

A-22

HQD dossier R-3644-2007  
Charges brutes directes / Autres primes

(en M\$)	R-3579-2005		R-3610-2006		R-3644-2007		
	Année historique 2004	Année historique 2005	Année historique 2006	Année historique 2007	D-2007-12 base 2007	Année de base 2007	Année témoin 2008
Autres primes	16,1	16,8	19,9	18,5	22,5	22,5	22,6
Salaire de base	465,1	447,6	464,6	501,9	499,7	499,7	510,1
Ratio	3,5%	3,8%	4,3%	3,7%	4,5%	4,5%	4,4%

Régie de l'énergie  
DOSSIER: R-3644-2007  
DÉPOSÉE EN AUDIENCE  
Date: 5 décembre 2007  
Pièces n°: A-22

①

Considérant que le Distributeur affirme que les augmentations des charges relatives à l'émondage et à la maintenance de son réseau sont cycliques, la Régie est d'avis qu'une planification de l'augmentation des charges sur plusieurs années et une augmentation de la productivité permettront de maintenir les charges d'exploitation à un niveau raisonnable, afin qu'elles se rapprochent du taux d'inflation comme s'y était engagé le Distributeur.

**En conséquence, la Régie limite, aux fins d'établissement du revenu requis pour l'année tarifaire 2007, à 6,5 % l'augmentation globale des charges d'exploitation soit, une réduction d'environ 28 M\$.**

Dans le même ordre d'idée et de façon plus générale, il est important de revenir aux attentes de la Régie exprimées dans sa décision D-2006-34. La Régie demandait au Distributeur de produire un plan intégré d'amélioration de l'efficacité qui devait comporter des mesures précises ainsi qu'un échéancier multiannuel d'implantation. La Régie est toujours en attente de ce plan.

La Régie est d'avis que, sans un tel plan, le Distributeur ne pourra s'assurer que tous les efforts requis pour optimiser les coûts de prestation de service sont déployés.

**Dans le contexte de l'évolution des charges d'exploitation et à la lumière des données des exercices de balisage, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un plan intégré d'amélioration de l'efficacité comportant au moins les données suivantes : le mandat du comité d'efficacité, les stratégies envisagées, les cibles et les objectifs à atteindre ainsi qu'un échéancier multiannuel d'implantation.**

#### **4.5.2 Autres charges**

Les autres charges, incluant les postes « Achats de combustible », « Amortissement et déclassement » ainsi que « Taxes », passent de 718,7 M\$ en 2006 (selon la décision D-2006-34) à 770,6 M\$ en 2007, soit une hausse de 7,2 %.

**2. MISES EN EXPLOITATION**

- 1 Le tableau 4 présente pour chacun des exercices sous examen, les mises en
- 2 exploitation des immobilisations, actifs incorporels et frais reportés, par source
- 3 d'autorisation de l'investissement.

<b>TABLEAU 4</b>			
<b>MISES EN EXPLOITATION, PAR SOURCE D'AUTORISATION</b>			
<i>Exercice terminé le 31 décembre</i>			
	2005	2006	2007
<b>ARTICLE 73</b>	498,1	584,5	1 100,9
<b>+&gt; 10 M\$ déjà autorisés</b>	3,4	14,0	387,5
<i>Projet SIC</i>			332,7
<i>Projet de réhabilitation du 201 Jarry</i>	3,4	4,0	13,3
<i>Programme d'automatisation du réseau</i>		10,0	41,5
<b>+&gt; 10 M\$ à être autorisés</b>			3,0
<i>Projet - Relève à distance</i>			3,0
<b>Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73</b>	32,6	22,2	22,1
<i>Projet Dcartes</i>	24,7		
<i>Programme d'enfouissement</i>	7,9	22,2	22,1
<b>Investissements &lt; 10 M\$ (EN BLOC)</b>	462,1	548,3	688,3
<b>ARTICLE 49</b>	92,2	385,1	246,1
<i>Programmes commerciaux</i>	0,7	1,1	1,3
<i>Plan global en efficacité énergétique</i>	91,5	170,9	244,8
<i>Frais reportés du tarif BT</i>		213,1	
	590,3	969,6	1 347,0

- 4
- 5 Le tableau 5 présente le montant des frais d'emprunt capitalisés inclus dans les
- 6 actifs mis en exploitation. Le Distributeur rappelle que ces montants
- 7 représentent les frais d'emprunt capitalisés depuis l'origine du projet ou
- 8 programme, jusqu'au moment de son inclusion dans la base de tarification.

1  
2  
3  
4  
5  
6

**TABLEAU 11 (SUITE)**  
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR LA TEMPÉRATURE PAR**  
**CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS**  
**POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À DÉCEMBRE 2006 ( EN 000\$)**

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif L	Mensuel k \$	Ecart température GWh	
Intérêt de juillet 2006	381,8	51,2	38,0	4,5	0,2	455,7		
Écart de juillet 2006	(594,1)	-	(1 212,8)	(135,9)	(2,7)	(1 945,3)		
Écart de volume en GWh	22,0	0,0	33,0	41,2	13,7		110	+ chaud
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	2,70	-2,96	3,68	0,33	0,02			
Solde à la fin juillet 2006	54 738,6	7 835,4	4 594,1	548,4	27,7	67 742,3		
Intérêt d'août 2006	380,3	51,6	30,2	3,5	0,2	445,9		
Écart d'août 2006	215,7	-	440,2	49,3	1,0	706,3		
Écart de volume en GWh	(8,0)	0,0	(12,0)	(15,0)	(5,0)		(40)	+ chaud
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	2,70	-2,96	3,68	0,33	0,02			
Solde à la fin août 2006	55 314,8	7 987,0	5 064,5	599,3	28,9	68 894,4		
Intérêt de septembre 2006	352,3	50,2	32,3	3,8	0,2	438,8		
Écart de septembre 2006	1 304,1	27,0	491,0	55,0	1,8	1 878,7		
Écart de volume en GWh	(48,2)	(2,7)	(13,3)	(16,7)	(7,8)		(89)	+ chaud
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	2,70	1,00	3,68	0,33	0,02			
Solde à la fin septembre 2006	56 971,1	7 964,2	5 587,8	658,2	30,7	71 211,9		
Intérêt d'octobre 2006	375,0	52,4	36,8	4,3	0,2	468,7		
Écart d'octobre 2006	(1 475,9)	(32,0)	(187,4)	(22,0)	(0,9)	(1 718,2)		
Écart de volume en GWh	46,7	3,2	5,3	6,7	4,7		67	+ froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,16	1,00	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin octobre 2006	55 870,2	7 984,5	5 437,2	640,8	29,9	69 962,5		
Intérêt de novembre 2006	355,9	50,9	34,6	4,1	0,2	445,7		
Écart de novembre 2006	15 478,9	475,8	1 956,7	229,3	9,7	18 150,4		
Écart de volume en GWh	(489,8)	(31,3)	(55,8)	(69,5)	(48,6)		(695)	- froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,16	1,52	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin novembre 2006	71 704,9	8 511,3	7 428,5	873,8	39,9	86 558,5		
Intérêt de décembre 2006	472,0	56,0	48,9	5,8	0,3	582,9		
Écart de décembre 2006	28 068,7	3 802,7	3 028,5	354,7	15,0	33 287,6		
Écart de volume en GWh	(825,0)	18,9	(86,0)	(107,5)	(75,2)		(1 075)	- froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,16	-20,12	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin décembre 2006	98 245,6	12 370,0	10 503,9	1 234,4	55,2	122 409,0		
Écart de volume en GWh	(3 004,9)	46,0	(288,5)	(360,6)	(265,8)		(3 874)	
Total intérêt	3 668,8	536,6	377,1	44,4	-2,0	4 628,8		

7  
8  
9  
10

1  
2  
3  
4  
5

**TABLEAU 11**  
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR LA TEMPÉRATURE PAR**  
**CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS**  
**POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À DÉCEMBRE 2006 ( EN 000\$)**

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif L	Mensuel k\$	Écart température GWh	
Écart de janvier 2006	32 287,5	5 886,7	3 589,7	420,7	17,8	42 202,4		
Écart de volume en GWh	(1 021,8)	65,7	(102,0)	(127,5)	(89,2)		(1 275)	- froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)	3,16	-8,96	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin janvier 2006	32 287,5	5 886,7	3 589,7	420,7	17,8	42 202,4		
Intérêt de février 2006	192,0	35,0	21,3	2,5	0,1	250,9		
Écart de février 2006	2 799,0	568,1	295,8	34,7	1,5	3 699,1		
Écart de volume en GWh	(88,6)	9,8	(8,4)	(10,5)	(7,4)		(105)	- froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)	3,16	-5,80	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin février 2006	35 278,5	6 489,8	3 906,8	457,8	19,4	46 152,4		
Intérêt de mars 2006	232,2	42,7	25,7	3,0	0,1	303,8		
Écart de mars 2006	6 787,2	849,7	781,7	91,8	3,9	8 514,0		
Écart de volume en GWh	(214,9)	6,6	(22,2)	(27,8)	(19,4)		(278)	- froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)	3,16	-12,87	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin mars 2006	42 297,9	7 382,2	4 714,2	552,4	23,4	54 976,2		
Intérêt d'avril 2006	269,4	47,0	30,0	3,5	0,1	350,2		
Écart d'avril 2006	10 381,1	207,4	1 306,3	153,1	6,5	12 054,3		
Écart de volume en GWh	(328,5)	(19,4)	(37,1)	(46,4)	(32,5)		(464)	- froid
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)	3,16	1,07	3,52	0,33	0,02			
Solde à la fin avril 2006	52 948,4	7 638,6	6 050,5	709,0	30,1	67 374,7		
Intérêt de mai 2006	348,5	50,3	39,8	4,7	0,2	443,5		
Écart de mai 2006	1 545,2	48,0	89,1	10,0	0,8	1 693,1		
Écart de volume en GWh	(57,1)	(4,8)	(2,4)	(3,0)	(4,2)		(72)	+ chaud
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)	2,70	-1,00	3,68	0,33	0,02			
Solde à la fin mai 2006	54 842,1	7 734,9	6 179,4	723,7	31,1	69 511,2		
Intérêt de juin 2006	348,3	49,3	39,4	4,6	0,2	442,8		
Écart de juin 2006	(220,5)	-	(450,1)	(50,5)	(1,0)	(722,1)		
Écart de volume en GWh	8,2	0,0	12,2	15,3	5,1		41	+ chaud
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)	2,70	-2,96	3,68	0,33	0,02			
Solde à la fin juin 2006	54 970,9	7 784,2	5 768,7	677,9	30,3	69 231,9		

6  
7  
8

6

1  
2  
3

**Tableau 15**  
**Variation nette des frais de développement**  
**et autres frais reportés 2006 (M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2005	39,0	7,2	31,8
Au 31 DÉC. 2006	1,4	10,1	-8,7
<b>Ecart</b>			<b>-40,5</b>
Mises en exploitation 2006		Autorisation	-36,5
<i>Mises en exploitation &gt; 5 M\$</i>			-41,0
Ligne Némiscau - Waskaganish		≥ 25 M\$	-76,0
Intégration de la Centrale de TransCanada Energy		≥ 25 M\$	35,0
<i>Mises en exploitation &lt; 5 M\$</i>			4,5
Amortissement			-2,9
Autres			-1,1
Variation nette			<b>-40,5</b>

4  
5  
6  
7

**Tableau 16**  
**Variation nette des frais de développement et**  
**autres frais reportés 2007 (en M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2006	1,4	10,1	-8,7
Au 31 DÉC. 2007	9,7	13,1	-3,4
<b>Ecart</b>			<b>5,3</b>
Mises en exploitation 2006		Autorisation	7,0
<i>Mises en exploitation &gt; 5 M\$</i>			2,0
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	7,1
Intégration de la centrale Mercier		< 25 M\$	-5,1
<i>Mises en exploitation &lt; 5 M\$</i>			5,0
Amortissement			-2,3
Autres			-0,6
Variation nette			<b>5,3</b>

8

1  
2  
3  
**Tableau 17**  
**Variation nette des frais de développement et**  
**autres frais reportés 2008 (en M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DEC. 2007	9,7	13,1	-3,4
Au 31 DEC. 2008	-77,7	18,9	-96,6
<b>Ecart</b>			<b>-93,2</b>
Mises en exploitation 2008		Autorisation	-71,7
<i>Mises en exploitation &gt; 5 M\$</i>			-75,7
Intégration centrale Rapide-des-Coeurs et Chutes-Aillard		≥ 25 M\$	-43,2
Wemindji - Alimentation de la communauté Cri		≥ 25 M\$	-22,6
Poste St-Lin - Nouveau poste		≥ 25 M\$	-9,9
<i>Mises en exploitation &lt; 5 M\$</i>			4,0
Amortissement			-3,0
Actifs nets de télécommunications (renvois HQT-08, doc. 4)			2,1
Autre (note 1)			-20,6
<b>Variation nette</b>			<b>-93,2</b>

4 Note 1: Transfert de la ligne La Grande 1 - Wemindji en provenance du Distributeur.

5 Le Transporteur fournit également le détail de ses frais de développement et  
6 autres frais reportés dans le tableau 18.

7  
**Tableau 18**

Frais de développement et autres frais reportés (en millions de dollars)			
Composantes	Exercices terminés le 31 décembre		
	Année historique	Année de base	Année témoin
	2006	2007	2008
Frais de développement	7,8	10,4	7,4
Frais reportés - Producteurs privés	49,2	66,0	68,0
TransCanada Energy	35,0	34,3	33,6
Énergie éolienne du Mont Copper	5,7	5,6	5,5
Énergie éolienne du Mont Miller	5,0	4,9	4,8
Northland Power		4,3	4,1
Cartier Énergie éolienne			3,1
TransCanada Energy & Innergex		2,9	2,8
Hydrowatt	1,5	1,5	1,5
Cartier Énergie Éolienne	1,4	1,4	1,4
Hydroméga		0,6	0,6
Brookfield Énergie Marketing	0,3	0,3	0,3
Bowater	0,2	0,2	0,2
Parc éolien du renard	0,1	0,1	0,1
Frais reportés - Hydro-Québec Production	6,3	1,1	-41,0
Frais reportés - Hydro-Québec Distribution	-72,4	-71,1	-123,2
Autres frais reportés	0,4	0,2	2,2
<b>Total</b>	<b>-8,7</b>	<b>-3,4</b>	<b>-96,6</b>

**Réponses à la demande de renseignements no.1  
de la Régie**

**Tableau 1 - Enjeux financiers 2007 de l'implantation sur 2 ans de L3 (M\$)**

	Annexe 1	Annexe 1.A
<b>Activités reliées aux opérations - charges de stabilisation</b>		
Dossier R-3610-2006	20	20
Nouvelle évaluation	15	15
<b>Évaluation des coûts additionnels du projet SIC<sup>1</sup></b>	70	70
Investissements	15	60
Charges d'exploitation	55	10

1) Excluant les intérêts capitalisés.

**Activités reliées aux opérations**

- Le montant de 15 M\$ prévu en 2007 pour la stabilisation de L3 pour la clientèle commerciale et affaires est maintenu.

**Activités reliées plus directement au projet**

Les activités prévues demeurent essentiellement les mêmes que celles initialement présentées à l'annexe 1. Les montants et leur traitement comptable ont toutefois été précisés comme suit :

**Investissements (60 M\$)**

- Coûts liés à la conservation des différentes équipes de projets pour finaliser l'ensemble des actions nécessaires à l'implantation de L3.
- Coûts de gestion supplémentaires liés aux environnements de développement, de tests et d'assurance qualité.

**Charges d'exploitation (10 M\$)**

- Sommes encourues pour les activités de gestion du changement et de communication ainsi que pour la diffusion de la formation.

1 De façon globale et compte tenu de son obligation de desservir, le Distributeur  
2 ajuste régulièrement son niveau d'effectifs afin de répondre aux besoins de sa  
3 clientèle. Pour ce faire, il revoit en continu ses façons de faire et l'organisation  
4 du travail de son personnel.

5 Ainsi, le niveau des effectifs du Distributeur est passé de 7 953 en 2005 à 8 264  
6 en 2007. Cette croissance de 311 ETC s'explique principalement par les  
7 éléments suivants :

8 **Système d'information clientèle (SIC) (185 ETC)**

9 La variation de 185 ETC s'explique comme suit :

- 10 • réduction de près de 120 ETC suite à la fin de l'implantation technique du  
11 projet SIC ;
- 12 • augmentation de 305 ETC afin de mettre en place les actions de  
13 stabilisation de l'implantation du livrable 3 auprès de la clientèle résidentielle  
14 (voir HQD-7 document 3) se détaillant comme suit :
- 15     ▪ 60 ETC pour effectuer la formation (coaching) auprès des employés  
16     utilisant le nouveau système ;
- 17     ▪ 60 ETC en 2006 et 185 additionnels en 2007 pour traiter les demandes  
18     des clients.

19 **Maintenance sur le réseau de distribution (68 ETC)**

20 Tel que mentionné à la pièce HQD-7, document 3, le Distributeur se doit, dès  
21 2007, d'initier des travaux de maintenance additionnels en vue d'assurer la  
22 continuité de service à long terme et de maintenir les conditions d'exploitation.

23 Aussi, le Distributeur compte procéder dès 2007 à l'embauche d'environ 120  
24 effectifs soit l'équivalent de 60 équivalents temps complet.

(10)

L'effectif annuel moyen est le suivant :

- 2003 - 7 771;
- 2004 - 7 871;
- 2005 - 7 875.

De façon globale et compte tenu de son obligation de desservir, le **Distributeur** se doit d'ajuster régulièrement le niveau de son effectif afin de répondre aux besoins de sa clientèle. Pour ce faire, il doit revoir constamment ses façons de faire et l'organisation du travail de son personnel<sup>76</sup>.

La croissance constatée de 175 effectifs par rapport aux 7 700 approuvés pour 2004 par la Régie dans sa décision D-2004-47 est causée par le transfert d'activités comptables antérieurement réalisées par les unités corporatives (24 effectifs), le transfert de l'impression des factures auparavant offert par le CSP (4 effectifs)<sup>77</sup>. De plus, une augmentation de 17 effectifs est essentielle afin de permettre au Distributeur de procéder aux appels d'offres et de réaliser les activités de programmation et d'optimisation des approvisionnements. Le reste de l'augmentation du nombre d'effectifs est attribuable au projet SIC (105 effectifs) et au PGEÉ (22 effectifs) qui sont de nature capitalisable et n'ont aucun impact sur les charges d'exploitation, puisque l'augmentation du coût de la masse salariale est compensée par une augmentation équivalente des coûts capitalisés. Le Distributeur demande donc à la Régie de reconnaître la nécessité d'établir son effectif moyen cible à 7 875 pour 2005.

### *Régimes d'intéressement*

Deux régimes de rémunération variable s'appliquent à Hydro-Québec.

Le **régime de gestion de la performance** vise le personnel de l'entreprise non régi par des conventions collectives de travail, dont 876 effectifs pour le Distributeur. Il comporte deux volets.

Le versement d'un boni en vertu du *premier volet* (corporatif) est conditionnel à l'atteinte d'un déclencheur financier, le niveau du bénéfice net visé, approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec. Le bénéfice net visé correspond à 87,5 % du bénéfice attendu. Si le bénéfice net visé pour une année donnée n'est pas réalisé, il n'y a aucun

<sup>76</sup> Pièce HQD-8, document 4, page 10.

<sup>77</sup> *Ibid.*