

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1
DU GRAME**

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

1. Référence(s) : HQD-1, doc. 1, p. 5 de 18.

Préambule :

On comprend que l'hiver plus doux serait responsable de 2,5 TWh sur les 4,3 TWh de baisse de la demande par rapport aux prévisions.

Demande(s) :

1.1) Quelle proportion des 1,8 TWh restants est due à la « conjoncture économique plus difficile pour les clients industriels » et quelle portion (en GWh et en pourcentage) est due aux « économies d'énergie dégagées du PGEÉ supérieures aux attentes »? Cela inclut-il des économies d'énergie non attribuables au PGEÉ? Si oui, dans quelle proportion?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer au-delà de l'impact de la température, évalué à -2,1 TWh¹ quelle part est attribuable à la conjoncture économique plus difficile et à l'efficacité, ces volumes étant traités globalement.

Notons que la température beaucoup plus douce explique malgré tout près de 50 % de l'écart.

1.2) Le présent dossier est-il fait en prévoyant une année « normale » côté températures hivernales? Si NON, Quel serait l'impact d'un hiver normal sur les besoins en approvisionnement et leurs coûts anticipés?

Réponse :

Les données prévisionnelles du dossier tarifaire sont des données réelles en ce qui concerne l'année historique, des données comprenant quatre mois réels et huit mois normalisés projetés pour l'année de base et des données normalisées totalement projetées pour l'année témoin.

2. Référence(s) : HQD-1, doc. 1, p. 8 de 18.

¹ Et non -2,5 TWh tel qu'indiqué par erreur à la page 5 de la pièce HQD-1, document 1.

Préambule :

« Par ailleurs, les conditions climatiques plus clémentes et la croissance moins forte que prévue contribuent à réduire les coûts d'approvisionnement prévus pour l'année 2006 de 182 M\$.»

Demande(s) :

2.1) Quelle part des 182 M\$ est due aux TWh économisés grâce au PGEÉ?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette demande, le calcul du compte de *pass-on* sur les approvisionnements étant réalisé au niveau des coûts et des volumes agrégés d'achat d'électricité postpatrimoniale.

2.2) Quelle part est due spécifiquement à une baisse des besoins en puissance? Quelle fut la baisse constatée relativement aux prévisions et ses impacts financiers?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer ce qui est relié à la puissance ou à l'énergie. L'objectif du *pass-on* est de comptabiliser les écarts de coûts d'approvisionnement entre ce que le Distributeur a projeté et ce qu'il a réellement dépensé dans une année en distinguant les écarts de volume, les écarts de prix et l'effet revenus.

2.3) Quel aurait été le coût d'approvisionnement estimé par HQD d'un (1) TWh de consommation additionnel réparti relativement uniformément dans l'année? De 0,5 TWh?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à de telles évaluations.

Cependant, en posant comme hypothèses que la hausse des besoins additionnels est répartie selon le même profil que les besoins prévus pour 2006 et que le prix d'achat correspond au

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

coût unitaire des approvisionnements postpatrimoniaux anticipé pour l'année 2006, alors le coût d'achat de 1,0 TWh de besoins supplémentaires à approvisionner pour l'année 2006 serait de 108,4 M\$.

De la même manière, le coût d'achat de 0,5 TWh de besoins supplémentaires à approvisionner pour l'année 2006 serait de 54,2 M\$.

2.4) Quel aurait été le coût pour HQD d'un besoin additionnel de puissance de 500 MW de pointe durant les 50 h et les 300 h les plus coûteuses?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à de telles évaluations.

Cependant, en supposant un coût unitaire de 2,5 \$/kW-mois (i.e. 10 \$/kW-hiver), alors le coût d'achat de 500 MW de puissance additionnelle à approvisionner pour l'année 2006 serait de 1,25 M\$.

2.5) Même question mais pour 1000 MW?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à de telles évaluations.

Cependant, en supposant un coût unitaire de 2,5 \$/kW-mois, alors le coût d'achat de 1 000 MW de puissance additionnelle à approvisionner pour l'année 2006 serait de 2,5 M\$.

3. Référence(s) : HQD-1, doc. 1, p. 9 de 18.

Préambule :

« A cet effet, le Distributeur propose d'intégrer dès 2007 le coût annuel de transport récemment autorisé mais de reporter le solde non récupéré des années

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

2005 et 2006, soit 340 M\$ plus les intérêts, sur un maximum de trois ans débutant en 2008. »

Demande(s) :

3.1) Quelles sont les fluctuations de tarifs anticipées pour les 5 prochaines années, en incluant et en excluant le compte reporté de 340 M\$ (avec un scénario où il serait entièrement facturé en 2007)?

Réponse :

Les données qui suivent, tirées du cadre financier du Distributeur, portent sur l'horizon du plan stratégique d'Hydro-Québec, c'est-à-dire sur la période 2006-2010.

Le Distributeur tient à souligner qu'une certaine prudence doit toutefois être exercée dans l'interprétation de ces résultats. En effet, malgré la cohérence de l'ensemble des hypothèses et paramètres utilisés dans l'exercice de prévision à long terme, plusieurs variables pourraient changer et avoir un impact important sur les résultats.

Le cadre financier sur lequel s'appuie le présent dossier tarifaire dispose du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M \$ + intérêts) sur une période de 3 ans, de 2008 à 2010. Les hausses tarifaires anticipées sont les suivantes :

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 215	10 696	11 047	11 178
Hausses tarifaires requises	2,8%	3,5%	2,5%	0,1%

Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M \$ + intérêts) entièrement en 2007, les hausses tarifaires anticipées auraient été de l'ordre de :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 570	10 546	10 900	11 041
Hausses tarifaires requises	6,7%	-0,4%	0,1%	0,4%

3.2) Pourquoi ne pas commencer en 2007 à intégrer le compte de frais reporté? Quel en serait l'impact (en M\$ et en % de hausse) avec l'hypothèse d'un premier paiement sur 3 ans? Un sur 2 ans?

Réponse :

Le coût du service de transport 2007 par rapport au coût de 2006 est en hausse de 7,4 %, et cela en ne considérant que la hausse annuelle courante. À lui seul, cet élément contribue à près de 1,9 % des 2,8 % d'ajustement tarifaire requis afin de rencontrer le coût de service 2007, soit plus des 2/3 de l'ajustement. C'est pourquoi le Distributeur a considéré raisonnable de limiter à cette hauteur l'ajustement requis au titre du service de transport, compte tenu des autres besoins du Distributeur à l'égard de l'année 2007, notamment les besoins marqués en matière d'entretien du réseau. Le scénario envisagé par le Distributeur présente également l'avantage d'une plus grande stabilité des tarifs. Voir également la réponse du Distributeur à la question 13 de CETAF-AQLPA-SÉ (HQD-16, document 4).

Par ailleurs, le Distributeur réitère son intention de proposer dans son prochain dossier tarifaire, une stratégie spécifique quant à l'intégration des coûts reportés de transport qui, rappelons-le, contiennent la hausse de deux années complètes et non d'une seule (voir HQD-1, document 1, page 9).

Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M \$ + intérêts) sur une période de 3 ans, de 2007 à 2009, les hausses tarifaires anticipées auraient été de l'ordre de :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME***

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 335	10 669	11 027	11 042
Hausses tarifaires requises	4,3%	2,5%	1,6%	-1,2%

Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M \$ + intérêts) sur une période de 2 ans, de 2007 à 2008, les hausses tarifaires anticipées auraient été de l'ordre de :

	2007	2008	2009	2010
Revenus requis	10 395	10 729	10 904	11 042
Hausses tarifaires requises	4,9%	2,6%	-0,3%	-0,6%

3.3) Quel en seraient les montants et les intérêts payés par les clients avec le scénario proposé par le Distributeur et avec les scénarios précédents (paiement sur 3 ans mais commençant en 2007, paiement sur 2 ans débutant aussi en 2007)?

Réponse :

La somme des montants et des intérêts payés par les clients, inclus dans les revenus requis, correspond au total de l'amortissement et du rendement sur la base de tarification.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

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>						

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

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>						

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

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>						

4. Référence(s) : HQD-1, doc. 1, p. 12 de 18.

Préambule :

« Plusieurs pistes d'amélioration ont déjà été identifiées totalisant environ 20 M\$, dont certaines seront déployées des 2006. Ces pistes couvrent un large éventail d'activités, visant autant les services à la clientèle que les activités de distribution. »

Demande(s) :

4.1) Pouvez vous détailler ces pistes et les résultats anticipés?

Réponse :

La pièce HQD-3, document 1, pages 28 à 30 présente les différentes pistes d'efficacité totalisant environ 20 M\$.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

5. Référence(s) : HQD-1, doc. 1, p. 12 de 18.

Préambule :

« À Ce effet, un comité a été instauré spécifiquement afin d'encadrer étroitement la conduite des activités dans ce domaine .»

Demande(s) :

5.1) Qui siège sur ce comité et quel est son mandat?

Réponse :

Le comité est présidé par le président de la Division. Plusieurs des relevants du président siègent sur le comité. Le mandat vise à analyser, par processus, l'évolution des besoins d'affaires, du niveau et de la qualité de service et des coûts par activité, en vue de proposer des pistes d'action permettant d'améliorer l'efficacité des processus. Des détails sur l'approche proposée sont présentés à partir de la page 25 de la pièce HQD-3, document 1.

6. Référence(s) : HQD-2, doc. 2, p. 6 de 25.

Préambule :

« Compte tenu de la diminution des besoins en novembre et décembre, en raison notamment d'une température plus clémente que la normale, le Distributeur a toutefois revendu 178 GWh des approvisionnement de base contractés. »

Demande(s) :

6.1) A quel prix moyen le Distributeur a-t-il revendu ses approvisionnements de base? Quel fut le prix le plus élevé obtenu pour un kWh? À qui ont-ils été revendus?

Réponse :

Le revenu moyen pour les ventes des surplus d'approvisionnement de base, au cours du dernier trimestre de 2005, est de 85,39 \$CA/MWh.

Ce prix correspond à la moyenne des prix de marché pondérés par les volumes revendus.

Le Distributeur a utilisé les services d'Hydro-Québec Production pour se départir de ses surplus d'approvisionnements de base.

6.2) Quelle serait la hausse anticipée en 2008 si l'hiver 2007 s'avérait renouer avec les normales, en tenant compte de votre scénario pour l'attribution des frais reportés pour les tarifs de transports?

Réponse :

Le Distributeur rappelle que les prévisions de la demande et des approvisionnements sont toujours effectuées à conditions climatiques normales.

Selon les plus récentes prévisions qui ont servi à la préparation du Plan stratégique 2006-2010, ajusté en date du 15 septembre, la demande de hausse tarifaire prévue pour le 1^{er} avril 2008 serait de 3,5 % dans la mesure où la majoration de tarifs de 2,8 % au 1^{er} avril 2007 est approuvée par la Régie.

7. Référence(s) : HQD-2, doc. 2, p. 8 de 25.

Préambule :

« Le coût moyen des approvisionnements post-patrimoniaux de l'année 2005 s'est élevé à 7,2 ¢/kWh, comparativement à un coût moyen de 7,5 ¢/kWh anticipé lors de la requête tarifaire 2005-2006. »

Demande(s) :

7.1) Quels furent les coûts des kWh les plus chers acquis par HQD?

Réponse :

Les prix payés par le Distributeur reflètent les conditions de marché au moment de l'achat.

8. Référence(s) : HQD-2, doc. 2, p. 13 de 25.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

Préambule :

« Ainsi, au cours de cette période, le facteur d'utilisation de ces contrats a été de 9 %. »

Demande(s) :

8.1) Que veut dire le Distributeur? Que seulement 9% de l'énergie réservée a été effectivement acquise et payée?

Réponse :

Le Distributeur veut dire qu'il a acquis 9 % de l'énergie pouvant être acquise dans le cadre des contrats de base assortis de l'option de réduction des quantités.

Par ailleurs, tel qu'entendu dans les documents d'appels d'offres de court terme visant l'acquisition de produits avec option de réduction des quantités, les soumissionnaires soumettent un ensemble de prix (pointe et hors pointe) pour l'énergie qui sera programmée et un ensemble de prix (pointe et hors pointe) pour l'énergie qui ne sera pas programmée.

Lorsqu'il acquiert de l'énergie, le Distributeur paie le prix de l'énergie « programmée ». Lorsque l'énergie n'est pas acquise, le Distributeur paie la différence lorsque positive entre le prix « non programmé » et un marché DAM de référence. Si la différence est négative, 90 % du résultat est crédité au Distributeur.

9. Référence(s) : HQD-2, doc. 2, p. 15 de 25.

Préambule :

« Les hypothèses relatives aux caractéristiques de consommation proviennent des historiques mensuels de la demande d'électricité, de mesures des profils de consommation, de modèles de simulation de la demande horaire de certains usages et d'autres indicateurs pertinents tels, par exemple, les degrés-jours de chauffage. »

Demande(s) :

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

9.1) Dans le présent dossier, est-ce que le Distributeur a réalisé ses calculs en supposant que le point de chauffe est maintenant de 15°C ou de 18°C?

Réponse :

Dans le présent dossier, le Distributeur a établi la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux à partir d'une moyenne des degrés-jours mensuels de chauffage basés sur une température de référence de 18°C pour le secteur Domestique et Agricole et de 15°C pour le secteur Général et Institutionnel.

9.2) Si la température de référence retenue est belle et bien de 18°C, pouvez-vous nous indiquer les principaux chiffres qui seraient modifiés si l'ancienne température de référence de 15°C était retenue à la place? Quel serait notamment l'impact sur les besoins de chauffage et sur les besoins de pointe?

Réponse :

Si la température de référence de 15°C, au lieu de 18°C, était retenue pour le chauffage au secteur Domestique et Agricole, les impacts sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver seraient très semblables à ceux identifiés par le Distributeur en réponse à la demande de renseignements du GRAME de la cause R-3579-2005 (HQD-14, document 5, question 5.2, pages 14-15).

9.3) Quels secteurs et quels usages seraient surtout touchés?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 9.2).

10. Référence(s) : HQD-15, doc. 1, p. 7,8 de 72.

Préambule :

« Ainsi, il prend acte de la décision de l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) de ne pas concevoir, développer et mettre en œuvre un programme suite à l'expérience négative du projet pilote ÉnerGuide pour les ménages à budget modeste. Il prend également acte des décisions du gouvernement fédéral

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

d'abolir unilatéralement, sans remplacement, du moins dans l'immédiat, le programme ÉnerGuide pour les maisons et les volets de rénovations éconergétiques du Programme d'aide à la remise en état des logements (PAREL). »

Demande(s) :

10.1) HQD peut-il indiquer l'impact de l'abolition de chacun de ces programme sur ses propres programmes et sur l'offre en efficacité énergétique?

Réponse :

L'abolition de ces programmes est à l'origine d'ajouts importants aux intentions du Distributeur dans le cadre du programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* :

- **L'ajout de mesures de rénovation au volet social du programme dès l'automne 2006 ;**
- **L'intégration de mesures de rénovation au volet communautaire du programme, lequel est en conception et sera traité désormais distinctement du volet social ;**
- **L'ajout d'un volet privé au programme, aussi en conception, axé sur les mesures de rénovation en complément au programme Budget modeste de l'AEÉ qui couvre les mesures comportementales, les équipements légers et les thermostats électroniques.**

Voir les précisions données aux lignes 20 à 28 de HQD-15, document 1, page 35 de 72, (pour le volet social) ainsi qu'à la section « Volets logements communautaires et privés - Modalités du programme » de HQD-15, document 1, pages 37 et 38 de 72.

10.2) HQD peut-il décrire ce qu'il a fait afin de compenser à la coupure du programme fédéral ÉnerGuide et l'impact sur la participation et sur les économies d'énergies qui résulte de la baisse de l'offre combinée (ex-fédérale + Hydro-Québec)?

Réponse :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

Voir la réponse du Distributeur à la question 10.1 pour ce qui est des ménages à faible revenu.

Concernant *ÉnerGuide* (clientèle régulière), le Distributeur a répondu à cette question dans la section 5.1.4 - *Service ÉnerGuide pour les maisons*, aux pages 42 et 43 de 72 de HQD-15, document 1.

11. Référence(s) : HQD-15, doc. 1, p. 9 de 72.

Préambule :

Thermostats électroniques

Demande(s) :

11.1) Est-ce que les 7,2 GWh dus au nouveau volet Rénovation - logements communautaires et privés (+7,2 GWh) incluant également des thermostats électroniques? Si oui, quelle portion des 7,2 TWh leur est attribuable?

Réponse :

Un gain unitaire préliminaire de 4 000 kWh/an par projet a été associé aux volets communautaire et privé du programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu*, en considérant des mesures d'enveloppe thermique. La mesure « thermostats électroniques » n'a pas été prise en compte, pour l'instant, dans ces deux volets du programme pour la raison suivante : les ménages visés par ces deux volets et qui reçoivent une facture d'électricité sont admissibles au programme *Budget modeste* de l'AEÉ, lequel couvre déjà la mesure thermostats électroniques.

L'un des défis auxquels le Distributeur fera face dans sa conception des volets communautaire et privé du programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* sera d'éviter le chevauchement de mesures entre ses programmes de même qu'avec ceux de ses partenaires et de simplifier le plus possible l'offre globale faite aux ménages à faible revenu. À cet effet, des mesures administratives sont prises pour éviter un

double comptage des économies d'énergie et un double versement de l'aide financière.

11.2) Combien de thermostats électroniques sont des thermostats programmables, et ce – si possible – en distinguant le marché UDT et celui du multilogement?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 11.1.

12. Référence(s) : HQD-15, doc. 1, p. 9 de 72.

Préambule :

« (...) le report de la date d'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation touchant les normes de construction des bâtiments au printemps 2008 plutôt qu'à l'automne 2007 (- 20 GWh). »

Demande(s) :

12.1) HQD peut-il expliquer où en est rendue cette réglementation tant attendue, ce qui explique ce nouveau retard et quelles sont les assurances que celle-ci soit effectivement en vigueur au printemps 2008?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 26 de CETAF-AQLPA-SÉ (HQD-16, document 4).

13. Référence(s) : HQD-15, doc. 1, p. 10 de 72.

Préambule :

« (...) un plan d'évaluation pour chacun des programmes du PGEÉ des marchés résidentiel et affaires permettant de mesurer entre autres éléments le taux de satisfaction et la notoriété des programmes et d'anticiper la tendance des programmes;

- une analyse des projets des programmes *Appui aux initiatives* effectuée

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME***

régulièrement à trois (3) niveaux : les projets validés et les projets approuvés, permettant au Distributeur d'évaluer le potentiel ; »

Demande(s) :

13.1) Le Distributeur peut-il faire la sommation des kWh qui auraient pu être économisés d'après les promoteurs des projets qui ont été présentés, pour l'ensemble de projets et pour les projets retenus, puis des kWh économisés pour les mêmes projets après que ceux-ci aient été acceptés, en tout ou en partie?

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les économies d'énergie avant et après l'étude des projets soumis par les clients entre le 1^{er} janvier 2006 et le 30 septembre 2006 dans le cadre des deux programmes *Appui aux initiatives*. Les éléments suivants expliquent principalement les écarts :

- **Les dossiers soumis par les clients peuvent présenter des écarts par rapport aux exigences des programmes compte tenu du nombre croissant de nouveaux partenaires professionnels qui ne maîtrisent pas toutes les modalités techniques des programmes. Ces écarts peuvent se refléter par une réduction ou une augmentation de la valeur des économies d'énergie reconnue par le Distributeur.**
- **Les clients peuvent soumettre des mesures dans le cadre de leurs projets qui ne sont pas admises par le Distributeur, telles que les mesures d'entretien, les mesures requises par des normes et les mesures reflétant les pratiques courantes du marché. Ceci a pour effet de réduire la valeur des économies d'énergie reconnue par le Distributeur.**

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

TABLEAU R-13.1

	Économie d'énergie – avant étude des projets * (GWh)	Économie d'énergie – après étude des projets ** (GWh)	Écart
Initiatives – bâtiments	98,5	82,0	- 16,8 %
Initiatives – Systèmes industriels	43,6	47,7	+ 9,4 %

* Représente la valeur des GWh inscrits dans les dossiers du Distributeur.

** Représente la valeur des GWh après une validation technique du Distributeur.

13.2) Les équipes chargés d'évaluer les projets ont-elles le mandat de maximiser les économies d'énergies en autant que celles-ci respectant un certain barème financier? Si oui, quel est ce barème financier?

Réponse :

En premier lieu, il est important de mentionner que l'évaluation des programmes est effectuée par une tierce partie qui n'a pas pour mandat d'analyser les projets soumis au Distributeur. La portée des activités d'évaluation est clairement définie dans le plan du Distributeur présenté à l'annexe B de HQD-1, document 1 de la demande R-3584-2005.

Les équipes chargées d'analyser les projets soumis au Distributeur ont pour mandat : i) de valider les économies d'énergie prévues par les clients ; ii) d'accompagner les clients dans la réalisation de leurs projets; et iii) d'inciter les clients à maximiser les économies d'énergie de leurs projets.

13.3) Y-a-t-il un objectif de minimiser les dépenses qui pourrait amener au refus de projets rentables?

Réponse :

Non. L'aide financière est octroyée en fonction des modalités des programmes.

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

13.4) Quels seraient les recours pour un client qui aurait, par exemple, vu son financement admissible coupé de moitié parce que les évaluateurs du Distributeur auraient considéré que son usine aurait eu besoin de seulement la moitié des équipements qu'il aurait proposé? S'il réalisait son projet en fonction des équipements anticipés initialement, pourrait-il y avoir un ajustement à la hausse de la contribution d'HQD si les économies étaient belles et bien au rendez-vous?

Réponse :

Il est important de souligner que le Distributeur ne questionne pas le jugement porté par les petites et moyennes industries quant à leurs besoins d'équipements de production. Dans le cadre du programme *Initiatives – Systèmes industriels*, les conseils techniques offerts par le Distributeur visent à minimiser la consommation d'énergie électrique des équipements de production.

Si un client demandait une révision de dossier, il n'aurait qu'à s'adresser aux gestionnaires responsables du programme *Initiatives – Systèmes industriels*.

14. Référence(s) : Aucune

Demande(s) :

14.1) Combien HQ avait-il investi en efficacité énergétique durant l'année où ses investissements avaient été les plus importants dans la décennie des années 1990?

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.

15. Référence(s) : Aucune

Demande(s) :

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

15.1) Quel serait l'impact sur les coûts d'approvisionnement d'une économie additionnelle (à celles prévues dans le PGEÉ) de 1 TWh répartie uniformément durant l'ensemble de l'année 2007?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à de telles évaluations.

Cependant, en posant comme hypothèses que la diminution des besoins entraîne des surplus répartis selon le même profil que les besoins prévus en 2007 et que le prix de revente correspond au coût unitaire de revente anticipé pour l'année 2007, soit 7,3 ¢/kWh, alors les coûts d'approvisionnements de l'année 2007 diminueraient de 73 M\$.

15.2) Combien pourrait théoriquement (approximativement) sauver HQD durant l'année 2007 dans ses coûts d'approvisionnement si elle était capable d'obtenir de sa clientèle un effacement de la pointe additionnel de 1000 MW, durant respectivement les 50 les 100 et les 300 heures les plus coûteuses dans 2 scénarios : un premier où il s'agirait d'une réduction nette et réelle de la demande et un deuxième où il y aurait un déplacement de la demande dans des périodes moins coûteuses dans un contexte où les consommateurs (résidentiels, commerciaux et industriels) répondraient à un appel induisant des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en réponse à une demande ponctuelle du Distributeur? Veuillez détailler les hypothèses ayant servis à vos calculs, incluant les quantités d'électricité (GWh) présumées économisées et les coûts pour chacun des différents approvisionnements évités. L'impact sur les coûts de transport ou tout autre coût doit également être évalué. Il faut évidemment supposer que les contrats d'approvisionnement auraient prévu des closes permettant de renoncer à ces achats sans pénalités.

Réponse :

Cette question est purement théorique. Il est illusoire de penser qu'un effacement de 1 000 MW serait réalisable en hiver auprès des clientèles résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle de petite et moyenne puissance. À cet égard, il est bon de rappeler que l'Ontario estime que ses 4,3 millions de clients résidentiels effaceront en pointe l'été moins de 300 MW soit 0,07 kW par ménage (HQD-12, document 3, page 20). Voir également la réponse à la question 18.5 du FCEI (HQD-16,

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

document 5) relativement à l'option d'électricité interruptible pour la moyenne puissance.

Sous réserve de cette mise en garde, il est possible de faire un calcul théorique à partir des données présentées dans le cadre du dossier R-3603-2006 pour les 100 heures les plus coûteuses. L'exercice suppose donc que le service offert serait équivalent à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance (2 heures de préavis, maximum de 100 heures d'utilisation en hiver, interruptions d'une durée de 4 à 5 heures et au maximum 2 fois par jour, délai de 4 heures entre les interruptions). Les hypothèses utilisées sont les suivantes :

- Prix de la puissance : 7 \$/kW.
- Prix de l'énergie : 9 ¢/kWh, soit le prix moyen de l'énergie sur le marché DAM (zone M) pour les 100 heures les plus élevées de l'hiver 2005-2006 (15 ¢/kWh), moins la perte de revenus estimée à partir d'un revenu moyen de 6 ¢/kWh.

Sur la base de ces hypothèses, une réduction nette et réelle de la demande de 1 000 MW durant les 100 heures les plus coûteuses pourrait représenter un montant de 16 M\$, soit 7 M\$ en puissance (7 \$/kW * 1 000 MW) et 9 M\$ en énergie (1 000 MW * 100 heures * 9 ¢/kWh).

Si cette réduction concernait les 3 millions de clients, ceci correspondrait à un montant de 5,30 \$/client/année. Cette réduction ne tient pas compte des coûts de commercialisation et de mesurage que le Distributeur devrait encourir.

Enfin, toute modification des modalités d'utilisation entraînerait une réduction de la valeur du service offert.

16. Référence(s) : Aucune

Demande(s) :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME***

16.1) En 1992 Hydro-Québec avait planifié puis retiré un programme qui devait lui permettre notamment de contrôler à distance certains usages (ex : chauffe-eau) en temps réel. Ce projet avait été abandonné avant d'être mis en œuvre. Le Distributeur pourrait-il déposer les études sous-jacentes à l'élaboration de ce programme ainsi que celles qui ont justifié son abandon?

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.

17. Référence(s) : HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21, du dossier R-3579-2005 et HQD-14, doc. 1.

Préambule :

« La Régie a, au cours des deux dernières années, refusé les augmentations demandées par le Distributeur dans son budget des investissements, à l'exclusion des investissements associés à la croissance de la demande et aux projets majeurs. (...) les investissements requis pour assurer la pérennité du réseau de distribution. »

Demande(s) :

17.1) HQD pourrait-il donner dans un tableau les sommes demandées, accordées et refusées dans le dossier précédent (R-3579-2005) ?

Réponse :

Dans son dossier tarifaire R-3579-2005, le Distributeur a présenté pour approbation ses investissements de moins de 10 M\$ totalisant 579,5 M\$. Dans sa décision D-2006-34, la Régie a autorisé TOUS les investissements présentés pour approbation par le Distributeur. Ces investissements sont d'ailleurs présentés au tableau 4 de la pièce HQD-14, document 1 de la présente demande tarifaire, sous la colonne « Autorisé 2006 D-2006-34 ».

17.2) La demande tarifaire de cette année inclut-elle une portion des investissements qui avaient été refusés dans cette dernière année à HQD? Si oui, quelle somme est impliquée et pour quels projets?

Réponse :

Sans objet. Voir la réponse du Distributeur à la question 17.1.

17.3) Y-a-t-il des investissements qui ont été retardés et qui devront nécessairement être présentés de nouveau au cours des dossiers tarifaires ultérieurs?

Réponse :

L'autorisation de la Régie porte sur une enveloppe d'investissement dont la valeur individuelle des projets ne dépasse pas 10 M\$ et non sur des projets spécifiques. À l'intérieur de cette enveloppe, et selon l'évolution du contexte, le Distributeur doit constamment réviser le choix des investissements à privilégier. Par conséquent, il arrive que certains investissements soient retardés et d'autres devancés. Il est important de souligner que le Distributeur prévoit que les montants investis en 2006 seront approximativement égaux aux montants autorisés par la Régie. Aucun investissement ne devrait donc être présenté de nouveau au cours des dossiers tarifaires ultérieurs.

18. Référence(s) : HQD-15, doc.2, annexe B, p.11.

Préambule :

« Nous évaluons que le taux d'opportunité généré par ces projets dans PIIGE est de l'ordre de 5 %. (...) Les projets PAMUGE sont soumis à des analyses exhaustives au cas par cas assurant d'éliminer tout projets opportuniste. Nous considérons donc, un taux d'opportunité nul pour PAMUGE. (...) PADIGE comporte deux volets : un volet Démonstration de nouvelles technologies et un volet Analyse énergétique. Nous estimons que le taux d'opportunité est nul pour chacun des volets de ce programme. »

Demande(s) :

18.1) Comment expliquez-vous que les taux d'opportunités soient de 0 à 5 % alors que la Régie leur a attribué 50 % pour les programmes de Gaz Métro visant la même clientèle industriel? Y-a-t-il une différence méthodologique? Expliquez.

Réponse :

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

Le taux d'opportunisme est tributaire des caractéristiques du programme et non de sa clientèle. Le taux d'opportunisme d'un programme, pour une clientèle visée, est contrôlé par le choix des conditions d'admissibilité, des critères d'aide financière, de la nature des interventions et finalement des modes de gestion et de commercialisation.

Les taux d'opportunisme des programmes de SCGM et du Distributeur visant la clientèle grande puissance diffèrent pour deux raisons :

- les programmes ne sont pas conçus de la même manière.
- les méthodologies d'évaluation sont différentes.

Le Distributeur a conçu, géré et commercialisé ses programmes de façon à maintenir un très bas taux d'opportunisme pour la clientèle visée.

1. Les programmes du Distributeur présentent des conditions d'admissibilité particulièrement élevées et strictes qui écartent les opportunistes dont :
 - Les travaux d'ingénierie réalisés ainsi que les coûts d'équipements dont les bons de commande qui ont été émis avant la réception d'une demande d'aide financière ne sont pas admissibles, évitant ainsi que des projets pour lesquels la décision de réalisation est déjà prise pour d'autres motifs s'approprient une aide financière.
 - Les économies d'électricité admissibles à l'aide financière font l'objet de plans de mesurage approuvés et de mesurages de la consommation d'énergie avant et après surveillés par l'ingénieur du Distributeur. Le Distributeur rajuste, si nécessaire à la baisse et jamais à la hausse, l'aide financière en fonction des économies d'électricité réelles mesurées. Toute aide financière additionnelle non requise étant considérée comme une forme d'opportunisme.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

- Les clients ne peuvent pas utiliser les programmes d'efficacité du Distributeur dans le cadre de nouvelles constructions d'usine ou de l'ajout de nouvelles lignes de production (*PIIGE* et *PAMUGE*). Le Distributeur considère que les nouvelles usines sont construites selon les règles de l'art. Permettre l'accès aux programmes aux nouvelles usines favoriserait un accroissement du taux d'opportunisme.
2. Les analyses énergétiques sont utilisées pour sensibiliser les clients à des mesures qu'ils n'avaient pas envisagées ou qu'ils n'avaient pas l'intention d'implanter.
 3. Les critères d'aide financière permettent de filtrer les projets opportunistes :
 - PRI fixée à un niveau tel que les projets ne seraient pas réalisés sans une aide financière des programmes (un an pour *PIIGE* et trois ans pour *PAMUGE* et *PIBGE*) ;
 - Non admissibilité des projets ayant une période de récupération de l'investissement supérieure à 10 ans (*PIIGE*), calculée sur la base des économies d'électricité, permettant ainsi d'éliminer les projets poursuivant d'autres objectifs ;
 - Admissibilité des coûts différentiels seulement pour les projets de maintenance (*PIIGE* et *PIBGE*) et de nouvelles constructions de bâtiments (*PIIGE* et *PIBGE*) permettant de ne considérer que les économies au-delà d'une efficacité courante.
 4. Comme les critères des programmes, en particulier la PRI, filtrent les projets opportunistes, un niveau élevé d'aide financière permet de mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétique à coûts technologiques élevés, ce qui favorise les projets qui ne se réaliseraient pas sans l'aide financière du Distributeur.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

- **PIIGE et PIBGE** offrent des incitatifs financiers pouvant atteindre 15 ¢/kWh économisés jusqu'à concurrence de 350 000 \$ par projet et 7,5 ¢/kWh économisés et ceci, jusqu'à concurrence de 30 M\$ par projet pour **PAMUGE**.

Par comparaison et sur la base des informations connues du Distributeur, le volet « Encouragement à l'implantation » du programme de SCGM « Études et encouragement à l'implantation »² offert aux grandes entreprises auquel est associé un taux d'opportunité de 50 %, ne semble pas être conçu de la même façon que les programmes du Distributeur destinés à la même clientèle. Ainsi, pour le programme de SCGM :

1. Il n'y a pas de mesurage de la consommation d'énergie avant et après la réalisation du projet ce qui permet un accès plus facile aux opportunistes.
2. L'acceptation des projets ayant des PRI élevées (dépassant la limite de 10 ans) permet l'admissibilité par le programme de projets qui se réaliseraient pour d'autres raisons que l'efficacité énergétique.
3. L'aide financière du programme de SCGM fixée à 1 ¢/m³ économisé (1 ¢/kWh équivalent) limité à 50 000 \$ par projet ne permet pas d'implanter les mesures à coûts technologiques élevés, moins opportunistes.

D'autre part, le taux d'opportunité du volet « Encouragement à l'implantation » du programme de SCGM « Études et encouragement à l'implantation » et ceux des programmes du Distributeur ont également été évalués de manière fort différente.

La SCGM a procédé à l'évaluation du taux d'opportunité à l'aide d'un sondage auprès de la clientèle et des intervenants dans le programme, alors que pour Hydro-Québec Distribution,

² Plan global en efficacité énergétique – Horizon 2006 – 2009, SCGM – 10 Document 1, Société en commandite Gaz Métro, Cause tarifaire 2007, R-3596-2006, pages 50 à 53.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

les taux d'opportunisme des programmes destinés à la clientèle grande puissance ont été évalués par un expert. Ce dernier a opté pour une approche qui consistait à comparer les attributs des programmes du Distributeur avec ceux :

- de programmes reconnus pour leur bas taux d'opportunisme et ayant fait l'objet d'évaluations basées, non pas sur des sondages mais sur l'impact réel à long terme des tendances de réduction de la consommation d'électricité de leur marché³ ;
- recommandés pour le maintien d'un bas niveau d'opportunisme par le « *National Energy Efficiency Best Practices Study – Non -Residential Large Comprehensive Incentive Programs - Best Practices Report* »⁴ et ceux décrits dans cette étude qui présentent un faible taux d'opportunisme.

Cette approche a été privilégiée pour le marché grandes entreprises étant donné le nombre restreint de clients ce qui permet une évaluation plus précise.

18.2) Y-a-t-il un suivi qui permette au Distributeur de s'assurer qu'une mesure qui n'aurait pas été financée à cause d'un taux d'opportunisme présumé élevé ait réellement été mise en œuvre?

Réponse :

Le Distributeur assure un suivi périodique des implantations réalisées par les clients sur la base des plans d'action émis par ces derniers, suite à la réalisation d'une analyse énergétique dans les programmes *PADIGE* et *PIBGE*.

³ Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States, *Loughran David S., Kulick Jonathan, The Energy Journal, v.25, 2004*. Cette vaste évaluation des programmes d'efficacité énergétique réalisée en 2004 aux États-Unis et portant sur 324 programmes réalisés depuis 11 ans pour des investissements de 14,7 milliards de dollars est particulièrement éloquentes à ce sujet.

⁴ Rapport soumis au California Best Practices Project Advisory Committee, Kenneth James, Pacific Gas and Electric Company and Quantum Consulting Inc, 2004.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

Le volet Analyse énergétique des programmes *PADIGE* et *PIBGE* permet au client de réaliser une analyse globale, d'identifier les possibilités d'économie d'énergie et d'élaborer un plan d'action et de suivi des projets potentiels d'efficacité énergétique. Ce plan permet de cibler des mesures douces, simples à implanter. De plus, il permet d'identifier des projets d'investissements qui peuvent se réaliser sans l'aide financière du Distributeur (PRI < 1 an pour *PIIGE* et PRI < 3 ans pour *PIBGE*) ou être admissibles au programme *PIIGE* pour la clientèle industrielle ou au programme *PIBGE* pour la clientèle commerciale et institutionnelle.

19. Référence(s) : HQD-15

Demande(s) :

19.1) Le Distributeur peut-il indiquer les progrès en efficacité énergétique dans ses propres installations en les mettant en perspective avec des engagements antérieurs?

Réponse :

Depuis janvier 2004, des projets ont été soumis pour l'implantation de mesures d'économie d'énergie touchant environ 80 bâtiments. Les projets soumis représentent environ 27 GWh. Sur l'ensemble des dossiers soumis, les projets réalisés représentaient 6,3 GWh au 31 décembre 2005.

Pour l'année 2006, le Distributeur prévoit réaliser l'objectif de 10 GWh si le projet du 201 Jarry Ouest se réalise tel que prévu.

Les mesures implantées sont principalement reliées à l'éclairage intérieur et extérieur, le chauffage des garages, l'installation de systèmes de contrôles centralisés pour l'éclairage et les systèmes de ventilation.

19.2) HQD peut-il indiquer le nombre de systèmes solaires de type Solarwall ainsi que ceux destinés au chauffage solaire de l'eau implanté l'an dernier, auprès de quels marchés, et avec l'aide de quels programmes?

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

Réponse :

Aucun nouveau projet ne s'est ajouté en 2005 à ceux répertoriés en date du 1^{er} décembre 2005 et identifiés en réponse à la question 9.1 de GRAME dans le cadre de la demande R-3584-2005 (voir pages 21 et 22 de 26 de HQD-4, document 5).

LES COMPTEURS AVANCÉS

20. Référence(s) : HQD-12, doc. 3, page 4 et 5

« En outre, dans sa dernière stratégie énergétique, le gouvernement souhaite que le Distributeur implante éventuellement une forme de tarification dynamique au Québec, ce qui nécessiterait le remplacement des compteurs électromécaniques actuels par un modèle de compteur plus évolué. Toutefois, toute proposition en ce sens devrait être sans impact sur la facture globale des consommateurs. »

"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."

Préambule :

À la lecture de la demande du gouvernement à l'égard d'Hydro-Québec, nous concluons que celui-ci ne demande pas une proposition sans impact sur la facture globale de chacun des consommateurs mais plutôt l'implantation d'une tarification selon la saison et l'heure d'usage n'ayant pas « pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs ».

Demande(s) :

20.1) Vous mentionnez que « *toute proposition en ce sens devrait être sans impact sur la facture globale des consommateurs.* ». Notre lecture de la position du Gouvernement est différente. Pourriez-vous nous préciser votre lecture de la demande du gouvernement à l'effet que « l'implantation de la tarification selon la saison, et l'heure d'usage ne doit pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs » ?

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

Réponse :

Le Distributeur s'en remet à l'extrait suivant de la Stratégie énergétique du gouvernement (page 57).

- 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.

20.2) Sommes-nous dans l'erreur d'affirmer que « la facture globale de l'ensemble des consommateurs » fait référence à une moyenne et ne vise pas nécessairement aucun impact pour chacun des consommateurs, indépendamment des changements que ces consommateurs apporteront à leurs profils de consommation ?

Réponse :

Cette interprétation est conforme à la définition de neutralité tarifaire.

20.3) La référence à l'ensemble des consommateurs pourrait-elle signifier que certains consommateurs qui ne modifient pas leur profil de consommation (dans le temps) pourraient voir leur facture globale augmenter et que d'autres pourraient voir leur facture globale diminuer (sans diminuer leur consommation totale), mais que globalement, au Québec, la facture de l'ensemble des consommateurs d'électricité n'augmenterait pas? Mais qu'elle devrait même diminuer puisque la baisse de consommation serait solliciter durant les périodes où les coûts d'approvisionnement sont les plus élevées?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 20.2. Néanmoins, avant de parler de diminution de facture globale, l'ensemble des gains (diminution des coûts d'approvisionnement, par exemple)

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

et des coûts (coûts de changement de compteurs, par exemple) doivent être pris en considération.

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?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 20.3 ainsi que la réponse à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

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.

20.6) Êtes-vous en accord avec l'objectif global de la Stratégie énergétique du Québec de réaliser des gains en efficacité énergétique, donc de diminuer notre consommation en électricité par habitant ?

Réponse :

Le Distributeur est d'accord en autant que cette diminution est réalisée de façon rentable.

20.7) Croyez-vous que des mesures comme « l'implantation progressive d'une tarification dynamique selon la saison et l'heure d'usage, qui nécessiterait le remplacement des compteurs électromécaniques actuel par un modèle de compteur plus évolué », permettrait de diminuer la consommation globale d'électricité par habitant ?

Réponse :

La tarification dynamique n'a pas pour objectif de diminuer la consommation en énergie mais vise plutôt le déplacement de la demande des périodes de pointe vers les périodes hors pointe.

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

20.8) Si oui, avez-vous procédé à une évaluation de cette réduction potentielle de la consommation ? Si oui, de quel ordre de grandeur ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 20.7.

20.9) Si non, croyez-vous que le gouvernement du Québec est dans l'erreur de croire le contraire et pourquoi ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 20.7.

20.10) Croyez-vous que ces mesures énumérées au point 30.7 seraient plus efficaces si elles étaient bonifiées systématiquement avec le programme de thermostats électroniques ?

Réponse :

En supposant qu'il y ait une erreur dans la question et que ce soit le point 20.7 qui est concerné, voir la réponse du Distributeur à la question 20.7.

20.11) Concernant une forme de tarification dynamique « selon la saison et l'heure d'usage », quels sont tous les types d'appareils (compteurs) permettant d'atteindre ces objectifs et permettant une lecture de la consommation selon l'heure d'usage, donc journalière ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1). Voir également la page 10 de :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3579-05/Requete3579/B-1-HQD-13Doc2_3579_01sept05.pdf

21. Référence(s) : HQD-12, doc. 3, page 5 de 32

« On associe généralement aux compteurs avancés deux types de bénéfices :

***Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME***

- bénéfiques sous forme de réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenus (relève, précision de la facturation, détection de vols, détection de panne...);
- bénéfiques sous forme de la capacité d'une tarification dynamique d'induire des comportements permettant ultimement une réduction des coûts d'approvisionnement.

Il est également admis que la technologie des compteurs avancés n'est pas la seule permettant la réalisation de ces bénéfices. Il existe des technologies concurrentes, moins coûteuses et tout aussi performantes par exemple la radiofréquence pour la relève de compteurs et les compteurs à double registre pour la tarification. En fait, la nature des bénéfices fait en sorte que le premier est associé à une implantation de masse alors que le deuxième peut s'analyser sur une base optionnelle. »

Préambule :

Vous mentionnez que généralement deux types de bénéfices sont associés aux compteurs avancés, soit des bénéfices de réduction des frais d'exploitation ou de réduction de pertes de revenus et de bénéfice sur la réduction des coûts d'approvisionnement.

Demande(s) :

21.1) Nous comprenons que les bénéfices identifiés ci-haut par le Distributeur ne comprennent pas les bénéfices que peuvent en retirer les consommateurs, est-ce vrai ?

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, les bénéfices identifiés en référence incluent l'ensemble des bénéfices associés aux compteurs avancés dont ceux que les clients peuvent en retirer.

21.2) Pouvez-vous identifier d'autres bénéfices, s'il y a, pour les fournisseurs de services, pour les producteurs, pour la société et pour les consommateurs ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 21.1.

21.3) Vous mentionnez que d'autres technologies que les compteurs avancés permettent la réalisation de bénéfices. Technologies qui sont moins coûteuses et

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

performantes. Ces technologies permettent-elles aussi aux consommateurs, aux fournisseurs et à la société de réaliser aussi des bénéfices (Ex. : économie d'énergie et réduction de la facture) ? Pourquoi ? Dans quelles mesures ?

Réponse :

Le Distributeur a indiqué à la référence deux technologies envisageables pour réduire les coûts d'opération (la radiofréquence pour la relève de compteurs) et les coûts d'approvisionnement (les compteurs à double registre pour la tarification).

En ce qui concerne l'évaluation des gains possibles en approvisionnement, voir la réponse à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

22. Référence(s) : HQD-12, doc. 3 pages 5, 6 et 7

Préambule :

Compteurs avancés

« Il est également admis que la technologie des compteurs avancés n'est pas la seule permettant la réalisation de ces bénéfices. Il existe des technologies concurrentes, moins coûteuses et tout aussi performantes par exemple la radiofréquence pour la relève de compteurs et les compteurs à double registre pour la tarification. En fait, la nature des bénéfices fait en sorte que le premier est associé à une implantation de masse alors que le deuxième peut s'analyser sur une base optionnelle. »

Tarification différenciée dans le temps (TDT)

« L'application d'une TDT n'implique pas nécessairement l'installation de compteurs avancés complexes. Un compteur avec double registre, l'un pour le prix élevé et l'autre pour le bas prix, est suffisant pour mesurer la consommation. À titre indicatif, les tarifs DH (horo-hebdo-saisonnier) et DT (bi-énergie résidentielle) du Distributeur ont une structure qui varie dans le temps et la consommation est simplement mesurée avec un compteur à double registre. »

Tarification pour période critique (TPC)

« La tarification pour période critique (Critical Peak Pricing) est à mi-chemin entre la TTR et la TDT. En effet, bien qu'il existe diverses variantes de la TPC, il s'agit essentiellement d'une TDT appliquée la plupart des jours de l'année doublée

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

d'une tarification élevée pour les journées critiques selon les besoins du distributeur. Le nombre de jours critiques est fixé d'avance mais le distributeur peut les utiliser comme bon lui semble ; il n'a alors qu'à informer les clients que la tarification passe en mode critique et que les prix de l'approvisionnement augmentent.

Ce type de tarification dynamique exige une transmission d'information en temps réel du distributeur au client ainsi qu'un mesurage spécifique de la consommation en période critique. »

Demande(s) :

22.1) Puisque les coûts en approvisionnement des périodes de pointes d'hivers auxquelles le Distributeur doit faire face ont un impact tarifaire et pourrait avoir un impact tarifaire de plus en plus important dans l'avenir, croyez-vous que la demande du gouvernement à Hydro-Québec en faveur d'une tarification dynamique selon la saison et l'heure d'usage pourrait être l'une des solutions de gestion de la demande ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

22.2) Si oui, quel type de compteur serait le plus utile pour rencontrer un objectif de gestion de la pointe hivernale tout en permettant une tarification selon l'heure d'usage et la saison ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

22.3) Ce type de compteur permettrait-il aux consommateurs de gérer leur demande en énergie en favorisant une réduction globale de leur consommation ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

22.4) Si non, quel(s) type(s) de compteurs permettrait(aient) à la fois de constituer un outil de gestion de la demande pour diminuer les coûts en

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

approvisionnement et permettrait(aient) d'offrir aux consommateurs un outils en efficacité énergétique ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

22.5) La technologie de relève de compteurs par radiofréquence combinée à un compteur à double registre pour la tarification serait-elle suffisante pour permettre une tarification saisonnière couplée à une tarification horaire et à une tarification en période pointe hivernale ? Si non, quel(s) type(s) de compteur permettrait(aient) de réaliser ces trois objectifs ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

22.6) Pouvez-vous nous indiquer la différence entre une implantation de masse requise pour la technologie de radiofréquence et celle qui peut « s'analyser sur une base optionnelle » ?

Réponse :

Une implantation de masse vise d'abord à réduire les coûts d'opération (c'est le cas de la relève du compteur par radio fréquence). Une implantation optionnelle est associée à une tarification dynamique.

22.7) L'implantation de « compteurs à double registre pour la tarification » nécessite-t-elle une implantation de masse ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 22.6.

22.8) Existe-t-il des compteurs avancés à trois registres ou plus ?

Réponse :

Oui.

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

22.9) Quelle est la différence de coût pour l'achat de compteurs avancés en fonction des types de tarification dynamique ? Par exemple, quel est le coût d'un compteur à double registre par rapport à un compteur plus performant permettant de transmettre aussi de l'information aux consommateurs ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1). Voir également HQD-12, document 3, page 27.

22.10) Pouvez-vous nous dresser un tableau des prix à l'achat de différents compteurs avancés en fonction de leur utilisation en tarification dynamique et de leurs caractéristiques ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 22.9.

23. Référence(s) : HQD-12, doc. 3, page 8

Préambule :

« D'une part, le gouvernement a demandé à chaque état de se positionner quant à la pertinence d'offrir une tarification dynamique à tous les clients qui le demandent. Cette politique n'annonce d'aucune façon le déploiement massif de compteurs avancés. En outre, la section 1252 ne fait aucune référence à la réalisation de bénéfices autres que ceux reliés aux approvisionnements. »

« D'autre part, le gouvernement a donné au Department of Energy (DOE) le mandat de produire une estimation des bénéfices que les États-Unis pourraient tirer de la gestion de la demande. »

Compteurs avancés et tarification dynamique sur demande : les normes

“A. Not later than 18 months after the date of enactment of this paragraph, each electric utility shall offer each of its customer classes, and provide individual customers upon customer request, a time-based rate schedule under which the rate charged by the electric utility varies during different time periods and reflects the variance, if any, in the utility's costs of generating and purchasing electricity at the wholesale level. The time-based rate schedule shall enable the electric consumer to manage energy use and cost through advanced metering and communications technology.”

Demande(s) :

23.1) Selon votre analyse de la section 1252, celle-ci « *ne fait aucune référence à la réalisation de bénéfices autres que ceux reliés aux approvisionnements. Pourtant le « gouvernement a donné au Department of Energy (DOE) le mandat de produire une estimation des bénéfices que les États-Unis pourraient tirer de la gestion de la demande. » à quels types de bénéfices le gouvernement américain fait-il référence ? Pouvez-vous les énumérer ?*

Réponse :

Voir l'extrait suivant du rapport du DOÉ.

Voir le document complet à :

http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/congress_1252d.pdf

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

The Benefits of Demand Response

The most important benefit of demand response is improved resource-efficiency of electricity production due to closer alignment between customers' electricity prices and the value they place on electricity. This increased efficiency creates a variety of benefits, which fall into four groups:

- *Participant financial benefits* are the bill savings and incentive payments earned by customers that adjust their electricity demand in response to time-varying electricity rates or incentive-based programs.
- *Market-wide financial benefits* are the lower wholesale market prices that result because demand response averts the need to use the most costly-to-run power plants during periods of otherwise high demand, driving production costs and prices down for all wholesale electricity purchasers. Over the longer term, sustained demand response lowers aggregate system capacity requirements, allowing load-serving entities (utilities and other retail suppliers) to purchase or build less new capacity. Eventually these savings may be passed onto most retail customers as bill savings.
- *Reliability benefits* are the operational security and adequacy savings that result because demand response lowers the likelihood and consequences of forced outages that impose financial costs and inconvenience on customers.
- *Market performance benefits* refer to demand response's value in mitigating suppliers' ability to exercise market power by raising power prices significantly above production costs.

23.2) D'autre part, la section 1252 de la politique énergétique mentionne que "*The time-based rate schedule shall enable the electric consumer to manage energy use and cost through advanced metering and communications technology*". Il semblerait cependant que la tarification dynamique proposée implique des bénéfices pour les consommateurs afin que ceux-ci puissent gérer leur consommation d'énergie grâce à un système combinant les technologies de communication de l'information et des compteurs avancés. Quel(s) type(s) de compteur avancé permettrait(aient) une telle combinaison ?

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'aucune tarification dynamique n'est proposée par la section 1252. La section 1252 est composée d'énoncés sur lesquels les états américains doivent se prononcer. Quant à savoir quels compteurs répondraient à ces

énoncés, le Distributeur s'en remet à la définition suivante soumise dans la cause R-3579-2005, HQD-13, document 2, page 6 :

« ...un compteur avancé est une composante d'un système d'information qui pourrait permettre, entre autres, l'envoi d'un signal de prix précis via une tarification dynamique et des économies dans les coûts de services à la clientèle. En fait, la complexité du système d'information n'a pour limite que les capacités de la technologie disponible. »

24. Référence(s) : HQD-12, doc. 3, page 13 de 32.

L'Ontario

« À la connaissance du Distributeur, l'Ontario constitue le seul exemple de déploiement massif de compteurs avancés justifié par les avantages de la tarification dynamique bien que cet avantage n'ait pas fait l'objet d'une analyse de rentabilité. »

Préambule :

Le Distributeur affirme que l'Ontario n'a pas réalisé d'analyse de la rentabilité de la tarification dynamique.

Demande(s) :

24.1) À quels types d'analyses faites-vous références ?

Réponse :

Les analyses de rentabilité sous-jacentes à la décision d'implanter massivement des compteurs avancés en Ontario n'incluent aucune évaluation de gains associés au déplacement de charge, et conséquemment, à la réduction des coûts d'approvisionnement. Cette question a été largement débattue dans la cause tarifaire R-3579-2005. Le GRAME a d'ailleurs mis en preuve les documents qui confirment cette absence d'analyse. Voir :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3579-05/RepDDR_3579/C-7-5-GRAME-4Doc4_Rep-vsDDR1HQD_3579_30nov05.pdf

24.2) S'agit-il d'analyses des avantages potentiels pour les clients, pour les distributeurs ou pour la gestion de la sécurité des approvisionnements pour la province de l'Ontario ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 24.1.

24.3) D'après vous, sur quelles bases ou hypothèses l'Ontario aurait-elle décidé de procéder avec une tarification différenciée dans le temps sans avoir procédé à une analyse de sa rentabilité ?

Réponse :

La Commission de l'énergie de l'Ontario a annoncé en août 2006 un projet pilote qui permettra de répondre en partie à ces questions, tel que l'indique le communiqué suivant. Toute réponse à cette question serait spéculative.

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

Ontario Energy
Board
P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor, Suite 2701
Toronto ON M4P 1E4
Telephone: 416 481-1967
Facsimile: 416 440-7656

Commission de l'énergie
de l'Ontario
C.P. 2319
2300, rue Yonge
27^e étage, bureau 2701
Toronto ON M4P 1E4
Téléphone : 416 481-1967
Télécopieur : 416 440-7656



For immediate release

August 1st, 2006

OEB to begin pilot project testing different electricity pricing structures

Toronto – The Ontario Energy Board (the “Board”) today announced that, with the support of Hydro Ottawa, it will begin the *Ontario Smart Price Pilot* project. The pilot is designed to help the Board learn how consumers use opportunities to conserve electricity with smart meters and “time-of-use” (TOU) prices in advance of the province’s plan to provide smart meters to all homes and small businesses by 2010.

The project will provide participating consumers with more information on how they use electricity and how shifting usage to off-peak periods can help them save money.

The Board expects to form three separate groups of Hydro Ottawa consumer volunteers with smart meters installed at their homes. It will be looking for potential consumption differences between those charged according to:

- standard TOU pricing where rates change in relation to periods of Off-peak, Mid-peak and On-Peak demand;
- TOU with critical peak pricing (CPP), and;
- TOU with critical peak rebates (CPR).

The pilot project will run for approximately five months with results to be presented in early 2007.

The Ontario Energy Board regulates the province's electricity and natural gas sectors in the public interest. It envisions a healthy and efficient energy sector with informed consumers, and works towards this vision through regulatory processes that are effective, fair and transparent.

For more information on the Board, please visit our Web site at www.oeb.gov.on.ca or contact the Consumer Relations Centre at 416-314-2455 or toll-free at 1-877-632-2727.

- 30 -

For more information please contact:

Vanda Wall
Ontario Energy Board
(416) 440-8149

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

25. Référence(s) : HQD-12, doc. 3, page 16 de 32

Préambule :

« A moins que le gouvernement ne se ravise, cela signifie que les clients résidentiels ne seront jamais confrontés au vrai signal de prix en temps réel mais plutôt à une TDT standard basée sur des coûts moyens prévisionnels. Les prix par période sont fixes et prévisibles et, bien qu'ils reflètent une variation dans le coût d'acquisition, ils ne sont pas des coûts d'acquisition en temps réel ni ne reflètent la structure des coûts marginaux. »

Demande(s) :

25.1) De votre opinion, « les clients résidentiels ne seront jamais confrontés au vrai signal de prix en temps réel mais plutôt à une TDT standard basée sur des coûts moyens prévisionnels ». Puisque le distributeur peut, à moyen et long terme négocier des ententes de prix pour son approvisionnement en fonction du profil de consommation de ses clients. Avec votre connaissance du profil des besoins en énergie de l'Ontario, croyez-vous que cette base de tarification permettra un effacement de pointe et une réduction des coûts d'approvisionnement à moyen terme du distributeur ? À court terme ? À long terme ? Sinon, pourquoi ?

Réponse :

Voir réponse du Distributeur à la question 24.3.

25.2) Croyez-vous que cette base de tarification permettra de réduire les coûts d'approvisionnement malgré le fait qu'il n'envoie pas le vrai signal de prix ?

Réponse :

Comme la réponse à la question précédente le démontre, la Commission de l'énergie de l'Ontario n'entame que cette année les études permettant d'évaluer l'impact d'une tarification dynamique.

25.3) De notre compréhension, au Québec, ce sont les contrats négociés à moyens et long termes en fonction du profil de consommation de la clientèle du Distributeur qui permettent de garantir des prix plus bas pour l'ensemble de la clientèle. Advenant une modification du profil de consommation de la clientèle découlant d'un effacement de pointe, HQD pourrait-il négocier à moyen ou long

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

terme des contrats basés sur ce nouveau profil et réduire ses coûts en approvisionnement post patrimonial ? Dans le cas des prévisions de pointes hivernales, ce nouveau profil permettrait-il une réduction des coûts d'approvisionnement ? Dans quelle mesure ? Si non , pourquoi ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

26. Référence(s) : HQD-12, doc. 3, page 23 de 32

Préambule :

« En effet, selon l'*Electric Power Research Institute* (EPRI), un tarif en pointe 100 % supérieur au prix hors pointe devrait avoir pour impact de réduire la pointe de 5 à 25 %. »

"(The) EPRI study concluded that an on-peak time-of-use rate 10 percent higher than the average rate leads to a reduction in peak use for residential customers ranging from 0.5 percent to 2.5 percent. (Rates 100 percent higher would lead to reductions of 5 percent to 25 percent.)"

Demande(s) :

26.1) Au Québec, dans un même ordre d'idées, si 10% des ménages québécois effaçait de 10% leur consommation en période de pointe hivernale, cet effacement permettrait des économies d'énergie et d'approvisionnement de quel ordre de grandeur pour le Distributeur ?

Réponse :

Le Distributeur rappelle d'une part qu'aux États-Unis, la demande d'électricité pointe en été, contrairement à la demande au Québec. Les résultats obtenus ne peuvent donc être transposés d'aucune manière au Québec. En outre, le taux de participation de 10 % dépasse largement la moyenne observée des taux de participation qui tourne autour de 3 à 4 %. Les hypothèses soumises sont, dans le contexte, discutables. Néanmoins, sur la base des hypothèses soumises, l'effacement serait de l'ordre de 120 MW. En complément d'information, le Distributeur rappelle que les quelque 119 000 clients au tarif DT permettent l'effacement de 780 MW.

*Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME*

Le Distributeur rappelle également qu'aucune économie d'énergie ne peut être associée à une tarification dynamique. Voir réponse à la question 20.7 et http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3579-05/Requete3579/B-1-HQD-13Doc2_3579_01sept05.pdf , pages 16-18.

RÉSEAUX AUTONOMES, QUESTION 27 À 30

27. Référence(s) ;HQD-15, doc. 2, page 8 de 38

Préambule :

« De nouveaux partenaires pourraient s'ajouter dans le cadre du programme Mieux consommer – résidentiel afin d'inclure des détaillants locaux indépendants des bannières. Cette éventualité est à l'étude actuellement et le Distributeur informera la Régie de ces nouveaux partenaires s'il y a lieu. »

Demande(s) :

27.1) L'inclusion de « *détaillants locaux indépendants des bannières* » permettrait-elle de parer au manque d'agents livreurs en régions éloignées et de diminuer le coût de gestion des programmes en réseaux autonomes éloignés ?

Réponse :

Les détaillants sont partenaires du Distributeur pour promouvoir et offrir les produits *Mieux consommer* et *Energy Star* ciblés par celui-ci. Il n'y a pas d'agents livreurs dans le cadre du programme *Mieux consommer – résidentiel*.

Par ailleurs, il n'y a pas de manque d'agents livreurs en réseaux autonomes pour le moment. Les agents livreurs agiront dans le cadre du programme *Interventions personnalisées en efficacité énergétique*. Ce programme est actuellement en conception.

27.2) Les « *détaillants locaux indépendants des bannières* » pourraient-ils être constitués de membres actifs de communautés éloignées et être formés expressément afin de fournir ce service en tant qu'agent livreur dans leur localité ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 27.1).

27.3) Avez-vous déjà envisagé ou identifié quelques « *détaillants locaux indépendants des bannières* » pouvant participer à titre de responsable en région du « programme *Mieux consommer – résidentiel* » ? Pouvez-vous nous citer ces détaillants locaux ? Sinon, pouvez-vous identifier pour quelles régions ou quelles communautés ses détaillants pourraient agir en tant qu'agent livreur de ce programme ou de d'autres programmes ?

Réponse :

Non, le Distributeur n'a pas encore identifié de détaillants en réseaux autonomes autres que ceux des bannières avec lesquelles le Distributeur a déjà établi des partenariats ailleurs en province qui ont des magasins en réseaux autonomes. L'approche commerciale du programme *Mieux consommer - résidentiel* en réseaux autonomes est en conception actuellement.

En réponse à la dernière question, voir la réponse du Distributeur à la question 27.1).

28. Référence(s) : HQD-15, doc. 2, page 8 de 38

Préambule :

« 2.2.1. *Éléments généraux guidant l'approche en efficacité énergétique adaptée aux réseaux autonomes*

Les principes directeur du Distributeur ont donné lieu à une adaptation de certains programmes d'économie d'énergie du PGEÉ pour les réseaux autonomes. En fait, deux constats majeurs se sont imposés, soit :

- intégrer les économies de mazout afin d'appuyer les programmes d'utilisation efficace de l'énergie déjà en vigueur ;*
- tenir compte des spécificités culturelles ainsi que des ressources et conditions locales distinctes, notamment dans l'approche commerciale. »*

Demande(s) :

28.1) De quelles manières le Distributeur compte modifier l'accès à ses programmes d'économie d'énergie en réseaux autonomes afin d'intégrer les économies de mazout?

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

Réponse :

Les adaptations sont déjà implantées. Elles sont en vigueur depuis le 30 mars 2006.

Se référer à HQD-1, document 2 de la demande R-3584-2005 pour le détail des modifications apportées :

- **Novoclimat** : page 19 lignes 2 à 6, et page 20 lignes 1 à 13.
- **ÉnerGuide** : page 21 lignes 1 à 6 et lignes 18 à 22.
- **Initiatives – bâtiments** : page 25 lignes 3 à 20 et page 26 lignes 1 à 4.
- **Initiatives – Systèmes industriels** : page 27 lignes 5 à 12 et page 28 lignes 1 à 9.

28.2) De quelles manières le Distributeur compte modifier l'accès à ses programmes afin de « *tenir compte des spécificités culturelles ainsi que des ressources et conditions locales distinctes notamment dans l'approche commerciale* » ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 90.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

29. Référence(s) : HQD-15, doc. 2, page 9 de 38

Préambule :

« Chaque programme est analysé en fonction de chaque territoire, et l'approche commerciale la plus appropriée est élaborée en fonction des conditions particulières à chaque territoire, qu'il s'agisse des spécificités culturelles ou des ressources et conditions locales distinctes, comme les variations climatiques. Ainsi, les variations climatiques sont considérées quand il s'agit d'enveloppe thermique et de chauffage et les règles appliquées en réseaux autonomes sont les mêmes que celles pour le réseau intégré. »

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

Demande(s) :

29.1) Pourriez-vous détailler pour chaque programme l'approche commerciale qui a été élaborée pour chaque territoire impliquant un réseau autonome distinct ?

Réponse :

Voir les pages 16 à 28 de HQD-1, document 2 de la demande R-3584-2005.

Voir également la réponse du Distributeur à la question 90.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

29.2) En quoi les propositions et les programmes de l'an dernier, diffèrent-ils cette année ? Quels sont les ajouts et les retraits pour chaque réseau autonome et chaque programme ? Pourriez-vous nous fournir sous forme de tableau comme pour le dossier du PGEÉ 2006, tous les réseaux autonomes avec l'accès de chacun aux mesures et programmes incitatifs et nous fournir une comparaisons entre 2006 et 2007 ?

Réponse :

Voir HQD-15, document 1, page 45 de 72 aux lignes 15 et 16, et page 53 de 72 aux lignes 11 à 13.

30. Référence(s) : HQD-15, doc. 2, page 9, 10 et 11 de 38

Préambule :

Page 9

« En conclusion, il n'existe pas de relation linéaire et unique entre le coût évité et la bonification de l'aide financière. Le coût évité n'est qu'un paramètre parmi d'autres. Le Distributeur ne peut donc pas élaborer un mécanisme de calcul tel que demandé par la Régie. »

Page 10

« 2.2.2. Éléments particuliers sur la décision de bonifier ou non certains programmes

« Pour le programme Interventions personnalisées, le coût des visites varie en fonction des conditions locales de commercialisation, tel que spécifié dans les

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

réponses données aux questions 24.1 et 24.2 de la Régie aux pages 49 et 50 de 55, HQD-4, document 1, R-3584-2005. »

« Pour le programme Novoclimat, l'aide financière versée aux Îles-de-la-Madeleine est fixée en fonction du surcoût des matériaux de construction. Le CTR est marginalement positif, offrant peu de marge de manœuvre pour une bonification. Pour le moment, l'aide financière dans les autres territoires n'a pas été déterminée car l'approche commerciale de ce programme dans ces territoires reste à définir. »

Page 11 de 38

« Pour les autres territoires des réseaux autonomes (Anticosti, La Romaine, Haute-Mauricie (Attikameks), Nunavik), tous les points sont réunis pour offrir une aide financière bonifiée afin d'assurer la participation anticipée. Toutefois, l'aide financière n'est pas modulée en fonction du coût évité spécifique à chaque territoire car d'autres éléments reflétant les réalités locales viennent réduire la marge de manœuvre dégagée par les coûts évités, comme les coûts de commercialisation liés aux frais de déplacement ou aux coûts de traduction et d'adaptation de l'information afin de mieux répondre aux besoins locaux. »

Demande(s) :

30.1) Pour ce qui est du programme Interventions personnalisées, pouvez-vous préciser de combien varie le coût des visites en fonction des conditions locales de commercialisation en fonction de chacun des réseaux autonomes ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 24.2 de la Régie de la demande R-3584-2005 (HQD-4, document 1).

30.2) Pour ce qui est du Programme Novoclimat, comment le Distributeur compte-t-il développer son approche commerciale dans les territoires qui restent à desservir ? De quelles territoires s'agit-ils ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 90.1 de la Régie (HQD-16, document 1).

30.3) Selon le distributeur, « *il n'existe pas de relation linéaire et unique entre le coût évité et la bonification de l'aide financière* ». Comment concilier alors la

**Réponse à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

notion d'équité entre la clientèle de chacun des réseaux autonomes et le fait que « l'aide financière n'est pas modulée en fonction du coût évité spécifique à chaque territoire car d'autres éléments reflétant les réalités locales viennent réduire la marge de manœuvre dégagée par les coûts évités, comme les coûts de commercialisation liés aux frais de déplacement ou aux coûts de traduction et d'adaptation de l'information afin de mieux répondre aux besoins locaux » ?

Réponse :

Les programmes d'économie d'énergie du Distributeur offrent une aide financière aux clients pour couvrir, en tout ou en partie, le surcoût des mesures ou produits efficaces par rapport à des mesures ou produits moins efficaces. Le coût évité sert à déterminer les interventions qui sont rentables, autant pour le client et la société que pour le Distributeur.

30.4) Le Distributeur a-t-il envisagé d'autres solutions de rechange afin de palier à cette problématique de coûts de commercialisation ? Si oui, lesquelles ?

Réponse :

Il y a des coûts de commercialisation particuliers pour les réseaux autonomes, parfois spécifiques à un réseau, et le Distributeur les considère dans son approche commerciale relative aux programmes d'économie d'énergie offerts dans ces territoires. Ces coûts de commercialisation sont souvent plus élevés que ceux du réseau intégré, ce qui n'empêche pas la commercialisation des programmes puisque généralement les coûts évités sont également plus élevés qu'en réseau intégré.

30.5) La mise en place de partenaires locaux, telle qu'envisagée par le Distributeur permettrait-elle de palier à cette problématique d'iniquité entre les clientèles de différents réseaux autonomes ?

Réponse :

Voir la réponse du Distributeur à la question 30.3).