

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1
DE LA RÉGIE**

**PARTIE B
(DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS N° 51 À 97)**

RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

- 51. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-11, document 1, page 14 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-11, document 3, pages 18 et 19.

Préambule :

Référence (i)

«Les projets de raccordement concernent d'abord celui de Waskaganish. Tel que mentionné dans le rapport annuel 2006 du Distributeur, ce poste correspond à la contribution du Distributeur versée au Transporteur dans le cadre du projet de raccordement du village cri de Waskaganish (D-2003-114) dont la mise en service des installations a été effectuée en novembre 2006. Le Distributeur propose de faire la répartition de ce compte en distinguant les différentes fonctions qui le composent pour appliquer les facteurs de répartition spécifiques déjà prévus pour chacune de ces fonctions. Il en va de même pour les autres projets de raccordement. Il s'agit des postes Arthabaska-Kingsey, Marie-Victorin, Mgr-Émard, Ste-Thérèse, Chénier, Normétal, Baie-des-Sables, St-Ulrick/Anse à Velleau et Carleton/Cartier.

Référence (ii)

Tableaux 9D et 9 F portant sur la répartition des coûts de transport.

Demande :

- 51.1.** Veuillez indiquer comment ont été fonctionnalisés les contributions entre les équipements associés à la production, le réseau et les raccordements des clients pour chacune des 3 rubriques à savoir Waskaganish, les autres projets de raccordements et les postes de départ privés.

Réponse :

Sur la base de l'information fournie par le Transporteur, le projet de raccordement de Waskaganish, est constitué du poste Némiscau d'une tension se situant entre 735 et 765 kV (fonction équipement de transport associé à la production), de la ligne Némiscau/Waskaganish d'une tension de 44 à 69 kV (fonction réseau) et finalement du poste Waskaganish abaissant la tension de 69 à 49 kV, donc considéré comme un poste abaisseur.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Pour les autres projets de raccordement, le Transporteur a également fourni le coût des projets par fonction. Ces équipements sont en majorité des postes de raccordements de clients à l'exception du poste Chénier qui est constitué d'une ligne à 735 kV faisant partie de la fonction réseau très haute tension.

Finalement, pour les postes de départ privés, ces derniers ont une tension nominale de 230 kV. Puisque ce sont des postes de départ, ils sont tous considérés comme des équipements de transport associés à la production.

Les tableaux suivants présentent le classement par fonction du projet de raccordement de Waskaganish et des autres projets de raccordement.

Tableau R51.1-B
Classement par fonction des autres projets de raccordement
Année témoin projetée 2008

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Fonctions du Transporteur	Tension d'alimentation	Coûts immos.	Tableau 9E (Selon colonne 3)	Tableau 9D (Selon colonne 3)
1 Réseau - Boucle autour MTL				
2 Poste Chénier	735 et 765 kV	4,6	1,4	0,0
3 Raccordements de clients MT				
4 Poste Arthabaska	120 kV	18,4	5,7	0,2
5 Poste Marie-Victorin	120 kV	14,3	4,4	0,1
6 Poste Mgr Émard	120 kV	9,0	2,8	0,1
7 Poste Ste-Thérèse Ouest	120 kV	15,9	4,9	0,2
8 Poste Normétal (60,93%)	120 kV	1,8	0,5	0,0
9 Raccordements de clients HT				
10 Poste Normétal (39,07%)	120 kV	1,1	0,3	0,0
11 Total	-	65,1	20,0	0,6

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

**Tableau R51.1-B
Classement par fonction des autres projets de raccordement
Année témoin projetée 2008**

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Fonctions du Transporteur	Tension d'alimentation	Coûts (M\$)	Tableau 9E (Selon colonne 3)	Tableau 9D (Selon colonne 3)
1 Réseau - Boucle autour MTL				
2 Poste Chénier	735 et 765 kV	4,6	1,4	0,0
3 Raccordements de clients MT				
4 Poste Arthabaska	120 kV	18,4	5,7	0,2
5 Poste Marie-Victorin	120 kV	14,3	4,4	0,1
6 Poste Mgr Émard	120 kV	9,0	2,8	0,1
7 Poste Ste-Thérèse Ouest	120 kV	15,9	4,9	0,2
8 Poste Normétal (60,93%)	120 kV	1,8	0,5	0,0
9 Raccordements de clients HT				
10 Poste Normétal (39,07%)	120 kV	1,1	0,3	0,0
11 Total	-	65,1	20,0	0,6

52. Références : (i) Pièce B-1- HQD-11, document 3, page 7 ;

Préambule :

Tableau 1 – Sommaire du coût de service du Distributeur

Demande :

52.1. Veuillez présenter le tableau sommaire du coût de service du Distributeur en désagrégeant les colonnes (3), (4) et (5) selon leurs composantes énergie, puissance, abonnement et spécifique.

Réponse :

Le tableau suivant présente le tableau sommaire du coût de service du Distributeur séparé par composantes et réparti par catégories de consommateurs.

Tableau R52.1-A
Répartition du coût du service du Distributeur par composante et
par catégorie de consommateurs (M\$)
Année témoin projetée 2008

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Base de tarification					(3) Coût du capital				
	(4) Énergie	(5) Puissance	(6) Abonnement	(7) Spécifique	(8) Total	(9) Énergie	(10) Puissance	(11) Abonnement	(12) Spécifique	(13) Total
1 Domestique										
2 Tarifs D et DM	31,0	3 789,5	2 160,6	646,3	6 627,4	2,4	296,7	169,1	50,6	518,8
3 Tarif DH	0,0	0,2	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4 Tarif DT	1,1	152,4	90,8	28,2	272,5	0,1	11,9	7,1	2,2	21,3
5 Total	32,1	3 942,1	2 251,5	674,6	6 900,3	2,5	308,6	176,3	52,8	540,2
6 Petite et moyenne puissance										
7 Tarifs G et à forfait	5,5	650,8	315,9	183,3	1 155,6	0,4	50,9	24,7	14,4	90,5
8 Tarif G9	0,5	86,2	9,9	9,6	106,3	0,0	6,7	0,8	0,8	8,3
9 Tarif M	10,8	992,3	63,3	212,0	1 278,4	0,8	77,7	5,0	16,6	100,1
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,2	29,8	3,8	23,0	56,8	0,0	2,3	0,3	1,8	4,4
11 Tarif BT	-	-	-	114,8	114,8	-	-	-	9,0	9,0
12 Total	17,1	1 759,1	392,9	542,7	2 711,8	1,3	137,7	30,8	42,5	212,3
13 Grande puissance										
14 Tarif L	13,5	228,0	13,9	121,6	377,0	1,1	17,8	1,1	9,5	29,5
15 Tarif H	0,0	0,9	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
16 Tarifs LD et LP	-	-	0,5	(0,0)	0,5	-	-	0,0	(0,0)	0,0
17 Contrats spéciaux	8,1	20,4	1,1	75,6	105,1	0,6	1,6	0,1	5,9	8,2
18 Total	21,5	249,2	15,5	197,3	483,5	1,7	19,5	1,2	15,4	37,9
19 Total	70,7	5 950,4	2 659,9	1 414,5	10 095,6	5,5	465,8	208,2	110,7	790,3
20 Référence :	Tableau 4 Ligne 16 Colonne 3	Tableau 4 Ligne 16 Colonne 4	Tableau 4 Ligne 16 Colonne 5	Tableau 4 Ligne 16 Colonne 6		(2) X 7,83%	(3) X 7,83%	(4) X 7,83%	(5) X 7,83%	

Tableau R52.1-B
Répartition du coût du service du Distributeur par composante et
par catégorie de consommateurs (M\$)
Année témoin projetée 2008

(12) Catégorie de consommateurs	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
	Coût de prestation incluant Autres revenus					Coût du service				
	Énergie	Puissance	Abonnement	Spécifique	Total	Énergie	Puissance	Abonnement	Spécifique	Total
1 Domestique										
2 Tarifs D et DM	275,9	1 436,6	694,0	2 014,9	4 421,4	278,4	1 733,3	863,1	2 065,5	4 940,2
3 Tarif DH	0,0	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
4 Tarif DT	13,0	46,8	29,9	81,1	170,8	13,0	58,7	37,1	83,3	192,1
5 Total	288,9	1 483,5	724,0	2 096,1	4 592,5	291,4	1 792,1	900,2	2 148,9	5 132,7
6 Petite et moyenne puissance										
7 Tarifs G et à forfait	61,6	229,3	106,7	453,8	851,3	62,0	280,2	131,4	468,1	941,7
8 Tarif G9	5,2	26,8	2,9	34,9	69,8	5,2	33,6	3,7	35,6	78,1
9 Tarif M	130,5	395,3	15,9	859,2	1 401,0	131,4	473,0	20,9	875,8	1 501,1
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	2,7	8,7	1,4	20,2	33,0	2,7	11,0	1,7	22,0	37,5
11 Tarif BT	-	-	-	41,7	41,7	-	-	-	50,7	50,7
12 Total	199,9	660,1	126,9	1 409,8	2 396,8	201,3	797,9	157,6	1 452,3	2 609,1
13 Grande puissance										
14 Tarif L	198,5	296,1	5,9	1 209,7	1 710,3	199,6	314,0	7,0	1 219,3	1 739,8
15 Tarif H	0,0	0,3	0,0	0,4	0,7	0,0	0,3	0,0	0,4	0,8
16 Tarifs LD et LP	-	-	0,2	0,9	1,0	-	-	0,2	0,9	1,1
17 Contrats spéciaux	122,6	155,1	0,4	615,1	893,2	123,2	156,7	0,5	621,1	901,4
18 Total	321,1	451,5	6,5	1 826,1	2 605,2	322,8	471,0	7,7	1 841,5	2 643,1
19 Total	810,0	2 595,1	857,4	5 332,0	9 594,5	815,5	3 060,9	1 065,6	5 442,7	10 384,8
20 Référence :	Tableau 5 Ligne 18 Colonne 3	Tableau 5 Ligne 18 Colonne 4	Tableau 5 Ligne 18 Colonne 5	Tableau 5 Ligne 18 Colonne 6		(7) + (13)	(8) + (14)	(9) + (15)	(10) + (16)	

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- 53. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-11, document 3, page 40 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-11, document 1, page 10, lignes 17 à 20 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-11, document 1, pages 10 et 11.

Préambule :

Référence (i)

Tableau 25 C - Répartition de la base de tarification et du coût de prestation du Plan global en efficacité énergétique par catégorie de consommateurs

Référence (ii)

« Comparée à une approche des coûts évités, une attribution directe des coûts du PGEÉ revient à traiter l'efficacité énergétique comme un autre programme commercial, sans prise en compte de son impact relatif sur la réduction des coûts de service, qui est à l'origine de leur justification. »

Référence (iii)

« Ceci étant, peu importe la provenance et le coût du kWh économisé, l'objectif initial de ces programmes est de réduire les coûts d'alimentation de l'ensemble de la clientèle et il est donc approprié de répartir les coûts sur la base des coûts évités, soit la juste mesure des bénéfices anticipés. Ainsi sur le plan économique, la méthode des coûts évités est celle qui reflète le mieux la causalité des coûts et qui est la plus équitable pour l'ensemble de la clientèle. »

Demandes :

- 53.1.** En ce qui concerne la méthode basée sur les coûts évités, veuillez justifier l'utilisation des GWh évités de 2003 à 2007 pour répartir les coûts du PGEÉ plutôt que d'utiliser l'ensemble des GWh économisés sur la durée de vie des mesures.

Réponse :

Toutes les mesures d'efficacité énergétique ne sont pas mises en place au même moment. Pour l'année témoin projetée 2008, les montants de 64,6 M\$ d'amortissement et de 404,2 M\$ du compte de frais reportés à répartir par catégories de consommateurs sont relatifs aux budgets des programmes du PGEÉ de la période de 2003 à 2007. Pour l'année 2008, les bénéfices, en termes d'économie d'énergie, que retirent la clientèle de ces charges

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

concernent uniquement les GWh implantés et cumulés jusqu'à l'horizon de 2007. Il n'est pas approprié de calculer la répartition des coûts du PGEÉ, sur une base de coût moyen, en fonction des GWh implantés sur la durée de vie des mesures implantées. Il doit y avoir une concordance dans le temps entre les coûts et les volumes .

- 53.2.** Veuillez fournir l'ensemble des GWh évités par catégorie tarifaire sur la durée de vie des mesures implantées depuis l'année 2003 et recalculer sur cette base la répartition des coûts du PGEÉ selon la méthode des coûts évités tel que présenté à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 53.1.

- 53.3.** En utilisant les GWh sur la durée de vie des mesures de la sous question précédente, veuillez présenter un tableau calculant les coûts unitaires (¢/kWh) du PGEÉ par catégorie tarifaire en utilisant, dans un premier temps, les coûts répartis selon la méthode des coûts évités et dans un deuxième temps les coûts répartis selon une allocation directe.

Réponse :

Le tableau R-53.3 présente les coûts unitaires par catégories de consommateurs selon la répartition de la méthode du coût évité et selon l'attribution directe, en fonction des GWh implantés et cumulés de l'année 2007.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Tableau R53.3
Comparaison des coûts unitaires en fonction des GWh implantés, selon le scénario des coûts évités et selon le scénario attribution directe
Année témoin projetée 2008

(1) Catégorie de consommateurs	(6) GWh implantés et cumulés ⁽¹⁾	(9) Scénario des coûts évités				(10) Scénario alternatif : Attribution directe			
		Base de tarification		Coût de prestation		Base de tarification		Coût de prestation	
		Compte de frais reportés		Amortissement		Compte de frais reportés		Amortissement	
		M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh
1 Domestique									
2 Tarifs D et DM	965	201,7	20,91	32,2	3,34	184,8	19,16	31,3	3,25
3 Tarif DH	0	0,0	20,69	0,0	3,30	0,0	14,01	0,0	2,37
4 Tarif DT	46	9,2	19,90	1,5	3,18	7,0	15,20	1,2	2,58
5 Total	1 011	210,9	20,86	33,7	3,33	191,9	18,98	32,5	3,22
6 Petite et moyenne puissance									
7 Tarifs G et à forfait	154	31,4	20,34	5,0	3,25	65,5	42,51	7,5	4,88
8 Tarif G9	13	2,6	20,10	0,4	3,21	0,9	7,00	0,1	0,80
9 Tarif M	331	65,5	19,81	10,5	3,16	78,8	23,83	13,8	4,19
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	7	1,3	18,96	0,2	3,03	6,4	92,93	1,5	21,42
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	505	100,7	19,97	16,1	3,19	151,6	30,05	22,9	4,55
13 Grande puissance									
14 Tarif L	315	55,8	17,68	8,9	2,82	53,0	16,80	7,8	2,48
15 Tarif H	0	0,0	17,95	0,0	2,87	0,2	303,21	0,0	44,74
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux	196	34,4	17,60	5,5	2,81	5,2	2,66	0,9	0,46
18 Total	511	90,2	17,65	14,4	2,82	58,4	11,43	8,7	1,71
19 Réseaux autonomes									
20 Tarifs D et DM	1	1,6	157,9	0,3	26,95	2,0	195,47	0,3	33,35
21 Tarif G	0	0,5	157,9	0,1	26,95	0,4	122,79	0,1	20,95
22 Tarif G9	0	0,0	157,9	0,0	26,95	0,0	17,63	0,0	3,01
23 Tarif M	0	0,3	157,9	0,0	26,95	0,0	3,46	0,0	0,59
24 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0	0,0	157,9	0,0	26,95	0,0	142,33	0,0	24,29
25 Total	1	2,4	157,9	0,4	26,95	2,4	157,93	0,4	26,95
26 Total	2 028	404,2	19,93	64,6	3,18	404,2	19,93	64,6	3,18
27 Facteur de répartition									

(1) GWh implantés et cumulés de l'année 2007. Voir pièce HQD-14, Document 3, Annexe A.

53.4. Dans la mesure où les coûts unitaires par catégorie tarifaire de la sous question précédente diffèrent d'une méthode à l'autre, peut-on conclure que l'utilisation de la méthode des coûts évités plutôt que la répartition directe engendre un déplacement de coûts alloués entre les catégories tarifaires en allouant plus de coûts aux catégories qui génèrent plus de GWh évités et ce, indépendamment de la rentabilité des mesures. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur met en place des programmes parce qu'il est économiquement justifié de les faire et qu'ils constituent une façon efficace d'équilibrer l'offre et la demande. La question est de savoir quelle est la méthode la plus appropriée pour répartir

les coûts de ces programmes entre les catégories de consommateurs.

Si ces programmes n'avaient pas eu lieu, chacune des catégories de consommateurs aurait dû assumer l'équivalent des coûts évités. Dans une approche économique, la référence est évidemment d'utiliser les coûts évités pour répartir les coûts totaux des programmes. Le fait qu'un programme soit plus ou moins « rentable » par rapport aux autres, en raison notamment de son ampleur, sa durée et de sa priorité, est davantage la responsabilité du Distributeur que de celle des consommateurs. L'ensemble de l'effort déployé par ces programmes libère des GWh qui serviront à combler les besoins futurs des clients.

Les clients participants à cet effort collectif sont donc en mesure d'accepter une imputation équitable des coûts de l'ensemble des programmes qui soit basée sur les coûts évités. Le même raisonnement s'applique pour les clients non participants, avec probablement plus d'insistance. Ils doivent assumer une part des coûts des programmes auxquels ils ne participent pas, que ce soit volontairement ou non, puisqu'ils bénéficient indirectement, via la répartition des coûts autres que ceux du PGEÉ, de l'impact des GWh évités par les participants de la catégorie de consommateurs à laquelle ils appartiennent. Cette répartition sur la base des coûts évités est donc également équitable pour les clients non participants.

La méthode de l'attribution directe est une approche plus comptable qui ne pose pas la question de la valeur du GWh évité des programmes d'efficacité énergétique. Cette méthode traite les coûts des programmes comme un autre service donné spécifiquement et directement à une clientèle alors que ces programmes, tout comme les programmes d'option interruptible, ont un objectif différent, à savoir de faire une utilisation plus efficace de l'électricité pour répondre à la demande, réduisant ainsi les coûts de service du Distributeur.

53.5. Compte tenu des réponses aux sous questions précédentes, veuillez élaborer davantage sur le choix de la méthode de répartition à retenir.

Réponse :

Voir la réponse à la question 53.4.

INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE

54. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 1, page 33, lignes 9 à 13.

Préambule :

« (...), la proportion de la composante énergie dans les tarifs généraux a progressé légèrement entre 2004 et 2007. Au tarif G, la proportion de l'énergie est passée de 52 % à plus de 53 % alors qu'au tarif L la proportion en énergie du tarif représente maintenant 63 %, comparativement à 61 % en 2004. Au tarif M, la proportion est passée de 53 à 54 %. »

Demande :

54.1. Veuillez comparer les composantes énergie et puissance incluses dans les tarifs G, M et L avec les composantes des coûts d'énergie et de puissance pour chacun de ces tarifs.

Réponse :

Le Distributeur souhaite a priori rappeler que les coûts de l'énergie et de la puissance, qui s'expriment dans les revenus requis, ne reflètent pas la valeur de ces composantes à long terme. Il ne faut donc surtout pas chercher à reproduire, dans l'exercice tarifaire, une structure de coûts moyens mais plutôt la structure des coûts marginaux qui indique la direction et l'ampleur des changements à apporter aux prix des tarifs sur un horizon de long terme.

Le tableau suivant, qui reprend l'exercice présenté au tableau 7 de la pièce HQD-1, document 3, page 16 du dossier R-3541-2004, doit donc être apprécié dans ce contexte. Dans cet exercice, les résultats sont obtenus avec la méthode d'allocation des coûts de transport en puissance. Si une partie du transport devait être

allouée en énergie, les résultats indiqueraient que la proportion énergie dans les tarifs devrait croître.

Tableau R-54.1
Comparaison de la proportion énergie
des revenus et des revenus requis du Distributeur
Années 2004-2007

Tarifs	Revenus		Revenus requis	
	2004	2007	2004	2007
G	52 %	53 %	56 %	56 %
M	53 %	54 %	56 %	56 %
L	61 %	63 %	70 %	69 %

Une approche basée sur les coûts marginaux actuels donnerait une direction similaire. L'approche graduelle adoptée par le Distributeur présente l'avantage d'envoyer le signal aux différents acteurs du marché que les appels de puissance demeurent un enjeu important pour le Distributeur. En outre, dans un contexte où des renversements de tendance en ce qui concerne les coûts marginaux peuvent se produire, une progression graduelle dans le changement de structure tarifaire offre plus de stabilité que des changements trop brusques.

- 55. Références:** (i) Dossier R-3617-2006, pièce B-5- HQD-2, document 1, réponse 2.1 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-12, document 1, pages 53 et 54.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique qu'il prévoit prendre les clients de Schefferville en charge au printemps de 2007 lorsqu'il aura conclu l'acquisition des réseaux de distribution.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

À la référence (ii), le Distributeur précise que :

« Jusqu'à la prise en charge des clients du réseau autonome de Schefferville par Hydro-Québec Distribution, la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité sont sous la responsabilité conjointe de IOC et de sa filiale Électricité de Schefferville inc. »

[...]

« Dans la décision D-2007-30, la Régie a autorisé le Distributeur à appliquer sur une base provisoire les tarifs actuels d'Électricité de Schefferville pour lui permettre de procéder à la mise en conformité des équipements électriques à ses conditions de service et d'intégrer les nouveaux clients à son système de facturation. »

Demandes :

55.1. Veuillez mettre à jour la date prévue de prise en charge par le Distributeur des clients du réseau autonome de Schefferville.

Réponse :

Le Distributeur met tout en œuvre pour que la prise en charge se fasse dans les plus brefs délais. Il doit cependant coordonner ses interventions selon la disponibilité de ses cocontractants pour la signature des documents officialisant sa prise en charge.

55.2. Veuillez fournir l'état d'avancement des travaux de mise en conformité des équipements électriques et d'intégration des clients au système de facturation du Distributeur.

Réponse :

Les travaux de mise en conformité des équipements électriques sont complétés dans une proportion de 65 % et tous les processus liés à l'intégration des clients au système de facturation du Distributeur sont en place et en voie d'être complétés afin de permettre la prise en charge des clients du réseau autonome de Schefferville pour le 1^{er} avril 2008.

56. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 1, pages 54 et 55.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Préambule :

« Le Distributeur propose en premier lieu de modifier le texte des Tarifs afin de ne pas appliquer la tarification dissuasive aux clients du réseau de Schefferville. Ainsi, les tarifs et conditions de service applicables au sud du 53^{ème} parallèle pourront s'appliquer. Plusieurs facteurs motivent cette proposition.

D'abord, la presque totalité des clients chauffent actuellement à l'électricité et les coûts de conversion des systèmes de chauffage seraient exorbitants. Deuxièmement, l'approvisionnement en électricité dans le réseau autonome de Schefferville est de source hydraulique à un coût plus faible qu'une centrale thermique qui alimente généralement les réseaux autonomes au nord du 53^{ème} parallèle. »

Demandes :

56.1. Veuillez indiquer si un autre réseau autonome du Distributeur est actuellement alimenté par hydroélectricité. Si oui, veuillez spécifier lequel ou lesquels.

Réponse :

Les communautés de la Basse Côte-Nord, en aval de La Romaine, sont alimentées par la centrale hydroélectrique du Lac Robertson¹.

56.2. Veuillez indiquer si les tarifs et conditions de service applicables au sud du 53^{ème} parallèle sont appliqués à d'autres communautés situées au nord du 53^{ème} parallèle.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les tarifs et conditions de service applicables au sud du 53^e parallèle ne sont actuellement appliqués à aucune communauté située au nord du 53^e parallèle. Advenant une décision favorable de la Régie, le réseau de Schefferville serait le seul réseau autonome au nord du 53^e parallèle dans cette situation.

¹ R-3470-2001, HQD-3, Document 1, p.1 ; R-3550-2004, HQD-4, Document 1, p. 5.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Cependant, elles sont appliquées aux clients des communautés situées au nord du 53^e parallèle, reliées au réseau intégré, telles Wemindji, Waskaganish et Radisson.

57. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 1, page 56.

Préambule :

Le Distributeur compare, au tableau 38, les tarifs actuels de Schefferville à ses tarifs réguliers, au sud du 53^e parallèle :

**TABLEAU 38
COMPARAISON DES TARIFS ACTUELS DE SCHEFFERVILLE ET
DES TARIFS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR**

		Consommation pour 2 mois				
		1 250 kWh	2 000 kWh	4 000 kWh	6 000 kWh	
Service domestique - Tarif 1						
Tarif SP	Pris unitaire	1,55 ¢	1,48 ¢	2,25 ¢	2,51 ¢	
Tarif HQD	Pris unitaire	7,24 ¢	6,92 ¢	6,68 ¢	6,88 ¢	
Impact tarifaire sans transition		358%	357%	197%	173%	
		Consommation mensuelle				
		40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
Service commercial - Tarif 2 (monophasé ou triphasé sous 4 kW)						
Tarif SP	Pris unitaire	3,93 ¢	5,50 ¢	4,47 ¢	3,13 ¢	3,13 ¢
Tarif HQD	Pris unitaire	8,59 ¢	11,53 ¢	10,69 ¢	7,62 ¢	8,91 ¢
Impact tarifaire sans transition		118%	110%	130%	144%	121%
		Consommation mensuelle				
		40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
Service industriel - Tarif 3 (triphases dépassant 4 kW)						
Tarif SP	Pris unitaire	3,29 ¢	4,47 ¢	4,08 ¢	2,03 ¢	2,03 ¢
Tarif HQD	Pris unitaire	8,59 ¢	11,53 ¢	10,69 ¢	7,62 ¢	8,91 ¢
Impact tarifaire sans transition		161%	156%	164%	276%	241%
Service municipal - Tarif 4 (éclairage public)		Tous les kWh				
Tarif SP	Pris unitaire	1,52 ¢				
Tarif HQD	Pris unitaire	8,47 ¢				
Impact tarifaire sans transition		457%				

Demande :

57.1. Veuillez comparer les tarifs actuels de Schefferville aux tarifs du Distributeur applicables au nord du 53^e parallèle, selon le même format que le tableau 38 et pour les mêmes consommations types.

Réponse :

Pour illustrer l'application de la tarification dissuasive applicable au nord du 53^e parallèle, le Distributeur doit faire l'hypothèse qu'à

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

l'exception de l'éclairage public, tous les cas types utilisent l'électricité pour le chauffage des locaux, de l'eau ou pour une application thermique non autorisée aux Tarifs et conditions.

Tableau R-57.1

Comparaison des tarifs actuels de Schefferville et des tarifs du Distributeur applicables au nord du 53^e parallèle

			Consommation pour 2 mois				
			1 250 kWh	2 000 kWh	4 000 kWh	6 000 kWh	
Service domestique - Tarif 1							
Tarif SP	Prix unitaire		1,55 ¢	1,48 ¢	2,25 ¢	2,51 ¢	
Tarif HQD - nord 53 ^e parallèle	Prix unitaire		7,24 ¢	8,99 ¢	19,57 ¢	23,09 ¢	
Impact tarifaire sans transition			368%	507%	769%	821%	
			Consommation mensuelle				
			40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
Service commercial - Tarif 2 (monophasé ou triphasé sous 4 kW)							
Tarif SP	Prix unitaire		3,93 ¢	5,50 ¢	4,47 ¢	3,13 ¢	3,13 ¢
Tarif HQD - nord 53 ^e parallèle	Prix unitaire		66,58 ¢	69,25 ¢	68,41 ¢	69,77 ¢	69,77 ¢
Impact tarifaire sans transition			1593%	1160%	1431%	2130%	2130%
			Consommation mensuelle				
			40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
Service industriel - Tarif 3 (triphasé dépassant 4 kW)							
Tarif SP	Prix unitaire		3,29 ¢	4,47 ¢	4,06 ¢	2,03 ¢	2,03 ¢
Tarif HQD - nord 53 ^e parallèle	Prix unitaire		66,58 ¢	69,25 ¢	68,41 ¢	69,77 ¢	69,77 ¢
Impact tarifaire sans transition			1924%	1450%	1587%	3341%	3341%
			Tous les kWh				
Service municipal - Tarif 4 (éclairage public)							
Tarif SP	Prix unitaire		1,52 ¢				
Tarif HQD	Prix unitaire		8,47 ¢				
Impact tarifaire sans transition			457%				

58. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 1, Annexe A, page 69.

Préambule :

Tableau - Illustration de l'application des hausses différenciées en 2008

Demande :

58.1. Veuillez fournir un tableau similaire au tableau en référence en présentant séparément l'impact des modifications des méthodes de répartition du coût de transport et de la fourniture survenues entre l'année 2007 et 2008. Veuillez détailler votre calcul et les hypothèses utilisées.

Réponse :

Les revenus requis unitaires par catégories de consommateurs pour 2007 ont été établis avec les mêmes méthodes de répartition de coût de transport et de la fourniture que celles utilisées pour l'année 2008. Il en résulte que les résultats présentés à l'annexe A excluent tous les effets reliés au changement de méthode de répartition.

59. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 2, page 40.

Préambule :

« Pour les tarifs généraux, l'amélioration du signal de prix proposée par le Distributeur passe par l'élimination de la dégressivité des tarifs G et M et par une simplification du mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif M. »

Demande :

59.1. Dans le cadre de l'information fournie sur la réforme des tarifs généraux, veuillez préciser si un examen ou une révision des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension a eu lieu et présenter les résultats s'il y a lieu.

Réponse :

Les crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension ont fait l'objet d'une analyse détaillée dans le cadre du dossier R-3541-2004 (HQD-1, document 4) et sont depuis ajustés annuellement. Dans le cadre de la réforme des tarifs généraux, le Distributeur ne prévoit pas modifier la structure actuelle des crédits d'alimentation, ni leurs modalités d'application. Par conséquent, le Distributeur profite de l'occasion pour retirer la modification proposée à l'article 10.2 des Tarifs et conditions présentée à la pièce HQD-12, document 10. Par contre, il envisage de déposer régulièrement une mise à jour de l'analyse de ces crédits.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

La version révisée de l'article 10.3 en versions anglaise et française est déposée avec les réponses aux demandes de renseignements du Distributeur.

- 60. Référence :** (i) Pièce B-1- HQD-12, document 3, page 37, lignes 10 à 13 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-12, document 3, pages 38 et 39, tableaux 19 à 21.

Préambule :

«En s'appuyant sur la répartition mensuelle des besoins de base présentée au tableau 4, il peut être justifié de diminuer le seuil de la 1^{re} tranche en été, c'est-à-dire du 1^{er} avril au 30 novembre tel que défini au texte des Tarifs et conditions du Distributeur.».

Demandes :

- 60.1.** Veuillez présenter les tableaux 19, 20 et 21 en ajoutant un scénario où la baisse du seuil de la première tranche d'énergie en été serait compensée par une baisse répartie également entre les trois éléments du tarif à savoir, la redevance, le prix de la première et de la deuxième tranche.

Réponse :

Tableau R-60.1-A

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM
1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 1 ^{re} tr.	40,64 0,0%	5,15 -2,6%	7,03 0,0%	1,36	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 2 ^e tr.	40,64 0,0%	5,29 0,0%	6,91 -1,7%	1,31	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente de la redevance	37,57 -7,6%	5,29 0,0%	7,03 0,0%	1,33	5,46 0,0%	1,35 0,0%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente des 3 composantes	40,27 -0,9%	5,24 -0,9%	6,97 -0,9%	1,33	5,46 0,0%	1,35 0,0%

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Tableau R-60.1-B

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement 11 590 kWh	Petite maison 20 494 kWh	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche 10 950 kWh	Multi-logement 124 160 kWh
1 ^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 1 ^{re} tr.	0 \$ 0,0%	-4 \$ -0,5%	2 \$ 0,1%	7 \$ 0,4%	8 \$ 0,4%	8 \$ 0,3%	8 \$ 0,2%	8 \$ 0,0%	8 \$ 1,1%	17 \$ 0,2%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente du prix de la 2 ^e tr.	0 \$ 0,0%	5 \$ 0,6%	2 \$ 0,1%	0 \$ 0,0%	-6 \$ -0,3%	-19 \$ -0,6%	-43 \$ -1,0%	-466 \$ -1,6%	20 \$ 2,7%	17 \$ 0,2%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente de la redevance	0 \$ 0,0%	-3 \$ -0,4%	4 \$ 0,3%	9 \$ 0,5%	10 \$ 0,5%	10 \$ 0,3%	10 \$ 0,2%	10 \$ 0,0%	10 \$ 1,4%	29 \$ 0,3%
Seuil d'été de la 1 ^{re} tranche à 25 kWh et baisse équivalente des 3 composantes	0 \$ 0,0%	1 \$ 0,1%	2 \$ 0,2%	4 \$ 0,2%	1 \$ 0,0%	-6 \$ -0,2%	-19 \$ -0,4%	-243 \$ -0,8%	14 \$ 2,0%	18 \$ 0,2%

Tableau R-60.1-C

Répartition des clients (%)				
Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Baisse du prix de la 1 ^{re} tranche	Baisse du prix de la 2 ^e tranche	Baisse de la redevance	Baisse des 3 composantes
Moins de -2	0,0	0,0	17,8	0,0
De -2 à -1	23,8	0,7	10,2	0,0
De -1 à 0	31,2	35,9	24,7	56,3
De 0 à 1	44,9	54,9	45,6	39,5
De 1 à 2	0,1	7,8	1,6	4,2
2 et plus	0,0	0,7	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0
	Impact tarifaire	Impact tarifaire	Impact tarifaire	Impact tarifaire
Moyenne	-0,3	0,2	-0,6	-0,1
Minimum	-2,0	-1,7	-7,6	-1,0
Maximum	2,1	3,4	2,1	2,7

60.2. Veuillez commenter les résultats de ce scénario additionnel.

Réponse :

Les analyses et recommandation présentées aux sections 4.2 et 4.3 de la pièce HQD-12, document 3 s'appliquent également au

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

scénario de baisse des 3 principales composantes du tarif D pour compenser la baisse du seuil de la 1^{re} tranche à 25 kWh/jour en été.

D'une part, la baisse du prix de la 1^{re} tranche, bien qu'elle soit moindre dans ce scénario, détériore le signal de prix pour les 15 % de clients ne consommant qu'en 1^{er} tranche ou pour 47 % des kWh consommés au tarif D. D'autre part, la baisse du prix de la 2^e tranche détériore le signal de prix pour les 85 % de clients consommant en 2^e tranche et les impacts tarifaires par cas type démontrent clairement que la baisse du prix de la 2^e tranche avantage les gros consommateurs. La baisse de la redevance favorise indûment les clients qui ne consomment pas à l'année. Finalement, la distribution des impacts tarifaires permet de constater que plus de 56 % des clients verront leur facture diminuer.

Du côté de la facturation, l'introduction d'un seuil saisonnier aura une incidence sur les répartitions de consommation au prorata qui devront être effectuées aux changements de saison.

Pour toutes ces raisons, le Distributeur réitère qu'il est préférable d'accentuer le signal de prix en haussant les prix d'énergie sans modifier la structure du tarif.

61. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 4, page 35.

Préambule :

Tableau 6 -Tarif G-9

Demande :

61.1. Veuillez indiquer pourquoi dans la structure proposée, le seuil minimal de la puissance maximale appelée (PMA) passe à 60 kW par rapport à la structure actuelle où ce seuil est à 65 kW.

Réponse :

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le tarif G-9 ne s'applique pas à l'abonnement dont la puissance maximale appelée est toujours inférieure à 65 kW. Le Distributeur propose, dans le cadre de la réforme, de hausser la prime de puissance du tarif G pour faire en sorte que le point de rencontre entre ces deux tarifs soit abaissé à 60 kW. Ce faisant, le Distributeur s'assurerait de minimiser le nombre de clients avec facturation de la puissance au tarif G.

62. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 4, page 46, lignes 15 à 26.

Préambule :

« Le Distributeur considère que ces programmes s'avèrent un outil plus efficace qu'un tarif à paliers pour atteindre les objectifs d'économie d'énergie. Ils lui permettent de mieux cibler les mesures en fonction de critères précis alors qu'avec le tarif à paliers, toute réduction de la consommation est rémunérée au coût marginal, quelle qu'elle soit. De plus, les programmes permettent de donner une aide financière en lien direct avec la valeur économique des économies réalisées, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. À l'opposé, le tarif à palier accorde la même valeur à toutes les mesures d'économie d'énergie. Ainsi, les mesures les moins coûteuses sont rémunérées à la pleine valeur du coût évité. Enfin, contrairement au tarif à paliers, les programmes apportent une plus grande flexibilité au Distributeur en lui permettant d'ajuster le rythme de déploiement des différentes mesures en fonction de l'équilibre énergétique. »

Demande :

62.1. Veuillez élaborer davantage l'énoncé cité en référence notamment en l'illustrant avec des exemples chiffrés.

Réponse :

L'énoncé présente les trois avantages des programmes en efficacité énergétique applicables aux clients au tarif L par rapport au tarif à paliers, soit une approche mieux ciblée, une aide financière variant en fonction de la valeur économique des mesures et une plus grande flexibilité pour répondre aux besoins du Distributeur.

- **Les programmes d'économie d'énergie du Distributeur sont développés en fonction du potentiel de ses différentes**

clientèles et du contexte énergétique, dans l'optique d'une planification au moindre coût de l'équilibre énergétique. Dans le choix de ses interventions commerciales, le Distributeur vise d'abord les mesures les moins coûteuses et le recours au financement et à l'aide financière seulement si nécessaire.

- Le niveau de l'aide financière proposée varie d'un programme à l'autre, selon les besoins, en fonction du type de mesure et des réalités économiques de chacun des marchés. Le Distributeur a établi un niveau d'aide financière, pour chaque programme, en considérant la période de récupération de l'investissement (PRI) acceptable pour les différentes catégories de clients. Ainsi, l'aide financière vise à respecter les critères économiques des clients, de façon à les intéresser à participer aux programmes, en limitant au minimum l'effet d'opportunisme et l'impact des programmes en efficacité énergétique pour les non-participants.
- Enfin, les programmes permettent au Distributeur de moduler ses interventions ponctuellement pour lui permettre d'atteindre ses objectifs, par exemple en modifiant au besoin les modalités d'un programmes pour encourager les clients à continuer ou amorcer des démarches en efficacité énergétique.

À l'inverse, un tarif à paliers ne cible aucune mesure précise. Il accorde la même rémunération à toutes les mesures d'économie d'énergie soit l'équivalent du coût marginal et représente un gain récurrent d'année en année pour le client. Ainsi, pour les mesures les moins coûteuses, les clients obtiendraient une aide financière plus importante que nécessaire pour les inciter à économiser l'énergie, aux frais du reste de la clientèle. Par exemple, actuellement le Distributeur ne finance pas les mesures dont la PRI est inférieure à un an puisque ces mesures sont déjà rentables pour le client industriel au tarif L. Par contre, avec un tarif à paliers, ce client serait compensé pour ces mesures à hauteur du coût marginal. Avec le maintien des programmes en parallèle, ceci aurait pour conséquence d'inciter les clients industriels au tarif L à choisir le meilleur de deux mondes. De plus, deux structures administratives seraient requises.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le tableau suivant présente le coût unitaire de chacun des programmes qui s'adressent à la clientèle industrielle au tarif L, établi en tenant compte de la durée de vie propre de chacune des mesures. L'écart d'environ 7 ¢/kWh entre ces coûts unitaires avec le coût évité de 8,3 ¢/kWh (qui correspondrait au prix du 2^e palier) montre qu'à volume égal, les programmes sont beaucoup plus économiques qu'un tarif à paliers et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Tableau R-62.1 :
Coût unitaire par programme – Clientèle industrielle au tarif L
Annuité croissante à l'inflation (¢/kWh 2008)

PIIGE	1,53
PADIGE analyse	0,65
PAMUGE	1,56

63. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 12.

Préambule :

« La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh »

Demandes :

63.1. Veuillez fournir l'historique des prix moyens mensuels observés durant les heures de pointe et les heures hors pointe sur le marché de New-York et de la Nouvelle-Angleterre qui soutient l'affirmation en référence.

Réponse :

Dans sa preuve, le Distributeur mentionne qu'il utilise un signal de prix pointe/hors pointe, évalué sur une base annuelle.

L'historique des prix annuels se trouve à la page 11 de l'annexe B de la pièce HQD-14, document 3.

- 63.2.** Veuillez commenter et faire le lien entre les coûts historiques de la réponse précédente et la structure des tarifs TDT et TPC proposée par le Distributeur.

Réponse :

Le niveau des prix de la structure proposée de tarifs DA et DB reflète les revenus requis, soit les coûts moyens encourus par le Distributeur pour la clientèle domestique. Les structures proposées des tarifs DA et DB reposent sur la structure des coûts marginaux : écart pointe hors / pointe et coût de puissance en hiver (voir la pièce HQD-14, document 3, lignes 18-19 de la page 89 et 1 à 9 de la page 90). Elles ne cherchent pas à reproduire une tarification en temps réel.

Voir également la réponse à la Régie à la pièce HQD-16, document 1, question 55.2 du dossier R-3610-2006.

- 63.3.** Est-ce que le Distributeur peut fournir un ou des exemples de structure comparable des tarifs TDT et TPC dans d'autres juridictions ?

Réponse :

Les tarifs de ENEL qui apparaissent à la pièce HQD-12, document 5, page 7 fournissent des exemple de TDT ; ces tarifs sont toutefois fermés depuis le 1^{er} juillet 2007. À la connaissance du Distributeur, les TPC ne sont pas déployées sous d'autres juridictions sinon en projet pilote (par exemple, chez Hydro Ottawa et BC Hydro). Une TPC a toutefois été testée avec succès par la Californie dans le cadre de son projet pilote de tarification dynamique (voir la pièce HQD-13, document 2, page 28 du dossier R-3579-2006) où un effacement en pointe de 13 % a été enregistré. Les grands distributeurs californiens offriront graduellement une TPC optionnelle à leurs clients.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

De nombreux exemples de TDT et de TPC sont également donnés aux pages 94 à 99 du document cité en référence à la note de bas de page 10 de HQD-12, document 5 et qui se retrouve au lien suivant : http://www.epa.gov/solar/pdf/surveyoftou_july06.pdf .

63.4. Veuillez commenter sur la capacité des clients de répondre à un signal de prix aussi élaboré.

Réponse :

Voir la réponse à la question 63.4. Le Distributeur soumet toutefois que c'est précisément l'objectif du projet pilote de répondre à cette question.

64. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 20.

Préambule :

« Sur la base des données provenant de l'échantillon de clients mesurés par le Distributeur, la consommation annuelle totale des clients se répartit également entre les heures de pointe et les heures hors pointe. Sur cette base, les 15 premiers kWh en pointe et les 15 premiers kWh hors pointe consommés quotidiennement bénéficieront d'un tarif inférieur. »

Demandes :

64.1. Sur la base des données de l'échantillon, veuillez démontrer que la répartition égale entre les kWh en pointe et les kWh hors pointe sur une base annuelle se vérifie aussi sur une base mensuelle. Veuillez commenter.

Réponse :

Voir les tableaux suivants qui présentent la répartition de la consommation des clients en période de jour (lundi au vendredi de 6h à 22h), nuit (lundi au vendredi de 22h à 6h) ainsi que les jours de week-end (24h sur 24h) sur une base mensuelle. Les proportions hors pointe (nuit + week-end) et pointe (jour) demeurent sensiblement égales tout au long de l'année, autant pour les clients TAE que non-TAE.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Les tableaux indiquent également la proportion de la consommation annuelle qui se retrouve à chaque mois.

**Tableaux R-64.1
Ensemble des clients**

		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
Total	Jour	47%	50%	50%	48%	50%	53%	50%	55%	54%	49%	51%	49%	50%
	Nuit	21%	22%	23%	20%	20%	19%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%
	Week-end	32%	28%	26%	32%	30%	27%	31%	26%	27%	32%	29%	29%	29%
	Total	14%	13%	11%	8%	6%	5%	5%	5%	5%	7%	9%	13%	100%

Clients TAE

		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
Total	Jour	47%	49%	50%	48%	50%	54%	51%	55%	54%	49%	50%	49%	50%
	Nuit	21%	23%	24%	21%	20%	19%	18%	19%	19%	20%	21%	22%	21%
	Week-end	32%	28%	26%	32%	30%	27%	31%	26%	27%	32%	29%	29%	29%
	Total	15%	14%	11%	8%	5%	4%	4%	4%	4%	6%	10%	14%	100%

Clients non-TAE

		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
Total	Jour	49%	52%	54%	50%	50%	53%	50%	54%	53%	49%	54%	52%	52%
	Nuit	17%	18%	20%	19%	19%	20%	19%	20%	19%	17%	18%	18%	19%
	Week-end	34%	30%	26%	31%	31%	28%	31%	26%	27%	34%	28%	30%	30%
	Total	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	8%	10%

64.2. Veuillez indiquer si les 15 premiers kWh consommés durant les heures de pointe et hors pointe correspondent aussi à la partie la plus inélastique des consommations des clients. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Sur l'ensemble des kWh qui seraient consommés par un client en hors pointe dans une journée, il y aura toujours un kWh qu'il sera plus facile de ne pas consommer que les autres. (conséquemment, il y a toujours un kWh dont la demande est plus élastique que les autres). On peut donc de cette façon dire qu'il y a, parmi les kWh consommés hors pointe, 15 kWh dont la demande est plus inélastique que la demande de tous les autres kWh. Cette logique est la même pour les kWh consommés en pointe. Le Distributeur ajoute que la notion de 15 « premiers » kWh ne fait pas référence à la chronologie de la consommation.

Voir également la réponse à la question 58 a) d'OC à la pièce HQD-16, document 7 dans le dossier R-3610-2006.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

65. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 22, lignes 3 à 7.

Préambule :

*« Il aurait été possible de faire apparaître le coût de la puissance dans le niveau de prix d'une simple TDT en hiver. Pour ce faire, il aurait fallu allouer la valeur de la puissance (10 \$/kW) aux quelque 2 800 heures d'hiver (4 mois * 720 heures par mois), soit 0,36 ¢/kWh. De l'avis du Distributeur, la structure résultante aurait dilué le signal de prix par rapport à une TPC.»*

Demandes :

65.1. Veuillez fournir un scénario d'une simple TDT où le prix de la puissance en hiver est réparti uniquement sur les heures de pointe en hiver.

Réponse :

La structure suivante suppose que le coût de puissance de 10 \$/kW-hiver est réparti sur les 1 376 heures de pointe telles que définies par les options tarifaires proposées

Tableau R-65.1

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,36	4,13	6,01	4,51
2 ^e Tranche	8,20	5,97	7,80	6,30

65.2. Veuillez commenter les résultats de ce scénario.

Réponse :

Le tableau suivant compare 4 structures tarifaires : une TDT incluant un coût de puissance de 10 \$/kW réparti sur les 2 800 heures d'hiver (compensé par une diminution de prix en été), une TDT incluant un coût de puissance de 10 \$/kW réparti sur 1 378 heures de pointe en hiver (compensé par une diminution de prix hors pointe en hiver) et les options DA et DB telles que proposées en preuve.

Les trois scénarios de TDT simples sont peu différents l'un de l'autre. Toutefois, la TDT avec un coût de puissance réparti sur les 2 800 heures a pour conséquence d'avantager les clients qui ont des usages estivaux plus importants et de désavantager les clients qui ont des charges d'hiver importantes. Le scénario DB permet quant à lui, dans le cadre du projet pilote, d'isoler complètement les effacements pointe / hors pointe de tout signal de prix de puissance afin de saisir un écart d'effacement le plus pur possible, en heures critiques, entre les clients qui sont au tarif DA et ceux qui sont au tarif DB.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Tableau R-65.2

10 \$/kW-hiver sur les 2 800 heures d'hiver

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,24	4,74	5,88	4,38
2 ^e Tranche	7,95	6,45	7,59	6,09

10 \$/kWh-hiver sur 1 376 heures de pointe d'hiver

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,36	4,13	6,01	4,51
2 ^e Tranche	8,20	5,97	7,80	6,30

TDT proposée (tarif DB)

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,01	4,51	6,01	4,51
2 ^e Tranche	7,80	6,30	7,80	6,30

TPC proposée (tarif DA)

	Hiver		Été	
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe
1 ^{re} Tranche	6,01	3,33	6,01	4,51
2 ^e Tranche	7,80	5,12	7,80	6,30
Hrs-critiques	17,80			

66. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 26, lignes 4 à 10.

Préambule :

« Pour assurer la neutralité tarifaire aux clients qui ne modifient pas leur profil de charge, la consommation hors pointe est facturée à un prix inférieur, passant de 4,51 ¢/kWh en été pour la 1^{re} tranche à 3,33 ¢/kWh et de 6,30 ¢/kWh pour la 2^e

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

tranche à 5,12 ¢/kWh, pour des baisses respectives de 26 et 19 %. Cette baisse de prix vise la tranche de consommation la plus inélastique de la demande en hiver, ce qui annule l'effet pervers d'une augmentation de la consommation en période de bas prix.»

Demande :

66.1. Veuillez élaborer davantage votre explication. Notamment veuillez expliquer pourquoi les prix de la première et de la deuxième tranche du tarif hors pointe ont été diminués plus en hiver qu'en été.

Réponse :

La structure en hiver est conçue de telle sorte qu'un client déplace sa consommation de kWh des heures critiques vers les heures hors pointe et non des heures critiques en hiver vers les heures hors pointe en été, par exemple. En outre, il est important que les clients puissent constater, sur la même facture, l'effet de leur déplacement.

66.2. Veuillez expliquer en quoi les consommations de la première tranche en hiver sont plus inélastiques que les consommations en été.

Réponse :

La question laisse supposer que le Distributeur compare l'élasticité de la demande de la première tranche en été à l'élasticité de la demande de la première tranche en hiver. Ce n'est pas le cas. Les kWh en première tranche ont, en toute saison, une demande plus inélastique. (voir la réponse à la question 64.2).

67. Référence : Pièce B-1- HQD-12, document 5, page 26, lignes 17 à 22.

Préambule :

« C'est pourquoi le Distributeur a préféré recourir à de multiples hypothèses illustratives afin de déterminer un ordre de grandeur des économies possibles. Ainsi, tel que le démontre le tableau 9, en supposant des déplacements de 20 %

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

à 30 % des kWh normalement consommés en pointe vers les périodes hors pointe, les clients pourraient économiser environ de 3 à 4 % de leurs factures annuelles.»

Demande :

67.1. Veuillez fournir un estimé des économies (en \$ et en kWh) qui pourraient être réalisées par les clients qui feraient partie du projet pilote.

Réponse :

Le Distributeur ne peut fournir d'autres estimés que les cas de figure présentés en preuve au tableau 9. Les résultats du projet pilote permettront de raffiner les hypothèses.

68. Références : (i) Requête, page 8 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-12, document 8, page 3.

Préambule :

(i) « Pour le tarif DT, il est proposé que la hausse soit entièrement appliquée sur les prix hors pointe. »

Demande :

68.1. Veuillez expliquer cette demande,

Réponse :

Dans un contexte où tous les kWh consommés coûtent environ 10 ¢/kWh, cette stratégie vise à améliorer le signal de prix pour éviter que le prix hors pointe stimule la consommation additionnelle, sans toutefois réduire l'économie de l'ordre de 5 à 15 % réalisée par le client lorsque ce dernier s'efface en période de pointe, ni compromettre la neutralité tarifaire entre le tarif DT et le tarif D pour une maison unifamiliale moyenne lorsque le client utilise uniquement l'électricité.

Par ailleurs, le Distributeur considère que le prix actuel de 17,55 ¢/kWh (équivalent à un prix de mazout de 1,42 \$/l) applicable en pointe est suffisamment dissuasif pour inciter le

client à utiliser en période de pointe une source alternative d'énergie pour le chauffage et à déplacer certaines usages de base.

AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS

69. Référence : Pièce B-1- HQD-13, document 1, page 10.

Préambule :

« Le Distributeur avait déjà établi un plan de travail qui, à l'horizon 2010, lui permettra de préciser le taux de renouvellement requis à long terme, selon l'âge et l'état des composants du réseau de distribution. »

Demandes :

69.1. Dit-on comprendre à la lecture du texte cité que les investissements qui doivent être autorisés dans le présent exercice ne sont pas déterminés par la méthode présentement mise en place et exposée dans le dernier dossier tarifaire (R-3610-2006) ?

Réponse :

Les investissements sont établis selon la méthode en développement. Toutefois, tel que mentionné à la page 13 de la pièce HQD-14, document 1 du dossier R-3610-2006, des étapes restent à franchir pour obtenir une meilleure évaluation des besoins d'investissements:

« Cependant, si le portrait global est concluant quant à la nécessité d'accroître les investissements en pérennité, particulièrement sur le réseau aérien, plusieurs analyses restent à faire pour améliorer la connaissance de l'état et de la performance des principaux actifs. Cela sera rendu possible par des relevés sur le terrain, par des analyses de comportement des composants et par le balisage. Le Distributeur poursuivra également l'analyse de différentes techniques permettant de prolonger la durée de vie de certains composants et d'en mesurer les bénéfices. Enfin, des efforts seront déployés pour préciser les durées de vie économiques des composants et

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

élaborer des stratégies optimales mettant en relation les coûts, les périodes de renouvellement, les cibles de performance techniques et les obligations contractuelles.

Par contre, le Distributeur possède certaines informations sur son parc de poteaux qui lui permettent de prévoir de façon préliminaire ses besoins de renouvellement des poteaux et d'une partie des actifs associés. » (nos soulignés)

Ainsi, entre-temps, le Distributeur présente des besoins additionnels de 8 M\$ pour la pérennité du réseau de distribution.

69.2. Quant à l'« *évaluation qui pourrait s'appuyer sur l'évolution de l'IC ou sur un autre indicateur plus approprié devant contribuer à quantifier les impacts de ne pas faire les investissements requis.* », où en est le Distributeur ?

Réponse :

Tel que mentionné dans la demande d'autorisation des investissements (HQD-13, document 1, page 10), «*le Distributeur entend poursuivre l'analyse des options possibles pour répondre aux préoccupations de la Régie* »

70. Référence : Pièce B-1- HQD-13, document 1, page 12.

Préambule :

« Les travaux de réfection du groupe 3..... avaient initialement été évalués à 7,3 M\$. Le démontage du groupe au début de l'année 2007 a permis de constater que son état est pire que ce qui avait été estimé. Il est maintenant prévu que les travaux de réfection du groupe s'élèveront à 15 M\$. »

Demandes :

70.1. Le Distributeur est-il en mesure de confirmer à la Régie que l'examen attentif de toutes les parties du projet est terminé et que les coûts seront limités aux montants présentés dans ce dossier ?

Réponse :

Le Distributeur confirme que l'examen attentif de tous les coûts inhérents au groupe 3 est terminé et ceux-ci se limiteront à près de 15 M \$ pour 2007. Toutefois, une somme de près de 3 M\$ a déjà été dépensée en 2006 et près de 1 M\$ est prévu en 2008.

Quant aux investissements futurs de plus de 10 M\$, tant pour la production, le transport et la distribution, tel que convenu dans la décision D-2006-123, le Distributeur s'engage à déposer ultérieurement des demandes précisant les besoins spécifiques pour les faire autoriser.

70.2. Si non, quels sont les éléments du projet qui seront revus et à quel moment le Distributeur pourra-t-il se prononcer sur le coût final du projet ?

Réponse :

Pour l'instant, aucun élément du projet n'est à revoir. Les travaux en cours sont conformes à ce qui est prévu dans la pièce HQD-2, document 1 de la demande R-3602-2006.

- 71. Référence :**
- (i) Pièce B-1- HQD-13, document 1, page 17, Tableau 8 ;
 - (ii) Décision D-2007-12, page 84.

Préambule :

« Projet de lecture à distance de la consommation d'électricité »

« La Régie est intéressée par la tarification dynamique qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence. Elle invite le Distributeur à tenir compte, dans la conception de ce projet, de la proposition de tarification dynamique annoncée pour le prochain dossier tarifaire. »

Au Tableau 8, la Régie note que le Distributeur entend faire autoriser le moment venu un projet de plus de 400 M\$ pour la lecture à distance des compteurs. Comme la Régie l'indique dans sa décision D-2007-12, elle invite le Distributeur à tenir compte des changements résultants d'une tarification dynamique lors de la conception du projet de télémessure.

Au tableau 8 la Régie note aussi que pour l'année 2008 un montant de 10 M\$ est prévu pour le projet de télémesure.

Demandes :

71.1. Est-ce que le montant de 10 M\$ couvre les coûts de l'avant-projet ?

Réponse :

Non, ce montant est prévu pour débiter le projet à la fin de 2008, lorsqu'il sera approuvé par la Régie. Les coûts de l'avant-projet ont été inclus dans les projets plus petits que 10 M\$ tel que précisé à la page 17 de la pièce HQD-13, document 1.

71.2. Est-ce que l'avant-projet tient compte de la préoccupation de la Régie et relie la télémesure à l'éventuelle modification des compteurs imposée par une tarification dynamique ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Le projet de télémesure consiste en un déploiement massif de compteurs. Il s'échelonne sur quelques années. Ce projet démarrera dès son autorisation par la Régie.

Le projet de tarification différenciée a également plusieurs étapes à franchir avant sa mise en œuvre. Il se caractérise par l'adhésion volontaire des clients qui devraient représenter environ 3 % des clients, selon les estimations actuelles. Ces clients seront répartis à travers toute la province.

Le seul lien à établir entre le déploiement du projet de mesure par radio-fréquence et celui de tarification différenciée tiendra dans le volume escompté de compteurs et dans les caractéristiques et le coût des compteurs adaptés à une tarification différenciée.

PROJET SYSTÈME D'INFORMATION CLIENTÈLE (SIC)

- 72. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-13, document 2, page 5 ;
(ii) Rapport annuel 2006, HQD-5, document 2.3, page 6 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-8, document 2, tableau 4 page 10.

Préambule :

(i) *« Par ailleurs, l'implantation de L2 et les implantations progressives de L3 pour les clientèles affaires et commerciales démontrent que la solution technique est stable, fonctionnelle et fiable. »*

(ii) *« Ainsi, la solution technique L3, qui incluait des améliorations pour les clientèles affaires et commerciale, a été implantée en janvier 2007 sous le vocable de Livraison 3 intermédiaire (L3i). La conversion des données et l'implantation relative à la clientèle résidentielle sont planifiées pour janvier 2008. »*

(iii) Le Distributeur présente au tableau 4 l'évolution des mises en exploitation par source d'autorisation, incluses dans les bases de tarification, pour la période de 2006-2008. La mise en exploitation du projet SIC est inscrite en 2008 pour un montant de 423,3 M\$.

Demandes :

72.1. Veuillez expliquer pourquoi l'implantation de L3i en janvier 2007 n'a pas été considérée dans les mises en exploitation de la base de tarification de 2007.

Réponse :

Pour les mêmes raisons qu'il n'a pas mis en exploitation les coûts relatifs aux livraisons L1 et L2, le Distributeur n'a pas mis en service les coûts relatifs à L3i puisque le plein avantage de la solution SAP ne sera rencontré que lorsque les fonctionnalités de toutes les clientèles seront opérationnelles, soit à l'implantation de la livraison 3 résidentielle de janvier 2008.

72.2. Veuillez indiquer le montant associé à L3i et les impacts sur le revenu requis 2008 dans le cas d'une mise en exploitation dès 2007.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Réponse :

Le montant associé à L3i est de l'ordre de 101 M\$. Le tableau suivant présente l'impact sur le revenu requis 2008 de deux scénarios de mise en service (MES).

Tableau R-73

	Impact sur le revenu requis 2008 (M\$)	
	Considérant une MES en janvier 2007	Considérant une MES en janvier 2008
Amortissement (11 mois dans l'année de mise en service)	10,1	9,2
Rendement sur la base de tarification	6,8	7,4
	16,9	16,6

Les deux scénarios donnent des résultants quasi identiques sur le revenu requis 2008.

- 73. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-13, document 2, page 7, tableau 1 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-13, document 2, page 10, tableau 3.

Préambule :

Le Distributeur présente le tableaux 1 (i) et le tableau 3 (ii) sur l'évolution des coûts totaux du **projet SIC**.

	R-3610-2006 (i)	2008 (ii)
Investissements	425,7 M\$	426,1 M\$
Charges	43,5 M\$	35,2 M\$
Total des charges et des investissements	469,2 M\$	461,3 M\$
Exploitation de SIC	27,6 M\$	ND
Crédit d'exploitation des anciens systèmes	(65,6 M\$)	ND
Coûts nets d'exploitation	(38,0 M\$)	ND

Demandes :

- 73.1.** Veuillez compléter le tableau précédent en ce qui a trait aux coûts nets d'exploitation.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Réponse :

Tableau R-73.1

	R-3610-2006 (i)	2008 (ii)
Investissements	425,7 M\$	426,1 M\$
Charges	43,5 M\$	35,2 M\$
Total des charges et des investissements	469,2 M\$	461,3 M\$
Exploitation de SIC	27,6 M\$	27,6 M\$
Crédit d'exploitation des anciens systèmes	(65,6 M\$)	(65,6 M\$)
Coûts nets d'exploitation	(38,0 M\$)	(38,0 M\$)

73.2. Veuillez confirmer que les investissements prévus de 426,1 M\$ correspondent au montant de mise en service de 423,3 M\$ dans la base de tarification (HQD-8, document 2, page 10, tableau 4). Le cas échéant, veuillez expliquer l'écart.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. L'écart entre le montant de 423,3 M\$ versé à la base de tarification en 2008 et le coût total du projet de 426,1 M\$ (portion imputée aux investissements) s'explique par des équipements d'impression lourde mis en exploitation en 2004 et déjà inclus dans la base de tarification.

73.3. Veuillez décrire la nature des montants de la rubrique Charges. Veuillez confirmer que ce poste représente des dépenses non capitalisables. Veuillez de plus confirmer que ce poste représente les coûts de stabilisation de 15 M\$ pour 2007 et 25,0 M\$ pour 2008 (HQD-13, document 2, tableau 4, page 13).

Réponse :

Les charges du projet SIC encourues entre janvier 2003 et décembre 2007 correspondent aux activités de gestion du changement et communication, à la diffusion de la formation et à

l'acquisition d'équipements de bureautique utilisés dans le cadre du projet. Ces dépenses ne sont pas de nature capitalisable.

Les coûts de stabilisation de 15 M\$ en 2007 et de 25 M\$ en 2008 sont exclus des charges du projet SIC.

73.4. a) Veuillez décrire la nature des montants de la rubrique Exploitation de SIC.

Réponse :

Les montants présentés à la rubrique « Exploitation SIC » sont composés d'une part, de frais directement associés au projet SIC, tel que l'entretien et l'amortissement de la livraison 0, volet « Impression lourde » mis en service en mai 2004 et d'autre part, des frais afférents à la nouvelle solution SAP, tels la synchronisation des données entre les anciens et les nouveaux systèmes, les travaux pour se conformer aux nouvelles mesures de sécurité des TI, l'uniformisation des données d'identification des entreprises en regard du rebranchement de service et des travaux préliminaires liés à l'utilisation, dans le cadre des opérations, du potentiel de cette nouvelle solution.

73.4 b) Veuillez confirmer que ce poste représente les coûts (de l'ordre de 30 M\$) qui étaient jusqu'en 2007 imputés aux investissements et qui seront dorénavant imputés aux charges d'exploitation compte tenu de la mise en service du projet (HQD-13, document 2, page 12).

Réponse :

Non, les montants inscrits à la ligne « Exploitation de SIC » correspondent à des dépenses cumulatives encourues entre janvier 2003 et décembre 2007, soit durant la réalisation du projet SIC, lesquelles ont été enregistrées aux charges d'exploitation de chacune des années visées.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

73.5. Veuillez indiquer quel est le montant de crédit d'exploitation des anciens systèmes en 2008. Indiquer dans quel rubrique du revenu requis de 2008 il a été inscrit.

Réponse :

Selon l'analyse économique initiale du projet, les coûts d'exploitation des anciens systèmes avaient été évalués à 36 M\$ pour l'année 2008 dans un contexte de statu quo, soit sans la présence de la nouvelle solution SAP. Dans le présent contexte, les coûts d'exploitation des anciens systèmes sont estimés à 2 M\$ (inscrit à la rubrique des charges de services partagés).

Le crédit résultant de 34,0 M\$ correspond en fait à des coûts évités de services partagés et par conséquent, n'est pas inscrit dans les revenus requis du Distributeur.

- 74. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-13, document 2, page 11 ;
(ii) Rapport annuel 2006, HQD-5, document 2.3, page 6.

Préambule :

(i) « Un besoin supplémentaire de 70 ETC, requérant 4,0 M\$, (135 ETC en 2007 et 205 ETC en 2008) rattaché au support et au coaching d'employés utilisant SIC, au remplacement d'employés en formation, au traitement d'un nombre accru d'appels des clients et à la l'intégration des nouveaux postes de travail. »

(ii) « Le Distributeur a identifié une série d'actions pour stabiliser la situation et permettre une implantation harmonieuse de L3 (clientèle résidentielle). Ces actions visent l'atteinte d'un niveau d'expertise optimal des effectifs, tout en minimisant les impacts sur la clientèle. Parmi les défis de L3 se trouve le nombre de clients touchés (environ 2 800 000 clients) qui est quinze (15) fois plus grand que la clientèle L2 (environ 150 000 clients), alors que le nombre d'employés les plus touchés par l'implantation (1 200) est trois fois plus grand qu'en L2 (400). Afin de préparer ces employés, 17 000 jours-personnes de formation sont planifiés. La formation sera dispensée avant l'implantation de L3 en adoptant une stratégie de spécialisation selon les tâches à effectuer par les employés. »

La Régie constate que le Distributeur demande des ajouts d'effectifs, année après année, pour le projet SIC, par exemple :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Dossier R-3644-2007	70 ETC
Décision D-2007-12, R-3610-2006	185 ETC
Décision D-2006-34, R-3579-2005	55 employés
Décision D-2005-34, R-3541-2004	105 effectifs

Demandes :

74.1. Veuillez ventiler le 340 ETC (135 ETC en 2007 et 205 ETC en 2008) selon les activités énumérées à la référence (i).

Réponse :

Tableau R-74.1

Activités	2007	2008
	ETC	
remplacement d'employés en formation	85	11
support et au coaching d'employés utilisant SIC	13	62
traitement d'un nombre accru d'appels des clients	13	126
intégration des nouveaux postes de travail	24	6
Total	135	205

74.2. Pour la L2, veuillez indiquer et ventiler le nombre de ETC rattachés aux activités mentionnées à la référence (i) et à la demande précédente, ainsi que le nombre de jours-personnes de formation.

Réponse :

Le tableau fourni à la réponse précédente comprend 13 ETC en 2007 relatif à la livraison L2 soit pour le traitement du nombre accru d'appels.

74.3. Veuillez indiquer la date de fin de la post implantation et de la diffusion de la formation.

Réponse :

Tel que vécu dans l'industrie, la période de stabilisation moyenne est de l'ordre de 18 à 24 mois. Le Distributeur prévoit quant à lui que la stabilisation de ses opérations devrait être atteinte avant la fin 2008.

La diffusion de la formation se terminera en 2008. Pour les unités qui auront privilégié une stratégie d'habilitation visant à spécialiser les ressources à un nombre restreint de tâches, la formation complémentaire se fera via les programmes de formation initiale qui seront révisés afin d'intégrer la formation pour l'ensemble des tâches.

74.4. Considérant la mise en service du projet SIC au 1^{er} janvier 2008 et une période de transition, veuillez indiquer à quel moment et à combien le Distributeur prévoit réduire ses effectifs rattachés au projet SIC.

Réponse :

Si la stabilisation se déroule comme il est mentionné en réponse à la question 74.3, les 205 ETC reliés à la stabilisation devraient être mis à pied d'ici la fin 2008.

74.5. Veuillez estimer les gains de productivité associés à la mise en place du projet SIC et à quel moment ils se réaliseront.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-3, document 1, page 20, le Distributeur escompte des bénéfices de l'ordre de 20 M\$ annuellement à partir de 2009.

**STRATÉGIE CLIENTÈLE FAIBLE REVENU ET
PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

1 – Stratégie ménages à faible revenu (MFR)

- 75. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 2, pages 13 à 15 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 38.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur expose les résultats du Groupe de travail MFR. Trois orientations et 23 pistes de solutions sont soumises.

Dans le cadre du programme *Rénovation énergétique* – MFR (volets social), le Distributeur indique, en référence (ii) :

« Par ailleurs, les locataires en HLM ne recevant pas de facture d'électricité et n'ayant pas accès au bulletin HydroContact, le Distributeur compte supporter la sensibilisation de ces locataires à l'efficacité énergétique, en partenariat avec la SHQ et les intervenants du milieu, à compter de 2007. Cette démarche de sensibilisation a débuté par la distribution d'un feuillet sur le sujet via les organismes administrant les bâtiments. »

Demande :

75.1. A part le plan de communication spécifique aux occupants de HLM, veuillez indiquer si le Distributeur différencie, dans ses analyses et ses pistes de solution, les participants qui paient directement une facture d'électricité de ceux dont le loyer inclut les frais d'électricité. Sinon, veuillez en expliquer la raison.

Réponse :

Le Distributeur a mis en place une offre uniforme pour l'ensemble du secteur social parce que ce secteur est composé à plus de 90 % de HLM dont les locataires ne paient pas directement leur facture d'électricité au Distributeur.

- 76. Référence :** Pièce B-1- HQD-14, document 2, page 15.

Préambule :

La piste de solution # 21 du Groupe de travail MFR consiste à « *Implanter le plus rapidement possible les ententes personnalisées volets A et B* »

Demande :

76.1. Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « volets A et B ».

Réponse :

La description des ententes personnalisées et des volets A et B a été présentée dans la pièce HQD-13, document 1, pages 23 à 26 de la demande tarifaire R-3610-2006.

77. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 37 à 41.

Préambule :

Le Distributeur présente ses programmes d'efficacité énergétique destinés à la clientèle des MFR. Le programme *Rénovation énergétique* – MFR (volets social et communautaire) comprend la distribution de thermostats électroniques et de produits d'éclairage ainsi que des mesures touchant l'enveloppe du bâtiment et la ventilation.

Les tableaux 5.3 et 5.4 présentent les hypothèses de calcul pour les deux volets du programme.

Demandes :

77.1. Veuillez décrire les mesures concrètes d'évaluation et de suivi mises en place par le Distributeur pour s'assurer que ses interventions dans les logements sociaux et communautaires aient un impact significatif sur la consommation d'électricité des MFR.

Réponse :

Les mesures d'économie d'énergie supportées dans le cadre de ce programme sont connues et éprouvées. Le degré de confiance du Distributeur à l'égard des gains unitaires qui leur sont associés est élevé. Les gains unitaires estimés proviennent de diverses sources : programmes ou projets pilotes passés - évaluation technique en laboratoire / mesurage documenté (ex.: thermostats électroniques), simulations par ordinateur (logiciel Hot 2000 v. 8.5 ou DOE2.1e), documentation technique, opinions d'experts, etc. Ils tiennent aussi compte de certains effets de distorsion comme les effets croisés.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

L'impact du programme sur la consommation d'électricité des ménages à faible revenu dépendra du niveau de participation des organismes (offices d'habitation, coopératives, organismes à but non lucratif (OBNL)) au programme. Considérant que les approches mises de l'avant pour ces secteurs reposent sur une étroite consultation des organismes concernés, le Distributeur est confiant de mettre à la disposition de ces organismes tous les outils nécessaires à leur participation au programme. Le suivi et l'évaluation des impacts du programme, par le Distributeur, reposera essentiellement sur l'observation du niveau d'adhésion aux différentes mesures. Le Distributeur évaluera aussi l'opportunité d'effectuer certaines validations à partir de l'analyse de la facturation (consommation).

77.2. Veuillez préciser l'impact énergétique des tableaux 5.3 et 5.4 en utilisant 2 chiffres significatifs.

Réponse :

Tableau R-77.2a
Tableau 5.3 : Hypothèses de calcul 2008

	Nombre de produits ou projets de rénovation	Gain unitaire moyen net * (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajouté net *)
Mesures générales	33 000 produits**	117	3,90
Mesures lors de rénovation	650 logements	1 000	0,65
Total			4,55

* Net des effets de distorsion

** Plusieurs produits dont les thermostats électroniques et des produits d'éclairage

Tableau R-77.2b
Tableau 5.4 : Hypothèses de calcul 2008

	Nombre de produits ou projets de rénovation	Gain unitaire moyen net * (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajouté net *)
Mesures générales	39 000 produits**	85	3,27
Mesures lors de rénovation	600 logements	1 000	0,63
Total			3,90

* Net des effets de distorsion

** Plusieurs produits dont les thermostats électroniques et des produits d'éclairage (en sus de l'impact du Diagnostic - résidentiel)

78. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 43.

Préambule :

Pour justifier les modifications apportées au programme *Rénovation énergétique – MFR (volet privé)*, le Distributeur expose la piste de solution #15 du Groupe de travail MFR, qui consiste à « *Élaborer un programme intégré de rénovation éconergétique à coût complet* » :

« *À cet effet, il compte mettre sur pied, en 2008, un projet-pilote dans le cadre duquel pourront être explorés différents moyens pouvant conduire à l'élaboration d'un programme intégré à coût complet.* »

Demande :

78.1. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit instaurer, dans le cadre de ce projet-pilote, des modalités visant à l'assurer que le bénéfice des économies d'énergie atteigne les MFR et non les propriétaires des bâtiments. Si oui, veuillez élaborer. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur est très sensibilisé à cette question. Il compte y accorder une attention particulière avec ses partenaires et les intervenants concernés du milieu. Le Distributeur s'intéressera notamment aux modalités qui ont été mises en place, le cas échéant, par d'autres organismes offrant de l'aide aux ménages à faible revenu pour s'assurer que le bénéfice des économies d'énergie atteigne ces ménages.

2- Ajustement des objectifs et des budgets antérieurs du PGEÉ

- 79. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe A, page 7 ;
 - (ii) Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-15, document 1, annexe A, page 8 ;
 - (iii) Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 97 ;
 - (iv) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe A, page 5 ;
 - (v) Décision D-2007, 12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 98.

Préambule :

Le Distributeur présente, en référence (i) ses impacts énergétiques pour la période 2003 à 2008. Ces mêmes impacts étaient présentés dans le cadre du dossier R-3610-2006, en référence (ii) et en référence (iii).

Les références (iv) et (v) résument les dépenses du PGEÉ par programme et par année, pour les dossier R-3644-2007 et R-3610-2006, respectivement.

Les économies d'énergie et les dépenses observées pour 2003, 2004, 2005 et 2006 sont les suivantes, selon le dossier :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

	2003R	2004R	2005R	2006R
Impacts énergétiques totaux du PGEÉ (GWh cumulés) Référence (i)	6	274	730	1 373
Impacts énergétiques totaux du PGEÉ (GWh cumulés) Références (ii) et (iii)	6	286	770	1 375
Dépenses totales du PGEÉ (M\$) Référence (iv)	11	41	91	150
Dépenses totales du PGEÉ (M\$) Référence (v)	11	40	89	152

Demandes :

79.1. Veuillez concilier les informations fournies en référence (i) avec celles des références (ii) et (iii) et veuillez justifier les différences observées.

Réponse :

L'écart en gain énergétique s'explique par :

- **Application d'un taux d'opportunité suite à une évaluation en 2006, des programmes *Appuis aux initiatives* (marché affaires) apportant un ajustement à la baisse des gains énergétiques en 2004 et 2005.**
- **Les projets *PIIGE* (marché grandes industries) font l'objet d'un mesurage de la consommation après l'implantation expliquant ainsi l'ajustement à la hausse de l'impact énergétique en 2004 et 2005.**
- **Pour l'année 2006, il ne s'agit pas d'un redressement mais d'un écart entre les résultats réels et des résultats anticipés.**

**Tableau R-79.1 : Explications des écarts
(GWh cumulés)**

	2003R	2004R	2005R	2006
Marché affaires				
Initiatives – bâtiments (tarifs G et M)		-8	-26	
Initiatives – systèmes industriels		-5	-18	
Marché grandes industries				
PIIGE		+1	+4	
Écart total	0	-12	-40	-2

79.2. Veuillez concilier les informations fournies en référence (iv) avec celles de la référence (v) et veuillez justifier les différences observées.

Réponse :

L'écart budgétaire sur les dépenses annuelles pour chacune des années s'explique par :

- Une erreur s'est glissée à la pièce HQD-15, document 1, annexe A de la demande R-3610-2006. Le Distributeur a omis d'indiquer les dépenses de frais d'emprunts capitalisés à la ligne prévue à cet effet dans ses tableaux de résultats 2004 et 2005 (tableau A1-1, page 6). Dans la demande R-3644-2007, le Distributeur a effectué cette correction.
- Pour l'année 2006, il ne s'agit pas d'un redressement mais d'un écart entre les résultats réels et les résultats anticipés.

**Tableau R-79.2 : Explications des écarts
(Budget annuel M\$)**

	2003R	2004R	2005R	2006
Frais d'emprunt capitalisés		+1	+2	
Écart total	0	+1	+2	-2

80. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 20 à 22.

Préambule :

Le Distributeur fait état de modifications apportées aux budgets et aux objectifs 2007 du PGEÉ. Notamment :

« Les résultats anticipés des programmes du Distributeur (excluant les programmes de l'AEÉ) sont de 28 GWh plus élevés que la prévision initiale alors que le Distributeur prévoit dépenser, pour ces programmes, 9 M\$ de moins que le budget prévu initialement. Les principales variations sont :

[...]

Au marché affaires,

Les économies d'énergie prévues sont plus élevées que les objectifs initiaux pour le programme Initiatives – systèmes industriels (+25 GWh). Les investissements prévus pour ce programme sont également plus élevés que le budget (+4 M\$), puisque l'aide financière versée est plus importante.

Les économies d'énergie prévues pour PIBGE sont également plus élevées (+15 GWh), de même que les investissements que le Distributeur prévoit y associer (+2 M\$) par rapport au budget.

Les investissements prévus pour Initiatives – bâtiments (tarifs G et M) devraient excéder le budget de 4 M\$, sans toutefois être combinés à un dépassement des économies d'énergie. »

Demandes :

80.1. Veuillez indiquer si les projections 2008, 2009 et 2010 du PGEÉ tiennent compte des ajustements apportés aux programmes, en termes d'économie d'énergie et de budget, même si elles ne sont pas toutes déposées au présent dossier.

Réponse :

Le Distributeur tient d'abord à souligner qu'il ne révisé pas les budgets et objectifs 2007 de ses programmes et activités en efficacité énergétique, mais présente les résultats anticipés de l'année 2007 en comparaison des prévisions qui ont fait l'objet de la décision D-2007-12.

Les projections pour l'année 2008 ont été réalisées à la lumière des résultats à ce jour des programmes. Les années 2009 et 2010 ne sont pas couvertes par le présent dossier, mais les projections devront bien entendu tenir compte des résultats réels des programmes.

Voir également la réponse du Distributeur à la question 81.1.

80.2. Veuillez justifier la hausse des économies d'énergie du programme *Initiatives – systèmes industriels*. Veuillez également spécifier si c'est l'aide financière versée par participant ou le nombre de participants qui est plus important que prévu.

Réponse :

Tel qu'énoncé à la pièce HQD-14, document 3, page 19, les résultats anticipés pour 2007 ont été déterminés à la lumière de la performance de 2006 et celle des premiers mois de 2007. Dans le cas d'*Initiatives – systèmes industriels*, les résultats anticipés sont plus élevés que prévus grâce à une participation au programme et un gain moyen par participant supérieurs à la prévision.

Par ailleurs, le montant d'aide financière plus important est à la fois attribuable à une aide financière moyenne par projet supérieure à la prévision (d'environ 20 %) et à un nombre de projets plus élevé (175 plutôt que 140).

80.3. Veuillez justifier la hausse des économies d'énergie et des investissements du Distributeur pour le *PIBGE*.

Réponse :

Les efforts promotionnels réalisés depuis le lancement du programme *PIBGE* en mai 2005 portent fruits et les résultats anticipés dépassent les prévisions. Le Distributeur prévoit que plus de projets que prévus seront implantés en 2007, pour des économies d'énergie supplémentaires évaluées à 15 GWh. Il maintient sa prévision du coût unitaire par kWh implanté. L'augmentation des investissements est attribuable à celle de l'aide financière découlant d'un volume d'économie d'énergie implantée plus élevé que prévu pour 2007.

80.4. Veuillez justifier la hausse des investissements du Distributeur pour le programme *Initiatives – bâtiments (tarifs G et M)*, malgré le fait que l'objectif d'économie d'énergie soit maintenu.

Réponse :

Tableau R-80.4
Investissements dans le programme
Initiatives – bâtiments (tarifs G et M)

	R-3610-2006	Anticipé 2007	Écart
Impact énergétique net (GWh)	85	85	-
Impact énergétique brut (GWh)	99	114	+ 15 (+ 15 %)
Investissements (M\$)	28	32	+ 4 (+ 15 %)

Ces investissements plus élevés (+ 15 %) sont attribuables à l'aide financière. Celle-ci est établie sur la base des GWh bruts (incluant les opportunistes), qui sont plus importants que prévus (+ 15 %). Toutefois, seuls les GWh nets (excluant les

opportunistes) sont considérés pour l'atteinte des objectifs. Ces effets de distorsion étant plus importants que prévus, le volume de GWh nets implantés (85 GWh) est comparable à celui de la prévision.

3- Objectifs et budgets du PGEÉ 2008

- 81. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 8 ;
 - (ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 95 à 100 ;
 - (iii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe A ;
 - (iv) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe B, pages 14 à 17 ;
 - (v) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, page 17.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur indique que « *les impacts énergétiques et les prévisions budgétaires pour les années 2009 et 2010 relatifs aux programmes et activités du Distributeur et à ceux de l'AEÉ, de même que les faits saillants concernant les interventions dont l'AEÉ a la responsabilité, qu'il s'agisse d'ajustements apportés aux interventions existantes ou de l'introduction de nouvelles interventions, ne sont pas discutés dans le présent document. Ils seront présentés dans le dossier du PEEÉNT.* »

En référence (ii), le Distributeur présente les analyses économiques et l'impact tarifaire du PGEÉ, aux tableaux 6.2, 6.3, 6.4 et 6.5)

En référence (iii), le Distributeur dépose les tableaux A-1 à A-4, présentant les prévisions budgétaires et l'impact énergétique du PGEÉ pour la période 2003 à 2008.

En référence (iv), le Distributeur dépose les tableaux B-3.1 à B-3.3, présentant les analyses de sensibilité sur les coûts et sur les économies d'énergie du PGEÉ.

Les articles 1 et 2 des exigences de dépôt pour le PGEÉ (référence (v)) se formulent ainsi :

« 1. Fournir les objectifs annuels de chaque programme pour toute la période couverte par le PGEÉ (en termes d'économie d'énergie et de participation).

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

2. *Fournir les budgets annuels de chaque programme et activité pour toute la période couverte par le PGEÉ et préciser la destination des dépenses provenant des contingences. »*

Demandes :

81.1. Veuillez mettre à jour, le cas échéant, les tableaux des références (ii), (iii) et (iv), de manière à couvrir toute la durée du PGEÉ 2003-2010. Veuillez également mettre à jour, le cas échéant, les réponses de la présente Demande de renseignements en tenant compte également d'éventuelles mises à jour des coûts évités.

Réponse :

Le Distributeur a mentionné aux pièces HQD-14, document 1 et HQD-14, document 3, section 1, les raisons pour lesquelles il présente seulement ses programmes et activités à l'appui de sa demande budgétaire de l'année 2008. Le Distributeur ajoute que la prévision de sa contribution financière aux programmes et activités de l'AEÉ, incluant les frais de fonctionnement, est indiquée à des fins tarifaires seulement.

Tel que requis par la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2006, c. 46 (ci après Loi 46), les impacts énergétiques et les prévisions budgétaires relatifs aux programmes et activités du Distributeur doivent être soumis à la Régie dans le dossier du plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT) par l'AEÉ pour les années couvertes par le PEEÉNT. Dans ce dossier, l'AEÉ doit également présenter les prévisions budgétaires de ses programmes et ses activités, et ses frais de fonctionnement pour les années couvertes par le PEEÉNT.

Par ailleurs, le chapitre 2 du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* (référence v) dresse les éléments réglementaires requis pour l'approbation d'un budget annuel pour des programmes et activités en efficacité énergétique. Il a été rédigé avant l'adoption de la Loi 46 en décembre 2006 et ne tient donc pas compte du nouveau contexte

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

réglementaire et légal dans lequel l'AEÉ et les distributeurs d'énergie, dont Hydro-Québec Distribution, évoluent dorénavant.

- 81.2.** Veuillez brièvement faire état des modifications apportées aux programmes dont l'AEÉ a la responsabilité ou des nouvelles interventions prévues dont l'AEÉ aurait la responsabilité. Veuillez notamment fournir l'état d'avancement du dossier de la réglementation et des tables de travail mises sur pieds à cet effet.

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question 81.1, le Distributeur présente une prévision de sa contribution financière aux programmes, activités et frais de fonctionnement de l'AEÉ à des fins tarifaires seulement. Le montant définitif de la contribution financière du Distributeur sera déterminé lorsque la Régie aura statué sur les quotes-parts des distributeurs d'énergie dans le cadre du dossier relatif au PEEÉNT. En effet, en vertu du paragraphe 3° de l'article 85.25 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), c'est la Régie, et non l'AEÉ, qui « *détermine la quote-part annuelle que chaque distributeur d'énergie doit payer à l'Agence* ». De même, en vertu du paragraphe 10° de l'article 144 de la LRÉ, la Régie « *peut déterminer par règlement la méthode de calcul de la quote-part annuelle payable à l'Agence par les distributeurs d'énergie.* ». Étant donné l'incertitude sur le montant de la contribution financière, le Distributeur demande à ce que soient versées dans le compte de frais reportés du PGEÉ, les sommes additionnelles qu'il pourrait être requis de payer suite aux décisions relatives au PEEÉNT.

La contribution financière du Distributeur aux programmes et activités de l'AEÉ présentée au tableau 4.1 de la pièce HQD-14, document 3, page 26, correspond à une prévision basée sur les meilleures données disponibles au moment du dépôt de la présente demande. Le Distributeur précise que les frais fixes et variables administrés par l'AEÉ pour ses programmes et activités (ex. : coûts des visites *Éconologis* et des inspections de certification *Novoclimat*, montants versés pour les évaluations énergétiques *Rénoclimat*) proviennent d'une prévision budgétaire que l'AEÉ lui a soumise. Les frais fixes et variables administrés

par le Distributeur pour ces programmes et activités (ex. : montants d'aide financière versés aux clients ou constructeurs dans *Rénoclimat* et *Novoclimat*) ont été budgétés par ce dernier, notamment à partir des prévisions de participation aux programmes établies conjointement avec l'AEÉ.

Le budget 2008 de 41 M\$ demandé par le Distributeur pour les programmes, activités et frais de fonctionnement de l'AEÉ (voir HQD-14, document 3, annexe A, tableau A-1, page 5) est sensiblement le même (37 M\$ avant contingence et frais d'emprunt capitalisés) que celui anticipé pour 2007 (38 M\$ avant contingence et frais d'emprunt capitalisés). La stabilité budgétaire entre ces deux années est le reflet du peu de changements dans les programmes et activités de l'AEÉ.

Le Distributeur se limite dans la présente demande à expliquer les résultats des programmes dont il a l'entière responsabilité et à fournir les justifications à l'appui de sa demande budgétaire. Dans le cadre de son PEEÉNT, l'AEÉ et non le Distributeur fera état des résultats obtenus et des modifications apportées à ses programmes et activités, notamment ceux pour lesquels le Distributeur contribue financièrement. L'AEÉ doit présenter également dans le PEEÉNT les nouvelles interventions dont elle a la responsabilité.

Par ailleurs, en vertu de l'alinéa 3 de l'article 17 de la *Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique*, c'est l'AEÉ et non le Distributeur qui est responsable de proposer des changements aux normes et à la réglementation en matière d'efficacité énergétique et de faire des recommandations au gouvernement du Québec. Ainsi, le Distributeur n'a donc pas le pouvoir de s'assurer qu'il n'y a pas de retards dans l'adoption d'une nouvelle réglementation ou d'une nouvelle norme, comme par exemple l'adoption de la norme CSA C-828-99 sur les thermostats électroniques. Dans le nouveau cadre légal et réglementaire, l'AEÉ pourra maintenant rendre compte, dans le cadre du PEEÉNT, de l'avancement des dossiers de réglementation en matière d'efficacité énergétique dont elle a l'entière responsabilité.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- 82. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 25 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe A, page 5.

Préambule :

Référence (i) :

« Le Distributeur a diminué le taux de contingence de 10 % à 5 % du budget de ses programmes et de ceux de l'AEÉ pour refléter la maturité atteinte de la plupart d'entre eux et le degré de confiance acquis dans l'établissement de leurs budgets. La contingence totalise donc 10 M\$ en 2008. »

Au tableau A-1 de la référence (ii), le Distributeur présente les dépenses et prévisions budgétaires du PGEÉ de 2003 à 2008. Aucune dépense n'est associée au poste budgétaire *Contingence* au cours de cette période.

Demande :

- 82.1.** Veuillez justifier l'utilisation d'un taux de contingence de 5 %, dans un contexte où le PGEÉ est à maturité, qu'il comprend peu de nouvelles interventions, que le Distributeur applique à ce dernier le principe de la flexibilité budgétaire et qu'aucune contingence n'a été utilisée depuis 2003.

Réponse :

La contingence est inscrite à titre de réserve pour imprévus, ce qui est une pratique courante en matière de gestion de projets / programmes, nonobstant que les programmes et activités en efficacité énergétique soient à maturité et que peu de nouvelles initiatives soient prévues en 2007 et 2008. Considérant l'ampleur des sommes investies, le Distributeur juge toujours approprié de prévoir une contingence de 5 % qui s'applique sur ses programmes et activités en efficacité énergétique et sur sa contribution financière à ceux de l'AEÉ.

Tel que spécifié à la pièce HQD-5, document 1, page 3 de la demande R-3552-2004 en réponse à la question 1.1 de la Régie, le Distributeur mentionne :

« Il est généralement reconnu que, dans toute bonne gestion de projets, une contingence de 10 à 15 % des investissements estimés est prévue. Le Distributeur

considère ce niveau de contingence (10 %) conservateur et nécessaire.

Cette contingence vise à couvrir les aléas reliés à la participation des clients, à l'ampleur des projets d'économie d'énergie réalisés, au prix et au niveau de disponibilité des mesures, ainsi qu'aux coûts d'ajustement de programmes (développement, formation, outils, gestion et communication) qu'impliquent ces aléas.

Par contre, le Distributeur n'a appliqué à ce stade-ci, aucune contingence sur les budgets prévus aux activités du tronc commun. Le Distributeur révisera annuellement le niveau de cette contingence selon l'état d'avancement des programmes actuellement planifiés et surtout de leur impact prévisible dans le marché. »

4- Modifications apportées aux programmes

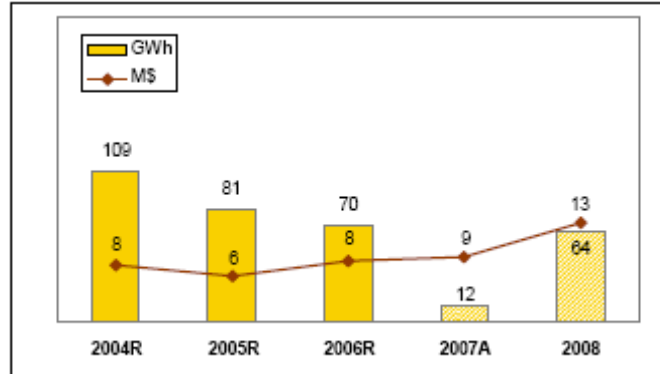
- 83. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 20 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 30.

Préambule :

Pour 2007, le Distributeur indique, en référence (i), que « *Les résultats anticipés du Diagnostic – résidentiel sont moindres que prévu (-56 GWh). En conséquence, le Distributeur prévoit maintenant investir 9 M\$ de moins pour ce programme. L'approche de masse qui s'essouffle, le report du déploiement de l'approche communautaire à la fin du mois d'octobre 2007 et son rythme de déploiement plus progressif que celui prévu initialement expliquent cette baisse.* »

À la référence (ii), le Distributeur dépose la figure 5.2, qui fait état de l'évolution du programme *Diagnostic – résidentiel* et qui met en relation les budgets ou investissements et les économies d'énergie obtenues ou projetées:

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*



Demande :

83.1. Dans le contexte de l'essoufflement observé pour le programme *Diagnostic – résidentiel*, veuillez justifier la poursuite du programme et l'établissement des objectifs et du budget au niveau proposé pour 2008.

Réponse :

L'approche communautaire, tel que proposée dans la demande R-3610-2006 et expliquée plus en détail dans la présente demande budgétaire, vise essentiellement à pallier à l'essoufflement de l'approche de masse utilisée jusqu'à ce jour. Par l'entremise d'un déploiement régionalisé, de la participation d'organismes communautaires locaux, la collaboration des collectivités et l'offre d'incitatifs collectifs et individuels, les visites personnalisées pour les ménages à haut potentiel d'économie d'énergie, le Distributeur estime avoir mis en place tous les moyens nécessaires afin de convaincre la clientèle résiduelle, plus difficile à rejoindre, à compléter le diagnostic résidentiel.

Grâce à cette approche, le Distributeur anticipe que près de 143 000 nouveaux diagnostics seront complétés pour un total de 64 GWh en 2008, soit près du niveau d'économie d'énergie réalisé en 2006. Les tests économiques s'avèrent d'ailleurs positifs et justifient la poursuite de cette activité.

84. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 46.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Préambule :

Le programme *Récupération de réfrigérateurs et congélateurs énergivores* « consiste à récupérer et recycler les réfrigérateurs et congélateurs énergivores en tenant compte des meilleures pratiques environnementales. Lors de la récupération, les clients reçoivent un incitatif financier. »

[...]

TABLEAU 5.6 : HYPOTHÈSES DE CALCUL 2008

Nombre d'appareils	Gain unitaire moyen net * (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajouté net *)
50 500	702	40

[...]

« Ce type d'approche sur le terrain comporte généralement des coûts d'exploitation plus élevés. Ces derniers représentent 54 % du budget établi à 12 M\$ et incluent les honoraires de la firme responsable du déploiement du programme. L'aide financière représente 24 % du budget. »

Demandes :

84.1. Veuillez élaborer sur les modalités de participation pour ce programme.

Réponse :

La clientèle admissible au programme est :

- L'ensemble des ménages résidentiels du Québec propriétaires d'un réfrigérateur ou d'un congélateur de plus de 10 ans, qu'ils soient propriétaires ou locataires de leur logement. Les ménages des réseaux autonomes sont exclus puisqu'un autre programme adapté leur sera proposé ultérieurement.
- L'appareil doit :
 - être fonctionnel, c'est-à-dire branché et qui produit du froid au moment de la collecte ;
 - être âgé de plus de 10 ans ;
 - avoir un volume de 10 à 25 pi cube ;

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- être accessible et mobile.
- Un maximum de deux vieux appareils par ménage et par adresse sont admissibles.

84.2. Veuillez confirmer que, compte tenu d'un budget total de 12 M\$ dont 24 % correspondent à l'aide financière, et de 50 500 appareils visés, l'aide financière s'élève à 57 \$ par appareil. Veuillez indiquer la manière dont a été calculé le niveau de cette aide financière.

Réponse :

L'aide financière est de 60 \$ par appareil. Elle est basée sur le balisage de programmes similaires à l'extérieur du Québec et sur les différents sondages réalisés suite aux projets pilotes complétés dans le cadre du programme *PISTE*.

- 85. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 49 à 51 et 66 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 4, pages 8 à 12.

Préambule :

La référence (i) décrit les programmes destinés à la clientèle résidentielle et Affaires en réseau autonome.

En référence (ii), le Distributeur explique la manière dont les programmes du PGEÉ doivent être adaptés au contexte et à la clientèle des réseaux autonomes.

Demandes :

85.1. Mise à part la bonification de l'aide financière, veuillez préciser la façon dont les programmes du PGEÉ sont adaptés au contexte des réseaux autonomes. Veuillez expliquer notamment comment la situation exposée en référence (ii) conduit le Distributeur à la conclusion de cette même référence.

Réponse :

Tel que présenté dans la demande R-3584-2005, HQD-1, document 2, les programmes du PGEÉ ont été adaptés au contexte des réseaux autonomes pour y intégrer des économies

de mazout dans le cadre des programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA). L'approche commerciale a également été adaptée pour tenir compte des spécificités culturelles ainsi que des ressources et conditions locales propres aux réseaux autonomes. Ainsi, des documents d'information ont été adaptés, tant pour les textes que pour les imageries, et leur contenu a été adapté de façon à refléter les modalités et le contexte propres à chaque réseau autonome. Des rencontres avec les conseils de bande et les organismes locaux ont été tenues afin de maximiser la diffusion de l'information et l'adoption de nouvelles habitudes dans les communautés. Dans le cadre du programme *Novoclimat* de l'AEÉ, une formation spécifique a été donnée aux constructeurs et concepteurs locaux afin de faciliter l'accréditation des nouvelles constructions à *Novoclimat*.

85.2. Veuillez préciser la nature des ajustements apportés aux modalités du programme *Initiatives – bâtiments et systèmes industriels*, pour les réseaux autonomes.

Réponse :

Les ajustements apportés aux modalités du programme *Initiatives – bâtiments et systèmes industriels* ont été présentés dans la demande R-3584-2005, HQD-1, document 2 aux pages 25 à 29. Ces ajustements consistent à inclure les économies de mazout dans la détermination du critère d'admissibilité et à bonifier davantage l'aide financière lorsque les coûts évités des réseaux autonomes le permettent.

86. Références : (i) Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, page 14 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 51 à 67.

Préambule :

Référence (i) :

« Puisqu'il s'agit de la clientèle pour laquelle les avantages économiques du PGEÉ sont les plus évidents, la Régie invite le Distributeur à poursuivre ses

***Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie***

efforts pour rejoindre tout particulièrement la clientèle institutionnelle. [...] Une collaboration plus étroite avec les organismes issus du milieu paraît incontournable. La Régie compte sur un dynamisme renouvelé de part et d'autre afin de percer ce marché dont le potentiel est élevé. »

En référence (ii), le Distributeur fait état des programmes destinés à la clientèle Affaires.

Demande :

86.1. Mis à part le volet Feux de signalisation du programme Produits efficaces, veuillez décrire les ajustements apportés à l'approche ou aux modalités des programmes d'Affaires, afin de les adapter à la clientèle institutionnelle.

Réponse :

Le Distributeur poursuit les actions initiées en 2006 pour cette clientèle, actions qui sont décrites à la pièce HQD-15, document 1, pages 46 et 47 de la demande R-3610-2006. Elles semblent d'ailleurs porter fruit, à la lumière des résultats observés en 2006 et 2007.

Par ailleurs, dans un souci d'amélioration continue, des ajustements sont apportés aux programmes. Ceux-ci sont inspirés des tables de consultations, auxquelles participent notamment des organismes représentant des clients du secteur institutionnel. Des tables distinctes ont d'ailleurs été créées pour les secteurs de l'éducation et de la santé, de même que pour les municipalités. Grâce à des échanges constructifs, le Distributeur sera en mesure d'évaluer les améliorations les plus pertinentes à apporter à son approche afin de l'adapter aux besoins particuliers de cette clientèle.

À titre d'exemple, le Distributeur a récemment conclu une entente de collaboration avec l'Union des municipalités du Québec et la Fédération québécoise des municipalités. Elle vise notamment l'accompagnement des membres dans le développement de leurs projets en efficacité énergétique et un soutien à la formation des gestionnaires municipaux.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Cette entente est inspirée de celle conclue en 2006 avec l'Association des gestionnaires de parcs immobiliers (AGPI). L'entente avec l'AGPI lui a permis d'accompagner, notamment, les cégeps dans la mise en œuvre de projets en efficacité énergétique. Sept projets ont déjà été réalisés (programme Initiatives - bâtiments) et sept autres devraient l'être incessamment. Une seconde phase devrait être réalisée en 2008, pour laquelle dix cégeps et cinq universités sont déjà inscrits.

Des ententes similaires, impliquant les ministères concernés, sont en développement pour les commissions scolaires et le secteur de la santé.

87. Référence : Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 103.

Préambule :

« Dans la décision D-2005-79, la Régie demandait au Distributeur de présenter séparément les informations relatives aux participants de la clientèle commerciale et de la clientèle institutionnelle dans son tableau de suivi budgétaire et énergétique, pour les programmes destinés à la clientèle affaires. Or, la Régie et les intervenants constatent que le Distributeur ne présente pas distinctement ces résultats. La Régie désire s'assurer de la participation réelle de la clientèle institutionnelle. De l'avis des intervenants, cette dernière profite moins des programmes du PGEÉ que la clientèle commerciale. **La Régie réitère donc sa demande au Distributeur de présenter distinctement les résultats du PGEÉ par programme, pour la clientèle institutionnelle et pour la clientèle commerciale, dans le cadre des futures demandes de budget du PGEÉ** » (nous soulignons).

Demande :

87.1. Veuillez mettre à jour les tableaux 2.1 (pièce B-1- HQD-14, document 3), A-1 et A-3 (pièce B-1- HQD-14, document 3 annexe A) pour tenir compte de cette demande de la Régie.

Réponse :

Le Distributeur a tenu compte de la demande de la Régie en présentant distinctement les résultats et les prévisions pour les programmes *Initiatives – bâtiments* et *PIBGE* qui concernent les

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

clients commerciaux et institutionnels dans le tableau 2.1 de HQD-14, document 3 et les tableaux A1 et A3 des annexes du même document, sous la section « Programmes/activités d'HQD - Marché affaires ».

Toutefois, pour le programme *Produits efficaces* qui s'adresse aux clients commerciaux, institutionnels et industriels, le Distributeur présente ses résultats et prévisions par grande famille de produits comme il l'a fait dans la demande R-3610-2006, l'information par marché n'étant pas disponible. Le programme *Initiatives – systèmes industriels* quant à lui s'adresse exclusivement aux clients industriels.

- 88. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 19 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 68 à 73.

Préambule :

Le Distributeur fait état, en référence (i), du suivi des indicateurs pour le marché GE, au 31 décembre 2006.

Il présente, en référence (ii), les objectifs des programmes *PIIGE* et *PADIGE*. Le Distributeur demande, pour le programme *PIIGE*, une hausse du plafond de 5 M\$ à 8 M\$ par site ou abonnement afin de faciliter l'atteinte de ces nouveaux objectifs.

Demandes :

- 88.1.** Veuillez préciser le nombre de clients qui vont réaliser les 68 projets prévus pour le programme *PIIGE* en 2008. Veuillez spécifier la proportion de ces clients qui n'a encore jamais bénéficié du *PIIGE*.

Réponse :

En fonction de l'historique du nombre moyen de projets implantés annuellement par client à ce jour, le Distributeur estime qu'environ 34 clients vont réaliser les 68 projets prévus en 2008. C'est par le taux de participation que le Distributeur suit les nouveaux clients adhérents à *PIIGE*. Le taux de participation des clients admissibles au programme *PIIGE* est de 62 % en date du 31 août 2007.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le délai entre le moment où les clients déposent un projet dans le cadre du *PIIGE* et le troisième et dernier versement de l'aide financière peut aller jusqu'à 3 ans. De plus, les clients peuvent bénéficier du paiement de l'aide financière en 3 versements : le premier à la signature du contrat, le deuxième à la mise en route des équipements et le troisième après l'obtention et la validation du rapport de mesurage des économies d'énergie et des coûts du projet. Le Distributeur suit donc le taux de participation global du programme.

88.2. Veuillez quantifier la portion des 168 GWh d'économie d'énergie prévus pour 2008 qui est associée directement à la hausse du plafond demandée pour le *PIIGE*.

Réponse :

Le maintien du plafond à 5 M\$ entraînerait un déficit de 23 GWh en 2008 (voir la pièce HQD-14, document 3, tableau 5.19, page 69) par rapport à l'objectif d'économies d'énergie de 136 GWh mentionné dans la pièce HQD-14, document 3, page 71. En effet, l'objectif d'économies d'énergie prévu en 2008 pour ce programme est de 136 GWh (et non de 168 GWh). Si la hausse du plafond à 8 M\$ n'est pas acceptée, la prévision du programme *PIIGE* devrait être ramenée à 113 GWh (136 GWh moins 23 GWh) d'économie d'énergie implantée en 2008.

88.3. Veuillez préciser si l'objectif d'économies d'énergie de 6 GWh du volet Analyses du programme *PADIGE* correspond aux mesures identifiées ou aux mesures implantées.

Réponse :

Il s'agit d'une prévision des mesures implantées.

89. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 13 et 77 à 78.

Préambule :

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le Distributeur décide d'inclure les activités du LTÉ liées à l'efficacité énergétique au PGEÉ.

Demande :

89.1. Veuillez ventiler la portion du budget du LTÉ incluse au PGEÉ par axe de recherche et veuillez décrire brièvement les opportunités envisagées ainsi que l'impact énergétique de ces dernières.

Réponse :

L'ensemble des activités du LTÉ à inclure dans les programmes et activités du Distributeur porte sur l'efficacité énergétique en vue d'alimenter ceux-ci en nouvelles applications avec des outils plus performants. Les axes de recherche et développement sont les suivants :

Axe 1 - Efficacité énergétique dans le secteur résidentiel : 1 M\$

Divers projets portant sur l'étude de concepts ou technologies émergentes pouvant permettre d'utiliser plus efficacement l'électricité dans ses nombreux usages résidentiels, principalement dans le chauffage des locaux et de l'eau incluant les technologies solaires et géothermiques.

Axe 2 - Efficacité énergétique dans le secteur commercial et institutionnel : 1,3 M\$

Divers projets visant à développer ou améliorer les outils de calcul, les modèles de consommation et les progiciels utilisés dans les programmes et activités du Distributeur pour faciliter les études préliminaires sur des projets en efficacité énergétique s'adressant aux bâtiments nouveaux et existants dans ce segment de clientèle. D'autres projets visent à corriger des problèmes existants afin d'optimiser la consommation d'électricité, de réduire ou de récupérer les pertes d'énergie, et de maintenir un confort adéquat pour les occupants, par exemple évaluer de nouvelles approches pour assurer un chauffage périphérique des locaux plus efficace.

Axe 3 - Efficacité énergétique dans le secteur industriel : 2,2 M\$

Divers projets visant à améliorer l'efficacité énergétique dans la petite, moyenne et grande industrie par des études et des travaux touchant les procédés industriels et leurs systèmes auxiliaires, la réduction et la récupération des pertes d'énergie, la réduction de l'intensité énergétique des systèmes industriels tel que le développement d'outils d'audits industriels.

Axe 4 - Efficacité énergétique multi-secteurs : 0,5 M\$

Tous les projets de caractérisation et de modélisation de la consommation dont les résultats viennent alimenter les développements en R-D et l'élaboration d'outils d'analyse.

Pour certains projets du portefeuille de R-D, une évaluation du potentiel en économie électrique a été réalisée et est estimé à 592 GWh. Toutefois, ce sont les GWh réels qui seront inscrits dans les programmes ayant bénéficié des produits issus de la R-D.

- 90. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 13 et 79 à 81 ;
 - (ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 26.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur évalue à 3 M\$ le budget 2008 du programme *PISTE*. Seulement 15 % de ce budget va en aide financière et une partie du budget est prévue pour des activités conjointes avec l'AEÉ et d'autres fournisseurs d'énergie (Projets-pilotes d'audits). Le programme doit générer 5 GWh d'économie d'énergie.

Au tableau 4.1 de la référence (ii) le Distributeur présente le budget 2008 du PGEÉ. Il distingue les activités qui lui sont propres des activités conjointes avec l'AEÉ. Le programme *PISTE* est entièrement inclus dans la portion des activités du Distributeur.

Demandes :

90.1. Veuillez indiquer les hypothèses qui conduisent le Distributeur à estimer à 5 GWh les économies d'énergie découlant du programme *PISTE* en 2008.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que le budget de 3 M\$ alloué au programme *PISTE* servira à financer uniquement les activités du Distributeur prévues pour l'année 2008.

Les gains se répartissent comme suit :

Tableau R-90.1

Projets	Impact en GWh
Audits énergétiques¹	0,8
Autres projets en cours²	1,1
Projets à venir	3,0
Total	5,0

1 Audits énergétiques auprès des producteurs en serre du Québec

2 Chauffe-piscines solaires, optimisation des systèmes électromécaniques, conversion d'éclairage public et privé dans la région du Mont-Mégantic

90.2. Veuillez indiquer les moyens par lesquels le Distributeur estime l'impact des audits énergétiques réalisés dans le cadre du programme *PISTE*, en précisant si les économies d'énergie résultent des mesures identifiées ou uniquement de celles qui sont implantées.

Réponse :

Le Distributeur a estimé un taux de réduction de 10 % de la consommation moyenne du secteur visé par les audits énergétiques. Les économies d'énergie résultent uniquement des mesures implantées.

5- Coûts évités

91. Références : (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 90 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, annexe B, page 11, tableau B-1 ;

Préambule :

Dans le cadre de la mise à jour de son coût évité de fourniture-transport, le Distributeur maintient le signal de 8,3 ¢/kWh (\$ 2007) pour l'énergie garantie sur une base annuelle. Il mentionne à la référence (i) que « *le coût d'opportunité du Distributeur peut être associé à une perte de revenus de revente.* »

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Il y explique également que « [!]a différenciation pointe et hors pointe applicable au prix de l'énergie est cependant accrue à 1,5 ¢/kWh, soit une hausse de 0,5 ¢/kWh [...]. » Au tableau de la référence (ii), le Distributeur présente la moyenne des écarts pointe hors pointe sur le DAM (NY-Zone M) sur la période 2000-2006, laquelle est évaluée à 17,99 \$CAN/MWh.

Demandes :

91.1. Veuillez indiquer si l'évaluation par le Distributeur du coût d'intégration de l'éolien a évolué depuis la dernière demande tarifaire. Veuillez élaborer sur le niveau de précision du coût d'intégration utilisé.

Réponse :

Au besoin, le Distributeur réévaluera le signal de coût évité de long terme, incluant le coût d'intégration éolien, en fonction des résultats de l'appel d'offres en cours pour l'acquisition de 2 000 MW d'énergie éolienne.

91.2. Veuillez justifier l'écart entre la moyenne d'environ 1,8 ¢/kWh du tableau de la référence (ii) et la différenciation pointe hors pointe de 1,5 ¢/kWh utilisée par le Distributeur.

Réponse :

Le choix de l'écart de pointe hors pointe a été justifié à la pièce HQD-2, document 1, révisée au 9 janvier 2004 du dossier R-3519-2003, pages 36 à 38. Le Distributeur y mentionnait que « d'une part, les écarts observés fluctuaient entre 1 et 2 ¢/kWh, et que d'autre part, compte tenu du profil de charge observé et de la faible différence entre la demande en pointe et la demande hors pointe, le recours aux transactions de marché ne devrait pas être systématique. La position retenue est donc mitoyenne, elle consiste à retenir 1 ¢/kWh d'écart ».

L'écart observé se rapproche plus de la borne supérieure que le Distributeur a mentionné. Ainsi, l'écart pointe hors pointe est accru à 1,5 ¢/kWh avec les mêmes justifications présentées alors dans le dossier R-3519-2003.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

91.3. Veuillez élaborer sur l'opportunité pour le Distributeur d'utiliser un coût évité de fourniture-transport basé sur une perte de revenus de revente, plutôt que sur les résultats d'appels d'offre. En particulier, veuillez en dégager les avantages et les inconvénients.

Réponse :

L'indicateur de coût évité est utilisé pour une longue période de temps (toute la durée de vie d'une mesure), et doit refléter la meilleure anticipation possible des prix de marché.

La perte de revenus de revente sur les marchés est un indicateur de la valeur de l'énergie pour une année donnée. Cependant, si la situation de surplus et le niveau de prix observé demeuraient pour quelques années, l'indicateur de coût évité pourrait les refléter sur cette période.

C'est dans cet esprit que le Distributeur a procédé à l'analyse de sensibilité sur le coût évité, en réduisant celui-ci de 15 % sur toute la période d'analyse. Cet exercice a permis de démontrer que la rentabilité des programmes et activités en efficacité énergétique n'est pas compromise, puisque le CTR reste positif.

- 92. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 95 et 96, tableau 6.2 ;
 - (ii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 99 et 100, tableau 6.5 ;
 - (iii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, pages 90 à 92 ;
 - (iv) Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-15, document 2, annexe A.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente les résultats des tests économiques habituels (TCTR, TP, TNT) pour les programmes et activités du PGEÉ.

Le Distributeur présente au tableau de la référence (ii) le résultat global d'une analyse de sensibilité prenant en compte une variation de -15% du coût évité de fourniture-transport, de +25% du coût évité de transport de la charge locale et de

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

+25% du coût évité de distribution, conformément aux explications de la référence (iii).

À la référence (iii) le Distributeur apporte quelques éclaircissements sur le maintien des coûts évités de transport de la charge locale et des coûts évités de distribution. À propos du transport de la charge locale, il indique :

« Ce niveau élevé d'investissement devrait durer sur toute la période de planification, même si la croissance anticipée de la charge locale est comparable à celle présentée en 2006. »

Cette situation incite le Distributeur à analyser plus en détail l'impact de cette mise à jour de la planification [...] avant d'effectuer des changements. »

Demandes :

92.1. Veuillez mettre à jour les composantes des coûts évités (fourniture-transport, transport de la charge locale et distribution), en fournissant toutes les hypothèses, les sources ainsi que le calcul détaillé de chacune selon le niveau de détail fourni à la référence (iv).

Réponse :

Le Distributeur n'a pas encore complété son analyse des impacts des changements au niveau des investissements planifiés du Transporteur et des conséquences sur les coûts évités en transport comme en distribution. Il maintient ainsi les coûts évités du transport de la charge locale et de distribution déjà déposés dans cadre de la présente preuve. Il fournit cependant toutes les hypothèses et les étapes de calcul des coûts évités dans les paragraphes qui suivent.

Fourniture – Transport :

L'indicateur de coût évité retenu et utilisé pour la fourniture-transport est toujours de 8,3 ¢/kWh (\$ 2007). Exprimée en dollars de 2008, cette valeur est augmentée de l'inflation soit à 8,47 ¢/kWh. Ce coût croît à l'inflation pour les années subséquentes.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le coût évité de puissance est toujours de 10 \$/kW-hiver (\$ 2006). Ainsi exprimé en dollars de 2008, ce coût est de 10,4 \$/kW-hiver et croît à l'inflation pour les années subséquentes.

Transport de la charge locale et distribution :

La seule mise à jour effectuée par le Distributeur porte sur les paramètres économiques et plus précisément le taux d'actualisation. Ainsi le Distributeur a conservé la planification des investissements et la prévision de puissance qui ont servi d'intrants aux calculs respectifs du coût évité de transport de la charge locale et de distribution déposés dans le dossier R-3610-2006. Les tableaux ci-dessous reproduisent toutes les étapes du calcul (tels que présentés dans la référence iv).

**Tableau R-92.1 a)
Transport de la charge locale**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Charge locale du Distributeur (en MW)	36 915	36 510	36 746	36 870	37 075	37 297	37 506	37 711	37 917
Croissance (en MW)	325	315	236	124	205	222	209	205	206
Investissements (M\$ courants)	198	257	206	116	53	128	36	16	10

Coût unitaire (investissements actualisés / MW actualisés)	506,92 \$/kW
+ Taxe sur le capital	5,55 \$/kW
+ Taxe sur les Services Publics	32,51 \$/kW
+ Frais annuels d'exploitation et d'entretien (environ 1,5 % du montant total de l'investissement soit un taux de 21% sur les montants actualisés)	112,5 \$/kW
Total coût unitaire	657,51 \$/kW

Coût annuel d'usage (annuité croissante calculée sur 40 ans)	33,1 \$/kW-an
--	----------------------

Exprimée en dollars de 2008, cette annuité augmentée de l'inflation est alors de 33,77 \$/kW-an.

Distribution :

**Tableau R-92.1 b)
Distribution**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Pointe non diversifiée des lignes de distribution (en MW)	29 800	30 195	30 513	30 815	31 026	31 238	31 449	31 661	31 872	32 055
Croissance (en MW)	494	387	312	296	207	207	207	207	207	207
Investissements (M\$ courants)	62	58	54	51	47	42	38	38	39	41

Coût unitaire (investissements actualisés / MW actualisés)	159 \$/kW
+ Taxe sur le capital	2 \$/kW
+ Taxe sur les Services Publics	9 \$/kW
+ Frais annuels d'exploitation et d'entretien (environ 1,9 % du montant total de l'investissement soit un taux de 30 % sur les montants actualisés)	50 \$/kW
Total coût unitaire	219 \$/kW

Coût annuel d'usage (annuité croissante calculée sur 30 ans)	12,71 \$/kW-an
--	-----------------------

Exprimée en dollars de 2008, cette annuité augmentée de l'inflation est alors de 12,96 \$/kW-an.

92.2. Selon le format du tableau 6.5 (référence ii), veuillez produire 3 tableaux distincts, de sorte que la Régie puisse évaluer indépendamment l'impact de chacune des 3 variations de coûts évités présentées à la référence (iii). Veuillez interpréter les résultats.

Réponse :

Les trois tableaux suivants présentent les résultats des analyses de sensibilité , en considérant une variation à la fois.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

**Tableau R-92.2
Analyse de sensibilité 1 :
baisse des coûts évités de la fourniture – transport de 15 %
en M\$ actualisés de 2008**

Programmes / activité HQD	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	13	22	-6
Mieux Consommer - résidentiel	47	67	-6
Rénovation énergétique - MFR	6	18	-9
Récupération des frigos et congélos énergivores	2	13	-9
Géothermie ⁽¹⁾	0	0	0
Réseaux autonomes	3	1,8	2
sous-total	71	122	-29
Marché affaires			
Produits efficaces	21	29	-3
Bâtiments tarifs G et M	0	0	0
<i>Commercial</i>	37	43	1
<i>Institutionnel</i>	15	17	0
<i>Bâtiments HQD</i>	2	0	2
Initiatives - systèmes industriels	21	30	-4
PIBGE	0	0	0
<i>Commercial</i>	8	5	4
<i>Institutionnel</i>	8	5	4
Réseaux autonomes	1	0	1
sous-total	114	131	4
Marché grandes industries			
PIIGE	51	38	19
PADIGE - Analyse	3	2	1
PAMUGE	20	7	17
sous-total	74	47	37
Innovations technologiques			
IDÉE	-1	0	-1
PISTE	0	3	-2
PADIGE - Démonstration	1	1	0
Projets de R-D du LTÉ	-5	0	-5
sous-total	-4	4	-8
Sous-total ensemble des marchés	256	304	4
Total tronc commun pour l'ensemble des marchés	-20	0	-20
TOTAL - Programmes et activités HQD	237	304	-16

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Programmes / Activités conjoints avec l'AEÉ	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
ÉconoLogis	2	8	-5
Novoclimat	0	0	0
Volet Unifamiliales et logements sociaux	10	13	0
Volet Logements sociaux	1	2	-1
Rénoclimat	0	5	-3
Réglementation	-1	0	-1
sous-total	11	28	-10
Marché affaires			
Petits commerces	0,1	1,4	-1,1
Réglementation	-0,1	0,0	-0,1
sous-total	0	1	-1
Tronc Commun	-2	0	-2
Programmes conjoints avec AEÉ	10	30	-13
TOTAL PGEÉ	246	333	-29

La baisse du coût évité de la fourniture- transport ne remet pas en cause la rentabilité des programmes et activités du PGEÉ du point de vue de la société puisque le CTR reste positif. Son impact tarifaire devient cependant négatif, ce qui indique que les programmes et activités du PGEÉ exercent alors une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur pour toute la durée de vie des mesures. Il est à noter que l'impact est cependant faible.

La réduction des résultats du CTR et TNT est de 97 M\$ actualisés 2008 par rapport au scénario de base.

Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie

Tableau R-92.2
Analyse de sensibilité 2 :
Hausse des coûts évités du transport de la charge locale de 25 %
en M\$ actualisés de 2008

Programmes / activité HQD	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	18	22	-1
Mieux Consommer - résidentiel	65	67	12
Rénovation énergétique - MFR	11	18	-5
Récupération des frigos et congélos énergivores	5	13	-7
Géothermie ⁽¹⁾	1	0	1
Réseaux autonomes	3	1,8	2
<i>sous-total</i>	103	122	2
Marché affaires			
Produits efficaces	28	29	3
Bâtiments tarifs G et M	0	0	0
<i>Commercial</i>	50	43	14
<i>Institutionnel</i>	20	17	5
<i>Bâtiments HQD</i>	3	0	3
Initiatives - systèmes industriels	30	30	5
PIBGE	0	0	0
<i>Commercial</i>	10	5	6
<i>Institutionnel</i>	10	5	6
Réseaux autonomes	1	0	1
<i>sous-total</i>	153	131	42
Marché grandes industries			
PIIGE	65	38	33
PADIGE - Analyse	4	2	2
PAMUGE	29	7	26
<i>sous-total</i>	98	47	61
Innovations technologiques			
IDÉE	-1	0	-1
PISTE	1	3	-2
PADIGE - Démonstration	2	1	1
Projets de R-D du LTÉ	-5	0	-5
<i>sous-total</i>	-3	4	-7
Sous-total ensemble des marchés	351	304	98
Tronc Commun pour l'ensemble des marchés Réseau Intégré	-19	0	-19
Tronc Commun pour l'ensemble des marchés réseaux autonomes	-0,4	0	-0,4
Total tronc commun pour l'ensemble des marchés	-20	0	-20
TOTAL - Programmes et activités HQD	331	304	79

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Programmes / Activités conjoints avec l'AEÉ	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
ÉconoLogis	4	8	-3
Novoclimat	0	0	0
Volet Unifamiliales et logements sociaux	15	13	5
Volet Logements sociaux	1	2	-1
Rénoclimat	4	5	1
Réglementation	-1	0	-1
sous-total	23	28	1
Marché affaires			
Petits commerces	0,4	1,4	-0,8
Réglementation	-0,1	0,0	-0,1
sous-total	0	1	-1
Tronc Commun	-2	0	-2
Programmes conjoints avec AEÉ	21	30	-1
TOTAL PGEÉ	353	333	78

Toute hausse des coûts évités améliore la rentabilité des programmes et activités du PGEÉ. Ainsi l'augmentation de 25 % du coût évité de transport de la charge locale augmente le résultat du CTR et du TNT de 10 M\$ actualisés 2008.

Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie

Tableau R-92.2
Analyse de sensibilité 3 :
Hausse des coûts évités de distribution de 25 %
en M\$ actualisés de 2008

Programmes / activité HQD	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	18	22	-1
Mieux Consommer - résidentiel	64	67	11
Rénovation énergétique - MFR	10	18	-5
Récupération des frigos et congélos énergivores	5	13	-7
Géothermie ⁽¹⁾	1	0	1
Réseaux autonomes	3	1,8	2
<i>sous-total</i>	101	122	0
Marché affaires			
Produits efficaces	28	29	3
Bâtiments tarifs G et M	0	0	0
<i>Commercial</i>	49	43	13
<i>Institutionnel</i>	20	17	5
<i>Bâtiments HQD</i>	3	0	3
Initiatives - systèmes industriels	29	30	4
PIBGE	0	0	0
<i>Commercial</i>	10	5	6
<i>Institutionnel</i>	10	5	6
Réseaux autonomes	1	0	1
<i>sous-total</i>	151	131	40
Marché grandes industries			
PIIGE	65	38	33
PADIGE - Analyse	4	2	2
PAMUGE	29	7	26
<i>sous-total</i>	98	47	61
Innovations technologiques			
IDÉE	-1	0	-1
PISTE	1	3	-2
PADIGE - Démonstration	2	1	1
Projets de R-D du LTÉ	-5	0	-5
<i>sous-total</i>	-3	4	-7
Sous-total ensemble des marchés	346	304	94
Total tronc commun pour l'ensemble des marchés	-20	0	-20
TOTAL - Programmes et activités HQD	327	304	74

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Programmes / Activités conjoints avec l'AEÉ	CTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
EconoLogis	4	8	-3
Novoclimat	0	0	0
<i>Volet Unifamiliales et logements sociaux</i>	15	13	5
<i>Volet Logements sociaux</i>	1	2	-1
Rénoclimat	3	5	0
Réglementation	-1	0	-1
sous-total	21	28	0
Marché affaires			
Petits commerces	0,4	1,4	-0,9
Réglementation	-0,1	0,0	-0,1
sous-total	0	1	-1
Tronc Commun	-2	0	-2
Programmes conjoints avec AEÉ	20	30	-3
TOTAL PGEÉ	347	333	72

De la même manière que pour le coût évité du transport de la charge locale, la hausse du coût évité de distribution, améliore les résultats du CTR et du TNT. L'amélioration est de 4 M\$ actualisés 2008.

Le poids relatif beaucoup plus élevé de la fourniture-transport, par rapport au transport de la charge locale et à la distribution fait en sorte que la baisse de 15 % du coût de la fourniture-transport n'est pas compensée par la hausse de 25 % des deux autres composantes du coût évité.

Tel que présenté à la pièce HQD-14, document 3, tableau 6.5, pages 99 et 100, l'effet combiné des trois analyses de sensibilité correspond à une baisse des résultats du CTR et du TNT de 83 M\$ actualisés 2008, puisque les écarts procurés par chacune des analyses sont additifs.

92.3. Veuillez déposer les informations quantitatives (et leurs sources) sur lesquelles sont basées les variations de -15%, +25% et +25% des 3 composantes des coûts évités présentées à la référence (iii). Veuillez en reconstituer le calcul ou justifier l'utilisation de valeurs approximatives.

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question 91.3, la réduction de 15 % du coût évité de la fourniture-transport s'appuie sur l'estimation du niveau de prix obtenu pour la revente des surplus en 2007.

Pour le transport et la distribution, le choix de 25 %, s'appuie sur la toute première estimation de l'impact sur le coût évité du changement du niveau d'investissement du Distributeur, pour un même niveau des besoins en puissance.

Notons qu'en général, une analyse de sensibilité sert à mesurer la robustesse d'un projet à des changements majeurs mais plausibles des variables significatives du projet. Une modification d'une plus grande envergure des coûts évités n'interviendrait que s'il y avait un changement majeur dans les critères de planification du Transporteur ou du Distributeur, ou encore dans la structure de la demande.

La mise à jour sur une base régulière des coûts évités permet de capter tous ces changements.

92.4. Le tableau de la référence (ii) présente un TCTR ou un TP négatif ou nul pour certains programmes. Veuillez justifier le maintien de ces programmes.

Réponse :

Les résultats négatifs du CTR concernent le programme *IDÉE* et les activités *Projets de R-D du LTÉ* et *réglementation*. Ce programme et ces activités ne génèrent pas par eux-mêmes des économies d'énergie (voir le tableau A-3 à pièce HQD-14, document 3, annexe A). Ce sont des programmes et activités en amont, dont l'objectif est de tester ou de trouver des opportunités qui ultimement permettraient de bâtir des nouveaux programmes.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Il n'y a pas de programmes ayant un TP négatif. Les programmes en réseaux autonomes apportent de petites quantités d'énergie, et les résultats s'expriment plutôt en milliers qu'en millions de dollars. C'est ce qui explique pourquoi les résultats des TP sont nuls.

93. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 89.

Préambule :

Le Distributeur présente en référence certains paramètres utilisés dans les analyses économiques et financières. En particulier, il note :

« le taux de taxe sur les produits et services de 6% et le taux de la taxe de vente du Québec de 7% pour les analyses de rentabilité des clients participants. »

Demande :

93.1. Veuillez confirmer que le taux de taxe de vente du Québec utilisé est 7,5% et non 7%. Veuillez mettre à jour et déposer, au besoin, les analyses économiques et de rentabilité affectées par cette taxe.

Réponse :

Le Distributeur confirme que le taux de vente du Québec est de 7,5 %. Les taxes de vente sont utilisées dans le calcul du test du client participant (TP) seulement. La correction du taux de taxe de vente améliore marginalement les résultats de ce test pour l'ensemble des programmes et activités du PGEÉ, soit de moins de 2 M\$ actualisés 2008.

94. Référence : Dossier R-3610-2006, pièce B-9- HQD-16, document 1, page 191.

Préambule :

À la référence, le Distributeur expliquait qu'il ne pouvait fournir les coûts évités du réseau autonome de Schefferville :

« Le Distributeur sera à même de fournir les coûts évités pour le réseau de Schefferville, une fois la prise en charge de l'alimentation de la région

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

complétée. L'évaluation devra tenir compte des investissements en cours de réalisation pour la réfection du groupe 3 à la centrale de Menihek, de même que la planification moyen et long terme des investissements tant pour les volets production, transport, distribution et services à la clientèle. Cette planification sera rendue possible avec une mise à niveau des informations concernant, entre autres, la prévision de la croissance de la demande d'électricité, l'évolution du nombre de ménages, ainsi que la croissance de l'activité économique de la région. »

Demande :

94.1. Veuillez indiquer s'il est désormais possible de fournir les coûts évités pour le réseau de Schefferville. Le cas échéant, veuillez les présenter et les interpréter. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

À ce jour, il est impossible de fournir les coûts évités pour le réseau de Schefferville puisque la prise en charge de l'alimentation de la région n'est pas complétée. Le Distributeur sera à même de fournir ces coûts après que la prise en charge sera terminée, soit le 1^{er} avril 2008.

95. Référence : Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 93.

Préambule :

À la référence, le Distributeur produit le tableau 6.1, dans lequel on retrouve les coûts évités de production en électricité des réseaux autonomes. À la même page, le Distributeur mentionne :

« Les différences entre les coûts évités de production en électricité de chacun des réseaux s'expliquent par le type de combustible utilisé par la centrale (coût du combustible et coût de transport) et par la capacité disponible de la centrale et des infrastructures existantes. »

Demandes :

95.1. Veuillez commenter l'évolution (2007-2008) des coûts évités de chacun des réseaux autonomes, en précisant si les hausses sont dues uniquement à l'évolution prévue du prix du combustible ou à d'autres facteurs.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-14, document 3, page 93, les seules mises à jour des coûts évités des réseaux autonomes, concernent le prix des combustibles et les paramètres économiques (taux d'actualisation et d'inflation). La croissance des coûts évités est ainsi directement liée à celle des prévisions des prix du combustible.

95.2. Veuillez définir le concept d'annuité croissante utilisé pour les fins du tableau 6.1 et en donner la formule (en définissant chaque variable et paramètre). Veuillez préciser l'utilité de ce concept dans le cas des coûts évités en réseaux autonomes.

Réponse :

Les coûts évités sont toujours calculés sur la base de flux monétaires et d'énergie futurs sur une période d'analyse en général longue.

Les coûts évités en production ont trois composantes : Investissements, charges d'exploitation et d'entretien et dépenses de combustibles. Ces coûts n'ont pas la même croissance (certains évoluent à l'inflation d'autres, tels les combustibles, peuvent décroître au cours de la période d'analyse). Les dépenses d'investissement surviennent à différentes années.

L'actualisation de ces flux monétaires futurs et d'énergie associée permet d'obtenir un coût exprimé en ¢/kWh et croissant à l'inflation. L'avantage de l'annuité croissante est ainsi d'avoir un outil facile d'utilisation et lissé (croissance à l'inflation). De plus, les annuités croissantes permettent de ramener sur une base comparable des coûts différents (comparaison entre réseaux autonomes, ou avec le réseau principal).

96. Références : (i) Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-15, document 1, annexe A, page 20 ;

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- (ii) Dossier R-3610-2006, pièce HQD-16, document 1, page 195 ;
- (iii) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 94 ;
- (iv) Dossier R-3473-2001, pièce HQD-1, document 1, annexe 1, p.3 ;
Dossier R-3519-2003, pièce HQD-1, document 1, page 51 ;
Dossier R-3552-2004, pièce HQD-1, document 1, page 94 ;
Dossier R-3584-2005, pièce HQD-1, document 1, page 88 ;
Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-15, document 1, annexe A, page 20.

Préambule :

À la référence (i), le TCTR, le TP et le TNT du PGEÉ pour 2007-2010 étaient évalués à 1 598 M\$, 1 306 M\$ et 554 M\$, respectivement.

À la référence (ii), le Distributeur précise sa méthodologie d'analyse économique des programmes du PGEÉ :

« Si les économies engendrées par les dépenses autorisées, apportent plus de GWh que planifié, cette situation vient renforcer la démonstration de la rentabilité des programmes. Par contre, si les dépenses ne s'accompagnaient pas des résultats escomptés en énergie, l'analyse de cette situation conduit à des ajustements. Ces ajustements sont alors intégrés les années suivantes, comme c'est le cas dans le cadre de la présente demande (celles qui font l'objet des tests économiques présentés). »

À la référence (iii), le Distributeur mentionne :

« Les analyses économiques, effectuées dans le cadre du présent dossier, reflètent les investissements et l'impact des programmes et activités du PGEÉ sur une période de un an, soit l'année 2008. » [...]

«Le coût total en ressource (CTR) est de 324 M\$ (actualisés de 2008) et le test du participant (TP) de 304 M\$ (actualisés de 2008). Le test de neutralité tarifaire (TNT) indique un surplus de 71 M\$ (actualisés de 2008).

En tenant compte de la contribution financière du Distributeur aux programmes et activités de l'AEÉ, le CTR passe à 343 M\$ (actualisés de 2008) alors que le

***Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie***

TP est de 333 M\$ (actualisés de 2008). Le TNT diminue et se chiffre à 68 M\$ (actualisés de 2008). »

Les valeurs des TCTR (ensemble du PGEÉ) historiques présentés dans les dossiers précédents du Distributeur, à la référence (iv), sont les suivantes :

	R-3473-2001 (PGEÉ 2003-2006 en M\$ actualisés de 2002)	R-3519-2003 (PGEÉ 2004-2006 en M\$ actualisés de 2003)	R-3552-2004 (PGEÉ 2005-2010 en M\$ actualisés de 2005)	R-3584-2005 (PGEÉ 2006-2010 en M\$ actualisés de 2006)	R-3610-2006 (PGEÉ 2007-2010 en M\$ actualisés de 2007)
TCTR (Ensemble du PGEÉ)	70,3	147,6	656,6	786,1	1598

Demandes :

96.1. Veuillez interpréter les différences dans les résultats des tests (TCTR, TP et TNT) entre le PGEÉ 2007-2010 et le PGEÉ 2008 du présent dossier, outre le fait que la période d'analyse soit différente.

Réponse :

La différence la plus significative entre les deux évaluations (R-3610-2006 et R-3644-2007), concerne l'effet volume. En effet dans le premier cas, il s'agissait de coûts investis sur une période de 4 ans (2007 à 2010) et des économies d'énergie récurrentes sur la durée de vie respective des mesures. Dans le présent dossier, il ne s'agit que des coûts de 2008 auxquels sont associées les économies d'énergie récurrentes sur la durée de vie respective des mesures. Ceci explique qu'en valeur absolue, les montants soient beaucoup plus faibles dans le présent dossier (CTR de 343 M\$ actualisés 2008 versus 1 598 M\$ actualisés 2007).

96.2. La Régie comprend que les TCTR présentés dans les dossiers du Distributeur sont uniquement prospectifs et que le rendement des programmes est ajusté périodiquement compte tenu des résultats réels.

Veuillez produire une évaluation de rentabilité pour chacun des programmes et activités du PGEÉ en considérant les résultats réels et

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

connus à ce jour au niveau des coûts et des économies d'énergie. Cette évaluation devra prendre en considération un maximum de données réelles, et pourrait être en partie prospective. De plus, elle devrait permettre à la Régie de comparer l'évolution de la rentabilité réelle entre chacune des mesures.

Réponse :

L'objectif des analyses de rentabilité économique est de vérifier, avant d'entreprendre les actions proposées et avec la meilleure estimation possible du futur, que celles-ci vont apporter un avantage futur. Une fois la décision prise d'aller de l'avant, les coûts associés sont acceptés et versés au compte de frais reportés. Le suivi des budgets dépensés, les évaluations des économies véritablement réalisées et les ajustements qui s'en suivent sont les véritables moyens de s'assurer que la rentabilité annoncée est au rendez vous.

De plus, à chaque année, le Distributeur présente des analyses de sensibilité calculant le point mort pour trois variables : coûts évités, coûts des programmes et énergie économisée. Le point mort indique toujours des marges de manœuvre de l'ordre de 30 % et plus. Ce qui signifie que la probabilité de ne pas rencontrer la rentabilité des programmes est presque nulle.

Les seuls résultats tangibles des efforts en efficacité sont les dépenses engagées pour réaliser les programmes et les kWh obtenus. La proposition d'analyser la rentabilité des actions passées nécessiterait de formuler plusieurs hypothèses déterminantes pour les mettre en œuvre soit celles des coûts réellement évités par le Distributeur par ses programmes d'économie d'énergie. En effet, en matière d'approvisionnement, le coût réellement encouru par le Distributeur pour les volumes d'approvisionnement acquis une année donnée est le reflet de la situation de l'équilibre offre - demande et des conditions de marchés de l'année concernée (ce qui inclut tous les aléas du côté de l'offre comme du côté de la demande). Ce coût aurait pu être différent si le Distributeur avait contracté l'énergie additionnelle requise sans les programmes d'économie d'énergie. De la même manière, il est difficile d'estimer pour une

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

année donnée, comment les investissements requis pour faire face à la croissance des besoins sur les réseaux de transport et de distribution auraient été affectés en l'absence des programmes d'économie d'énergie.

Par ailleurs, sur l'horizon 2003 à 2007, les programmes en efficacité énergétique du Distributeur et ceux auxquels il contribue financièrement ont généré des économies d'énergie supérieures à ce qu'il avait prévu, alors que ses investissements étaient inférieurs à ceux autorisés par la Régie.

- 97. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-14, document 3, page 96 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-6, document 2, page 4.

Préambule :

Le Distributeur mentionne à la référence (i) que l'impact maximal sur le revenu requis des programmes et activités du PGEÉ (13,4 M\$) est de 0,14 % (en proportion du revenu prévu 2007) et qu'il se produit en 2009.

En utilisant le revenu des ventes 2007 de 10 090,6 M\$ de la référence (ii), l'impact marginal du PGEÉ est de 0,13 %, soit 13,4 M\$ / 10 090,6 M\$.

Demande :

- 97.1.** Veuillez reconstituer ou corriger le calcul de l'impact marginal de 0,14 % en indiquant la source des données utilisées.

Réponse :

Pour reconstituer le calcul, le Distributeur réfère la Régie à la pièce HQD-20, document 1, page 5 du dossier R-3610-2006. Le dénominateur est constitué par la somme de la ligne « revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux » et de la ligne « les revenus générés en 2007 par la hausse demandée ». L'impact marginal du PGEÉ est de 13,4 M\$ / 9 249,2 M\$, soit 0,14 %.