

**CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS DE LA
DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR
2010-2011**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR.....	6
2.1	LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS	6
2.2	LA FACTURE DE TRANSPORT	7
2.3	LES COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE	7
2.4	EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR	8
2.5	ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	9
3	STRATÉGIE TARIFAIRE	11
3.1	NIVEAU DE LA HAUSSE	11
3.2	STRUCTURES TARIFAIRES	12
4	CONDITIONS DE SERVICE	12
5	NOUVELLES INITIATIVES	13

1 CONTEXTE

1 Hydro-Québec se présente devant la Régie afin d'initier le processus qui conduira à
2 l'établissement des tarifs d'électricité applicables à la clientèle québécoise à compter du
3 1^{er} avril 2010.

4 Pour l'année tarifaire 2010, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer
5 son coût de service est de 0,2 %. Cette hausse relativement faible des tarifs reflète
6 surtout une baisse très importante des coûts d'approvisionnements résultant notamment
7 de la situation économique.

8 Le contexte économique très particulier dans lequel s'inscrit le présent dossier a
9 d'ailleurs des impacts majeurs sur l'ensemble des activités d'Hydro-Québec Distribution.
10 Parmi les éléments les plus importants, mentionnons :

- 11 • Une baisse des ventes prévues de 4,4 TWh par rapport au dossier tarifaire 2009,
12 entraînant une perte de revenus importante et une augmentation des surplus
13 d'approvisionnement qui totaliseront près de 10 TWh en 2010;
- 14 • Des pressions additionnelles sur les charges d'exploitation, prenant la forme
15 notamment d'une augmentation des risques d'affaires et des mauvaises
16 créances, et d'une détérioration conjoncturelle des indicateurs de performance;
- 17 • Des résultats et des objectifs en efficacité énergétique qui doivent être réévalués
18 sans compromettre la cible à long terme.

19 Par ailleurs, le Distributeur poursuit la démarche amorcée l'an dernier pour intégrer de
20 façon équilibrée les impacts financiers associés au passage des normes comptables
21 canadiennes aux normes internationales d'information financière. Aussi, le Distributeur,
22 conjointement avec Hydro-Québec TransÉnergie, a récemment soumis dans un dossier
23 distinct (R-3703-2009), une proposition visant le remplacement de la méthode
24 d'amortissement à intérêts composés par la méthode d'amortissement linéaire. Cette
25 proposition s'inscrit dans la vision pluriannuelle de stabilité tarifaire présentée dans le
26 dernier dossier tarifaire. Pour les prochaines années, le Distributeur prévoit des

1 hausses de 1,5 % en 2011 et de 2,5 % en 2012, pour une hausse moyenne de l'ordre de
2 1,4 % sur la période 2010-2012.

2 COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR

3 Le tableau 1 présente le coût de service du Distributeur pour l'année témoin 2010. Ce
4 coût s'élève à 10 320 M\$ en baisse de 347 M\$ par rapport aux coûts reconnus par la
5 Régie (D-2009-016) .

6

TABLEAU 1

COMPOSANTES DU REVENU REQUIS (M\$)				
	Année historique 2008	2009		Année témoin 2010
		D-2009-016	Année de base	
	COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR	10 562	10 667	10 281
ACHATS	7 703	7 665	7 268	7 247
• Achats d'électricité	4 976	4 988	4 591	4 614
• Service de transport	2 727	2 677	2 677	2 633
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 859	3 001	3 013	3 073
Charges d'exploitation	1 254	1 262	1 281	1 335
Autres charges	794	1 010	1 023	1 002
Coût du capital	810	729	710	736
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	8,22%	7,42%	7,21%	7,29%
Structure du capital				
Capitaux empruntés	65%	65%	65%	65%
Capitaux propres	35%	35%	35%	35%
Taux				
Capitaux empruntés	7,99%	7,66%	7,33%	7,38%
Capitaux propres	8,64%	6,99%	6,99%	7,14%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	9 861,2	9 826,2	9 842,3	10 094,7

7

2.1 Les coûts d'approvisionnements

8 Les coûts d'approvisionnements 2010 totalisent 4 614 M\$, soit un montant inférieur de
9 374 M\$ à celui reconnu par la Régie pour l'année 2009. Cette baisse importante découle
10 directement des éléments suivants :

- 1 • réduction des besoins en électricité et de ses impacts sur les coûts
2 d'approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux (33 M\$ et 202 M\$
3 respectivement). En particulier, le Distributeur vise à minimiser les impacts
4 économiques de ses surplus par la reconduction en 2010 de la suspension des
5 activités de la centrale de TransCanada Energy Ltd à Bécancour et par
6 l'utilisation de conventions qui lui permettent de différer l'énergie associée aux
7 contrats avec Hydro-Québec Production;
- 8 • variation de l'ajustement des contrats spéciaux (soit l'écart entre les coûts
9 associés à ces contrats et les revenus qu'ils génèrent) qui passe de -14 M\$ en
10 2009 à -256 M\$ en 2010, entraînant une baisse des coûts d'approvisionnement
11 de 241 M\$. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix des
12 métaux qui servent à l'établissement des revenus des contrats spéciaux ;
- 13 • variation des ajustements liés aux comptes de *pass-on* (écart de +104 M\$ par
14 rapport à 2009), Cette hausse atténuée de façon significative la baisse globale
15 des coûts d'approvisionnements.

2.2 La facture de transport

16 En hausse de 60 M\$ par rapport au montant autorisé par la Régie pour 2009, la facture
17 de transport prévue pour la charge locale dans la demande tarifaire du Transporteur se
18 chiffre à 2 635 M\$ pour 2010, incluant l'impact de la modification de la méthode
19 d'amortissement évalué à 163 M\$.

2.3 Les coûts de distribution et services à la clientèle

20 Globalement, les coûts de distribution et de services à la clientèle de 2010 augmentent
21 de 72 M\$, ou 2,4 % par rapport au montant approuvé en 2009.

22 L'élément le plus significatif est lié à la modification de la méthode d'amortissement des
23 actifs au 1^e janvier 2010, dont l'impact ajoute un peu plus de 100 M\$ aux charges
24 d'amortissement du Distributeur. Malgré cet ajout, les charges d'amortissement globales
25 du Distributeur demeurent stables par rapport à 2009. Ce résultat s'explique par
26 l'intégration en 2009 de deux ajustements non récurrents, soit l'amortissement intégral

1 du solde des coûts nets liés aux sorties d'actifs de même que la récupération d'une
2 partie du compte de nivellement pour la température découlant de la nouvelle normale
3 climatique.

4 Au niveau des charges d'exploitation, la hausse constatée s'explique principalement par
5 des dépenses de mauvaises créances accrues de 33 M\$, dont 28 M\$ liées à la
6 mauvaise conjoncture économique.

2.4 Efficience du Distributeur

7 Dans le cadre du dernier dossier tarifaire, le Distributeur proposait d'amorcer une
8 réflexion visant l'allégement du processus de traitement réglementaire de ses dossiers
9 tarifaires. En accord avec cette proposition, la Régie a demandé la mise en place d'un
10 groupe de travail. Le présent dossier intègre déjà quelques pistes d'allégement et les
11 discussions entamées à ce jour permettent d'espérer des améliorations appréciables
12 pour les futurs dossiers tarifaires.

13 Le Distributeur poursuivra en 2010 la mise en œuvre de son plan intégré d'amélioration
14 de l'efficience. Ainsi, le Distributeur prévoit rehausser la portée de ses actions de gestion
15 courante en réduisant ses charges d'exploitation pour 2010 de 1,25 % (soit 13,5 M\$),
16 portant ainsi le total de ces gains sur la période 2008-2010 à près de 64 M\$.

17 Au niveau des pistes structurantes figurent les gains découlant de l'implantation de SIC.
18 À cet égard, le Distributeur anticipe pour 2010 des gains additionnels de 2,7 M\$ au
19 montant de 18,7 M\$ déjà budgété pour 2009.

20 Le tableau 2 illustre l'évolution des huit indicateurs servant de repères pour apprécier de
21 façon synthétique la performance du Distributeur en matière d'efficience.

1
 2

TABLEAU 2
INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

Description	Exercices terminés le 31 décembre				Croissance annuelle moyenne		Croissance annuelle
	Années historiques		D-2009-016	Année témoin	2001-2010	2006-2010	2009-2010
	2001	2006	2009	2010			
Indicateurs globaux du Distributeur							
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	532	535	558	568	0,7%	1,5%	2,0%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,22	1,19	1,29	1,36	1,2%	3,4%	5,6%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	264	265	288	302	1,5%	3,4%	5,1%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 140	2 051	2 191	2 193	0,3%	1,7%	0,1%
Indicateurs processus SALC							
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	107	103	110	115	0,8%	2,8%	4,3%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	100	95	96	107	0,7%	3,0%	11,1%
Indicateurs processus Distribution							
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	422	430	442	447	0,7%	1,0%	1,1%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	163	168	188	191	1,8%	3,2%	1,8%

3

4 La conjoncture économique actuelle, qui justifie une augmentation ponctuelle de 28 M\$
 5 de la dépense de mauvaises créances et qui occasionne une diminution des ventes
 6 prévues, affecte la majorité des indicateurs privilégiés par le Distributeur. À cet égard,
 7 l'indicateur 2 est particulièrement affecté par un niveau des ventes prévu pour 2010 de
 8 5 TWh inférieur à celui de 2006 (ventes réelles normalisées). Par ailleurs, l'augmentation
 9 des mauvaises créances a une influence déterminante sur les indicateurs spécifiques du
 10 processus SALC, soit les indicateurs 5 et 6. Aussi, en excluant ces facteurs exogènes
 11 sur lesquels aucun contrôle n'est possible, la performance du Distributeur est
 12 globalement satisfaisante.

13 La recherche d'efficacité est un exercice d'autant plus exigeant qu'elle ne doit pas
 14 compromettre la qualité du service à la clientèle québécoise. Les objectifs annuels que
 15 se fixe le Distributeur, produits en annexe A, témoignent de sa vision équilibrée des
 16 enjeux.

2.5 Activités en efficacité énergétique

17 De façon générale, les activités en efficacité énergétique contribuent à réduire la facture
 18 des consommateurs d'électricité en permettant la réduction des approvisionnements
 19 qu'il faut autrement acquérir à un prix de marché.

20 Le budget et les objectifs 2010 prennent en compte la conjoncture actuelle plus difficile,
 21 tout en gardant le cap sur la cible de 11 TWh fixée par le gouvernement du Québec à
 22 l'horizon 2015, dont 9 TWh générés par les programmes commerciaux d'Hydro-Québec

1 Distribution et de l'Agence de l'efficacité énergétique. Le budget consenti aux
2 programmes spécifiques du Distributeur est établi à 249 M\$ pour 2010, ce qui permettra
3 de réaliser une quantité additionnelle de 718 GWh pour un total cumulé de 4,6 TWh à la
4 fin de 2010. Cette cible est légèrement plus faible que celle fixée à 5,0 TWh dans le
5 dernier dossier tarifaire, en raison notamment du ralentissement des activités du secteur
6 industriel au Québec.

7 Malgré cet ajustement de nature conjoncturelle, le Distributeur poursuivra ses efforts en
8 efficacité énergétique auprès de la clientèle à faible revenu. Ainsi, au niveau des
9 mesures d'efficacité énergétique, il prévoit investir auprès de cette clientèle une somme
10 de 13 M\$ en 2010, ce qui représente 16 % du budget total du marché résidentiel. De
11 façon plus spécifique, le Distributeur terminera en 2009 un projet pilote afin d'évaluer la
12 possibilité d'étendre à l'ensemble de la clientèle à faible revenu une initiative consistant
13 à remplacer les réfrigérateurs énergivores par des appareils plus éconergétiques.

14 À ces montants s'ajouteront ceux associés aux programmes de l'Agence de l'efficacité
15 énergétique destinés aux ménages à faible revenu, supportés en tout (pour les clients
16 chauffés tout à l'électricité) ou en partie par l'aide financière d'Hydro-Québec
17 Distribution.

18 De plus, le Distributeur poursuit, depuis trois ans, son plan d'action visant à mieux
19 soutenir cette clientèle, tel qu'élaboré par un comité composé de divers groupes du
20 milieu agissant auprès de cette clientèle. Pour 2010, il pourra compter sur un budget de
21 9,6 M\$ dont 80 % (ou 7,8 M\$) visera à alléger le fardeau financier des ménages à faible
22 revenu, notamment par le soutien au paiement des factures, par la radiation graduelle
23 de dettes des cas les plus critiques ainsi que par l'annulation de certains frais
24 (conformément aux pistes 19, 20 et 21 présentées dans le dossier R-3644-2007¹). Le
25 budget 2010 est en hausse de plus de 4 M\$ par rapport aux montants consentis en
26 2009.

¹ HQD-14, document 2 – R-3644-2007

3 STRATÉGIE TARIFAIRE

3.1 Niveau de la hausse

1 Le tableau 3 résume, sur la base du coût de service du Distributeur, la hausse tarifaire
2 demandée.

3 **TABLEAU 3**

Évaluation des revenus additionnels requis et de la hausse au 1er avril 2010 (M\$)	
	Demande R-3708-2009
Revenus des ventes 2010 (sans hausse de tarif)	10 133,7
Revenus autres que ventes d'électricité	203,7
Ajustement - Provision réglementaire 2009	-36,4
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	10 301,0
Revenus requis	
Achats	
Achats d'électricité	4 614,2
Service de transport	2 632,7
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 334,9
Autres charges	1 002,0
Rendement sur la base de tarification	736,2
Revenus requis	10 320,0
Revenus additionnels requis au 1er avril	-18,9
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	9 449,8
Hausse demandée - 1^{er} avril 2010	0,20%
Revenus générés en 2010 par la hausse demandée	12,89
Provision réglementaire 2010 récupérée en 2011	6,01

4

1 L'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis découlant
2 du coût de service est de 18,9 M\$ en 2010, justifiant une hausse de 0,2 % de l'ensemble
3 des tarifs d'électricité, que le Distributeur propose d'appliquer uniformément à toutes les
4 catégories de clients.

5 La provision réglementaire pour l'année 2010 récupérable en 2011, selon le principe
6 autorisé par la Régie dans sa décision D-2005-34, se chiffre à 6 M\$. Des revenus de
7 12,9 M\$ sont par ailleurs anticipés par cette hausse sur la période du 1^{er} avril au 31
8 décembre 2010.

3.2 Structures tarifaires

9 Le Distributeur poursuivra en 2010 la réforme amorcée dans le cadre du dernier dossier
10 tarifaire, visant à améliorer le signal de prix tout en contribuant à simplifier son offre
11 commerciale. Le Distributeur rappelle que les principaux axes de cette réforme sont
12 l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie aux tarifs G et M et l'application des
13 mêmes principes de facturation de la puissance pour l'ensemble de la clientèle, à
14 l'exception de la clientèle au tarif L. Naturellement, la proposition au présent dossier
15 s'inscrit en continuité avec l'intention d'amortir et de lisser les impacts financiers et les
16 inconvénients associés aux changements proposés.

17 Par ailleurs, même si la hausse des tarifs sera la même pour toutes les catégories de
18 clients, cette hausse peut faire l'objet d'une modulation différente à l'intérieur de chacun
19 des tarifs afin d'améliorer ou de préserver le signal de prix. Ainsi, le Distributeur propose
20 d'appliquer la hausse tarifaire en priorité sur les composantes élastiques, soit sur la
21 deuxième tranche au niveau des tarifs domestiques et sur la composante énergie au
22 niveau des tarifs généraux.

4 CONDITIONS DE SERVICE

23 Au-delà des mesures de gestion visant à réduire les mauvaises créances, certaines
24 modifications aux conditions de service sont proposées afin de réduire les risques du
25 Distributeur. Ainsi, suite à une analyse documentée, un dépôt ou une garantie de

1 paiement pourrait désormais être exigé de tout nouveau client de grande puissance ou
2 de chantiers de construction qui présente un niveau élevé de risque.


5 NOUVELLES INITIATIVES

3 Dans le cadre de sa réflexion stratégique, Hydro-Québec énonce son intention
4 d'encourager l'électrification du transport collectif au Québec. Depuis plusieurs mois, le
5 Distributeur a noué des relations étroites avec les principaux acteurs locaux de ce
6 secteur. Déjà, au mois d'avril 2009, le Distributeur s'est engagé à participer à l'étude de
7 faisabilité lancée par la Société de transport de Laval pour son projet de trolleybus. De
8 même, il a confirmé sa collaboration à l'étude lancée par l'Agence métropolitaine de
9 transport pour son projet d'électrification des trains de banlieue. À l'issue de ces études,
10 prévue pour 2010, Hydro-Québec Distribution sera à même de déterminer la nature
11 exacte de l'infrastructure nécessaire et confirmer l'ampleur de sa contribution financière
12 à la réalisation de leurs projets d'électrification. Ces contributions seront soumises à
13 l'autorisation de la Régie selon le cadre réglementaire en vigueur. Par ailleurs, un
14 montant de 1,5 M\$ est prévu aux charges d'exploitation pour le financement des études
15 de faisabilité.

16 Dans le même esprit, plusieurs promoteurs se proposent de réaliser des projets
17 répondant aux meilleures pratiques de développement urbain durable, que ce soit en
18 favorisant la production décentralisée d'énergies renouvelables, telles que la biomasse,
19 la géothermie, le solaire et l'éolien, et l'implantation de mesures permettant de réduire la
20 consommation énergétique. Le Distributeur entend s'impliquer activement dans la
21 réalisation de ces projets en s'appuyant notamment sur l'ensemble de ses programmes,
22 selon un mode de gestion de type projet. À cet égard, le Distributeur a déjà consenti à
23 participer au projet Cité verte à Québec, notamment en s'appuyant sur le programme
24 PISTE pour le volet chauffage urbain du projet.

ANNEXE A

OBJECTIFS CORPORATIFS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR LES ANNÉES 2008 ET 2009

 OBJECTIFS CORPORATIFS 2008 Pour fins de régime d'intéressement et de rémunération variable Division Hydro-Québec Distribution							
DÉCLENCHEUR Le bénéfice net consolidé des activités poursuivies d'Hydro-Québec devra être au moins égal à 2 275 M\$. Ce déclencheur financier s'applique à l'ensemble des objectifs corporatifs. <i>Note: Le Conseil d'administration peut réviser le déclencheur financier en fonction d'événements exceptionnels ou hors contrôle de la Direction survenus en cours d'année et qui ont eu un ou des impacts majeurs sur le bénéfice net.</i>					RÉSULTATS AU 31 DÉCEMBRE 2008 Bénéfice net consolidé des activités poursuivies d'Hydro-Québec égal à 3 141 M\$.		
	Pondération maximale	Seuil (Pondération maximale X 0%)	Cible (Pondération maximale X 66,6%)	Idéal (Pondération maximale X 100%)	Résultat réel	Pondération accordée	Résultat de la division (%)
CATÉGORIE A : CLIENTS 40%							
Satisfaction de la clientèle	4,0	7,4	7,5	7,7	8,0	4,0	
Satisfaction de la clientèle résidentielle reliée aux attentes touchées par l'implantation de SIC	3,0	6,9	7,1	7,3	7,6	3,0	
Indice de continuité de service normalisé (minutes/client)	3,0	142	133	128	131	2,40	
Objectifs d'économie d'énergie du PGÉÉ (GWh)	2,0	624	Objectif de la Régie ⁽¹⁾ 693	728	1032	2,0	
Total de la catégorie A	12,0						
CATÉGORIE B : EMPLOYÉS 20%							
Indice de mobilisation du personnel	3,0	6,74	6,86	6,99	6,87	2,08	
Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale (par 200 000 heures travaillées)	3,0	4,90	4,30	4,00	3,96	3,0	
Total de la catégorie B	6,0						
CATÉGORIE C : ACTIONNAIRE 40%							
Bénéfice net réglementaire (M\$) ^{(2) (5)}	4,0	255,3	265,9	271,2	293,7	4,0	
Contrôle des charges d'exploitation ^{(3) (5)}	2,0	n/a	1065,3	1054,6	1 058,1	1,78	
Coût total Distribution et Services à la clientèle (\$) / abonnement ^{(2) (4) (5)}	2,0	569	558	552	550,1	2,0	
Intégration à la planification des charges d'exploitation 2009 d'une cible de gain d'efficacité (% de baisse des charges d'exploitation)	4,0	1,0%	1,5%	2,0%	2,0%	4,0	
Total de la catégorie C	12,0						
PONDÉRATION TOTALE 30,0							
					28,26 94,20%		
<p>(1) Objectif à la Régie (programmes/activités HOD) (2) Les résultats sont ajustés des variations de la charge de retraite, des frais financiers, des taxes et des frais corporatifs et des impacts de la variation de la demande. (3) Éléments de mesure : niveau au 31 décembre 2008. Charges d'exploitation non consolidées nettes de la facturation interne excluant le rendement pour les unités réglementées et les éléments ciblés suivants : charges de retraite, programme de sécurisation, norme 3110 et changement de présentation comptable. (4) Le calcul de l'indicateur ne tient pas compte du bénéfice net réglementaire. (5) Excluant les coûts reliés à des dossiers spécifiques selon entente</p>							



OBJECTIFS CORPORATIFS 2009
Pour fins de régime d'intéressement et de rémunération variable
Division Hydro-Québec Distribution

DÉCLENCHEUR

Le bénéfice net consolidé des activités poursuivies d'Hydro-Québec devra être au moins égal à 2 363 M\$. Ce déclencheur financier s'applique à l'ensemble des objectifs corporatifs.

Note: Le Conseil d'administration peut réviser le déclencheur financier en fonction d'événements exceptionnels ou hors contrôle de la Direction survenus en cours d'année et qui ont eu un ou des impacts majeurs sur le bénéfice net.

	Pondération maximale	Seuil (Pondération maximale X 0%)	Cible (Pondération maximale X 66,6%)	Idéal (Pondération maximale X 100%)
CATÉGORIE A : CLIENTS	40%			
Satisfaction de la clientèle	5,0	7,4	7,6	7,7
Indice de continuité de service normalisé (minutes/client)	4,0	137	129	125
Objectifs d'économie d'énergie du PGEÉ (GWh)	3,0	878	924	947
Total de la catégorie A	12,0			
CATÉGORIE B : EMPLOYÉS	20%			
Indice de mobilisation du personnel	3,0	6,63	6,87	6,99
Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale (par 200 000 heures travaillées)	3,0	4,70	4,10	3,80
Total de la catégorie B	6,0			
CATÉGORIE C : ACTIONNAIRE	40%			
Bénéfice net réglementaire (M\$) (1)	5,0	230,6	240,2	245,0
Contrôle des charges d'exploitation (2)	3,0	N/A	1129,2	1117,9
Coût total Distribution et Services à la clientèle (\$) /abonnement (1)	4,0	569	557	552
Total de la catégorie C	12,0			
PONDÉRATION TOTALE	30,0			

Les cibles des objectifs de la catégorie C : Actionnaire seront ajustées de la décision de la Régie de l'énergie à la requête R-3677-2008.

Les données de référence de la catégorie C : Actionnaire seront ajustées de la variation des pannes majeures pour tous les écarts entre 8M\$ (provision déjà incluse au budget) et 16M\$ (selon le mécanisme de couverture présenté à la Régie de l'énergie).

(1) Les données de référence seront ajustées des variations sur les éléments ciblés suivants : charge de retraite, taxes, frais financiers et frais corporatifs.

(2) Charges non consolidées (statutaires) excluant :

- > Charge de retraite
- > Normes comptables (normes 3110 et autres), suivis environnementaux
- > Programme de renforcement temporaire (écart)
- > Charges découplant de demandes additionnelles (avenant) lorsque l'unité agit à titre de fournisseur de service
- > Variation des pannes majeures pour tous les écarts entre 8 M\$ (provision déjà incluse au budget et 16 M\$ (selon le mécanisme de couverture présenté à la Régie de l'énergie)
- > Charges de 8 M\$ pour stabiliser le délai moyen de réponse (non prévues au budget)