabot Grant Thornton, déposé par le Distributeur le 28 novembre 2006, pièce HQD-15, doc. 2, Annexe F, p. 37. Cette recommandation se lit comme suit :

♦ Revoir les modalités de versement de l'aide financière

Les besoins de la clientèle CI en matière d'investissement suggèrent qu'il faudrait réviser les modalités de versement des subventions. La clientèle semble préférer qu'elles soient versées en amont du projet plutôt qu'à la fin des travaux ou en plusieurs versements étalés sur la durée du projet.

À ce sujet, le GRAME note aussi que Mme Sergerie de la CÉTAF s'est également exprimée en faveur de la révision des modalités de versement de l'aide financière de façon à ce qu'une partie de l'aide financière soit versée au client en amont du projet (notes sténographiques du 7 décembre 2006, pp. 101-103).

Nous maintenons donc que l'application de cette mesure serait de nature à augmenter la satisfaction des clients et des partenaires professionnels et à encourager de nouveaux clients à réaliser des projets en efficacité énergétique avec un appui financier d'Hydro-Québec.

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de présenter lors du prochain dossier d'autorisation du budget du PGEÉ qu'il propose un scénario de révision des modalités de versement des subventions de façon à ce qu'une partie de ces subventions soient versées en amont du projet.

Le GRAME remarquait également dans le sondage réalisé par Sogémap en 2005 que le Distributeur obtenait une note de 6.9 sur 10 pour les exigences et critères du programme Initiatives-Bâtiments. Au regard des informations trouvées notamment en analysant les divers paramètres du programme, le GRAME constate deux problèmes potentiels liés aux critères et aux exigences du programme : d'une part le manque de prévisibilité des subventions et d'autre part, l'usage du bâtiment de référence pour les projets sur des bâtiments existants, soit deux problèmes qui sont liés entre eux.

D'abord, le PEP emploie des paramètres théoriques à titre de comparaison avec les bâtiments existants. Selon le GRAME, l'imprécision d'une telle simulation risque de mener à des cas de surévaluation ou sous-évaluation de la réalité et engendrer certaines distorsions au niveau des montants de subventions alloués. Le PEP constitue de plus, selon le GRAME, un outil plutôt opaque quant à déterminer le montant des subventions

qui seront allouées. Ainsi, considérant le temps requis pour élaborer un projet d'efficacité énergétique puis celui pour préparer la demande de subvention, le temps nécessaire à Hydro-Québec pour effectuer l'évaluation des projets, celui pour répondre aux questions du Distributeur, puis le délais avant d'obtenir la réponse sur l'acceptation du projet soumis, il nous semble normal que les clients désireux de mener rapidement à bien un projet d'efficacité énergétique préfèrent débiter la réalisation de ce projet avant d'avoir obtenu la réponse d'Hydro-Québec sur l'acceptation du projet soumis. Cette façon de procéder est d'ailleurs acceptée par le Distributeur (voir notamment p. 144, notes sténographiques du 6 décembre 2006) et il nous apparaît souhaitable qu'il en soit ainsi car de nombreux clients, croyons-nous, pourraient être découragés de réaliser des mesures rentables d'économie d'énergie s'ils devaient attendre plusieurs mois avant d'obtenir une réponse sur le montant de la subvention.

Néanmoins, M. Roberge a mentionné le 6 décembre en audience (notes sténographiques, p. 85) que le Distributeur « travaille à faire des modifications qui ne sont pas encore annoncées à changer cette manière de faire pour inciter les clients à déposer leur projet avant leur réalisation ».

Le GRAME soutient que de nombreux clients réalisent leurs projets avant l'obtention d'une réponse d'Hydro-Québec sur la base d'une prévision du montant de subvention qu'ils croient pouvoir obtenir. Cela fait en sorte que l'on ne peut les qualifier d'opportunistes. De là l'importance, selon le GRAME, d'améliorer la prévisibilité des subventions. D'ailleurs, Mme Sergerie de la CÉTAF, mentionnait que l'incertitude associée au manque de prévisibilité des subventions fait hésiter les clients et les entrepreneurs à exécuter les travaux (notes sténographiques 7 décembre 2006, p. 103).

Voilà donc pourquoi le GRAME recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il se penche sur la question de la prévisibilité des subventions lors de la prochaine demande d'autorisation du budget 2008 du PGEÉ.

Le GRAME s'inquiète aussi de ce que les modifications annoncées par M. Roberge quant à la permission de réaliser un projet avant son dépôt ne visent à éliminer complètement cette possibilité. Il réitère que cela ne lui semble pas souhaitable car une telle interdiction pourrait freiner la réalisation de plusieurs mesures d'économies d'énergie rentables.

Le GRAME recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il considère l'option de maintenir la possibilité de réaliser un projet, du moins en partie, avant l'obtention d'une réponse sur l'acceptation du projet soumis.

De plus, le GRAME n'est pas convaincu du fait que les critères du bâtiment de référence correspondent réellement au seuil d'opportunisme.

Réglementation

À la pièce C-8-19, le GRAME touchait un sujet pour lequel la Régie, tout comme Hydro-Québec, n'ont qu'un pouvoir d'influence sur le gouvernement. Toutefois, si leurs pouvoirs sont limités, l'importance de l'enjeu est significative.

Le GRAME invite la Régie à souligner l'importance que l'État québécois adopte de nouvelles normes d'efficacité énergétique pour la construction neuve, mais également qu'il envisage l'imposition d'une cote énergétique minimale pour la revente (résidentiel, multilogement, etc) de bâtiments existants.

Une cote énergétique minimale pour la revente, décrite en réponse à la demande de renseignements du Distributeur (C-8-19 GRAME), représenterait notamment une avancée majeure afin de surmonter le problème des incitatifs partagés dans le multilogement. Il serait possible ainsi de rejoindre une portion importante des faibles revenus actuellement exclus des programmes tout en obtenant des gains significatifs et inatteignables en termes d'économie d'énergie.

TOITS VERTS

L'aménagement de toits verts induit des gains énergétiques sur les besoins en chauffage et, particulièrement, en climatisation. Dans ce dernier cas, les gains sont soit directs ou soit découlent-ils de la réduction de l'effet d'îlot urbain.

Si l'analyse du GRAME démontre que ces gains sont indéniables, leur quantification précise, particulièrement dans le contexte québécois, reposera notamment sur la réalisation et le suivi de plusieurs projets.

Hydro-Québec devrait reconnaître cet apport, quitte à développer un premier programme de portée plus limitée, mais qui permettrait d'appuyer suffisamment de projets pour qu'il soit possible de bien mesurer les gains énergétiques et établir ensuite un niveau optimal d'aide financière.

Le Distributeur devrait au minimum amorcer la reconnaissance des apports énergétiques des toits verts en appuyant quelques projets-pilotes, qui pourraient, dans un premier temps, toucher au moins les bâtiments gérés par des organismes à but non lucratif et les bâtiments publics. Idéalement, Hydro-Québec devrait offrir une aide financière au moins égale à celle accordée par le Fonds en efficacité énergétique de Gaz Métro (5\$ par pied carré).

Le GRAME recommande respectueusement à la Régie qu'elle permette la réalisation de projets-pilotes de toits verts, en donnant priorité aux secteurs des logements sociaux et communautaires, avec, à l'instar du Fonds en efficacité énergétique, une contribution de 5\$/pi² (laquelle couvre environ de 20 à 25 % du surcoût de la mesure).

Le GRAME recommande également que les toits végétaux soient admissibles au programme Initiatives-Bâtiments. La contribution financière devrait être calculée

d'après les économies d'électricité anticipée, en respectant les critères du programme.

FINANCEMENT

Les études sur ce sujet ont été déposées le 28 novembre 2006, de sorte que nous en avons pris connaissance tardivement et que nous n'avons certes pas plus en faire l'analyse dans notre mémoire (HQD-15, doc. 2, ann. D, E et F).

Il en ressort néanmoins que le financement semblerait offrir un potentiel pour répondre à certains besoins seulement pour des marchés de niches :

- le résidentiel, pour les systèmes géothermiques;
- certains commerces, avec l'intégration des paiements du prêt à même la facture d'électricité.

Dans ce dernier cas, nous déplorons que le consultant n'ait pas interrogé de représentants d'organismes comme des gestionnaires de centres commerciaux afin de voir si le financement pouvait répondre à une partie de la problématique des incitatifs partagés, du moins dans leur secteur.

Le GRAME recommande à la Régie de prendre acte des études déposées sur le financement, tout en soulignant que leur dépôt tardif n'a pas permis d'en débattre substantiellement.

Le GRAME considère que la Régie pourrait statuer que le financement ne devrait être considéré comme une avenue intéressante que pour certains marchés de niche, et que deux voies pourraient mériter d'être approfondies : le résidentiel, particulièrement pour les systèmes géothermiques, et le secteur commercial, avec l'option d'intégration des paiements du prêt à même la facture d'électricité.

RÉSEAUX AUTONOMES (RA)

Suivi de la décision D-2006-56, dossier R-3584-2005 : page 16 et 17

Le GRAME a pris connaissance de la décision D-2006-56 concernant les réseaux autonomes. Il a retenu les éléments suivants de cette décision :

- La Régie demande au Distributeur d'identifier, dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEE, les différents partenaires impliqués pour chaque programme et dans chacun des réseaux autonomes ;
- Les coûts évités associés aux économies d'énergie en réseaux autonomes sont plus élevés que ceux du réseau intégré ;

- La Régie demande au Distributeur d'élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un mécanisme de calcul de bonification plus précis qui tiendra compte du coût évité de chaque région, et non d'un ensemble de régions, ainsi que des caractéristiques climatiques de chacune d'elles dans le cas des mesures visant le chauffage des locaux ;
- La Régie demande au Distributeur d'envisager, dans la mesure du possible et dès 2006, une approche communautaire aux interventions destinées à la clientèle en RA et de lui faire état de l'avancement ou des résultats de sa démarche lors de la demande de budget 2007 du PGEÉ.

(le GRAME souligne)

L'argumentation du GRAME sur les réseaux autonome porte donc sur :

- I. l'analyse de l'état de réalisation (potentiel d'efficacité énergétique réalisé) des programmes du PGEÉ en RA pour l'année 2006 ;
- II. le potentiel technico-économique en GWh équivalent : coûts évités associés aux économies d'énergie en RA plus élevés;
- III. l'identification, dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, des différents partenaires impliqués pour la livraison des programmes dans chacune des régions en RA ;
- IV. l'absence de la mise à jour des PEÉRA dans la preuve du Distributeur au dossier R-3610-2006 et erreur de forme ou de fond entre les dossiers R-3584-2005 et R-3610-2006 ;
- V. le mécanisme de calcul de bonification qui tiendrait compte du coût évité associés aux économies d'énergie en réseaux autonomes ; et
- VI. autres conclusions recherchées.

I. Analyse de l'état de réalisation (potentiel d'efficacité énergétique réalisé) des programmes du PGEÉ en RA pour l'année 2006

Dans le cadre du dossier R-3584-2005, le Distributeur prévoyait des économies d'énergie de 3,882 GWh en 2006 et de 9,707 GWh (cumulatif) en 2007. Lors du panel 5, le GRAME a demandé que le Distributeur fasse état de l'avancement des économies d'énergie en GWh réalisées pour l'année 2006. M. Roberge a alors précisé que le programme *Interventions personnalisées*, pour lequel des économies de 3,312 GWh étaient prévues en 2006, n'est pas encore réalisé mais que le retard devrait être rattrapé à l'échéance de l'année 2009.

C'est donc, pour l'année 2006, un retard totalisant environ 99 % des économies d'énergie prévues au dossier R-3584-2005 en RA et, selon les prévisions au présent dossier, un retard de 45 % sur le cumulatif est d'autre part prévu avant la fin de l'année 2007.

Le GRAME demande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il fasse état systématiquement de l'avancement de l'implantation des programmes en efficacité énergétique et des économies d'énergie réalisées en réseaux autonomes, incluant le

réel de l'année courante et le prévisionnel de l'année subséquente, et ce dès le prochain dossier d'autorisation du budget du PGEÉ soumis à la Régie.

II. Le potentiel technico-économique en GWh équivalent : coûts évités associés aux économies d'énergie en RA plus élevés qu'ailleurs

Le potentiel technico-économique d'économie d'énergie en réseaux autonomes est évalué à 139,5 GWh équivalents sur cinq ans. Puisque c'est en réseaux autonomes que **les coûts évités sont les plus importants**, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait déployer des efforts importants et soutenus pour réaliser ces économies. Il ajoute que les programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes permettent également de réduire de façon significative les émissions de gaz à effet de serre associées aux activités du Distributeur.

Le GRAME souhaite que la Régie demande au Distributeur de déployer des efforts importants et soutenus pour réaliser le potentiel technico-économique d'économies d'énergie en réseaux autonomes.

III. Identification, dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, des différents partenaires impliqués pour la livraison des programmes dans chacune des régions en RA

La preuve du Distributeur déposée dans le dossier en cours ne permettait pas l'identification, telle que demandée par la Régie (D-2006-56), des différents partenaires impliqués pour chaque programme et dans chacun des réseaux autonomes.

En raison de cette lacune, le GRAME s'est demandé si le Distributeur avait omis d'identifier les partenaires existants ou si les programmes du PGEÉ en efficacité énergétique en réseau autonome n'étaient simplement pas encore effectifs et qu'aucun partenariat ou entente n'avait été conclue à ce jour avec des organismes locaux, les responsables de l'habitation ou de la facture pour le réseau du Nunavik, notamment.

Nouvelles informations fournies par M. Gérard Roberge

Suite aux nouvelles informations fournies par M. Roberge lors de l'audition du panel 5, le GRAME a été en mesure de conclure qu'effectivement au moment du dépôt de la preuve du Distributeur et ce jusqu'à la fin d'octobre et au début de novembre, aucune entente n'était intervenue avec des organismes responsables de l'habitation ou de la facture ou avec tout autre organisme pouvant favoriser l'intégration du PGEÉ en réseaux autonomes. M. Roberge attribuait notamment ce retard à des vols annulés, à des problèmes d'horaire ainsi qu'à des difficultés de consultation intervenues entre le Distributeur et les organismes contactés.

Monsieur Roberge

Pour ce qui est des communautés autochtones. Bon. On a une approche qui vise à la fois les quatre types de communautés. Donc, les Inuits avec les quatorze (14) villages du Nunavik; les Cris pour le village Whapmagoostui; et les Atikameks pour Obedjiwan et Wemotaci; et les Innus pour La Romaine. Au Nunavik, on a dès l'hiver dernier pris des contacts avec les organisations. Il y a des problèmes d'agenda, il y a des problèmes d'avion, il y a des problèmes de tempête de neige qui font que, des fois, on est obligé de reporter. Et reporter, ce n'est pas nécessairement au lendemain, ça veut dire dans quelques mois. Donc, la vitesse, ce n'est pas nécessairement celle qu'on souhaiterait. Mais en tout cas!

On a aussi travaillé avec la Société d'habitation du Québec qui est responsable de la livraison et de l'aide pour l'entretien des logements pour l'ensemble des quatorze (14) villages inuits au Nunavik.

On a rencontré Makivik à la fin du mois d'octobre, et on a rencontré l'Administration régionale de Kativik et l'Office municipal de Kativik au tout début novembre. On est à finaliser la formation d'un comité de travail, SHQ, et tout l'ensemble de ces gens-là pour adapter des besoins en fonction de l'ensemble ou de certains villages, dépendamment des caractéristiques, et de tenir compte aussi de certains éléments spécifiques qui ne sont pas toujours d'ordre économie d'énergie.

Quant aux villages de la Haute-Mauricie, nos gens de réseaux autonomes ont pris contact avec ces gens-là, mais on en est qu'à ce niveau. Et le retard est de notre côté. On n'a pas pu travailler sur la conception des programmes. Et les deux autres, on n'a pas de contacts spécifiques d'établis là-dessus.

(le GRAME souligne)

(Notes sténographiques du 5 décembre 2006, pp. 262-265)

Il est intéressant de constater que les commentaires recueillis par sondage auprès de l'*Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador* et présentés à la pièce C-8-14 concordent avec les informations fournies par M. Roberge lors de son témoignage du 5 décembre.

En effet, l'IDDPNQL œuvre, notamment dans les réseaux autonomes de la Haute Mauricie (Obedjiwan) et de la Romaine (Unamen Shipu), lesquels sont soit (1) à l'étape de « *conception des programmes* » ou (2) sans « *contacts spécifiques* », tel que le révèlent les extraits suivants de la pièce C-8-14:

Commentaires de l'Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador (Unamen Shipu)

[...]

2. In which autonomous energy network (Diesel Power Plant) are you associated or in which community, village or northern village do you live?

Answer: (Please refer to the table following)

Autonomous energy network (Diesel Power Plant)	X	Community, Village, or Northern Village
Lac-Robertson network		
Haute-Mauricie	X	Obedjiwan
Nunavik		
La Romaine	X	Unamen Shipu
Anticosti Island		
Magdalen Islands		

[...]

5. As a Community's organization or as "a leader" within your community, have you been reached by *Hydro-Québec* representatives in order to develop some local partnerships with regard to energy efficiency and/or energy saving programmes for your community or village?

YES	NO
	X

We have to contact them to make sure that they take our (read "Assembly of First Nations of Quebec") point of view and to be aware of what they are doing and developing for First Nations. Like it had been specified in the previous question, they don't deal with an organization, but rather with local communities.

6. Are you satisfy with the meetings, contacts or negotiations in progress to set up local partnerships in order to integrate these Hydro-Québec programmes for the benefit of your community or village? Please comment. (please check and comment):

YES	NO
	X

Answer

Comments:

Comments
They are supposed to contact us in 2007 to discuss the adaptation of their energy efficiency programs among First Nations communities.

- VII. In order to represent your situation, do you have some suggestions for the improvement of the actual Hydro-Québec programmes that we should present within the framework of our case in front of the *Régie de l'Énergie*, next December?

These suggestions could imply implementation delays, imposed constraints on the communities, special expenses or all other problems linked to your knowledge in the decreased of the efficiency of the implementation of these programmes within your community or village.

check and

YES	NO
X	

 Answer (please comment):

Comments
Energy efficiency usually implied minimal investments. Housing is a major problem among First Nations communities: overcrowded houses put pressures on houses' infrastructures, which are degrading rapidly. The first preoccupation being to build new houses, energy efficiencies on the old ones are not even considered. But the needs are there: better windows, better isolation, better air circulation, etc. But all this comes at a price which is simply not affordable for community with approximately 70% people not working at all...

8. Do you have suggestions for the development of partnerships with the local organizations which can carry out the Hydro-Québec programmes' mandate? *As an example, for instance, MAKIVIK in Nunavik could be the implementing actor of these programmes in the North.* Do you have knowledge of other potential partnerships?

Answer (please comment):

Comments
US ! (First Nations of Quebec and Labrador Sustainable Development Institute, through our Energy and climate changes project manager).

Considérant les difficultés encourues par le Distributeur dans la mise en œuvre des programmes du PGEÉ en 2006, le GRAME demande à la Régie de considérer les points suivants à l'égard de l'identification des partenaires pour l'intégration et l'adaptation du PGEÉ en réseau autonome

- ⇒ plus de transparence de la part du Distributeur
- ⇒ que le Distributeur présente lors du prochain dossier une liste des organismes qui pourraient être invités et ceux qui ont été invités en 2007 à collaborer à l'intégration du PGEÉ en RA
- ⇒ que soit considéré, notamment, l'IDDPNQL comme organisme invité à collaborer.

IV. Absence de la mise à jour des PEÉRA dans la preuve du Distributeur au dossier R-3610-2006 et erreur de forme ou de fond entre les dossier R-3584-2005 et R-3610-2006

Absence de la mise à jour des PEÉRA au dossier R-3610-2006

Les PEÉRA sont absents de la preuve du Distributeur, alors que ceux-ci devaient, selon le GRAME, être intégrés au PGEÉ. Les propos suivants, tenus par le Distributeur, à deux reprises, corroborent l'importance de ces programmes pour les réseaux autonomes et le GRAME prétend qu'ils soutiennent ses conclusions recherchées :

M. Roberge soulignait en ces termes, le 5 décembre dernier, l'importance des programmes en efficacité énergétique en réseaux autonomes (les PEÉRA) :

« Mais en réseaux autonomes, il y a des composantes qui sont importantes à prendre en considération. D'abord, on a des programmes généraux qui s'appliquent déjà en réseaux autonomes. »

(Note sténographiques du 5 décembre 2006, p. 161)

De plus, dans ses réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie (HQD-16, document 1, pp. 182-183), le Distributeur s'exprime ainsi :

Demandes

90.1 Compte tenu des particularités de chacun des réseaux autonomes, des coûts évités et des considérations climatiques dont le Distributeur fait état dans sa preuve, veuillez fournir pour chaque programme les bonifications des aides financières différenciées selon les régions, en justifiant ces bonifications par région.

R. [...]

Ajoutons que tous les facteurs mentionnés dans la demande R-3584-2005, HQD-1, document 2, soit :

[...]

• page 9 lignes 14 à 19, (appui aux programmes d'utilisation efficace de l'énergie encourageant le chauffage au mazout).

[...]

• page 11 lignes 1 à 10 (partenariat incontournable avec des intervenants locaux : magasins généraux, organismes responsables de l'habitation, conseils de bande et autres organismes locaux) interviennent à des degrés divers, souvent évalués en termes qualitatifs plutôt que quantitatifs, selon la communauté et le territoire.

Le Distributeur considère l'ensemble de ces facteurs, pour chacune des communautés, afin de déterminer l'approche commerciale la plus appropriée pour chaque territoire. De plus, les développements en cours ainsi que la mise en œuvre des programmes permettront de raffiner la connaissance du milieu ainsi que l'approche du Distributeur.

(Le GRAME souligne)

Le GRAME soutient que les PEÉRA, tels qu'apparaissant au dossier R-3584-2005, auraient dû faire partie de la preuve du Distributeur au présent dossier. Les informations relatives aux PEÉRA auraient dû être mises à jour et faire l'objet d'un suivi. Le GRAME recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il remédie à ce manque lors de la prochaine demande d'autorisation du budget du PGEÉ.

De plus, le GRAME soutient que les coûts évités suite aux économies d'énergie réalisées dans le cadre des PEÉRA pourraient être utilisées à titre de bonification des programmes du PGÉE visant ces mêmes clientèles.

Erreur de présentation ou de fond

Une erreur de présentation ou de fond s'est introduite, soit au dossier R-3584-2005 ou dans les propos tenus par M. Roberge à la réponse à une question du GRAME en audience (Notes sténographiques du 6 décembre 2006, p. 76).

Selon la figure B.1, les trois composantes majeures des PEÉRA seraient : la compensation financière versée aux clients pour l'achat de mazout, l'aide financière pour l'acquisition de systèmes au mazout et celle pour l'entretien et le dépannage de ces systèmes. Ils sont régis notamment par des ententes ou conventions entre le Distributeur et les communautés Attikameks, Inuits et Cries (note 3).

Figure B.1, Programmes d'utilisation efficace de l'énergie des RA en vigueur au 15 septembre 2005

Programmes d'utilisation efficace de l'énergie - Réseaux Autonomes en vigueur au 15 septembre 2005			Compensation ¹	Aide financière			Entretien & dépannage	
			%	Conversion	Nouvelle construction	Remplacement	Entretien annuel	Dépannage réparation
Territoire	PEE	Clientèle						
Nunavik	Cri ²	Résidentiel	30%					
		Affaires						
	Makivik ³	Résidentiel	30%				X	X
		Affaires	30% Propane ⁴				X	X

NOTES : (1) La compensation varie en fonction des tarifs d'électricité; (2) Aucun programme n'est disponible pour les clients du réseau Lac-Robertson

(3) Les programmes sont inclus dans des ententes ou convention entre Hydro-Québec et les communautés concernées

(4) Compensation pour le gaz propane en certains usages commerciaux comme la cuisson, salle d'attente

5

Notes: (1) La compensation varie en fonction des tarifs d'électricité, (3) Les programmes sont inclus dans des ententes ou conventions entre HQD et les communautés concernées

Pourtant, M. Roberge mentionnait le 6 décembre dernier que :

Les programmes commerciaux auxquels vous faites référence s'appliquent donc qu'aux endroits où les gens ont le droit de chauffer à l'électricité, et s'ils adhèrent à du chauffage au mazout, nous leur accordons une compensation pour faire en sorte que ça leur coûtera au moins trente pour cent (30 %) de moins que s'ils avaient chauffé à l'électricité.

Il y a donc un prix de rabais du mazout pour ces gens-là; ça s'applique entre autres aux Îles-de-la-Madeleine, mais ça ne s'applique pas entre autres au Nunavik puisqu'au Nunavik on n'a pas le droit de chauffer à l'électricité.

Q. [70] Donc, si je comprends bien, au Nunavik il n'y aurait pas de compensation.

(le GRAME souligne)

(Notes sténographiques du 6 décembre 2006, p. 76)

Sur la base des renseignements fournis lors de l'audience R-3584-2005, donc, le GRAME soutenait dans son mémoire sur les réseaux autonomes dans le présent dossier que la compensation pour le mazout au Nunavik n'était probablement pas très importante puisque la tarification dissuasive s'appliquait sur ce territoire. En effet, les données présentées à la figure B.1, ci-dessus, laissaient croire qu'une telle compensation existe pour le Nunavik et quelle faisait partie d'ententes avec les communautés responsables de l'habitation.

Discussion

Au dossier R-3584-2005, le GRAME, à l'instar de CETAF-AQLPA-SÉ, avait prétendu qu'il y avait iniquité entre les réseaux autonomes, notamment, parce qu'une tarification dissuasive s'appliquait et que s'il y avait remboursement, celui-ci ne devait pas être significatif. À cette prétention, le Distributeur rétorquait ***que la compensation s'applique au tarif de base et qu'à partir de trente-trois sous (33¢) le litre de mazout la compensation est versée***, réduisant la portée de notre argumentation et provoquant un doute sur la crédibilité du témoignage de l'organisme à l'effet qu'il existe réellement une iniquité entre réseaux autonomes.

Le Distributeur mettait aussi en doute l'argumentation de l'organisme de cette manière :

Q. [185] Et vous n'avez fait aucune démarche pour vérifier auprès des communautés visées si le programme s'appliquait à l'heure actuelle, est-ce exact?

Il semblerait, à la lumière des informations fournies au présent dossier, que les informations fournies par le Distributeur au précédent dossier (R-3584-2005) étaient en partie inexactes.

Le GRAME avait au présent dossier fait des démarches pour vérifier auprès des communautés visées si le programme s'appliquait à l'heure actuelle. La preuve qui faisait état de ces démarches, soit la pièce C-8-13, n'a pas été admise par la Régie dans la présente audience.

Nous avons noté aussi que l'ensemble de la clientèle du Nunavik et du Whapmagoostui est privée de certaines des aides disponibles au sud du cinquante-troisième (53e) parallèle. De notre compréhension, non seulement il y a des disparités entre les RA, des disparités entre les programmes offerts, mais il y a aussi des programmes qui seraient offerts et qui ne seraient pas livrés.

Alors, c'est ça, de notre compréhension, la compensation du trente pour cent (30 %) est applicable à une tarification de onze cents le kilowattheure (11 ¢/kWh) pour la deuxième tranche, compte tenu du prix actuel du mazout d'environ de quatre-vingt-cinq cents le litre (85 ¢/l), je pourrais modifier ici pour quatre-vingt-trois cents (83 ¢) selon les dernières données qui m'ont été fournies. **Des calculs qui ont été faits, la compensation serait inapplicable au nord du cinquante-troisième (53e) parallèle, peut-être pas dans tous les cas mais selon une tarification électrique de vingt-sept cents le kilowattheure (27 ¢/kWh) et du prix du mazout.**

C'est quelque chose que nous avons tenté de clarifier en première journée avec le Distributeur mais nous considérons ne pas avoir reçu les réponses satisfaisantes pour conclure dans un autre sens que celui qui vous est présenté maintenant. Nous invitons le Distributeur à nous fournir plus d'information à ce sujet si, effectivement, il y a effectivement des fonds qui sont versés dans le cadre de ce programme-là.

Alors notre recommandation numéro 2, **nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de généraliser l'ensemble des aides offertes par les PEÉRA à tous les réseaux autonomes, et dès ce présent dossier.** Nous demandons aussi d'appliquer la compensation mazout à toute la clientèle au nord du cinquante-troisième (53e) parallèle, tel que l'entente qui est intervenue avec la communauté du village de Whapmagoostui, qui a été mentionnée, je pense, à la première journée de l'audience.

Référence : Dossier R-3584-2005, notes sténo., volume 3, PANEL CETAF-AQLPA-SÉ/GRAME, 22 février 2006 Contre-interrogatoire, Me J.-O. Tremblay, pages 210 et 211
Q. [185] **Et vous n'avez fait aucune démarche pour vérifier auprès des communautés visées si le programme s'appliquait à l'heure actuelle, est-ce exact?**

R. Non, je n'ai pas fait ça.

Q. [186] **Je vous soumettrai que la compensation s'applique au tarif de base et qu'à partir de trente-trois sous (33¢) le litre de mazout la compensation est versée?**
(...).

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je tiens à souligner c'est la troisième fois que mon confrère fait ça qu'il se sert de son interrogatoire pour témoigner, c'est-à-dire ce n'est pas en... ce que mon confrère affirme. Il a demandé au témoin s'il avait un commentaire là-dessus mais ce n'était pas en preuve. Si mon confrère veut le mettre en preuve demain ça sera à lui de le faire mais pour l'instant ce n'est pas en preuve.

Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

Ce n'est pas le but. **Le but d'un contre-interrogatoire c'est justement de soulever des failles dans la crédibilité des témoins et dans le rapport.** Ce n'est pas d'introduire de la preuve. J'espère que je n'ai pas induit la Régie en erreur, c'est une tactique courante en contre-interrogatoire.

(Notes sténographiques du 22 février 2006, volume 3, GRAME-CETAF-AQLPA-SÉ, p. 181)

Quoi qu'il en soit, l'information obtenue par le GRAME, lors des périodes de questions, a permis au GRAME d'obtenir de l'information corroborant une partie de sa preuve et lui permettant d'argumenter, non pas sur la base de la pièce C-8-13, mais sur la nouvelle information fournie par les panels 3 et 5 du Distributeur.

Nos conclusions demeurent donc sensiblement les mêmes.

Iniquité entre les réseaux autonomes

Le GRAME réitère, comme au dossier R-3584-2005, que les programmes en PEÉRA ne sont pas équitables entre réseaux autonomes, puisque aucun nouvel intrant n'est disponible au présent dossier concernant les PEÉRA.

Le GRAME est d'avis qu'il est temps de mettre fin définitivement à ce doute raisonnable qui perdure depuis le dossier R-3584-2005.

Le GRAME demande donc pour fin de vérification que la Régie exige du Distributeur qu'il fournisse à la Régie une copie de ces ententes lors du prochain dossier.

À défaut de pouvoir les fournir

que le Distributeur nous fournisse les sommes monétaires qui sont effectivement versées en compensation pour chaque réseau séparément.

Et

qu'il mette à jour la Figure B.1. Programmes d'utilisation efficace de l'énergie des RA en vigueur au 15 septembre 2005, et la dépose lors prochain dossier

Et qu'enfin

les mêmes avantages et programmes en efficacité énergétique (PEÉRA) soient offerts, par souci d'équité entre réseaux autonomes, à toute la clientèle desservi en RA.

La décision interlocutoire D-2006-156

La Régie, dans sa décision interlocutoire, rejetait une partie de la preuve du GRAME :

La Régie rejette donc du dossier la pièce C-8.13 GRAME et ses annexes I et II, de même que les pages 14 à 17 de la pièce C-8.12 GRAME

Cela a une incidence sur la pertinence et la valeur probante d'une partie du mémoire du GRAME sur les réseaux autonomes (pièce C-8.12 GRAME) puisque le GRAME réfère à l'enquête Varin (C-8.13 GRAME) dans son mémoire. Il s'agit en fait des pages 17 à 20 et 21 à 30 de ce mémoire.

Nous soumettons respectueusement à la Régie que la décision interlocutoire D-2006-156, en page 7, mentionne qu'aux pages 21 à 30, le GRAME fait référence au rapport de M. Jean-Marc Varin. Dans les faits, ces pages traitent plutôt d'un mécanisme de calcul de la bonification des programmes du PGEÉ intégrant les coûts évités des PEÉRA et ne réfère aucunement au rapport de M. Varin.

D'autre part, le GRAME soumet respectueusement que les pages 14 à 17 de la pièce C-8-12 ne font en aucun cas référence à la pièce C-8-13, mais plutôt à la pièce C-8-14 ayant été préparée sous la responsabilité exclusive de Mme Nicole Moreau et ayant été admise en preuve par la Régie. Mme Moreau était disponible pour répondre aux questions du Distributeur lors du panel du 12 décembre dernier sur cette pièce. D'autre part, le GRAME précise que le Distributeur a interrogé le GRAME sur cette pièce dans le cadre de sa demande de renseignements et qu'il n'a pas demandé le rejet de cette pièce. Il s'agit donc possiblement d'une erreur de la part de la Régie sur les pièces déposées par le GRAME.

Le GRAME soumet à la Régie que la pièce C-8-12 ne s'appuie pas sur les informations se trouvant dans la pièce C-8-13, mais plutôt sur la preuve du Distributeur disponible au dossier R-3584-2205 et sur la pièce C-8-14 pour les pages 14 à 17.

Pour ces raisons, le GRAME demande à la Régie d'admettre la pièce C-8-12 en entier. Le GRAME demande à la Régie de considérer en preuve lors de sa prise de décision les pages 14 à 17 et 21 à 30 de la pièce C-8-12 GRAME.

V. Le mécanisme de calcul de bonification qui tiendrait compte du coût évité associé aux économies d'énergie en réseaux autonomes

Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit élaborer un mécanisme de calcul de bonification, bien que ce dernier prétende qu'il ne peut élaborer un mécanisme tel que demandé par la Régie, puisque les coûts évités ne constituent pas les seuls facteurs à prendre en compte.

Prix du mazout : un coût évité important

Par conséquent, le GRAME propose que le Distributeur prenne aussi en compte la compensation de 30% du prix du mazout, à titre de coût évité, dans le mécanisme de calcul de la bonification. Il croit que les montants épargnés par cette mesure devraient être réinvestis en vue de la bonification du PGEÉ en RA afin de refléter les véritables économies réalisées en réseaux autonomes.

Interventions commerciales et la tarification dissuasive

La Régie a demandé au Distributeur au dossier R-3584-2005 (HQD-4, doc. 1, p. 46, question 21.1) de lui confirmer (1) qu'une tarification dissuasive était en vigueur au nord du 53^{ème} parallèle, donc au Nunavik et que (2) les économies d'énergie dues à cette tarification dissuasive était effectivement créditées au PGEÉ adapté aux réseaux autonomes et (3) à quels programmes ces économies étaient rattachées.

Selon notre compréhension, la Régie souhaitait comprendre comment les PEÉRA permettraient de bonifier les programmes du PGEÉ, ou éventuellement être utilisés afin de bonifier les programmes et d'augmenter les économies réalisées en RA.

Compte tenu des éléments précédents et notamment de la réponse du Distributeur à la Régie (HQD-16, doc. 1, Q.90.1, pp. 182-183), le GRAME a donc pris en compte l'ensemble des facteurs énumérés dans la demande R-3584-2005, HQD-1, document 2, de même que ses annexes afin d'appuyer ses propos sur l'approche commerciale et la mise en place d'un mécanisme de bonification de l'aide financière différenciée en réseaux autonomes.

Le GRAME prétend qu'un mécanisme de calcul de bonification devrait intégrer les coûts évités résultant à la fois des PEÉRA et de l'adaptation du PGEÉ en RA. Le GRAME prétend qu'un tel mécanisme doit être déposé devant la Régie lors du prochain dossier. Le GRAME demande donc à la Régie d'exiger du Distributeur le dépôt d'un tel mécanisme.

Le GRAME soutient qu'un mécanisme de calcul de bonification respectant le seuil de rentabilité pourra inclure, notamment, les points suivants

- ⇒ **Les coûts évités par les économies d'énergie réalisées par les programmes du PEÉRA et du PGEÉ en RA**
- ⇒ **La réduction du remboursement pour la compensation de 30 % du mazout suite aux économies réalisées par le PGEÉ en RA**
- ⇒ **Les coûts évités résultant de la tarification dissuasive.**

NOVOCLIMAT – RÉSEAUX AUTONOMES

Le GRAME souhaite que la Régie demande au Distributeur qu'il s'assure que les ressources locales accréditées soient suffisantes afin de faciliter l'accréditation d'unités Novoclimat pour tous les territoires desservis par les réseaux autonomes et pour chacun des réseaux autonomes.

PROGRAMME INITIATIVES – BÂTIMENTS – RÉSEAUX AUTONOMES

Selon le Distributeur une bonification de l'aide financière a été intégrée au programme Initiatives – Bâtiments en réseaux autonomes. La bonification est de + 100 % pour la première tranche et de + 50 % pour les tranches 2 et 3. « *Coûts évités le permettent tout en considérant les coûts de commercialisation* » (Référence : HQD-16, doc. 1, p. 185).

Le GRAME demande à la Régie d'approuver cette bonification de l'aide financière applicable aux réseaux Anticosti, Nunavik, Haute Mauricie et La Romaine.

INVESTISSEMENTS REQUIS AUX PROGRAMMES DU PGEÉ

C'est en réseaux autonomes que les coûts évités sont les plus grands proportionnellement, puisque les revenus requis sont nettement supérieurs aux revenus réels des RA, ce qui a

engendré un déficit de 154,6 M\$ en l'an 2005, de 163,6 M\$ en 2006 et de 156,5 M\$ en 2007 pour des revenus de ventes respectivement de 22.1 M\$ en 2005, de 23 M\$ en 2006 et de 23.5 M\$ en 2007¹⁰.

Ces déficits récurrents seraient causés, notamment, par le prix élevé du mazout, lequel est identifié séparément dans les charges des coûts de distribution et de services à la clientèle. En effet, les coûts du carburant pour l'année 2005 étaient de 55.3 M\$, de 66.8 M\$ en 2006 et de 89.1 M\$ pour l'année témoin 2007¹¹. Ces coûts représentent, pour l'année 2007, plus de 3% des coûts totaux de distribution et de services à la clientèle et ce, uniquement pour les achats de combustible. À ces coûts s'ajoute ceux du tronc commun, du réseau de distribution et du fonctionnement des centrales au diesel en réseau autonome.

Le GRAME est d'avis qu'il est temps d'augmenter ces investissements dès le présent dossier. Le GRAME souhaiterait que l'aide aux programmes du PGEÉ soit majorée pour tenir compte des résultats d'une méthode calcul de la bonification des programmes du PGEÉ en RA.


JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL

Le GRAME demande à la Régie d'approuver et d'encourager le jumelage éolien-diesel aux Îles de la Madeleine et pour Inukjuak, dans le Nunavik.

Le GRAME souhaite que la Régie demande au Distributeur d'examiner le jumelage éolien-diesel pour tous les réseaux autonomes dès le prochain dossier tarifaire.

Le GRAME souhaite que la Régie demande au Distributeur que ces projets soient présentés aux communautés hôtes (consultation et information) et qu'une consultation soit toujours menée en territoire autochtone, notamment lorsque cela s'applique, selon les principes élaborés dans le Protocole de consultation de l'APNQL.

Le tout respectueusement soumis,


 Mé. Kateri Beauhè-Bélisle
 Procureur du GRAME

¹⁰ R-3610-2006, HQD-6, doc. 2, page 4 de 4.

¹¹ R-3610-2006, HQD-7, doc. 2, page 7 de 21.