

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



DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) SUR LA DEMANDE  
RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

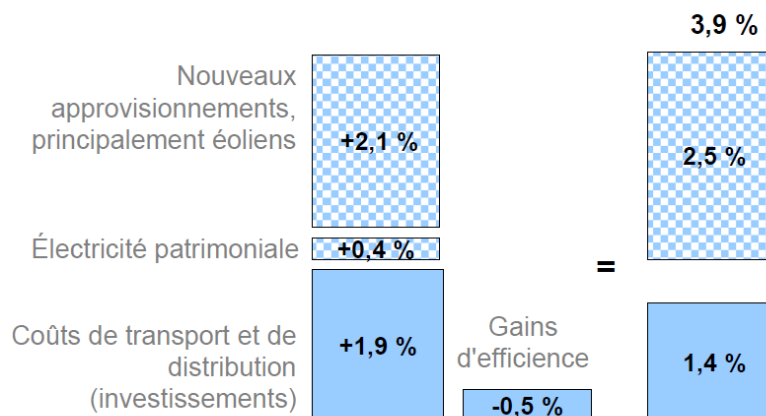
PRÉSENTATION DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2015-2016

1. **Références :** (i) Pièce B-0005, p. 8;  
(ii) Pièce B-0005, p. 8 et 9.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente à la figure 1 le détail de l'ajustement tarifaire demandé de 3,9 %.

**Figure 1 :**  
**Détail de l'ajustement tarifaire**



- (ii) « Le coût des achats d'électricité s'élève à 5 802 M\$ en 2015, soit un montant supérieur de 348 M\$ à celui reconnu par la Régie pour 2014. Cette augmentation de coût est attribuable principalement à la mise en service de projets éoliens, à l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, à une plus grande utilisation de l'électricité patrimoniale qu'en 2014 et à l'augmentation des achats de court terme pour faire face aux besoins ponctuels de la demande. »

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez quantifier en M\$ les composantes de l'ajustement tarifaire demandé de 3,9 %.
- Nouveaux approvisionnements, principalement éoliens (2,1 %);
  - Électricité patrimoniale (0,4 %);
  - Coût de transport et de distribution (1,9 %);
  - Gains d'efficacité (-0,5 %).

**Réponse :**

Le tableau R-1.1 détaille la composition de l'ajustement tarifaire présenté à la figure 1 de la référence i).

**Tableau R-1.1**  
**Composantes de l'ajustement tarifaire de 3,9 % (M\$)**

	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens <sup>1</sup>	Électricité patrimoniale	Coûts de transports et de distribution (investissement)	Gains d'efficacité	Total
Approvisionnement	198,5	33,8	115,4		347,7
Transport	15,3		67,3	(5,0)	77,6
Distribution	(0,2)		172,3	(43,5)	128,6
Effets revenus <sup>2</sup>			(147,7)		(147,7)
<b>Revenus additionnels requis</b>	<b>213,6</b>	<b>33,8</b>	<b>207,3</b>	<b>(48,5)</b>	<b>406,2</b>

<sup>1</sup>Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques

<sup>2</sup>Se compose de la variation des ventes d'électricité (-205,8 M\$), de la provision réglementaire (60,1 M\$) et des autres revenus (-2,0 M\$)

- 1.2 Veuillez ventiler la hausse de 2,1 % attribuable aux nouveaux approvisionnements en distinguant notamment les éoliens. Veuillez également quantifier en M\$.

**Réponse :**

**La hausse de 2,1 % est attribuable aux nouveaux approvisionnements éoliens pour 1,7 % (177 M\$), incluant les coûts de transport (15 M\$), et aux nouveaux approvisionnements à partir de biomasse et des petites centrales hydroélectriques pour 0,4 % (37 M\$).**

- 1.3 Veuillez ventiler et quantifier la hausse de 348 M\$ (référence (ii)) du coût des achats d'électricité par rapport au montant autorisé en 2014 expliquée principalement par les éléments suivants :

- Mise en service de projets éoliens;
- Indexation du coût de l'électricité patrimoniale;
- Plus grande utilisation de l'électricité patrimoniale qu'en 2014;
- Augmentation des achats de court terme;

et expliquer le lien avec la hausse de 2,1 % (référence (i)) attribuable aux nouveaux approvisionnements, principalement éoliens.

Réponse :

Le tableau R-1.3 détaille la hausse de 348 M\$ du coût des achats d'électricité en fonction des composantes de l'ajustement tarifaire présenté à la figure 1 de la référence i).

La hausse de 199 M\$ des nouveaux approvisionnements est principalement due à la mise en service en 2014 et 2015 de projets de production éolienne (162 M\$) et de projets de production à partir de biomasse et de petites centrales hydroélectriques (37 M\$). La hausse de 53 M\$ du coût de l'électricité patrimoniale est due, d'une part, à son indexation (34 M\$) et, d'autre part, à une plus grande utilisation que celle prévue pour l'année témoin 2014 (19 M\$).

**Tableau R-1.3**  
**Hausse des coûts d'achats d'électricité (M\$)**

	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens <sup>1</sup>	Électricité patrimoniale	Coûts de transports et de distribution (investissement)	Total
Électricité patrimoniale		33,8	19,1	52,9
Électricité postpatrimoniale	198,5		47,7	246,2
<i>Long terme</i>	198,5		14,3	212,8
<i>Court terme</i>			33,4	33,4
Ajustement des contrats spéciaux			16,4	16,4
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité			32,2	32,2
<b>Total</b>	<b>198,5</b>	<b>33,8</b>	<b>115,4</b>	<b>347,7</b>

<sup>1</sup> Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques (37 M\$)

**EFFICIENCE ET PERFORMANCE**

2. **Références :** (i) Pièce B-0009, p. 11;  
(ii) Pièce B-0009, p. 12.

**Préambule :**

- (i) « Les deux indicateurs que le Distributeur suggère de retirer sont :
- Taux de relève de compteurs [...]
  - Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus [...] ».
- (ii) Tableau 4 – Indicateurs de qualité du service du Distributeur.

**Demande :**

- 2.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (ii) en y ajoutant les données pour les deux indicateurs mentionnés à la référence (i). Veuillez expliquer les résultats.

**Réponse :**

Les résultats pour les indicateurs que le Distributeur suggère de retirer sont présentés au tableau R-2.1.

**Tableau R-2.1 :  
Indicateurs de qualité du service du Distributeur**

**QUALITÉ DU SERVICE**

Demandes d'alimentation		UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus		%	91	92	92	90	98	98

Relève de compteurs		UNITÉ DE MESURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014 juin
Taux de relève de compteurs		%	92	93	91	93	93	92

**Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus :**

- Les efforts du Distributeur pour répondre à ces demandes d'alimentation ont permis d'atteindre un plafond de 98 % en 2013 qui se maintient depuis, comme en témoigne le résultat au premier semestre 2014.

**Taux de relève de compteurs :**

- La performance de l'activité Relève de compteurs au premier semestre 2014 est de 92 %, un taux de relève légèrement plus élevé que celui observé en juin 2013 (91 %). Le nombre important de compteurs de nouvelle génération en fonction au 30 juin 2014 a permis de maintenir le taux de relève malgré un hiver difficile pour la relève manuelle. L'installation des compteurs de nouvelle génération fera en sorte que l'indicateur atteindra près de 100 % au terme du projet LAD.

**PROJET LECTURE À DISTANCE (LAD)**

3. **Références :**
- (i) Pièce B-0009, p. 8;
  - (ii) Pièce B-0023, p. 21;
  - (iii) Pièce B-0035, p. 14;
  - (iv) Pièce B-0035, p. 19;
  - (v) Pièce B-0035, p. 20 à 24.

**Préambule :**

- (i) Tableau 1 – Gains d'efficience reconnus – charges d'exploitation (M\$)
- (ii) Tableau A-1 – Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base (M\$)
- (iii) « Ainsi, profitant de son expérience acquise, le Distributeur modifie son calendrier de déploiement massif afin de compléter l'installation des 3,8 millions de compteurs de nouvelle génération d'ici la fin de l'année 2016. Ce nouveau calendrier permettra de concrétiser plus rapidement les bénéfices du projet et de réduire les coûts du fait que les ressources affectées au projet pourront être libérées plus tôt que prévu, par exemple les effectifs affectés à la gestion du projet et à l'ingénierie. Il favorisera également la mise en place plus rapide des nouvelles fonctionnalités et l'ajout de nouveaux projets qui amélioreront la qualité du service à la clientèle et l'efficience du Distributeur ».
- (iv) « Le Distributeur présente dans cette annexe les suivis du projet LAD demandés par la Régie dans sa décision D-2013-0376. D'une part, la Régie demande de mettre à jour les tableaux des coûts et des gains du projet LAD présentés dans le dossier R-3814-2012. D'autre part, elle demande de présenter les comparaisons des charges inhérentes au projet LAD et les montants inclus dans la base de tarification, avec les données prévisionnelles et les mises à jour, le tout dans un format spécifique.

*Le Distributeur souligne que les informations présentées concernent le projet LAD pris dans son ensemble et ne dépassent pas l'horizon de l'année témoin ».*

- (v) Tableaux A-1 à A-5 de l'annexe A.

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez concilier les gains associés au Projet LAD qui sont indiqués aux tableaux des références (i) et (ii) avec ceux indiqués au tableau A-2 de la référence (v).

**Réponse :**

**Le Distributeur précise que le tableau A-2 de la pièce HQD-9, document 5 (B-0035) considère les gains relatifs aux charges d'exploitation et aux revenus de mise en conformité alors que les gains indiqués aux tableaux des pièces HQD-2, document 1 (B-0009) et HQD-8, document 1 (B-0023) concernent les charges d'exploitation seulement. Pour l'année 2015, la portion des gains relative aux charges d'exploitation incluse au tableau A-2 correspond à 20,1 M\$ telle que présentée aux tableaux des pièces HQD-2, document 1 et HQD-8, document 1 (15,0 M\$ + 5,1 M\$). Le tableau A-4 de la pièce HQD-9, document 5 permet de concilier les gains relatifs aux charges d'exploitation (colonnes R-3905-2014).**

- 3.2 Veuillez expliquer l'écart entre les gains cumulatifs de 32,7 M\$ calculés au tableau A-2 de la référence (v) et ceux de 45,4 M\$ calculés au tableau A-4 (colonnes R-3770-2011) de la même référence.

**Réponse :**

Le Distributeur précise que le tableau A-2 de la pièce HQD-9, document 5 inclut les gains des charges d'exploitation et des revenus de mise en conformité alors que les gains de 45,4 M\$ calculés au tableau A-4 (colonnes R-3770-2011) concernent les charges d'exploitation seulement. Les gains cumulatifs relatifs aux charges d'exploitation sont de 30,2 M\$ tels que présentés au tableau A-4 (colonnes R-3905-2014).

L'écart entre les gains cumulatifs du dossier tarifaire 2015-2016 et la demande d'autorisation du projet (R-3770-2011) découle principalement du report du début du déploiement massif et de la révision du calendrier de déploiement du projet. Ainsi, l'abolition des postes de même que la matérialisation de la réduction des dépenses en lien avec ces abolitions ne peuvent suivre le rythme initialement prévu.

- 3.3 Considérant les modifications majeures apportées au calendrier de déploiement massif associé au Projet LAD dont fait état le Distributeur à la référence (iii), veuillez compléter les tableaux A-1 à A-5 de la référence (v) en y ajoutant les données prévues pour 2016.

**Réponse :**

Les tableaux R-3.3-A à R-3.3-E complètent les tableaux A-1 à A-5 de la référence (v) en y ajoutant les données prévues pour 2016.



**Tableau R-3.3-A :  
Coûts du projet LAD - 2010-2016 (M\$)**

	Travaux préparatoires <sup>1</sup>	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Investissements</b>	<b>38,8</b>	<b>41,2</b>	<b>174,5</b>	<b>292,7</b>	<b>202,7</b>	<b>101,0</b>
Infrastructure technologique d'information	20,3	13,7	10,3	11,5	5,2	1,1
Bureau de projet	7,1	3,8	-	-	-	-
<b>Sous-total</b>	<b>11,4</b>	<b>23,7</b>	<b>164,1</b>	<b>281,2</b>	<b>197,5</b>	<b>99,9</b>
Compteurs achat et installation	4,4	3,2	135,2	212,7	175,2	94,7
Équipements de télécommunications	3,0	11,3	18,5	60,5	16,7	-
Bureau de projet	-	6,1	6,4	4,9	4,1	3,6
Frais d'emprunt à capitaliser	-	3,0	4,1	3,1	1,5	1,6
Autres	4,0	0,1	0,0	-	-	-
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>3,9</b>	<b>5,1</b>	<b>13,5</b>	<b>24,9</b>	<b>29,0</b>	<b>31,9</b>
Relocalisation des ressources	-	-	-	0,4	4,1	11,8
Technologies d'informations	-	4,5	7,4	9,5	10,0	10,0
Télécommunications	1,8	0,2	2,3	3,8	4,0	4,0
Charges diverses	2,1	0,4	3,9	11,3	10,9	6,1
<b>Total</b>	<b>42,7</b>	<b>46,4</b>	<b>188,1</b>	<b>317,5</b>	<b>231,7</b>	<b>132,9</b>

Note 1: Les coûts des travaux préparatoires (tableau R-10.1-A de la pièce B-0129, HQD-13, document 1.2 du dossier R-3814-2012) ont été reclassés à des fins de comparaison avec ceux des années 2012 et suivantes.

**Tableau R-3.3-B :  
Gains associés au projet LAD - 2010-2016 (M\$)**

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016
<b>Charges d'exploitation</b>	-	<b>(5,1)</b>	<b>(10,1)</b>	<b>(15,0)</b>	<b>(26,5)</b>
<i>Masse salariale</i>	-	(4,7)	(6,9)	(12,4)	(19,9)
<i>Autres charges</i>	-	(0,4)	(3,2)	(2,6)	(6,6)
<b>Revenus de mise en conformité</b>	-	<b>(0,8)</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(1,8)</b>
<b>Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	-	<b>(5,8)</b>	<b>(11,3)</b>	<b>(15,6)</b>	<b>(28,3)</b>
<b>Compte d'écarts - Projets majeurs</b>			5,7	(5,7)	-
<b>Total après Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	-	<b>(5,8)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(21,3)</b>	<b>(28,3)</b>

**Tableau R-3.3-C :**  
**Amortissement et radiation (M\$)**  
**et nombre d'appareils retirés du projet LAD - 2010-2016**

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016
<b>Amortissement des appareils en service</b>	21,2	21,4	20,6	19,9	18,6
<b>Amortissement accéléré</b>	2,6	11,1	3,5	3,7	(10,8)
<b>Charges de radiation des appareils en service <sup>1</sup></b>	0,2	20,1	38,5	22,7	4,7
<b>Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	<b>24,0</b>	<b>52,6</b>	<b>62,6</b>	<b>46,3</b>	<b>12,5</b>
<b>Compte d'écarts - Projets majeurs</b>			(19,0)	19,0	
<b>Total après Compte d'écarts - Projets majeurs</b>	<b>24,0</b>	<b>52,6</b>	<b>43,6</b>	<b>65,3</b>	<b>12,5</b>
<b>Nombre d'appareils retirés (en milliers) <sup>2</sup></b>	2	1 021	1 471	1 000	355

<sup>1</sup> Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs des projets pilotes qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.

<sup>2</sup> Le nombre d'appareils retirés inclut les compteurs récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées.

**Tableau R-3.3-D :**  
**Impact sur les revenus requis du projet LAD (M\$)**

	R-3905-2014							R-3770-2011							Écart R-3905-2014 vs R-3770-2011		
	Années historiques 2010-2011	Année historique 2012	Année historique 2013	2014		Année témoin 2015	2016	Cumulatif	Travaux préparatoires	2012	2013	2014	2015	2016	Cumulatif	Annuel 2015	Cumulatif
				D-2014-037	Année de base												
<b>Charges d'exploitation</b>	-	-	17,7	4,2	8,0	18,8	5,4	49,8	-	18,4	15,9	18,2	15,4	15,8	83,7	3,4	(33,9)
Charges d'exploitation	3,8	5,1	13,5	10,6	24,9	31,7	31,9	111,0	5,2 <sup>1</sup>	13,2 <sup>1</sup>	25,8 <sup>1</sup>	31,9 <sup>1</sup>	36,9 <sup>1</sup>	24,2 <sup>1</sup>	137,2	(5,1)	(26,2)
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-	-	(5,1)	(6,4)	(10,1)	(15,0)	(26,5)	(56,7)	-	(0,3) <sup>2</sup>	(9,9) <sup>2</sup>	(13,7) <sup>2</sup>	(21,5) <sup>2</sup>	(8,4) <sup>2</sup>	(53,7)	6,4	(3,0)
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	(5,1)	-	(5,1)	-	-	-	-	-	-	-	(5,1)	(5,1)
Revenus autres que ventes d'électricité	(0,3)	-	-	-	-	-	-	(0,3)	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)
Compte d'écarts-Projets majeurs <sup>8</sup>	(3,5)	(5,1)	9,2	-	(6,8)	7,2	-	1,0	(5,2) <sup>3</sup>	5,5 <sup>3,6</sup>	-	-	-	-	0,3	7,2	0,7
<b>Autres charges</b>	(0,1)	(0,9)	41,7	48,7	39,9	104,4	55,3	240,5	(0,2)	22,3	62,8	58,1	45,4	41,6	229,9	59,1	10,6
Amortissement	0,1	3,6	16,9	29,2	28,4	54,8	50,6	154,3	0,2	12,0	24,1	30,3	34,7	41,6	142,8	20,1	11,5
Amortissement des nouveaux actifs	0,1	1,0	5,8	27,0	24,9	51,1	61,3	144,3	0,2 <sup>3</sup>	4,6 <sup>5</sup>	20,5 <sup>5</sup>	35,6 <sup>5</sup>	47,5 <sup>5</sup>	55,2 <sup>5</sup>	163,5	3,6	(19,3)
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	2,6	11,1	2,2	3,5	3,7	(10,8)	10,1	-	7,4 <sup>4</sup>	3,6 <sup>4</sup>	(5,3) <sup>4</sup>	(12,8) <sup>4</sup>	(13,6) <sup>4</sup>	(20,7)	16,5	30,8
Sorties d'actifs	-	0,2	20,1	19,5	38,5	22,7	4,7	86,1	-	9,9 <sup>4</sup>	38,7 <sup>4</sup>	27,8 <sup>4</sup>	10,7 <sup>4</sup>	- <sup>4</sup>	87,1	12,0	(1,0)
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,2)	(4,6)	4,8	-	(27,0)	27,0	-	0,1	(0,4) <sup>3</sup>	0,4 <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	27,0	0,1
Amortissement et sorties d'actifs	(0,1)	(3,8)	4,0	-	(22,1)	22,1	-	0,1	(0,2)	0,2	-	-	-	-	-	22,1	0,1
Rendement de la base de tarification	(0,1)	(0,8)	0,8	-	(4,9)	4,9	-	(0,0)	(0,2)	0,2	-	-	-	-	-	4,9	(0,0)
<b>Rendement de la base de tarification</b>	0,1	0,8	7,3	17,2	23,2	40,2	46,0	117,5	0,2 <sup>3</sup>	2,5 <sup>5</sup>	13,8 <sup>5</sup>	26,0 <sup>5</sup>	34,2 <sup>5</sup>	37,8 <sup>5</sup>	114,6	5,9	2,9
<b>Revenus</b>	-	-	(0,8)	(0,5)	(1,5)	(1,8)	(3,2)	(7,3)	-	(0,4)	(1,8)	(0,4)	(0,2)	-	(2,8)	(1,6)	(4,5)
Revenus de mise en conformité <sup>7</sup>	-	-	(0,8)	(0,5)	(1,2)	(0,6)	(1,8)	(4,4)	-	(0,4) <sup>2</sup>	(1,8) <sup>2</sup>	(0,4) <sup>2</sup>	(0,2) <sup>2</sup>	- <sup>2</sup>	(2,8)	(0,4)	(1,6)
Option de retrait	-	-	-	-	(0,3)	(1,2)	(1,4)	(2,9)	-	-	-	-	-	-	-	(1,2)	(2,9)
<b>Total</b>	-	(0,1)	65,9	69,6	69,7	161,6	103,5	400,6	-	42,8	90,7	101,9	94,8	95,2	425,5	66,7	(24,9)

<sup>1</sup> Voir le tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1, page 34, du dossier R-3770-2011

<sup>2</sup> Voir le tableau 6 de la pièce HQD-1, document 1, page 37, du dossier R-3770-2011. Du total indiqué au tableau 6, 0,4 M\$, 1,8 M\$, 0,4 M\$, 0,2 M\$ et 0,0 M\$ de gain relatif aux revenus de mise en conformité étaient prévus respectivement pour 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016. La différence était prévue en gain relatif aux charges d'exploitation.

<sup>3</sup> Voir le tableau 12 de la pièce HQD-1, document 1, page 49, du dossier R-3770-2011.

<sup>4</sup> Voir le tableau R-10.3 de la réponse à la question 10.3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1, du dossier R-3770-2011.

<sup>5</sup> Voir le tableau 8 de la pièce HQD-1, document 1, page 42, du dossier R-3770-2011.

<sup>6</sup> Le montant comprend 0,3 M\$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

<sup>7</sup> Les revenus de mise en conformité sont inclus dans la prévision des ventes d'électricité. Ces revenus sont inclus dans les tableaux ci-dessus afin de présenter un portrait global du projet.

<sup>8</sup> Le compte d'écarts-Projets majeurs aux charges d'exploitation inclut la portion des revenus de mise en conformité.

**Tableau R-3.3-E :**  
**Investissements, mises en service et stocks en équipement de mesurage du projet LAD (M\$)**

	R-3905-2014							R-3770-2011							Écart R-3905-2014 vs R-3770-2011	
	2011 <sup>1</sup>	2012 <sup>1</sup>	2013	2014	2015	2016	Cumulatif	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Cumulatif	Annuel 2015	Cumulatif 2011-2016
Investissements	38,8	41,2	174,5	292,7	202,7	101,0	851,1	36,7	86,6	247,1	205,1	146,0	69,7	791,2	56,7	59,9
Mises en service	9,5	3,7	187,2	331,1	217,5	102,2	851,2	7,1	106,0	251,0	208,2	147,9	70,3	790,6	69,6	60,6
Stocks de mesurage	1,9	4,6	15,0	24,0	8,1	4,0	57,6	-	-	-	-	-	-	-	8,1	57,6

Note 1: voir R-3854-2013, HQD-8, document 5, page 21, Tableau A-5

- 3.4 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles le Distributeur devance d'environ deux ans<sup>1</sup> l'échéancier du déploiement massif associé au Projet LAD.

**Réponse :**

L'expérience acquise en phase 1 du projet LAD a permis au Distributeur de constater que l'installation réalisée dans les zones urbaines plus densément peuplées peut être faite plus rapidement qu'initialement prévue. C'est pourquoi le Distributeur propose de maintenir le rythme constaté pour ces zones, ce qui a pour effet de devancer la fin du déploiement.

Toutefois, le Distributeur prévoit que le rythme d'installation des compteurs dans les zones les moins densément peuplées, principalement celles de la phase 3, ne sera pas accéléré.

L'installation de la très grande majorité des compteurs serait donc complétée à la fin 2015 tandis que le Distributeur procédera à l'installation des quelques compteurs restants, principalement ceux de la phase 3, au cours de l'année 2016.

- 3.5 Veuillez présenter les avantages et les risques de devancer l'échéancier d'environ deux ans du déploiement massif associé au Projet LAD.

**Réponse :**

Les avantages de cette stratégie pour la clientèle découlent principalement du fait que le Distributeur sera en mesure d'offrir les bénéfices associés à l'implantation d'une infrastructure de mesurage avancée à un plus grand nombre de clients plus rapidement. Le Distributeur rappelle que le projet LAD offre des bénéfices concrets et immédiats aux clients dont l'émission de factures basées sur leur consommation réelle, une plus grande exactitude des données de consommation et la détection rapide des pannes. Au niveau technique, l'accélération du déploiement permet au Distributeur d'obtenir plus rapidement un meilleur maillage de l'infrastructure technologique (réseau IMA), lui assurant ainsi une plus grande stabilité. Finalement, cette stratégie de devancer l'échéancier initial est sans impact sur les coûts totaux du projet.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3863-2013, pièce B-0004, p. 7 et 17.

Compte tenu de l'expérience de la phase 1, le Distributeur est confiant d'atteindre les cibles visées selon ce nouvel échéancier et ne perçoit aucun risque à le devancer d'environ deux ans.

## PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

### Normes internationales d'information financière (IFRS)

4. Référence : Pièce B-0011, p. 5 à 7.

#### Préambule :

« L'établissement des diverses composantes des revenus requis du Distributeur repose sur les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») ainsi que sur les conventions, méthodes et pratiques comptables reconnues par la Régie. »

#### Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si les états financiers statutaires d'Hydro-Québec basculent aux normes IFRS à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015. Si non, veuillez expliquer.

#### Réponse :

**Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, les états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec et les états financiers réglementaires du Distributeur seront dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP).**

4.2 Veuillez indiquer si l'introduction de la nouvelle norme IFRS 14 « Comptes de report réglementaires » a un impact sur les états financiers statutaires d'Hydro-Québec et sur les états financiers réglementaires du Distributeur des années témoins 2015 et 2016. Si oui, veuillez expliquer.

#### Réponse :

**Voir la réponse à la question 4.1.**

### Rémunération des comptes d'écarts et de report (CER)

5. Références : (i) Pièce B-0012, p. 6-7;  
(ii) Pièce B-0016, p. 6;  
(iii) Pièce B-0017, p. 29;  
(iv) Pièce B-0017, p. 13.

**Préambule :**

(i) « Le tableau 1 présente les comptes d'écarts reconnus par la Régie ainsi que les principaux arguments ayant justifié leur création. »

**Tableau 1 :  
Comptes d'écarts réglementaires reconnus par la Régie**

Compte	Date d'autorisation	Décisions	Justifications
Compte d'écarts - Charge locale de transport	2003	D-2003-93, p. 15-21	Élément hors contrôle du Distributeur - Décalage éventuel entre la reconnaissance par la Régie des tarifs du Transporteur et leur intégration aux revenus requis Enjeux monétaires importants
Compte de Pass-on pour l'achat d'électricité	2005	D-2005-34, p. 36-50	Élément hors contrôle du Distributeur - Volatilité des prix de l'électricité - Aléas climatiques et de la demande - Autres incertitudes et risques résiduels tels les pannes d'équipement de fournisseurs Enjeux monétaires importants
Compte de nivellement pour aléas climatiques	2006	D-2006-34, p. 19-21	Élément hors contrôle du Distributeur - Aléas climatiques des revenus de transport et de distribution
Compte d'écarts - Combustibles	2009	D-2009-016, p. 60-62	Élément hors contrôle du Distributeur - Volatilité des prix
Compte d'écarts - Tarif de maintien de la charge	2009	D-2010-022, p. 42-45	Élément hors contrôle du Distributeur - Impossibilité de prévoir le recours des clients à ce tarif Traitement équitable des parties
Compte d'écarts - Pannes majeures	2009	D-2009-016, p. 14-16 R-3644-2008, HQD-04-04	Impact des aléas climatiques sur la fréquence et l'ampleur des pannes majeures Équité intergénérationnelle Principe de lissage des coûts Enjeux monétaires potentiellement importants
Compte d'écarts - Projets majeurs	2010	D-2010-022, p. 45-47	Traitement équitable des parties - Accélérer la prise en compte aux revenus requis de tous les coûts afférents aux projets - Minimiser les coûts de financement
Compte d'écarts - Coût de retraite	2011	D-2011-028, p. 36-42	Élément hors contrôle du Distributeur - Instabilité des marchés financiers - Volatilité des coûts (difficile de prévoir notamment les taux d'actualisation et le rendement des actifs) Enjeux monétaires importants
Compte d'écarts - BEIÉ	2013	D-2013-037, p. 74-77	Élément hors contrôle du Distributeur - Charge fixée par décrets gouvernementaux Enjeux monétaires importants
Compte d'écarts - Coûts liés à la suspension de TCE	2014	D-2014-086 p. 14	Équité intergénérationnelle - Maintien de la reconnaissance des coûts sur une base annuelle

(ii) Au tableau 3 : Taux de rendement de la base de tarification du Distributeur, le Distributeur indique un coût moyen de la dette de 6,511 % et un taux de rendement de la base de tarification de 7,102 % pour l'année témoin 2015.

(iii) Au tableau E-1 : Prévision des variables économiques 2014 et 2015, le Distributeur indique un taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec, en dollars canadiens, de 3,051 % pour l'année 2015.

(iv) Au tableau A-2 : Intrants du coût du capital prospectif 2015, le Distributeur indique un taux des acceptations bancaires 3 mois, incluant un écart de crédit de 23 points de base (pb), de 1,607 %.

**Demandes :**

5.1 Pour chacun des comptes d'écarts présentés au tableau 1 et au total, veuillez produire, sous forme de tableau, une simulation de l'impact tarifaire de l'utilisation, pour l'année témoin 2015, d'un taux de rendement égal :

- a. au coût moyen pondéré du capital, tel que présenté à la référence (ii) (7,102 %);
- b. au coût moyen de la dette, tel que présenté à la référence (ii) (6,511 %);

- c. au taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec pour l'année témoin, tel que présenté à la référence (iii) (3,051 %);
  - d. au taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 23 pb d'écart de crédit, tel que présenté à la référence (iv) (1,607 %);
  - e. au taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 23 pb d'écart de crédit, plus 50 pb de frais de garantie (2,107 %).
- Veuillez fournir le chiffrier excel.

**Réponse :**

**Le tableau R-5.1 présente l'impact sur le calcul des intérêts de l'année 2015 des comptes d'écarts maintenus hors base de tarification, selon les différents taux de rendement soumis par la Régie.**

**La simulation de la rémunération de ces comptes, selon divers taux, n'a pas d'impact sur les revenus requis de l'année 2015, mais aurait un impact sur ceux des années subséquentes.**

**L'impact tarifaire des comptes d'écarts inclus dans la base de tarification est présenté à la réponse 7.1.**

**Tableau R-5.1  
Intérêts 2015 - Comptes hors base de tarification (M\$)**

Comptes hors base de tarification	Solde prévu au 31 décembre 2014 <sup>1</sup>	Versé au revenu requis de 2015 ou la base de tarification	Solde portant intérêt en 2015	Intérêts de l'année 2015 au taux :				
				a)	b)	c)	d)	e)
				7,102%	6,511%	3,051%	1,607%	2,107%
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(44,0)	44,0	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts - Charge locale de transport	(5,1)	5,1	-	-	-	-	-	-
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2012	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2013	54,9	-	54,9	3,9	3,6	1,7	0,9	1,2
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2014	325,1	-	325,1	23,1	21,2	9,9	5,2	6,8
Compte d'écarts - Combustibles	12,1	(12,1)	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts - Tarif de maintien de la charge	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts - Coût de retraite	(13,2)	13,2	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts - Pannes majeures	27,4	(27,4)	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts - BEIÉ	(28,7)	8,0	(20,7)	(1,5)	(1,3)	(0,6)	(0,3)	(0,4)
Compte d'écarts - Projets majeurs	34,2	(34,2)	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts - Montant à remettre à la clientèle suite à la modification de la base de tarification	(1,9)	1,9	-	-	-	-	-	-
	360,8	(1,5)	359,3	25,5	23,4	11,0	5,8	7,6

a) Au coût moyen pondéré du capital

b) Au coût moyen de la dette

c) Au taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec pour l'année témoin

d) Au taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 23 pb d'écart de crédit

e) Au taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 23 pb d'écart de crédit, plus 50 pb de frais de garantie

<sup>1</sup> Référence: Tableau 1 de la pièce HQD-9, document 7 (B-0037)

**Le Distributeur souligne que les impacts présentés au tableau R-5.1 ne tiennent pas compte des conséquences que le changement de rémunération des**

différents comptes d'écart occasionnerait sur le coût de la dette et le coût moyen pondéré du capital tel qu'il est expliqué à la pièce HQD-3, document 3 (B-0012) et en réponse aux questions 9.1 à 9.4.

Le Distributeur note également que le taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec de 3,051 % tel que présenté à la référence (iii) n'intègre ni le coût de la garantie gouvernementale (0,5 %), ni les frais d'émission qu'encourrait Hydro-Québec si elle réalisait un financement d'une échéance de 5 ans.

- 5.2 Si la Régie n'avait pas autorisé la création de ces comptes d'écart et de report (CER), veuillez confirmer que tous les coûts relatifs à ces comptes auraient été versés aux revenus requis intégralement dans l'année concernée. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Si la Régie n'avait pas autorisé la création de ces comptes d'écart, les coûts engagés dans une année donnée auraient été constatés aux résultats réels de l'année en cours, affectant ainsi le rendement du Distributeur présenté dans son rapport annuel. L'écart entre ces coûts réels et ceux autorisés n'aurait donc aucun impact sur les hausses de tarifs des années concernées.

6. **Référence :** Pièce B-0012, p. 8-17.

**Demande :**

- 6.1 Veuillez compléter le balisage déposé en précisant comment, pour chacun des organismes de réglementation canadiens cités, les comptes de *pass-on*, de nivellement pour aléas climatiques, de contributions à des projets de raccordement, ainsi que les comptes PGEÉ sont rémunérés. Veuillez spécifier s'ils sont inclus ou non dans la base de tarification et quel taux de rendement est utilisé dans chacun des cas.

**Réponse :**

Le Distributeur n'est pas en mesure de compléter le balisage déposé à la pièce HQD-3, document 3 (B-0012) à l'intérieur du délai imparti, le niveau de précisions demandé étant très élevé. Toutefois, il mettra tous les efforts nécessaires pour déposer ce complément au plus tard le 23 octobre, soit en même temps que les réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants.



7. **Référence :** Pièce B-0037, p. 6.

**Préambule :**

**Tableau 1 :  
 Évolution des comptes d'écarts et autres actifs (M\$)**

Description	Section	Au 31 décembre		
		Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015
<b>Inclus dans la base de tarification</b>				
Contributions à des projets de raccordement	2	103,9	95,5	299,2
Compte de nivellement pour aléas climatiques	3	135,2	222,9	142,3
		<b>239,1</b>	<b>318,4</b>	<b>441,5</b>

**Demandes :**

- 7.1 Pour chacun des comptes d'écarts et autres actifs inclus dans la base de tarification et présentés au tableau 1, veuillez produire, sous forme de tableau, une simulation de l'impact tarifaire de l'utilisation, pour l'année témoin 2015, d'un taux de rendement égal :
- au coût moyen pondéré du capital (7,102 %);
  - au coût moyen de la dette (6,511 %);
  - au taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec pour l'année témoin (3,051 %);
  - au taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 23 pb d'écart de crédit (1,607 %);
  - au taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 23 pb d'écart de crédit, plus 50 pb de frais de garantie (2,107 %).

Veuillez fournir le chiffrier excel.

**Réponse :**

**Le tableau R-7.1 présente l'impact sur le calcul du rendement des comptes d'écarts inclus dans la base de tarification des différents taux soumis par la Régie.**

**Tableau R-7.1 :  
Rendement 2015 - Comptes inclus à la base de tarification (M\$)**

Description	Moyenne 13 soldes 2015	Intérêts de l'année 2015 au taux :				
		a)	b)	c)	d)	e)
		7,102%	6,511%	3,051%	1,607%	2,107%
<b>Inclus dans la base de tarification</b>						
Contributions à des projets de raccordement	256,2	18,2	16,7	7,8	4,1	5,4
Compte de nivellement pour aléas climatiques	142,3	10,1	9,3	4,3	2,3	3,0
	398,6	28,3	25,9	12,2	6,4	8,4

Le Distributeur souligne que les impacts présentés au tableau R-7.1 ne tiennent pas compte des conséquences que le changement de rémunération des différents comptes d'écart occasionnerait sur le coût de la dette et le coût moyen pondéré du capital tel qu'il est expliqué à la pièce HQD-3, document 3 (B-0012) et en réponse aux questions 9.1 à 9.4.

Le Distributeur note également que le taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec de 3,051 % tel que présenté à la référence (iii) n'intègre ni le coût de la garantie gouvernementale (0,5 %), ni les frais d'émission qu'encourrait Hydro-Québec si elle réalisait un financement d'une échéance de 5 ans.

- 7.2 Si la Régie n'avait pas autorisé la création du compte de nivellement pour aléas climatiques, veuillez confirmer si les montants de ce compte auraient été versés intégralement aux revenus requis de l'année concernée. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 5.2.**

- 7.3 Veuillez indiquer le traitement comptable des contributions à des projets de raccordement en vertu des normes IFRS, ainsi que leur présentation aux états financiers.

**Réponse :**

Les contributions à des projets de raccordement sont présentées dans les autres actifs des divisions conformément à l'IFRS 8, *Secteurs opérationnels*. Ces transactions interdivisions sont éliminées dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec.

8. **Référence :** Pièce B-0012, p. 11.

**Préambule :**

Le Distributeur indique que :

*« Toujours en 2012, la BCUC s'est également prononcée sur cette question dans sa décision G-110-1216 concernant les tarifs du distributeur d'électricité FortisBC pour l'année 2012-2013. La BCUC est d'avis que les CER ne devraient pas être inclus dans la base de tarification ou être rémunérés au coût moyen pondéré du capital. Ainsi, elle estime, d'une part, que les coûts d'exploitation ou autres, qui, plutôt que d'être normalement comptabilisés dans les dépenses de l'exercice en cours sont reportés à des fins de lissage tarifaire, ne deviennent pas pour autant des investissements en capitaux par le simple fait d'être reportés et, d'autre part, que le mode de rémunération le plus approprié est un rendement d'intérêt. »*

La Régie note que dans sa décision G-110-12, la BCUC fait une nette distinction entre d'une part, les coûts d'exploitation et leur report à des fins de lissage et, d'autre part, les investissements en capitaux.

**Demande :**

8.1 Veuillez expliquer si, selon le Distributeur, les risques associés au recouvrement d'un CER sont similaires, par leur nature et leur amplitude, aux risques liés à un investissement dans des actifs ayant une durée de vie estimée de 40 ans.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

9. **Références :** (i) Pièce B-0012, p. 17-18;  
(ii) Pièce B-0012, p. 18;  
(iii) Pièce B-0012, p. 18;  
(iv) Pièce B-0012, p. 17.

**Préambule :**

(i) *« Concernant le coût de la dette, compte tenu du fait qu'Hydro-Québec gère ses programmes de financement d'une manière globale et intégrée, ce qui implique qu'aucun financement spécifique n'est effectué pour ses différents secteurs d'activité (i.e. production, transport et distribution) ou n'est relié à un actif en particulier, c'est le coût de la dette intégrée de l'entreprise qui est utilisé pour calculer le coût de la dette des divisions réglementées et ce, depuis la décision D-2002-95<sup>45</sup>. »* [nous soulignons]

(ii) *« Les déficits ou surplus d'encaisse associés aux actifs et passifs créés par les CER sont intégrés dans le flux de trésorerie consolidé provenant de l'ensemble des activités d'exploitation d'Hydro-Québec et, de ce fait, font partie intégrante des besoins de fonds d'Hydro-Québec. Étant donné qu'Hydro-Québec établit et gère son programme de*

financement de façon intégrée, il n'est pas possible d'établir un lien entre les déficits et surplus d'encaisse associés aux CER et une source de financement spécifique. » [nous soulignons]

(iii) « Au même titre que les autres actifs du Distributeur, les actifs associés aux CER sont donc financés par Hydro-Québec au moyen de capitaux propres et de capitaux empruntés et ceci tient autant pour les actifs de long terme que pour les actifs de court terme, dont la durée peut-être similaire à celles des CER, tels, par exemple, les véhicules et les comptes à recevoir découlant de la facturation de l'électricité vendue. » [nous soulignons]

(iv) « C'est pourquoi le Distributeur est d'avis que le coût moyen pondéré du capital doit être utilisé pour la rémunération de ses CER »

**Demandes :**

9.1 Si l'on prend un cas hypothétique de la création d'un nouveau compte CER qui s'élèverait à 400 M\$ et devant être récupéré sur 3 ans ou moins, ainsi que d'un investissement dans un projet de 400 M\$ dans des équipements ayant une durée de vie de 40 ans, doit-on comprendre des affirmations citées aux points (i) à (iii) qu'Hydro-Québec financerait ces deux actifs exactement de la même façon, sans tenir compte de leur nature fort différente? Veuillez développer.

**Réponse :**

**Hydro-Québec finance l'ensemble de ses activités, y incluant celles du Distributeur, sur une base globale. Ses emprunts sont effectués pour l'ensemble de ses activités et ne sont pas liés à un actif particulier, que ce dernier soit récupéré sur 3 ans ou sur 40 ans.**

**Effectuer un financement, dont les conditions seraient fonction de la nature particulière d'un actif, impliquerait qu'une garantie particulière soit attachée à ce dernier au bénéfice des détenteurs de la dette spécifique qui serait émise.**

**Il est important de rappeler que les engagements contractuels d'Hydro-Québec découlant de ses conventions de financement font en sorte que l'octroi d'une garantie sur un actif, par exemple une hypothèque sur un immeuble pour garantir le remboursement d'un emprunt, causerait un cas de défaut sur la dette d'Hydro-Québec. Advenant un tel cas, les créanciers auraient tous le rang de créanciers ordinaires et auraient accès à l'ensemble des actifs de la société pour assurer le remboursement de leur créance.**

**Aussi, le risque financier est géré sur une base globale comprenant des actifs à court terme comme à long terme. Le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux monétaires spécifiques d'un actif, mais bien sur l'ensemble des flux monétaires générés par ses activités. Les prêteurs ne font**

donc pas de distinction basée sur le type d'actif lorsqu'ils évaluent le risque d'un emprunt d'Hydro-Québec.

La façon dont Hydro-Québec finance ses actifs est liée à ses objectifs et à ses stratégies de financement. Une des stratégies consiste à créer des obligations de référence échéant en 2035, 2040, 2045 et 2050, qui permettent d'augmenter la liquidité de ces obligations dans le marché. Par ces émissions, un arrimage est effectué entre la durée de vie utile de la grande majorité des actifs de l'entreprise et de l'échéance des divers financements. Ces émissions à long terme sont complétées par des émissions de 3 à 5 ans. À titre indicatif, au 31 décembre 2013, l'échéance moyenne de la dette d'Hydro-Québec présentement en circulation est d'environ 19 ans.

De manière à maintenir le montant des programmes de financement annuels à un niveau stable, Hydro-Québec cherche également à étaler les échéances de ses emprunts.

Les besoins de fonds d'Hydro-Québec à court et à moyen terme sont considérés dans l'élaboration d'un programme de financement optimal. Les éléments qui influencent les besoins d'emprunt d'une année en particulier sont notamment les échéances de dette, les fonds provenant de l'exploitation de l'entreprise et les besoins de fonds découlant des programmes d'investissement.

Hydro-Québec gère efficacement sa dette, notamment en fixant les objectifs de la proportion entre les emprunts à taux fixes et variables. De plus, Hydro-Québec fait le suivi de sa structure de capital en portant une attention particulière à son taux de capitalisation. Ce ratio peut-être affecté, entre autres, par l'évolution de l'appariement entre la durée de vie utile des actifs et la durée de la dette.

Finalement, il est important de noter que le financement intégré d'Hydro-Québec permet globalement de faire bénéficier les divisions réglementées et leurs clients de certains avantages, telles la coassurance entre les diverses activités de l'entreprise et la garantie gouvernementale ayant des effets favorables sur le coût de la dette.

- 9.2 Dans le cadre de ses décisions de financement, est-ce qu'Hydro-Québec tient compte ou non de l'échéance ou de la durée de vie des actifs à financer? Veuillez développer.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 9.1.

- 9.3 Dans le cadre de ses décisions de financement, est-ce qu'Hydro-Québec tient compte ou non du risque associé aux actifs à financer? Veuillez développer.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

- 9.4 Si l'on prend un cas hypothétique de la création d'un nouveau compte CER qui s'élèverait à 400 M\$, veuillez expliquer pourquoi il devrait être financé, selon le Distributeur, au coût moyen pondéré du capital, un taux qui intègre le coût historique de la dette plutôt qu'à un coût reflétant les taux d'intérêt en vigueur et selon les conditions actuelles du marché.

**Réponse :**

**Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) intègre le coût historique de la dette ainsi que le coût des nouveaux financements prévus. L'utilisation du CMPC pour financer un nouveau compte d'écart (CER) est justifiée dans la mesure où l'ensemble des autres composantes de la base de tarification est également rémunéré à ce taux. Ainsi, bien que les éléments de la base de tarification (BT) aient été acquis sur plusieurs années antérieures, leur taux de rémunération est révisé chaque année afin d'y intégrer le coût des financements récents.**

**Comme montré dans l'exemple du tableau R-9.4, cette méthode est simple. De plus, elle assure le même recouvrement des frais financiers qu'un calcul par lequel les comptes d'écart feraient l'objet d'une rémunération distincte, à un taux d'intérêt établi aux conditions actuelles du marché, après redressement du taux de rémunération de la base de tarification afin d'exclure ce financement spécifique « présumé ». Dans l'exemple du tableau R-9.4, le coût de la dette applicable aux actifs de la base de tarification, autres que les CER, passe ainsi de 6,511 % à 6,676 %.**

Tableau R-9.4 :

Illustration de la rémunération d'un compte d'écarts de 400 M\$ financé selon la méthode actuelle et un taux spécifique

<b>Hypothèses :</b>					
Nouveau compte CER					400 M\$
BT (autre que CER)					10 700 M\$
Taux d'intérêt à court terme					2,107%
Taux historique de la dette (Coût intégré de la dette)					6,511%
Taux historique de la dette, excluant le financement spécifique "présumé"					6,676% <sup>1</sup>
<b>Calculs:</b>					
	Valeur des actifs	Portion dette	Valeur des actifs rémunérés par dette	Taux de rémunération	Rémunération
<i>En M\$</i>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A X B</b>	<b>C</b>	<b>A X B X C</b>
<b><u>CER rémunéré au coût intégré de la dette</u></b>					
<i>(Méthode actuelle)</i>					
<b>Actifs rémunérés</b>					
BT (autre que CER)	10 700	65%	6 955	6,511%	452,8
CER	400	65%	260	6,511%	16,9
	11 100				<b>469,8</b>
<b><u>CER rémunéré au taux d'intérêt à court terme</u></b>					
<b>Actifs rémunérés</b>					
BT (autre que CER)	10 700	65%	6 955	6,676%	464,3
CER	400	65%	260	2,107%	5,5
	11 100				<b>469,8</b>

<sup>1</sup> Taux historique de la dette, excluant le financement spécifique "présumé"

	Portion Distributeur	Moins: Portion spécifique CER	
Numérateur	470	5,5	464
Dénominateur	7215 <sup>2</sup>	260	6955
Coût de dette	6,511%		6,676%

<sup>2</sup> Représente 65 % des actifs totalisant 11 100 M\$

**Modification des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de pass-on**

**10. Référence :** Pièce B-0013, p. 4 et 5.

**Préambule :**

*« Compte tenu du caractère exceptionnel des coûts d'approvisionnement encourus au cours de l'hiver 2013-2014 en raison des conditions climatiques très rigoureuses, le compte de pass-on 2013 et 2014 enregistre des écarts substantiels à récupérer de la clientèle au 31 décembre 2014. Tel que présenté à la pièce HQD-9, document 7, le solde du compte pour chacune des années s'élève à :*

- *Pass-on 2013 : 54,9 M\$ correspondant à la différence entre le montant constaté dans les revenus requis de 2014 et l'écart réel de l'année 2013, additionné des intérêts débiteurs de 3,7 M\$ en 2014;*
- *Pass-on 2014 : 325,1 M\$ évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés.*

*En fonction des modalités de disposition du compte de pass-on actuellement en vigueur, la totalité de ces sommes, soit 380,0 M\$, devrait être versée dans les revenus requis 2015 augmentant ces derniers de 11 857 M\$ à 12 237 M\$.*

[...]

*La proposition du Distributeur de ne verser aucun montant relatif au solde du compte de pass-on 2013 et 2014 dans les revenus requis de 2015 permettra ainsi de limiter à 3,9 % l'ajustement tarifaire du 1<sup>er</sup> avril 2015 pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels l'ajustement tarifaire est de 3,5 %. »*

**Demande :**

10.1 Veuillez indiquer la hausse tarifaire demandée pour l'ensemble de la clientèle, et celle pour les clients industriels, en fonction des modalités de disposition du compte de pass-on actuellement en vigueur. Veuillez déposer la mise à jour des pièces suivantes :

- Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2015 (pièce B-0008, tableaux 1, 2 et 3);
- Revenus requis (pièce B-0019, tableaux 1 et 2);
- Encaisse réglementaire (pièce B-0033, tableaux 1, 2 et 5) et base de tarification (pièce B-0031);
- Compte d'écarts (pièce B-0037, tableau 5).

**Réponse :**

**En fonction des modalités de disposition du compte de pass-on actuellement en vigueur, la hausse tarifaire demandée pour l'ensemble des clients autres que les**



clients industriels de grande puissance serait de 7,6 %. Pour ces derniers, la hausse serait de 7,3 %.

Les tableaux suivants sont mis à jour en fonction de cette hypothèse.

**Tableau R-10.1-A :**  
**Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2015**  
**selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (M\$)**

Revenus des ventes 2015 (sans hausse de tarif)	11 405,1
Revenus autres que ventes d'électricité	182,2
Ajustement - Provision réglementaire 2014	-135,4 <sup>1</sup>
<b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>11 451,9</b>
<b>Revenus requis</b>	
Achats	
Achats d'électricité	6 181,6
Service de transport	2 816,9
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 355,4
Autres charges	1 080,4
Frais corporatifs	30,8
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	785,8
<b>Revenus requis</b>	<b>12 250,9</b>
<b>Revenus additionnels requis 2015</b>	<b>-799,0</b>
<b>Revenus des ventes avant hausse</b>	
- Excluant les contrats spéciaux	10 531,2
- Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 102,2
<b>Hausse demandée - 1<sup>er</sup> avril 2015</b>	
- Clientèle au tarif L	7,3%
- Autres clientèles	7,6%
<b>Revenus générés en 2015 par la hausse demandée</b>	<b>541,7</b>
<b>Provision réglementaire 2015 récupérée en 2016</b>	<b>257,4 <sup>2</sup></b>

<sup>1</sup> Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2014 relatif à la hausse tarifaire appliquée au 1<sup>er</sup> avril 2014, récupéré en 2015.

<sup>2</sup> Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2015 associé à la hausse tarifaire demandée pour le 1<sup>er</sup> avril 2015 à récupérer en 2016.

**Tableau R-10.1-B :**  
**Composante des revenus requis et des revenus des ventes**  
**découlant des tarifs en vigueur**  
**selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (M\$)**

<b>Réseau relié</b>	
Ventes (GWh)	171 952
Revenus des ventes	11 372,2
Revenus requis	11 998,8
Écart	(626,6)
<b>Réseaux autonomes</b>	
Ventes (GWh)	389
Revenus des ventes	32,9
Revenus requis	252,1
Écart	(219,3)
<b>Total Réseaux de distribution</b>	
Ventes (GWh)	172 341
Revenus des ventes	11 405,1
Revenus requis	12 250,9
Écart	(845,8)
<b><u>Conciliation tableau 1</u></b>	
Plus : Autres revenus	182,2
Plus : Provision réglementaire	(135,4)
Revenus additionnel requis	(799,0)

**Tableau R-10.1-C :**  
**Revenus prévus en 2015, avant et après la hausse tarifaire, et provision réglementaire**  
**selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on***

Année 2015	Abonnements (nombre)	Ventes (GWh)	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> janvier 2015									Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2015			
			janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	Variations			janvier à mars (%)	avril à décembre (%)	Total (%)	Total (M\$)	Variations		
									janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)					(M\$)	(M\$)	(%)
<b>Domestique</b>	<b>3 632 620</b>	<b>66 326</b>	<b>1 915</b>	<b>3 180</b>	<b>5 096</b>	<b>2 061</b>	<b>3 423</b>	<b>5 485</b>	<b>146</b>	<b>243</b>	<b>389</b>							
Tarifs D et DM	3 508 778	63 328	1 848	3 067	4 915	1 989	3 301	5 290	141	234	375	7,6%	7,6%	7,6%	5 339	243	4,8%	
Tarif DT	123 842	2 997	67	114	181	72	123	194	5	9	14				189	9		
<b>Généraux</b>	<b>322 046</b>	<b>50 655</b>	<b>1 129</b>	<b>2 878</b>	<b>4 007</b>	<b>1 214</b>	<b>3 099</b>	<b>4 313</b>	<b>85</b>	<b>221</b>	<b>306</b>	<b>7,6%</b>	<b>7,7%</b>	<b>7,6%</b>	<b>4 227</b>	<b>221</b>	<b>5,5%</b>	
Tarifs G et T1, T2, T3	292 876	9 812	304	665	969	327	716	1 043	23	51	74				1 020	51		
Éclairage public et Sentinelle	4 210	612	16	47	62	17	50	67	1	4	5				66	4		
Tarif G-9	3 270	1 067	38	99	137	41	107	148	3	7	10				145	7		
Tarif M	21 600	30 448	630	1 726	2 356	677	1 856	2 533	47	130	177				2 485	130		
Tarif LG	89	8 708	141	340	482	152	369	522	11	29	40				511	29		
Tarif H	1	7	0	1	1	0	1	1	0	0	0				1	0		
<b>Grands industriels</b>	<b>157</b>	<b>55 361</b>	<b>567</b>	<b>1 736</b>	<b>2 303</b>	<b>593</b>	<b>1 814</b>	<b>2 407</b>	<b>26</b>	<b>78</b>	<b>104</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>2 381</b>	<b>78</b>	<b>s.o.</b>	
Tarif L	146	29 957	354	1 075	1 429	379	1 154	1 533	26	78	104	7,3%	7,3%	7,3%	1 507	78	5,5%	
Contrats spéciaux	11	25 404	213	661	874	213	661	874	0	0	0	s.o.	s.o.	s.o.	874	0	s.o.	
<b>Total</b>	<b>3 954 823</b>	<b>172 341</b>	<b>3 611</b>	<b>7 794</b>	<b>11 405</b>	<b>3 868</b>	<b>8 336</b>	<b>12 204</b>	<b>257,4<sup>1</sup></b>	<b>541,7</b>	<b>799,0</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>11 947</b>	<b>542</b>	<b>s.o.</b>	

<sup>1</sup> Provision réglementaire de 2015.

**Tableau R-10.1-D :**  
**Composantes des revenus requis**  
**selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (M\$)**

	Année historique 2013	2014		Année témoin 2015
		D-2014-037	Année de base	
<b>REVENUS REQUIS</b>	<b>11 046,7</b>	<b>11 302,7</b>	<b>11 504,6</b>	<b>12 250,9</b>
<b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>7 937,8</b>	<b>8 193,3</b>	<b>8 336,8</b>	<b>8 998,5</b>
Achats d'électricité	5 330,9	5 454,0	5 597,5	6 181,6
Service de transport	2 606,9	2 739,3	2 739,3	2 816,9
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>3 108,9</b>	<b>3 109,4</b>	<b>3 167,8</b>	<b>3 252,4</b>
Charges d'exploitation	1 245,0	1 318,6	1 330,2	1 355,4
Autres charges	968,5	1 001,2	1 004,3	1 080,4
Frais corporatifs	30,9	33,5	31,2	30,8
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	864,5	756,1	802,1	785,8
<b>RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION <sup>1</sup></b>	<b>8,51%</b>	<b>7,13%</b>	<b>7,57%</b>	<b>7,10%</b>
<b>Taux</b>				
Capitaux empruntés	6,56%	6,56%	6,54%	6,51%
Capitaux propres	12,13%	8,20%	9,47%	8,20%
<b>Base de tarification (moyenne 13 mois)</b>	<b>10 138,8</b>	<b>10 601,8</b>	<b>10 579,6</b>	<b>11 040,6</b>

<sup>1</sup> Déterminé à partir d'une structure de capital composée de 65 % de capitaux empruntés et de 35 % de capitaux propres (D-2003-093, page 51)

**Tableau R-10.1-E :**  
**Composantes détaillées des revenus requis**  
**selon les modalités actuelles de disposition du pass-on (M\$)**

	Année historique 2013	2014			Année témoin 2015
		D-2014-037 (1)	D-2014-037 (2)	Année de base	
<b>REVENUS REQUIS</b>	<b>11 046,7</b>	<b>11 303,3</b>	<b>11 302,7</b>	<b>11 504,6</b>	<b>12 250,9</b>
<b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>7 937,8</b>	<b>8 193,3</b>	<b>8 193,3</b>	<b>8 336,8</b>	<b>8 998,5</b>
• Achats d'électricité	<b>5 330,9</b>	<b>5 454,0</b>	<b>5 454,0</b>	<b>5 597,5</b>	<b>6 181,6</b>
Patrimoniales	4 497,0	4 485,8	4 485,8	4 553,8	4 538,7
Postpatrimoniales	1 060,9	1 199,2	1 199,2	1 675,8	1 445,4
Tarif de gestion de la consommation	21,8			10,9	
Ajustement des contrats spéciaux	-239,9	-198,8	-198,8	-285,7	-182,5
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2011	6,1				
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2012	8,3	-4,3	-4,3	-4,3	
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2013	-23,3	-27,9	-27,9	-27,9	54,9
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2014				-325,1	325,1
• Service de transport	<b>2 606,9</b>	<b>2 739,3</b>	<b>2 739,3</b>	<b>2 739,3</b>	<b>2 816,9</b>
Charge locale	2 585,7	2 760,7	2 760,7	2 756,4	2 829,5
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	8,9	8,9	8,9	8,9	-7,5
Compte d'écarts 2012 (charge locale)	-17,5				
Compte d'écarts 2013 (charge locale et revenus de point à point)	29,8	-30,3	-30,3	-30,3	-0,6
Compte d'écarts 2014 (charge locale et revenus de point à point)				4,3	-4,5
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>3 108,9</b>	<b>3 110,0</b>	<b>3 109,4</b>	<b>3 167,8</b>	<b>3 252,4</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 245,0</b>	<b>1 319,2</b>	<b>1 318,6</b>	<b>1 330,2</b>	<b>1 355,4</b>
• Charges brutes directes	1 016,6	1 117,3	1 110,4	1 095,0	1 134,9
Masse salariale	682,3	737,2	734,7	716,8	695,3
Salaire de base	422,2	434,4	433,1	422,6	448,6
Temps supplémentaire	49,5	31,8	31,1	40,5	35,0
Primes et revenus divers	45,8	42,0	41,7	26,9	28,4
Régime d'intéressement corporatif	16,0	14,1	14,0		
Rémunération incitative selon la performance	4,5	5,1	5,1	4,3	4,4
Autres primes	25,3	22,8	22,6	22,6	24,0
Avantages sociaux	164,8	229,0	228,8	226,8	183,3
Avantages sociaux - Coût de retraite	141,3	108,8	108,8	90,4	107,1
Compte d'écarts - Coût de retraite	-46,8	35,9	35,9	54,3	-10,0
Avantages sociaux - Autres	62,3	76,5	76,3	73,8	78,0
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	8,0	7,8	7,8	8,3	8,2
Autres charges directes	389,5	426,2	421,8	427,9	486,1
Dépenses de personnel et indemnités	17,7	15,3	14,9	14,3	14,7
Services externes et ressources financières	247,7	282,5	277,8	284,9	337,6
Services externes	169,4	177,8	167,0	174,6	184,9
Maîtrise de la végétation	67,1	58,1	58,1	61,9	63,1
Courrier, messagerie	19,9	20,0	20,0	22,0	23,0
Services professionnels et autres	82,4	99,7	88,9	90,7	98,8
Ressources financières	78,3	104,7	110,8	110,3	152,7
Mauvaises créances	92,9	89,8	89,8	99,0	107,5
Comptes à recevoir, intérêts et autres	-4,3	3,5	4,4	1,5	2,6
Provision - Pannes majeures		8,0	8,0	8,0	8,0
Compte d'écarts - Pannes majeures	-19,5	8,6	8,6	8,6	27,4
Compte d'écarts - Projets majeurs	9,2	-5,2	0,0	-6,8	7,2
Compte d'écarts - Projet LAD	9,2	-5,2		-6,8	7,2
Stock, achats, locations et autres	124,1	128,4	129,1	128,7	133,8
Récupération de coûts	-55,2	-46,1	-46,1	-49,7	-46,5
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-25,0	-25,1	-25,1	-24,8	-25,8
Réclamations aux tiers et autres	-30,2	-21,0	-21,0	-24,9	-20,7

*( suite du tableau à la page suivante )*

(1) Selon la mise à jour des informations produites par le Distributeur suite à la décision D-2014-037 rendue par la Régie.

(2) D-2014-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement. De plus, le retrait des charges inhérentes aux phases 2 et 3 du projet LAD est présenté dans les rubriques respectives.

**Tableau R-10.1-E (suite) :  
Composantes détaillées des revenus requis  
selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (M\$)**

	Année historique 2013	2014			Année témoin 2015
		D-2014-037 (1)	D-2014-037 (2)	Année de base	
• Charges de services partagés	538,2	572,6	560,4	565,0	549,3
Centre de services partagés	158,7	168,0	168,0	171,3	166,7
Acquisition	6,0	5,8	5,8	5,8	5,7
Immobilier	63,6	68,9	68,9	68,4	68,2
Gestion du matériel	33,8	36,2	36,2	36,2	36,4
Alimentation et hébergement	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Services alimentaires	1,0	1,4	1,4	1,4	1,3
Transport aérien	0,6	0,9	0,9	0,9	0,6
Gestion documentaire	4,6	5,5	5,5	5,5	5,1
Environnement	3,6			3,8	
Services de transport	45,2	49,1	49,1	49,1	49,2
Groupe Technologie	223,7	245,2	233,0	230,8	242,9
Innovation	22,8	24,6	24,6	21,9	25,1
Innovation technologique	19,5	19,5	19,5	17,9	21,0
Soutien technique	3,3	5,1	5,1	4,0	4,1
Technologies de l'information et des communications (TIC)	200,9	220,6	208,4	208,9	217,8
Postes de travail TIC					47,7
Produits TIC d'entreprise					33,8
Produits d'exploitation TIC					57,0
Conduite du réseau	4,4	3,2	3,2	3,2	2,2
Radios mobiles	22,5	19,1	19,1	19,1	17,6
Postes et centrales	1,1	0,9	0,9	0,9	0,7
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	15,7	21,7	20,0	20,2	28,8
Services de développement TIC					30,0
Communication de base	26,0	28,3	28,3	28,3	
Services de base - TI	18,0	16,1	16,1	16,1	
Services de bureautique - TI	18,1	18,7	18,7	18,7	
Services de développement - TI	13,6	27,9	22,9	17,7	
Services d'exploitation - TI	73,6	77,0	71,5	77,0	
Sécurité cybernétique - Télécommunications	0,9	0,7	0,7	0,7	
Sécurité cybernétique - Technologies de l'information	7,0	7,0	7,0	7,0	
Unités corporatives	130,6	126,5	126,5	127,4	123,3
Finances	26,2	26,4	26,4	26,4	26,5
Ressources humaines	73,4	69,0	69,0	68,9	66,4
Affaires corporatives et secrétariat général	31,0	31,1	31,1	32,1	30,4
Sécurité industrielle	16,6	16,9	16,9	16,9	16,8
Affaires juridiques	4,6	4,8	4,8	4,8	5,0
Autres unités	9,8	9,4	9,4	10,4	8,6
Hydro-Québec TransÉnergie	5,2	4,8	4,8	4,5	5,0
Hydro-Québec Production	2,2	2,0	2,0	2,0	1,8
Hydro-Québec Équipement	4,7	2,6	2,6	5,1	3,3
Variation du coût de retraite non réparti par produits	14,4	8,2	8,2	1,7	
Compte d'écarts - Coût de retraite	-6,6	7,7	7,7	14,2	-4,8
Rendement des fournisseurs	5,3	7,6	7,6	8,0	11,1
Centre de services partagés	1,9	3,0	3,0	2,7	3,1
Groupe Technologie	3,4	4,6	4,6	5,3	8,0

( suite du tableau à la page suivante)

(1) Selon la mise à jour des informations produites par le Distributeur suite à la décision D-2014-037 rendue par la Régie.

(2) D-2014-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement. De plus, le retrait des charges inhérentes aux phases 2 et 3 du projet LAD est présenté dans les rubriques respectives.

**Tableau R-10.1-E (suite) :**  
**Composantes détaillées des revenus requis**  
**selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (M\$)**

	Année historique 2013	2014			Année témoin 2015
		D-2014-037 (1)	D-2014-037 (2)	Année de base	
• Coûts capitalisés	-309,8	-360,7	-352,2	-329,8	-328,8
Prestations de travail	-266,3	-310,0	-301,5	-284,5	-283,5
Prestations de travail	-276,7	-303,5	-295,0	-273,6	-285,6
Compte d'écarts - Coût de retraite	10,4	-6,5	-6,5	-10,9	2,1
Gestion de matériel	-43,5	-50,7	-50,7	-45,3	-45,3
• Réduction globale des charges d'exploitation		-10,0			
<b>Autres charges</b>	<b>968,5</b>	<b>999,1</b>	<b>1 001,2</b>	<b>1 004,3</b>	<b>1 080,4</b>
• Achats de combustible	100,8	93,8	93,8	93,8	117,3
Achats de combustible	98,9	98,1	98,1	110,5	105,2
Compte d'écarts 2011	-5,0				
Compte d'écarts 2012	5,8	-3,5	-3,5	-3,5	
Compte d'écarts 2013	1,1	-0,8	-0,8	-0,8	-0,3
Compte d'écarts 2014				-12,4	12,4
• Amortissement et déclassement	773,0	825,5	804,9	835,6	863,0
Immobilisations en exploitation	468,1	485,5	471,2	488,8	518,7
Contrat de location-financement	2,5	2,0	2,0	2,2	2,3
Actifs incorporels	215,1	242,3	235,0	235,8	256,4
Plan global en efficacité énergétique	125,1	138,1	136,3	136,4	145,4
Programmes et activités du BEIÉ	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Logiciels et autres actifs incorporels	74,6	88,8	83,3	84,0	95,6
Autres actifs	2,2	4,0	4,0	3,8	8,3
Contributions à des projets de raccordement	2,2	4,0	4,0	3,8	8,3
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	26,4	58,5	39,5	56,5	40,7
Compte de nivellement pour aléas climatiques	56,5	52,7	52,7	48,0	36,6
Tarif de maintien de la charge	2,2	0,5	0,5	0,5	
Réduction globale de l'amortissement		-20,0			
• Compte d'écarts - Projets majeurs	4,8	-22,7	0,0	-27,0	27,0
Compte d'écarts - Projet LAD	4,8	-22,7		-27,0	27,0
• Compte d'écarts - Montant à remettre à la clientèle suite à la modification de la base de tarification 2014	0,0	1,8	1,8	1,8	-1,9
• Taxes	89,9	100,7	100,7	100,1	75,0
Services publics	40,7	42,6	42,6	41,6	43,3
Municipales et scolaires	14,9	13,5	13,5	13,9	15,2
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)	34,3	44,6	44,6	44,6	16,5
BEIÉ	30,3	44,6	44,6	21,2	24,5
Compte d'écarts 2013	4,0			3,3	-8,0
Compte d'écarts 2014				20,1	
<b>Frais corporatifs</b>	<b>30,9</b>	<b>33,5</b>	<b>33,5</b>	<b>31,2</b>	<b>30,8</b>
• Frais corporatifs	31,7	32,6	32,6	29,8	31,3
• Compte d'écarts - Coût de retraite	-0,8	0,9	0,9	1,4	-0,5
<b>Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation</b>	<b>864,5</b>	<b>758,2</b>	<b>756,1</b>	<b>802,1</b>	<b>785,8</b>
• Charge de désactualisation	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	432,1	452,1	450,7	450,0	467,3
• Capitaux propres (bénéfice réglementé)	430,5	304,3	303,6	350,5	316,9
Taux de rendement de la base de tarification	<b>8,508%</b>	<b>7,135%</b>	<b>7,135%</b>	<b>7,567%</b>	<b>7,102%</b>
Coût de la dette	6,557%	6,561%	6,561%	6,544%	6,511%
Taux de rendement des capitaux propres	12,132%	8,200%	8,200%	9,465%	8,200%
<b>Base de tarification (moyenne 13 mois)</b>	<b>10 138,771</b>	<b>10 601,762</b>	<b>10 568,545</b>	<b>10 579,623</b>	<b>11 040,609</b>

(1) Selon la mise à jour des informations produites par le Distributeur suite à la décision D-2014-037 rendue par la Régie.

(2) D-2014-037 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement. De plus, le retrait des charges inhérentes aux phases 2 et 3 du projet LAD est présenté dans les rubriques respectives.

**Tableau R-10.1-F :**  
**Délais de perception 2015 ajustés de la provision réglementaire selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (en jours)**

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Délai moyen de consommation	30,5	15,5
Délai de paiement	21	21
<b>Délai de perception avant ajustement pour provision réglementaire</b>	<b>51,5</b>	<b>36,5</b>
Ajustement pour provision réglementaire	14,1	7,3
<b>Délai de perception ajusté</b>	<b>65,6</b>	<b>43,8</b>

**Tableau R-10.1-G :**  
**Ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (en jours)**

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Ventes (en M\$)	9 055,0	2 891,7
Provision (en M\$)	221	37
<b>Ajustement (585 jours X Provision / Ventes)</b>	<b>14,1</b>	<b>7,3</b>



**Tableau R-10.1-H :**  
**Encaisse réglementaire 2015**  
**selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on* (en milliers de \$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2015	NET	TAUX (2) / 365 JRS	ENCAISSE ((1) X (3))
	(1)	(2)	(3)	
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires nets	218 903	43,73	11,98%	26 223
Remises gouvernementales	190 797	36,73	10,06%	19 197
Autres dépenses	396 400	28,06	7,69%	30 479
	806 100			
TAXES				
Taxe sur les services publics	43 300	183,38	50,24%	21 755
Taxes foncières	15 200	122,69	33,61%	5 109
Bureau de l'efficacité et de l'innovation technologique (BEIÉ)	16 500	15,36	4,21%	694
ACHATS				
Achats d'électricité	6 181 600	26,36	7,22%	446 410
Achats de service de transport	2 816 900	26,36	7,22%	203 422
Achats de combustible	117 300	26,36	7,22%	8 471
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(68 900)
PROVISION POUR CRÉANCES DOUTEUSES				(315 644)
<b>TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE</b>				<b>377 217</b>

**Tableau R-10.1-I :**  
**Selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on***

**BASE DE TARIFICATION - SOMMAIRE DE L'ANNÉE TÉMOIN 2015**

(Données projetées, en milliers de \$)

	1 <sup>er</sup> janvier	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 septembre	31 octobre	30 novembre	31 décembre	Moyenne
Immobilisations en exploitation	16 501 755	16 541 259	16 589 798	16 635 860	16 676 949	16 725 549	16 773 867	16 824 878	16 863 294	16 915 047	16 963 631	17 008 016	17 155 570	16 782 729
Amortissement cumulé	7 627 446	7 659 406	7 691 568	7 723 972	7 756 595	7 789 425	7 822 489	7 855 780	7 889 306	7 923 018	7 956 935	7 991 040	8 025 326	7 824 023
<b>Valeur nette</b>	<b>8 874 309</b>	<b>8 881 854</b>	<b>8 898 230</b>	<b>8 911 887</b>	<b>8 920 355</b>	<b>8 936 125</b>	<b>8 951 379</b>	<b>8 969 097</b>	<b>8 973 988</b>	<b>8 992 030</b>	<b>9 006 696</b>	<b>9 016 976</b>	<b>9 130 244</b>	<b>8 958 705</b>
Contrat de location-financement	48 509	48 670	48 831	49 047	49 316	49 692	50 015	50 284	50 661	51 468	52 275	53 082	53 889	50 441
Amortissement cumulé	14 808	14 992	15 177	15 362	15 548	15 735	15 923	16 112	16 302	16 494	16 688	16 885	17 084	15 931
<b>Valeur nette</b>	<b>33 701</b>	<b>33 678</b>	<b>33 655</b>	<b>33 685</b>	<b>33 768</b>	<b>33 957</b>	<b>34 092</b>	<b>34 172</b>	<b>34 358</b>	<b>34 974</b>	<b>35 587</b>	<b>36 197</b>	<b>36 804</b>	<b>34 510</b>
Actifs incorporels en exploitation	2 585 633	2 586 378	2 590 553	2 596 924	2 599 126	2 599 001	2 604 680	2 604 555	2 604 430	2 611 662	2 611 537	2 611 412	2 742 984	2 611 451
Amortissement cumulé	1 354 703	1 375 785	1 396 743	1 417 820	1 439 021	1 460 260	1 481 500	1 502 877	1 524 255	1 545 633	1 567 133	1 588 633	1 610 133	1 481 884
<b>Valeur nette</b>	<b>1 230 930</b>	<b>1 210 593</b>	<b>1 193 810</b>	<b>1 179 104</b>	<b>1 160 105</b>	<b>1 138 740</b>	<b>1 123 180</b>	<b>1 101 677</b>	<b>1 080 174</b>	<b>1 066 029</b>	<b>1 044 404</b>	<b>1 022 778</b>	<b>1 132 850</b>	<b>1 129 567</b>
<b>Autres actifs</b>	<b>261 083</b>	<b>260 781</b>	<b>260 480</b>	<b>477 362</b>	<b>476 526</b>	<b>475 622</b>	<b>474 472</b>	<b>472 109</b>	<b>471 139</b>	<b>466 976</b>	<b>461 782</b>	<b>460 776</b>	<b>464 776</b>	<b>421 837</b>
<b>Fonds de roulement</b>	<b>338 470</b>	<b>512 038</b>	<b>511 758</b>	<b>511 564</b>	<b>511 355</b>	<b>511 125</b>	<b>511 441</b>	<b>507 161</b>	<b>506 967</b>	<b>506 758</b>	<b>506 528</b>	<b>506 384</b>	<b>506 317</b>	<b>495 990</b>
<b>TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>10 738 493</b>	<b>10 898 944</b>	<b>10 897 932</b>	<b>11 113 601</b>	<b>11 102 108</b>	<b>11 095 570</b>	<b>11 094 563</b>	<b>11 084 217</b>	<b>11 066 626</b>	<b>11 066 766</b>	<b>11 054 996</b>	<b>11 043 110</b>	<b>11 270 991</b>	<b>11 040 609</b>

**Tableau R-10.1-I (suite) :**  
**Selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on***

**DÉTAIL DES IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION ET DES CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2015**  
(Données projetées, en milliers de \$)

	1 <sup>er</sup> janvier	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 septembre	31 octobre	30 novembre	31 décembre	Moyenne
<b>Immobilisations en exploitation</b>														
Equipements de mesurage	886 572	902 723	924 114	939 721	955 546	974 020	990 071	1 006 359	1 017 260	1 023 707	1 027 125	1 030 507	1 033 771	977 807
Postes de distribution	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160	62 160
Lignes aériennes de distribution	9 487 710	9 504 526	9 524 948	9 547 096	9 565 187	9 585 905	9 607 992	9 633 161	9 652 299	9 680 838	9 709 171	9 733 311	9 815 323	9 619 036
Lignes souterraines de distribution	3 780 233	3 785 021	3 791 075	3 798 119	3 803 826	3 810 572	3 817 704	3 825 021	3 830 926	3 840 998	3 851 017	3 861 119	3 870 061	3 820 438
Réseaux autonomes	1 063 817	1 064 542	1 065 342	1 066 321	1 067 349	1 068 699	1 070 565	1 071 698	1 073 000	1 075 550	1 078 098	1 080 641	1 127 638	1 074 866
Autres actifs de réseaux	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733	20 733
Actifs de soutien	1 232 943	1 233 966	1 233 837	1 234 122	1 234 560	1 235 873	1 237 056	1 238 157	1 239 327	1 243 474	1 247 738	1 251 956	1 263 090	1 240 469
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(32 412)	(37 206)	(32 781)
<b>Total</b>	<b>16 501 755</b>	<b>16 541 259</b>	<b>16 589 798</b>	<b>16 635 860</b>	<b>16 676 949</b>	<b>16 725 549</b>	<b>16 773 867</b>	<b>16 824 878</b>	<b>16 863 294</b>	<b>16 915 047</b>	<b>16 963 631</b>	<b>17 008 016</b>	<b>17 155 570</b>	<b>16 782 729</b>
<i>Mises en exploitation mensuelles et mouvements</i>		39 504	48 538	46 062	41 090	48 600	48 318	51 010	38 416	51 754	48 583	44 385	147 554	
<b>Amortissement cumulé</b>														
Equipements de mesurage	299 981	302 031	304 209	306 544	309 004	311 591	314 319	317 175	320 160	323 244	326 402	329 618	332 891	315 167
Postes de distribution	59 228	59 245	59 263	59 281	59 298	59 316	59 334	59 352	59 369	59 387	59 405	59 422	59 440	59 334
Lignes aériennes de distribution	4 489 917	4 506 251	4 522 623	4 539 039	4 555 503	4 572 006	4 588 555	4 605 152	4 621 804	4 638 497	4 655 252	4 672 068	4 688 936	4 588 893
Lignes souterraines de distribution	1 513 139	1 522 292	1 531 464	1 540 658	1 549 876	1 559 116	1 568 380	1 577 669	1 586 983	1 596 318	1 605 686	1 615 086	1 624 519	1 568 553
Réseaux autonomes	600 696	602 583	604 473	606 365	608 260	610 157	612 059	613 966	615 877	617 791	619 713	621 642	623 578	612 089
Autres actifs de réseaux	12 163	12 216	12 268	12 321	12 374	12 426	12 479	12 532	12 584	12 637	12 690	12 742	12 795	12 479
Actifs de soutien	652 690	655 192	657 711	660 246	662 797	665 366	667 955	670 565	673 197	675 849	678 530	681 243	683 986	668 102
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	(367)	(405)	(443)	(480)	(518)	(555)	(593)	(631)	(668)	(706)	(743)	(781)	(818)	(593)
<b>Total</b>	<b>7 627 446</b>	<b>7 659 406</b>	<b>7 691 568</b>	<b>7 723 972</b>	<b>7 756 595</b>	<b>7 789 425</b>	<b>7 822 489</b>	<b>7 855 780</b>	<b>7 889 306</b>	<b>7 923 018</b>	<b>7 956 935</b>	<b>7 991 040</b>	<b>8 025 326</b>	<b>7 824 023</b>
<i>Charge d'amortissement mensuelle et mouvements</i>		31 960	32 162	32 404	32 622	32 830	33 064	33 292	33 526	33 712	33 917	34 106	34 285	
<b>Valeur nette</b>														
Equipements de mesurage	586 591	600 693	619 906	633 177	646 541	662 428	675 751	689 183	697 099	700 463	700 723	700 889	700 880	662 640
Postes de distribution	2 932	2 915	2 897	2 879	2 862	2 844	2 826	2 809	2 791	2 773	2 756	2 738	2 720	2 826
Lignes aériennes de distribution	4 997 793	4 998 275	5 002 325	5 008 057	5 009 684	5 013 899	5 019 436	5 028 009	5 030 496	5 042 340	5 053 920	5 061 244	5 126 387	5 030 143
Lignes souterraines de distribution	2 267 094	2 262 730	2 259 611	2 257 461	2 253 950	2 251 455	2 249 324	2 247 353	2 243 943	2 244 679	2 245 331	2 246 033	2 245 542	2 251 885
Réseaux autonomes	463 121	461 959	460 869	459 956	459 089	458 542	458 506	457 732	457 123	457 759	458 385	459 000	504 061	462 777
Autres actifs de réseaux	8 570	8 518	8 465	8 412	8 360	8 307	8 254	8 202	8 149	8 096	8 044	7 991	7 938	8 254
Actifs de soutien	580 253	578 773	576 126	573 877	571 763	570 507	569 101	567 592	566 130	567 625	569 208	570 713	579 104	572 367
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	(32 045)	(32 007)	(31 970)	(31 932)	(31 895)	(31 857)	(31 819)	(31 782)	(31 744)	(31 707)	(31 669)	(31 632)	(36 388)	(32 188)
<b>Total</b>	<b>8 874 309</b>	<b>8 881 854</b>	<b>8 898 230</b>	<b>8 911 887</b>	<b>8 920 355</b>	<b>8 936 125</b>	<b>8 951 379</b>	<b>8 969 097</b>	<b>8 973 988</b>	<b>8 992 030</b>	<b>9 006 696</b>	<b>9 016 976</b>	<b>9 130 244</b>	<b>8 958 705</b>
<b>Contrat de location-financement</b>														
Valeur actualisée	48 509	48 670	48 831	49 047	49 316	49 692	50 015	50 284	50 661	51 468	52 275	53 082	53 889	50 441
Amortissement cumulé	14 808	14 992	15 177	15 362	15 548	15 735	15 923	16 112	16 302	16 494	16 688	16 885	17 084	15 931
<b>Valeur nette</b>	<b>33 701</b>	<b>33 678</b>	<b>33 655</b>	<b>33 685</b>	<b>33 768</b>	<b>33 957</b>	<b>34 092</b>	<b>34 172</b>	<b>34 358</b>	<b>34 974</b>	<b>35 587</b>	<b>36 197</b>	<b>36 804</b>	<b>34 510</b>

**Tableau R-10.1-I (suite) :**  
**Selon les modalités actuelles de disposition du *pass-on***

**DÉTAIL DES AUTRES RUBRIQUES POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2015**  
(Données projetées, en milliers de \$)

	1 <sup>er</sup> janvier	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 septembre	31 octobre	30 novembre	31 décembre	Moyenne
<b>Actifs incorporels en exploitation</b>														
Programmes et activités en efficacité énergétique														
Plan global en efficacité énergétique	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 598 270	1 698 270	1 605 962
Programmes et activités du BEIÉ	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296	154 296
Logiciels	773 323	774 068	778 243	784 614	786 816	786 691	792 245	792 120	799 352	799 227	799 102	799 102	827 174	791 181
Autres actifs incorporels	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	59 744	63 244	60 013
<b>Total</b>	<b>2 585 633</b>	<b>2 586 378</b>	<b>2 590 553</b>	<b>2 596 924</b>	<b>2 599 126</b>	<b>2 599 001</b>	<b>2 604 680</b>	<b>2 604 555</b>	<b>2 604 430</b>	<b>2 611 662</b>	<b>2 611 537</b>	<b>2 611 412</b>	<b>2 742 984</b>	<b>2 611 451</b>
<i>Mises en exploitation mensuelles et mouvements</i>		745	4 175	6 371	2 202	(125)	5 679	(125)	(125)	7 232	(125)	(125)	131 572	
<b>Amortissement cumulé</b>														
Programmes et activités en efficacité énergétique														
Plan global en efficacité énergétique	783 949	796 069	808 190	820 310	832 430	844 550	856 670	868 790	880 910	893 030	905 150	917 270	929 390	856 670
Programmes et activités du BEIÉ	63 177	64 463	65 749	67 034	68 320	69 606	70 892	72 178	73 463	74 749	76 035	77 321	78 606	70 892
Logiciels	489 760	497 253	504 622	512 110	519 721	527 372	535 022	542 811	550 599	558 388	566 299	574 210	582 122	535 407
Autres actifs incorporels	17 817	18 000	18 183	18 366	18 550	18 733	18 916	19 099	19 283	19 466	19 649	19 832	20 015	18 916
<b>Total</b>	<b>1 354 703</b>	<b>1 375 785</b>	<b>1 396 743</b>	<b>1 417 820</b>	<b>1 439 021</b>	<b>1 460 260</b>	<b>1 481 500</b>	<b>1 502 877</b>	<b>1 524 255</b>	<b>1 545 633</b>	<b>1 567 133</b>	<b>1 588 633</b>	<b>1 610 133</b>	<b>1 481 884</b>
<i>Charge d'amortissement mensuelle et mouvements</i>		21 082	20 958	21 077	21 201	21 240	21 240	21 378	21 378	21 378	21 500	21 500	21 500	
<b>Valeur nette</b>														
Programmes et activités en efficacité énergétique														
Plan global en efficacité énergétique	814 320	802 200	790 080	777 960	765 840	753 720	741 600	729 480	717 360	705 240	693 120	681 000	668 880	749 292
Programmes et activités du BEIÉ	91 119	89 833	88 547	87 261	85 976	84 690	83 404	82 118	80 832	79 547	78 261	76 975	75 689	83 404
Logiciels	283 564	276 816	273 622	272 505	267 095	259 320	257 348	249 435	241 521	240 964	232 928	224 892	245 053	255 774
Autres actifs incorporels	41 927	41 744	41 561	41 378	41 194	41 011	40 828	40 645	40 461	40 278	40 095	39 912	43 228	41 097
<b>Total</b>	<b>1 230 930</b>	<b>1 210 593</b>	<b>1 193 810</b>	<b>1 179 104</b>	<b>1 160 105</b>	<b>1 138 740</b>	<b>1 123 180</b>	<b>1 101 677</b>	<b>1 080 174</b>	<b>1 066 029</b>	<b>1 044 404</b>	<b>1 022 778</b>	<b>1 132 850</b>	<b>1 129 567</b>
<b>Autres actifs</b>														
Contributions à des projets de raccordement	95 474	95 172	94 871	311 753	310 917	310 013	308 863	306 500	305 530	301 367	296 173	295 167	299 167	256 228
Compte de nivellement pour aléas climatiques	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327	142 327
Remboursement gouvernemental	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282
<b>Total</b>	<b>261 083</b>	<b>260 781</b>	<b>260 480</b>	<b>477 362</b>	<b>476 526</b>	<b>475 622</b>	<b>474 472</b>	<b>472 109</b>	<b>471 139</b>	<b>466 976</b>	<b>461 782</b>	<b>460 776</b>	<b>464 776</b>	<b>421 837</b>
<b>Fonds de roulement</b>														
Encaisse	192 997	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	377 217	363 046
Matériaux, combustibles et fournitures	145 473	134 821	134 542	134 347	134 138	133 908	134 224	129 945	129 750	129 541	129 311	129 167	129 100	132 944
<b>Total</b>	<b>338 470</b>	<b>512 038</b>	<b>511 758</b>	<b>511 564</b>	<b>511 355</b>	<b>511 125</b>	<b>511 441</b>	<b>507 161</b>	<b>506 967</b>	<b>506 758</b>	<b>506 528</b>	<b>506 384</b>	<b>506 317</b>	<b>495 990</b>

**Tableau R-10.1-J :**  
**Évolution du compte de *pass-on***  
**selon les modalités actuelles de disposition (M\$)**

HORS BASE DE TARIFICATION	<i>Pass-on</i> 2011	<i>Pass-on</i> 2012	<i>Pass-on</i> 2013	<i>Pass-on</i> 2014	Total	Impact revenus requis
<b>Solde au 31 décembre 2012</b>	<b>6,1</b>	<b>4,2</b>			<b>10,4</b>	<b>19,4</b>
<b>Opérations en 2013</b>						
Versé aux revenus requis	(6,1)	(8,3)			(14,4)	14,4
Intérêts		(0,3)			(0,3)	
Écart de l'année			23,3		23,3	
<b>Solde au 31 décembre 2013</b>	<b>-</b>	<b>(4,3)</b>	<b>23,3</b>		<b>19,0</b>	<b>14,4</b>
<b>Opérations en 2014</b>						
Versé aux revenus requis		4,3	27,9		32,2	(32,2)
Intérêts			3,7		3,7	
Écart de l'année (estimation 4/8)				325,1	325,1	
<b>Solde au 31 décembre 2014</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>54,9</b>	<b>325,1</b>	<b>380,0</b>	<b>(32,2)</b>
<b>Opérations en 2015</b>						
Versé aux revenus requis			(54,9)	(325,1)	(380,0)	380,0
<b>Solde au 31 décembre 2015</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>380,0</b>

11. Référence : Pièce B-0013, p. 5.

**Préambule :**

« *Le Distributeur est d'avis que l'importance des montants en cause justifie de modifier de façon ponctuelle les modalités de disposition du compte de pass-on 2013 et 2014, de façon à répartir sur cinq ans, à compter de 2016, le solde de ce compte plutôt que de procéder à un versement intégral dans les revenus requis de 2015 comme la pratique reconnue l'exigerait. En débutant la première année du report en 2016 plutôt qu'en 2015, le Distributeur peut ainsi limiter l'impact des écarts sur l'ajustement tarifaire de l'année 2015. En outre, ces modalités permettront d'assurer un étalement dans les années à venir de l'impact des coûts découlant des conditions climatiques de l'hiver 2013-2014.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez expliquer et motiver les critères sur lesquelles le Distributeur a établi une période d'amortissement de 5 ans.

**Réponse :**

**Compte tenu du caractère exceptionnel des montants enregistrés au compte de *pass-on* découlant essentiellement des conditions climatiques très rigoureuses de l'hiver 2013-2014, le Distributeur a jugé plus approprié de proposer des modalités de disposition ponctuelles se rapprochant de celles appliquées au compte de nivellement pour aléas climatiques. En effet, les écarts de 2014 de ce dernier seront amortis et intégrés aux revenus requis sur une période de 5 ans à compter de 2016.**

**Le Distributeur est ainsi d'avis que la hausse tarifaire de 7,6 % qui résulterait de l'application des modalités de disposition actuelles du compte de *pass-on* est importante et, à ce titre, justifie une récupération des soldes 2013 et 2014 sur une période plus longue de façon à assurer une certaine stabilité tarifaire.**

- 11.2 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016-2020, avec et sans l'impact des modalités de disposition du compte de *pass-on* proposées par le Distributeur. Veuillez commenter.

**Réponse :**

**À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres et/ou hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les hausses tarifaires prévues, selon les modalités proposées de disposition du compte de *pass-on*, seraient de 3,9 % en 2015, de l'ordre de 3 % pour les années 2016 et 2017 et de l'ordre de 2 % pour les années 2018 à 2020.**

**Selon les modalités actuelles de disposition du compte de *pass-on*, les hausses tarifaires prévues seraient de 7,6 % en 2015, de moins de 0,5 % pour les années 2016 et 2017 et de l'ordre de 2,5 % pour les années 2018 à 2020.**

- 11.3 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les impacts tarifaires, pour chaque année 2015 à 2020, en comparant les modalités de disposition du compte de *pass-on* actuelles et celles proposées par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement distinctement pour les comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur une base annuelle et cumulative;
- Les intérêts pour les comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur une base annuelle et cumulative en utilisant le taux de la base de tarification (7,102 %).

Veuillez fournir le chiffrier excel.

Réponse :

Le tableau R-11.3 présente l'impact tarifaire des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on* en termes d'effets sur la charge d'amortissement et le rendement de la base de tarification établis en fonction des modalités actuelles et de la proposition du Distributeur.

**Tableau R-11.3 :**  
**Impact tarifaire des modalités de disposition du *pass-on***  
**Actuelles vs proposées (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2014	Solde prévu au 31/12/2015	Versé aux revenus requis						Total	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020		
<b>Modalités actuelles</b>										
<i>Pass on</i> 2013	54,9		54,9							54,9
<i>Pass on</i> 2014	325,1		325,1							325,1
			380,0	-	-	-	-	-	-	380,0
<b>Modalités proposées</b>										
<i>Pass on</i> 2013		58,8	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	58,8
Rendement de la base de tarification			-	3,3	2,5	1,7	0,8			8,4
<i>Pass on</i> 2014		348,2	-	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	348,2
Rendement de la base de tarification			-	19,8	14,8	9,9	4,9			49,5
			-	104,5	98,7	93,0	87,2	81,4		464,8
<b>Impacts tarifaires</b>										
<i>Pass on</i> 2013			(54,9)	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8		3,9
Rendement de la base de tarification				3,3	2,5	1,7	0,8			8,4
<i>Pass on</i> 2014			(325,1)	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6		23,1
Rendement de la base de tarification				19,8	14,8	9,9	4,9			49,5
			(380,0)	104,5	98,7	93,0	87,2	81,4		84,8

11.4 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les impacts tarifaires, pour chaque année 2015 à 2020, en comparant les modalités de disposition du compte de *pass-on* proposées par le Distributeur, amortissement de 5 ans à compter de 2016, et un amortissement de 3 ans à compter de 2016. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement distinctement pour les comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur une base annuelle et cumulative;
- Les intérêts pour les comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur une base annuelle et cumulative en utilisant le taux de la base de tarification (7,102 %).

Veuillez fournir le chiffrier excel.

Réponse :

Le tableau R-11.4 présente l'impact tarifaire des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on* en termes d'effets sur la charge

d'amortissement et le rendement de la base de tarification établis en fonction de la proposition du Distributeur et d'une hypothèse de disposition des soldes sur trois ans à compter de 2016.

**Tableau R-11.4 :**  
**Impact tarifaire des modalités de disposition du pass on**  
**Proposées vs disposition sur 3 ans (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2014	Solde prévu au 31/12/2015	Versé aux revenus requis						Total	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Pass on 2013	54,9									
Pass on 2014	325,1									
<b>Modalités proposées - amortissement 5 ans</b>										
Pass on 2013 Amortissement		58,8	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	58,8
Rendement de la base de tarification			-	3,3	2,5	1,7	0,8	-	-	8,4
Pass on 2014 Amortissement		348,2	-	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	348,2
Rendement de la base de tarification			-	19,8	14,8	9,9	4,9	-	-	49,5
			-	104,5	98,7	93,0	87,2	81,4		464,8
<b>Modalités proposées - amortissement 3 ans</b>										
Pass on 2013 Amortissement		58,8	-	19,6	19,6	19,6	-	-	-	58,8
Rendement de la base de tarification			-	2,8	1,4	-	-	-	-	4,2
Pass on 2014 Amortissement		348,2	-	116,1	116,1	116,1	-	-	-	348,2
Rendement de la base de tarification			-	16,5	8,2	-	-	-	-	24,7
			-	154,9	145,3	135,7	-	-	-	435,9
<b>Impacts tarifaires</b>										
Pass on 2013 Amortissement			-	7,8	7,8	7,8	(11,8)	(11,8)	-	-
Rendement de la base de tarification			-	(0,6)	(1,1)	(1,7)	(0,8)	-	-	(4,2)
Pass on 2014 Amortissement			-	46,4	46,4	46,4	(69,6)	(69,6)	-	-
Rendement de la base de tarification			-	(3,3)	(6,6)	(9,9)	(4,9)	-	-	(24,7)
			-	50,4	46,6	42,7	(87,2)	(81,4)	-	(28,9)

11.5 Veuillez présenter, selon le même niveau de détail que le tableau demandé à la question 11.3, une simulation de l'impact de l'utilisation, pour les années 2015 à 2020, d'un taux d'intérêt égal aux:

- Coût moyen pondéré du capital (7,102 %);
- Coût moyen de la dette (6,511 %);
- Taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec pour l'année témoin 2015 (3,051 %);
- Taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 25 pb d'écart de crédit (1,607 %)
- Taux prévu des acceptations bancaires 3 mois, plus 25 pb d'écart de crédit, plus 50 pb de frais garantie (2,107 %).

Veuillez fournir le chiffrier excel.

Réponse :

Le tableau R-11.5 présente l'impact sur les revenus requis 2015 à 2020 de l'utilisation des différents taux soumis par la Régie.



**Tableau R-11.5 :**  
**Impact sur les revenus requis selon différents taux d'intérêt(M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2014	Solde prévu au 31/12/2015	Versé aux revenus requis						
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
<b>Modalités actuelles</b>									
Pass on 2013	54,9								
Pass on 2014	325,1								
<b>a. Modalités proposées au taux de: 7,102%</b>									
Pass on 2013	Amortissement	58,8	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	58,8
	Rendement de la base de tarification		-	3,3	2,5	1,7	0,8	-	8,4
Pass on 2014	Amortissement	348,2	-	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	348,2
	Rendement de la base de tarification		-	19,8	14,8	9,9	4,9	-	49,5
	Impacts tarifaires		-	104,5	98,7	93,0	87,2	81,4	464,8
<b>b. Modalités proposées au taux de: 6,511%</b>									
Pass on 2013	Amortissement	58,5	-	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	58,5
	Rendement de la base de tarification		-	3,0	2,3	1,5	0,8	-	7,6
Pass on 2014	Amortissement	346,3	-	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	346,3
	Rendement de la base de tarification		-	18,0	13,5	9,0	4,5	-	45,1
	Impacts tarifaires		-	102,0	96,8	91,5	86,2	80,9	457,4
<b>c. Modalités proposées au taux de: 3,051%</b>									
Pass on 2013	Amortissement	56,6	-	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	56,6
	Rendement de la base de tarification		-	1,4	1,0	0,7	0,3	-	3,5
Pass on 2014	Amortissement	335,0	-	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	335,0
	Rendement de la base de tarification		-	8,2	6,1	4,1	2,0	-	20,4
	Impacts tarifaires		-	87,9	85,5	83,1	80,7	78,3	415,5
<b>d. Modalités proposées au taux de: 1,607%</b>									
Pass on 2013	Amortissement	55,8	-	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	55,8
	Rendement de la base de tarification		-	0,7	0,5	0,4	0,2	-	1,8
Pass on 2014	Amortissement	330,3	-	66,1	66,1	66,1	66,1	66,1	330,3
	Rendement de la base de tarification		-	4,2	3,2	2,1	1,1	-	10,6
	Impacts tarifaires		-	82,2	80,9	79,7	78,5	77,2	398,5
<b>e. Modalités proposées au taux de: 2,107%</b>									
Pass on 2013	Amortissement	56,1	-	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	56,1
	Rendement de la base de tarification		-	0,9	0,7	0,5	0,2	-	2,4
Pass on 2014	Amortissement	331,9	-	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	331,9
	Rendement de la base de tarification		-	5,6	4,2	2,8	1,4	-	14,0
	Impacts tarifaires		-	84,1	82,5	80,9	79,2	77,6	404,4

**PRINCIPAUX PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES**

12. Référence : Pièce B-0014, p. 3, tableau 1.

Préambule :

**Tableau 1**  
**Principaux paramètres économiques**

		2013	2014		2015	Mise à jour	Source
		Année historique	D-2014-037	Année de base	Année témoin		
Taux d'inflation au Canada	(%)	0,9	2,0	1,1	2,0	Mai 2014	Groupe Finances HQ

Demandes :

- 12.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un taux d'inflation Canada de 2 % pour l'année témoin 2015 comparativement à celui de l'ordre de 1 % pour l'année historique 2013 et l'année de base 2014.

**Réponse :**

**Pour sa prévision du taux d'inflation au Canada, Hydro-Québec a utilisé la prévision de *IHS-Global Insight* publiée en février 2014.**

**De plus, le taux d'inflation retenu par Hydro-Québec pour l'année témoin 2015 tient compte des orientations de la Banque du Canada visant à maintenir l'inflation à 2 % à long terme.**

- 12.2 Veuillez fournir le taux d'inflation Québec pour l'année historique 2013, l'année de base 2014 et l'année témoin 2015.

**Réponse :**

**Le taux d'inflation au Québec pour l'année historique 2013 a été de 0,7 %. La prévision du Distributeur est de 1,3 % pour l'année de base 2014 et de 2,0 % pour l'année témoin 2015.**

## **COÛTS ÉVITÉS**

### **Coûts évités de puissance versus résultats de A/O 2014-01**

- 13. Références :**
- (i) Dossier R-3891-2014, Pièce B-0023;
  - (ii) Dossier R-3891-2014, Pièce B-0024;
  - (iii) Pièce B-0018, p. 5.

**Préambule :**

- (i) Communiqué de presse relatif au résultat de l'appel d'offres de court terme A/O 2014-01.

(ii) « *Les résultats de l'appel d'offres permettent également de constater une croissance annuelle des prix moyens presque linéaire de l'ordre de 40 % à 50 % par année, ce qui ne favorise absolument pas la mise en place d'un mécanisme de mise à jour automatique des crédits, comme le recommande UC. À titre d'exemple, le prix moyen passe de 18,65 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2014-2015 à 28,86 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2015-2016.* »

(iii) « *Pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017 : le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur.* »

**Demandes :**

13.1 Veuillez verser au présent dossier les pièces des références (i) et (ii).

**Réponse :**

**Le Distributeur dépose les pièces citées aux références (i) et (ii) à l'annexe A.**

13.2 Veuillez indiquer si les coûts évités de puissance présentés en référence (iii) tiennent compte des données des références (i) et (ii). Veuillez élaborer ou expliquer les différences de prix.

**Réponse :**

**Les coûts évités présentés à la pièce HQD-4, document 4 (B-0018) ont été établis avant que ne soient connus les résultats de l'appel d'offres A/O 2014-01.**

**Le prix moyen de 18,65 \$CA/kW pour l'hiver 2014-2015 cité en référence (ii) confirme néanmoins la justesse du signal de coût évité en puissance de 20 \$CA/kW-hiver présenté à la pièce B-0018. Celui-ci a été déterminé sur la base du prix de la puissance UCAP, préalablement acquise par le Distributeur, qui a notamment atteint 20,32 \$US/kW-hiver à l'hiver 2013-2014 (tableau R-3.3 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0011), dossier R-3891-2014), et reflète le resserrement des conditions observées au cours des dernières années sur les marchés de court terme de la puissance.**

**CHARGES D'EXPLOITATION**

**14. Référence :** Pièce B-0023, p.21, tableau A-1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau A-1, l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base, incluant le reclassement des prestations de travail tel que proposé dans le présent dossier.

Tableau A-1 :  
Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation  
liées aux activités de base (M\$)

	Année témoin 2015
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - D-2014-037 (incluant reclassements) (selon tableau 2)</b>	<b>1 245,5</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
- Rendement des fournisseurs	-7,6
<b>Autres ajustements</b>	
- Régime d'intéressement corporatif	-14,0
- Gains 2014 du Projet LAD - Phases 2 et 3	<u>-5,1</u>
	<b>-19,1</b>
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>1 218,8</b>
<b>Démarche de planification</b>	
Facteur de progression combiné des charges de 2,9 %	34,8
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-18,3
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-15,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>9,3</u>
	<b>10,8</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
+ Rendement des fournisseurs	11,1
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2015</b>	<b>1 240,7</b>

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez confirmer que les charges d'exploitation ne comprennent pas les charges de nature capitalisable dans les coûts de distribution.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que les charges d'exploitation totales ne comprennent pas les charges de nature capitalisable, celles-ci étant retirées par l'intermédiaire des coûts capitalisés.**

- 14.2 Veuillez confirmer que le modèle paramétrique actuel des charges d'exploitation liées aux activités de base ne comprend pas les charges de nature capitalisable.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que le modèle paramétrique actuel des charges d'exploitation liées aux activités de base ne comprend pas les charges de nature capitalisable, celles-ci étant retirées par l'intermédiaire des coûts capitalisés.**

14.3 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2015 selon la méthode actuelle, soit sans le reclassement des prestations de travail. Veuillez présenter le même niveau de détail qu'au tableau de l'annexe A-1.

**Réponse :**

**Le tableau R-14.3 présente l'établissement de l'enveloppe 2015 des charges d'exploitation liées aux activités de base sans le reclassement des prestations de travail.**

**Tableau R-14.3 :  
 Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation  
 sans reclassement des prestations de travail (M\$)**

	Année témoin 2015
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - D-2014-037 (incluant reclassement LAD)</b>	<b>984,7</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
- Rendement des fournisseurs	-7,6
<b>Autres ajustements</b>	
- Régime d'intéressement corporatif	-14,0
- Gains 2014 du Projet LAD - Phases 2 et 3	<u>-5,1</u>
	<b>-19,1</b>
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>958,0</b>
<b>Démarche de planification</b>	
Facteur de progression combiné des charges de 3,1 %	29,6
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,4
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-15,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>7,3</u>
	<b>7,5</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
+ Rendement des fournisseurs	11,1
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2015</b>	<b>976,6</b>

- 14.4 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2015, en considérant comme point de départ l'année de base 2014 :
- Avec le reclassement des prestations de travail;
  - Sans le reclassement des prestations de travail.
- Veuillez présenter le même niveau de détail qu'au tableau de l'annexe A-1.

**Réponse :**

**Le tableau R-14.4-A présente l'établissement de l'enveloppe 2015 des charges d'exploitation liées aux activités de base avec le reclassement des prestations de travail en considérant l'année de base 2014 comme point de départ.**

**Tableau R-14.4-A :  
Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation  
avec reclassement des prestations de travail en considérant  
l'année de base 2014 comme point de départ (M\$)**

	Année témoin 2015
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2014</b>	<b>1 222,7</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
- Rendement des fournisseurs	-8,0
<b>Autre ajustement</b>	
- Gains 2014 du Projet LAD - Phases 2 et 3	-5,1
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>1 209,6</b>
<b>Démarche de planification</b>	
Facteur de progression combiné des charges de 2,8 %	34,3
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-18,1
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-15,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	8,2
	<b>9,4</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
+ Rendement des fournisseurs	11,1
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2015</b>	<b>1 230,1</b>

Le tableau R-14.4-B présente l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation 2015 liées aux activités de base sans le reclassement des prestations de travail en considérant l'année de base 2014 comme point de départ.

**Tableau R-14.4-B :  
Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation  
sans reclassement des prestations de travail en considérant  
l'année de base 2014 comme point de départ (M\$)**

	Année témoin 2015
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2014</b>	<b>993,4</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
- Rendement des fournisseurs	-8,0
<b>Autres ajustements</b>	
- Gains 2014 du Projet LAD - Phases 2 et 3	-5,1
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>980,3</b>
<b>Démarche de planification</b>	
Facteur de progression combiné des charges de 3,0 %	29,7
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,7
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-15,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	6,6
	<b>6,6</b>
<b>Élément de conciliation</b>	
+ Rendement des fournisseurs	11,1
<b>Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2015</b>	<b>998,0</b>

Le Distributeur tient à préciser que l'utilisation de l'année de base comme point de départ pour l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation présume que la différence entre le montant reconnu et l'année de base constitue des gains récurrents, ce qui n'est pas le cas en 2014.

- 14.5 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année de base 2014 et de l'année témoin 2015, en considérant comme point de départ l'année historique 2013 :
- Avec le reclassement des prestations de travail;
  - Sans le reclassement des prestations de travail.
- Veuillez présenter le même niveau de détail qu'au tableau de l'annexe A-1.

**Réponse :**

**Le tableau R-14.5-A présente l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation 2015 liées aux activités de base avec le reclassement des prestations de travail en considérant l'année historique 2013 comme point de départ.**

**Tableau R-14.5-A :  
Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation  
avec reclassement des prestations de travail en considérant  
l'année historique 2013 comme point de départ (M\$)**

	Année de base 2014	Année témoin 2015
<b>Enveloppe des charges d'exploitation</b>	1 178,4	1 171,4
<b>Élément de conciliation</b>		
- Rendement des fournisseurs	-5,3	-8,0
<b>Autre ajustement</b>		
- Régime d'intéressement corporatif	-16,0	
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	1 157,1	1 163,4
<b>Démarche de planification</b>		
Facteur de progression combiné des charges de 1,8 % / 2,8 %	20,7	33,4
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-17,4	-17,5
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-5,1	-15,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>8,1</u>	<u>7,9</u>
	6,3	8,8
<b>Élément de conciliation</b>		
+ Rendement des fournisseurs	8,0	11,1
<b>Enveloppe des charges d'exploitation</b>	1 171,4	1 183,3

**Le tableau R-14.5-B présente l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation 2015 liées aux activités de base sans le reclassement des prestations de travail en considérant l'année historique 2013 comme point de départ.**



**Tableau R-14.5-B :  
Établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation  
sans reclassement des prestations de travail en considérant  
l'année historique 2013 comme point de départ (M\$)**

	Année de base 2014	Année témoin 2015
<b>Enveloppe des charges d'exploitation</b>	<b>954,2</b>	<b>944,6</b>
<b>Élément de conciliation</b>		
- Rendement des fournisseurs	-5,3	-8,0
<b>Autre ajustement</b>		
- Régime d'intéressement corporatif	-16,0	
<b>Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe</b>	<b>932,9</b>	<b>936,6</b>
<b>Démarche de planification</b>		
Facteur de progression combiné des charges de 1,7 % / 3,1 %	16,2	28,8
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,0	-14,0
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-5,1	-15,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	6,6	6,4
	3,7	6,2
<b>Élément de conciliation</b>		
+ Rendement des fournisseurs	8,0	11,1
<b>Enveloppe des charges d'exploitation</b>	<b>944,6</b>	<b>953,9</b>

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p.21, tableau A-1;
  - (ii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0023, p. 23, tableau A-1;
  - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-088, p. 25.

**Préambule :**

(i) et (ii) La Régie note que l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base au montant de 1 240,7 M\$ de l'année témoin 2015 n'inclut pas un gain d'efficience additionnel comparativement à 80,0 M\$ pour l'année témoin 2014, correspondant à l'écart entre le montant autorisé en 2013 et le montant de l'année de base 2013.

(iii) En réponse à une demande de renseignements dans le cadre du dossier R-3854-2013, le Distributeur confirme que :

« [...] l'efficience additionnelle de 80 M\$ correspond à l'écart entre le montant de l'année de base 2013 pour ses activités de base. Cet écart correspondant à des économies récurrentes, le Distributeur l'a donc pris en compte à titre d'efficience additionnelle pour 2013 dans l'établissement de l'enveloppe de ses charges d'exploitation 2014. »

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez indiquer l'écart entre le montant autorisé en 2014 et le montant de l'année de base 2014 des charges d'exploitation liées aux activités de base :
- Avec le reclassement des prestations de travail;
  - Sans le reclassement des prestations de travail.

**Réponse :**

**L'écart entre le montant autorisé en 2014 et le montant de l'année de base 2014 des charges d'exploitation liées aux activités de base est de:**

- **22,8 M\$ - Avec le reclassement des prestations de travail**
- **-8,7 M\$ - Sans le reclassement des prestations de travail**

- 15.2 Veuillez confirmer que l'écart entre le montant autorisé en 2014 et le montant de l'année de base 2014 des charges d'exploitation liées aux activités de base s'explique par des gains d'efficacité et/ou des erreurs de prévision. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

**Excluant l'effet des prestations de travail, l'écart de 22,8 M\$ favorable entre le montant autorisé et le montant de l'année de base 2014 des charges d'exploitation liées aux activités de base s'explique essentiellement par l'abolition du régime d'intéressement corporatif de 14 M\$ à compter de 2014. Le Distributeur a donc revu à la baisse l'enveloppe des charges d'exploitation du même montant. Par conséquent, outre cet élément, aucun gain récurrent n'a été identifié.**

- 15.3 Veuillez expliquer pourquoi l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base au montant de 1 240,5 M\$ de l'année témoin 2015 n'inclut aucun gain d'efficacité additionnel.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 15.2.**

- 16. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 9 et 10;
  - (ii) Pièce B-0023, p. 8, tableau 3;
  - (iii) Pièce B-0028, p. 3, tableau 1.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur a retenu cet élément sous la base du critère 5 proposé à la section 1.2.1, soit « Coût qui ne varie pas selon les facteurs d'indexation utilisés dans la formule paramétrique ». Bien que le taux des prestations de travail varie sous l'effet de la progression combinée des charges (augmentations, progressions salariales et inflation), la variable volume des prestations, soit les heures imputées aux investissements, est directement liée à la planification des travaux effectués aux investissements.

Dans un contexte où les processus de travail, la disponibilité de la main d'oeuvre et les facteurs exogènes qui influencent les travaux sur le réseau sont stables, la prévision pluriannuelle des investissements peut présenter un niveau relativement permanent. Dans ce cas, et seulement dans ce cas, la prévision des prestations de travail peut s'inscrire dans un modèle de formule paramétrique. » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3 l'évolution des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » dont un reclassement provenant des activités de base, soit les « Prestations de travail » aux montants suivants :

Année historique 2013;	-224,2 M\$
D-2014-037 :	-260,8 M\$
Année de base 2014 :	-229,3 M\$
Année témoin 2015 :	-230,2 M\$

(iii) Le Distributeur présente au tableau 1 l'évolution des coûts capitalisés aux projets d'investissements :

**Tableau 1 :  
Coûts capitalisés (M\$)**

Description	Année historique 2013	2014		Année témoin 2015
		D-2014-037	Année de base	
Prestations de travail	(266,3)	(301,5)	(284,5)	(283,5)
Gestion de matériel	(43,5)	(50,7)	(45,3)	(45,3)
<b>Coûts capitalisés</b>	<b>(309,8)</b>	<b>(352,2)</b>	<b>(329,8)</b>	<b>(328,8)</b>

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez expliquer les écarts entre les montants reliés aux « Prestation de travail » des références (ii) et (iii) pour la période 2013-2015.

**Réponse :**

**Les montants présentés à la référence (ii) se limitent aux prestations de travail découlant des activités de base du Distributeur alors que ceux présentés à la référence (iii) incluent les prestations de travail liées aux activités de base, aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers de même qu'aux éléments spécifiques.**

- 16.2 Veuillez expliquer l'écart de -31,5 M\$ entre le montant autorisé en 2014 et celui de l'année de base 2014 des prestations de travail provenant des activités de base (référence (ii)).

**Réponse :**

**Tel qu'expliqué à la pièce HQD-8, document 5 (B-0028), le Distributeur a dû composer au cours des dernières années avec une réduction du nombre d'ETC et de sa capacité de réalisation. Cette diminution découle :**

- **du nombre important de départs à la retraite ;**
- **de la diminution du temps supplémentaire réalisé à des fins d'investissement ;**
- **de l'optimisation des processus de travail.**

**L'impact de cette diminution pour 2014 s'élève à près de 15 M\$.**

**La planification des travaux à réaliser sur le réseau en 2014 a également été réévaluée en fonction des besoins et des travaux prioritaires à effectuer. L'impact de cette réévaluation totalise près de 15 M\$.**

- 16.3 Veuillez fournir les montants autorisés et réalisés des prestations de travail provenant aux activités de base, sur la période 2009-2013 ainsi que l'année de base 2014.

Réponse :

Le tableau R-16.3 présente le détail des coûts capitalisés pour les années 2009 à 2014.

**Tableau R-16.3 :  
Historique des coûts capitalisés (M\$)**

Description	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	D-2009-016	Réel	D-2010-022	Réel	D-2011-028 ajustée	Réel	D-2012-024 ajustée	Réel	D-2013-037	Réel	D-2014-037	Année de base
Prestations de travail <sup>(1)</sup>	(303,1)	(293,0)	(309,5)	(297,4)	(318,6)	(310,8)	(307,9)	(273,9)	(320,0)	(266,3)	(301,5)	(284,5)
Activités de base	(287,9)	(286,9)	(294,6)	(293,2)	(298,1)	(290,6)	(301,5)	(262,6)	(288,5)	(224,2)	(260,8)	(229,3)
Activités de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques	(15,2)	(6,1)	(14,9)	(4,2)	(20,5)	(20,2)	(6,4)	(11,3)	(31,5)	(42,1)	(40,7)	(55,2)
Gestion de matériel	(42,7)	(42,7)	(42,2)	(42,8)	(45,9)	(46,8)	(51,1)	(42,2)	(52,0)	(43,5)	(50,7)	(45,3)
<b>Coûts capitalisés</b>	<b>(345,8)</b>	<b>(335,7)</b>	<b>(351,7)</b>	<b>(340,2)</b>	<b>(364,5)</b>	<b>(357,6)</b>	<b>(359,0)</b>	<b>(316,1)</b>	<b>(372,0)</b>	<b>(309,8)</b>	<b>(352,2)</b>	<b>(329,8)</b>

<sup>(1)</sup> Incluant la rubrique « Autres ».

Ce tableau montre qu'à partir de l'année 2012, les prestations de travail découlant des activités de base ont été nettement inférieures aux montants reconnus, réduisant ainsi l'enveloppe de charges d'exploitation demandée dans les années concernées.

La proposition du Distributeur de reconnaître les prestations de travail à titre d'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers permet de tenir compte du fait que le Distributeur a réévalué la planification de l'ensemble des travaux à réaliser en fonction des besoins, des travaux prioritaires du réseau et de la gestion optimale de ses activités et effectifs, ce qui l'a amené à revoir à la baisse les heures imputées aux investissements à compter de l'année de base 2014.

16.4 Veuillez fournir les montants autorisés et réalisés des coûts capitalisés, en présentant séparément les prestations de travail, la gestion de matériel et le total, sur la période 2009-2013 ainsi que l'année de base 2014.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.3.

17. Référence : Pièce B-0023, p. 14 et 15.

Préambule :

« Considérant que les radiations pour la clientèle à faible revenu, au même titre que les autres radiations, doivent faire partie du calcul du taux de DMC sur les ventes afin de bien saisir l'impact des cycles économiques sur l'endettement des clients et ce, quelle que soit leur situation économique, le Distributeur propose de présenter dorénavant la DMC et le taux de DMC en y incluant les radiations pour la clientèle à faible revenu. Le tableau 6, illustre la DMC et le taux de DMC sur la période 2009 à 2015. Les données des années historiques et de la décision D-2014-037 ont été retraitées afin de tenir compte de la modification proposée.

[...]

Le tableau 6, illustre la DMC et le taux de DMC sur la période 2009 à 2015. Les données des années historiques et de la décision D-2014-037 ont été retraitées afin de tenir compte de la modification proposée. » [nous soulignons]

**Tableau 6 :**  
**DMC et taux de la DMC sur les ventes 2009-2015**

	Année historique					D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015
	2009	2010	2011	2012	2013			
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 484	4 287	4 508	4 451	4 825	4 945	5 205	5 226
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 203	3 184	3 220	3 208	3 328	3 440	3 456	3 615
<b>Ventes</b>	<b>7 687</b>	<b>7 471</b>	<b>7 728</b>	<b>7 659</b>	<b>8 153</b>	<b>8 385</b>	<b>8 661</b>	<b>8 841</b>
Dépense de mauvaises créances résidentielle	58,8	111,7	71,7	73,5	84,1	78,9	93,1	95,7
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaire	10,4	7,8	11,9	8,2	6,6	8,7	6,9	7,2
<b>Dépense de mauvaises créances</b>	<b>69,2</b>	<b>119,5</b>	<b>83,6</b>	<b>81,7</b>	<b>90,7</b>	<b>87,6</b>	<b>100,0</b>	<b>102,9</b>
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	1,3%	2,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,6%	1,8%	1,8%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
<b>Taux de la dépense de mauvaises créances (%)</b>	<b>0,90%</b>	<b>1,60%</b>	<b>1,08%</b>	<b>1,07%</b>	<b>1,11%</b>	<b>1,04%</b>	<b>1,15%</b>	<b>1,16%</b>

**Demande :**

17.1 Veuillez refaire le tableau 6 sans tenir compte de la modification proposée.

**Réponse :**

**Le tableau R-17.1 présente la DMC et le taux de la DMC sur les ventes 2009-2015 sans tenir compte de la modification proposée.**

**Tableau R-17.1 :**  
**DMC et taux de la DMC sur les ventes 2009-2015**  
**Sans tenir compte de la modification proposée**

	Année historique					D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015
	2009	2010	2011	2012	2013			
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 484	4 287	4 508	4 451	4 825	4 945	5 205	5 226
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 203	3 184	3 220	3 208	3 328	3 440	3 456	3 615
<b>Ventes</b>	<b>7 687</b>	<b>7 471</b>	<b>7 728</b>	<b>7 659</b>	<b>8 153</b>	<b>8 385</b>	<b>8 661</b>	<b>8 841</b>
Dépense de mauvaises créances résidentielle	57,7	108,0	69,0	64,7	69,5	64,3	73,7	73,0
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaire	10,4	7,8	11,9	8,2	6,6	8,7	6,9	7,2
<b>Dépense de mauvaises créances (excluant les MFR)</b>	<b>68,1</b>	<b>115,8</b>	<b>80,9</b>	<b>72,9</b>	<b>76,1</b>	<b>73,0</b>	<b>80,6</b>	<b>80,2</b>
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	1,3%	2,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,3%	1,4%	1,4%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
<b>Taux de la dépense de mauvaises créances (excluant les MFR) (%)</b>	<b>0,89%</b>	<b>1,55%</b>	<b>1,05%</b>	<b>0,95%</b>	<b>0,93%</b>	<b>0,87%</b>	<b>0,93%</b>	<b>0,91%</b>

**ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET AUTRES ACTIFS**

18. Référence : Pièce B-0037, p. 22 et 23.

**Préambule :**

« Dans sa décision D-2014-086, la Régie autorise la création d'un compte d'écart hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS 39 aux amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés.

*Dans cette même décision, la Régie demande au Distributeur de fournir l'évaluation finale du montant constaté initialement dans ce compte ainsi que le suivi de son évolution. Par conséquent, le Distributeur informe que le montant initialement constaté à ce compte en date du 27 mai 2014 totalise [REDACTED], correspondant à l'actualisation des coûts fixes annuels prévus au contrat ainsi qu'à l'actualisation de la prévision des coûts de suspension de mai 2014 à décembre 2018. Le Distributeur rappelle que les coûts liés à la suspension des livraisons de la centrale TCE sont comptabilisés sur une base annuelle à titre de coûts d'approvisionnement et que tout écart entre les coûts réels et les coûts d'approvisionnement reconnus seront pris en compte dans les revenus requis par le biais du compte de pass-on. Pour cette raison, le Distributeur propose de présenter l'évolution de ce compte uniquement dans le cadre de ses rapports annuels. »*

[nous soulignons]

**Demande :**

18.1 Veuillez déposer l'évolution du compte d'écart - Coûts liés à la suspension de TCE, du montant initialement constaté en 2014 au 31 décembre 2015, sous pli confidentiel.

**Réponse :**

**Le Distributeur dépose l'information sous pli confidentiel comme demandé.**

### **CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ**

**19. Références :** (i) Dossier R-3854-2013, pièce C-UMQ-0007, p. 30;  
(ii) Décision D-2014-037, p.178;  
(iii) Pièce B-0045, p.12.

**Préambule :**

(i) L'UMQ énonçait dans son mémoire les préoccupations suivantes concernant le peu de détails sur le montant fournis par le Distributeur au soutien de ses factures lors de demandes d'alimentation. L'intervenante fondait sa demande sur le fait que :

*« [...] le Distributeur ne fournit souvent que le montant total des travaux sans autres détails. Le client municipal doit donc faire un acte de foi et accepter d'office que le prix facturé est exact ». [Nous soulignons]*

L'UMQ indiquait également que :

*« Or, il est généralement reconnu dans le droit commercial que le client est justifié d'exiger de son fournisseur les détails qui lui permettront de vérifier qu'il paie le juste prix pour un produit ou un service. De plus, en matière de droit municipal, un élu municipal qui décrète une dépense doit normalement en comprendre la portée, de façon à pouvoir s'en justifier devant la population ».*

(ii) Dans sa décision D-2014-037, la Régie demandait au Distributeur de tenir compte des préoccupations de l'UMQ dans le prochain dossier tarifaire.

*« Ainsi, la Régie demande au Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, de présenter une preuve sur ce sujet, en intégrant les préoccupations énoncées par l'UMQ, afin de fournir une facture finale plus détaillée, que le client soit ou non une municipalité. » [Nous soulignons]*

(iii) Dans le cadre de la présente demande, le Distributeur mentionne que :

*« Le Distributeur soumet que toutes les exigences contenues aux articles 2.1 et 2.2 sont respectées dans ses façons de faire relatives au coût de travaux. Il rappelle qu'un sommaire*



détaillé permettant d'établir la contribution au coût des travaux est d'abord envoyé au client. »

**Demande :**

19.1 Étant donné que le Distributeur ne propose pas de modification, veuillez indiquer comment les préoccupations exprimées par l'UMQ et la Régie ont été prises en considération.

**Réponse :**

D'entrée de jeu, le Distributeur souhaite réitérer qu'il fournit l'ensemble des informations relatives aux coûts des travaux à réaliser et non pas seulement une facture indiquant le montant total des coûts des travaux réalisés sans autres détails, contrairement à ce qu'allègue l'UMQ à la pièce C-UMQ-0007 du dossier R-3854-2013. Le Distributeur soumet à la Régie qu'il respecte ainsi l'ensemble des obligations de renseignements qu'il doit divulguer aux clients, conformément aux articles 2.1, 2.2, 15.6 et 16.1 des CDSÉ.

À cet effet, le Distributeur rappelle que les modalités sur les informations à donner aux clients ont fait l'objet d'un examen exhaustif par la Régie et les intervenants dans les dossiers R-3439-2000 et R-3535-2004.

Dans la décision D-2006-116 (page 7) la Régie affirme ce qui suit :

[...] Dans le présent dossier, la Régie poursuit ce processus dont la finalité est d'enchâsser dans les Conditions de service l'obligation générale, pour le Distributeur, d'informer sa clientèle, en s'inspirant des principes reconnus de droit civil. Elle retient plus particulièrement la nécessité pour les clients d'être informés :

- du coût des travaux, dont le coût de prolongement et de modification du réseau de distribution d'électricité; et
- des frais de mise sous tension en dehors des heures régulières de travail du Distributeur.

La mention de ces coûts et frais dans les Conditions de service d'électricité et la soumission d'une évaluation au client sont des moyens qui satisfont à cette obligation.

Le client doit connaître à l'avance le montant qu'il devra déboursier. La Régie note qu'à une étape préliminaire du projet, le Distributeur fournit au client une évaluation sommaire verbale. À cette étape, toutefois, il doit aussi lui offrir systématiquement une évaluation sommaire écrite, et non seulement sur demande, tout en laissant le soin au client de la refuser.

Avant que les travaux ne débutent, une évaluation et une entente écrites sont nécessaires. [...]

Dans la décision D-2007-81 (page 6), la Régie accepte la proposition de l'actuel texte de l'article 2.2 des CDSÉ qui répond à l'obligation de fournir au client l'information utile lui permettant de prendre une décision éclairée.

Cette mise en contexte étant faite, le Distributeur précise à la Régie qu'il rencontre les obligations de renseignements décrétées dans les CDSÉ de la façon suivante :

- Dans les cas simples, par exemple un déplacement de poteau, le Distributeur fournit l'information sommaire sur les coûts des travaux estimés au moment de l'appel téléphonique du client.
- Dans tous les cas, lorsque le requérant souhaite poursuivre son projet, le Distributeur soumet un document intitulé *Évaluation sommaire*. Ce document comprend un sommaire détaillant des coûts des travaux à réaliser, ce qui est conforme à l'obligation du Distributeur prévue à l'article 15.6 des CDSÉ, tel qu'il appert plus amplement d'une copie dudit document déposé à l'annexe B.
- Si le client accepte les termes de cette évaluation sommaire écrite, alors le projet se poursuit et une entente de contribution intitulée *Autorisation de travaux* sera signée avant le début des travaux, conformément à l'article 16.1 des CDSÉ. Une copie dudit document est déposée à l'annexe B.
- Par la suite, pour des fins administratives, une *Facture* est envoyée au client, laquelle reflète le montant convenu dans le précédent document, comme il appert dans la copie de la *Facture* déposée à l'annexe B.

Le Distributeur tient à souligner que l'UMQ a omis d'informer la Régie, dans le cadre du dossier R-3854-2013, qu'il transmet à ses clients l'ensemble des documents susmentionnés et non pas seulement la *Facture* pour le paiement des travaux réalisés.

Enfin, le Distributeur réitère qu'il répond déjà, par la transmission à sa clientèle de l'ensemble des documents susmentionnés, aux préoccupations de la Régie exprimées dans la décision D-2014-037.

**ANNEXE A :**

**PIÈCES DÉPOSÉES EN RÉPONSE À LA DEMANDE 13.1**



## **Communiqué publié sur le site Web d'Hydro-Québec - 17 juillet 2014**

### **A/O 2014-01 – Attribution des contrats**

Le 17 juillet 2014, Hydro-Québec Distribution a attribué les contrats dans le cadre de son appel d'offres de court terme A/O 2014-01 pour l'achat de puissance garantie pour les besoins de sa clientèle québécoise. La période couverte par les contrats est de décembre à mars des hivers 2014-2015 à 2017-2018.

Les contrats visent des quantités mensuelles qui varient de 50 à 750 MW, selon le mois. Le prix moyen des contrats est de 6,93 \$CA/kW/mois.

Quatre (4) soumissionnaires ont participé à cet appel d'offres.

---

### **A/O 2014-01 – Contracts awarded**

On July 17, 2014, Hydro-Québec Distribution awarded contracts as part of its short-term call for tenders A/O 2014-01 for the purchase of unforced capacity for its Québec customers needs. The period covered by the contracts is from December to March for winters 2014-2015 to 2017-2018.

The contracts cover monthly quantities that range from 50 to 750 MW, depending on the month. The average price for all the contracts is 6.93 CAN\$/kW/month.

Four (4) bidders participated in this call for tenders.





Le 25 juillet 2014

**Par dépôt électronique (SDÉ) et par poste**

Me Véronique Dubois  
Secrétaire  
Régie de l'énergie  
Tour de la Bourse  
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55  
Montréal, Québec  
H4Z 1A2

**Me Éric Fraser**  
Avocat

Hydro-Québec – Affaires juridiques  
4<sup>e</sup> étage  
75, boul. René-Lévesque Ouest  
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2211, poste 3596  
Télec. : (514) 289-2007  
C. élec. : fraser.eric@hydro.qc.ca

**OBJET :** Demande relative aux options d'électricité interruptible  
Votre dossier : R-3891-2014  
Notre dossier : R049789 EF

---

Chère consœur,

Par la présente, le Distributeur répond aux commentaires d'UC à propos des résultats de l'appel d'offres A/O-2014-01. Bien que l'intervenante constate « la remontée de la valeur de la puissance sur les marchés », elle prétend que le prix moyen divulgué dans le communiqué de presse du 17 juillet du Distributeur, soit 6,93 \$CA/kW/mois, constitue une balise maximale du prix du crédit fixe à offrir et, en conséquence, elle persiste à recommander un mécanisme de mise à jour automatique.

Le Distributeur tient à préciser que le prix exprimé dans le communiqué de presse reflète le prix moyen pour l'ensemble des hivers. Les résultats de l'appel d'offres permettent également de constater une croissance annuelle des prix moyens presque linéaire de l'ordre de 40 % à 50 % par année, ce qui ne favorise absolument pas la mise en place d'un mécanisme de mise à jour automatique des crédits, comme le recommande UC. À titre d'exemple, le prix moyen passe de 18,65 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2014-2015 à 28,86 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2015-2016.

Le Distributeur réitère que sa proposition relative aux options d'électricité interruptible (OÉI) est équilibrée. Les résultats de l'appel d'offres A/O-2014-01 confirment la justesse de sa proposition eu égard aux qualités intrinsèques de l'OÉI et de sa contribution à la sécurité des approvisionnements.

Ceci complétant nos commentaires, veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos salutations distinguées.

*(s) Éric Fraser*

Éric Fraser

EF/rm

c.c. : Aux intervenants (par courriel seulement)



**ANNEXE B :**

**PIÈCES DÉPOSÉES EN RÉPONSE À LA DEMANDE 19.1**





Référence : DCL

29 mai, 2014

COMMISSION SCOLAIRE

Direction - Projets et services  
Vice-présidence - Réseau de distribution  
Hydro-Québec DistributionTél.:  
Télec.:  
C élec.:

À l'attention de Commission Scolaire

**Objet: Évaluation sommaire du coût des travaux - Numéro de l'intervention terrain: DCL-**

Pour faire suite à votre demande dont l'objet est mentionné plus haut, il nous fait plaisir de vous transmettre l'évaluation sommaire du coût des travaux. Cette évaluation comprend les coûts des travaux ainsi que ceux de votre contribution, avec un niveau de précision d'environ 30%.

Veuillez surtout prendre note que cette évaluation est préliminaire. En effet, une fois que la première étape des travaux d'ingénierie sera terminée, les coûts globaux des travaux et de votre contribution seront définitivement fixés et vous devrez alors nous donner votre approbation finale.

Dans un premier temps, nous vous demandons de signer l'évaluation et de nous la retourner dans les plus brefs délais à l'adresse indiquée ci-dessus. En effet, ce document indispensable à la poursuite des travaux d'ingénierie doit nous être retourné dans un délai de 3 mois pour qu'il soit toujours valable. Malheureusement, une fois ce délai expiré, à moins d'une entente avec Hydro-Québec, votre demande sera abandonnée.

Il est très important que vous preniez note que si vous abandonnez ou modifiez votre demande après l'acceptation de l'évaluation sommaire du coût des travaux, vous devrez défrayer les coûts que nous aurons déjà engagés. Nous espérons le tout à votre satisfaction et nous vous prions de recevoir, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.

---

Techn. Electrique Projets

p.j. Formulaire d'acceptation et Sommaire des coûts préliminaires  
c.c. Dossier



**Description et endroit des travaux:**

Les travaux auront lieu au

Déplacement de réseau pour

En considérant les informations que vous nous avez transmises, les travaux sont évalués à **18 250,00 \$** et le montant prévu de votre contribution est évalué à **18 250,00 \$** avant taxes.

**CONDITIONS APPLICABLES**

- 1- L'évaluation est précise à plus ou moins 30%. Sur demande, une estimation détaillée sera produite par Hydro-Québec.
- 2- Ces coûts représentent les travaux Hydro-Québec seulement, des frais reliés aux entreprises de télécommunications pourraient être ajoutés à la présente évaluation.
- 3- Ce projet est réalisable aux coûts mentionnés ci-dessus dans la mesure où toutes les conditions préalables sont remplies, telles que:
  - Acquisition de droits de passage ou autres servitudes
  - Déboisement et/ou élagage réalisé
  - Subdivision cadastrale réalisée
  - Période de la réalisation des travaux convenue
  - Acquisition de biens et services fournis par des tiers
  - Autres exigences applicables selon la nature des travaux
- 4- Le paiement de la contribution est exigible avant le début des travaux.
- 5- Les termes de paiement seront précisés dans l'entente de contribution, s'il y a lieu.
- 6- Le coût des travaux civils ou en temps supplémentaires réalisés à la demande du requérant seront rajustés aux coûts réels une fois les travaux terminés.
- 7- Pour les postes distributeurs alimentés directement de la ligne, l'intensité nominale ne doit pas excéder 600 A. Voir l'article 14.4 des Conditions de service d'électricité.
- 8- Advenant un retour de votre part dans les 5 jours de la présente, la date où le service sera rendu est prévue le ou vers le:
- 9- Ce sommaire est valide pour une période de 90 jours; soit jusqu'au : **29 août, 2014**

Par la présente, le soussigné ("Requérant") accepte les termes et conditions de l'évaluation sommaire et s'engage à rembourser à Hydro-Québec, dans le cas d'abandon ou de la modification de son projet, la somme des éléments suivants, en conformité avec les *Conditions de service d'électricité*:

- Les coûts réels occasionnés par les achats et les contrats de service ainsi que les compensations à payer ;
- Le coût réel des travaux effectués ;
- Le coût réel des travaux requis en raison de l'abandon (1) du projet, incluant le démantèlement des installations le cas échéant ;
- Les coûts réels d'ingénierie et de gestion des demandes.

(1) Un projet est considéré comme "abandonné" lorsque le requérant avise Hydro-Québec qu'il abandonne le projet ou que la mise sous tension n'a pas eu lieu dans un délai de 12 mois suivant la date prévue de raccordement, à moins que le requérant et Hydro-Québec ne conviennent d'une entente.

**REQUÉRANT**

SIGNÉ À :

nom en lettres moulées

TITRE : \_\_\_\_\_

**HYDRO-QUÉBEC**

SIGNÉ À :

Techn. Électrique Projets

LE :

X

signature

LE :

X

signature



Référence : DCL-

Page: 1

03 Juin 2014

COMMISSION SCOLAIRE

Tél.:  
Télec.:  
C.élec.:

Ci-après le « demandeur »

**Autorisation de travaux au coût estimé (DCL)**

Madame, Monsieur,

Nous vous faisons parvenir notre estimation du coût des travaux que nous devons exécuter à votre demande.

- Déplacement de lignes de distribution
- Enfouissement de lignes de distribution
- Intervention touchant les services d'éclairage
- Travaux à proximité des lignes
- Embellissement des lignes
- Autre:

Les travaux auront lieu au \_\_\_\_\_ vers le \_\_\_\_\_.

**Le demandeur s'engage à payer à Hydro-Québec le coût estimé des travaux demandés.**

Hydro-Québec demeure propriétaire de l'installation et des matériaux nécessaires à l'exécution des travaux.

**Le coût de nos travaux est estimé à 19 816,01 \$ (TPS et TVQ incluses si applicables).****Si vous désirez que nous procédions à ces travaux, veuillez nous faire parvenir en guise d'autorisation une copie de cette lettre dûment signée ainsi qu'un montant de 19 816,01 \$ correspondant à l'estimation fournie.****Si dans les trente (30) jours suivant l'envoi de cette lettre nous ne recevons aucune réponse de votre part, nous fermerons ce dossier, aucun travail ne sera réalisé et vous serez entièrement responsable de tous les dommages que votre propriété et nos installations pourraient subir par la suite.**

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec la Clientèle Affaires au 1-800-463-9900.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos meilleurs sentiments.

\_\_\_\_\_  
Techn. Électrique Projets



Référence : DCI

Page: 2

J'accepte qu'Hydro Québec procède aux travaux décrits plus haut. Si le paiement effectué à la signature est refusé par mon institution financière, Hydro Québec se réserve le droit de mettre fin aux travaux. Je serai alors responsable des dommages que pourraient subir mes biens de même que ceux d'Hydro Québec et je m'engage à payer tous les frais engagés par Hydro Québec.

Signature du client (demandeur)

Date de signature

Retourner à \_\_\_\_\_, par télécopieur au \_\_\_\_\_ ou par courrier au \_\_\_\_\_

C. C. :

COMMISSION SCOLAIRE

	Aérien		Souterrain		Ouvrages Civils
	Installation	Enlèvement	Travaux Électriques Installation	Enlèvement	
<b>Main-d'oeuvre et équipement</b>					
Main-d'oeuvre pour effectuer les travaux	4 265,60	1 823,20			
<b>Biens et services</b>					
Biens et services fournis par des tiers	3 361,00	230,00			
Travaux forestiers					
Frais d'acquisition	67,22	4,60			
Frais de gestion de contrats	80,66	5,52			
Autres dépenses					
<i>Total cumulatif:</i>	<b>7 774,48</b>	<b>2 063,32</b>			
<b>Matériaux</b>					
Matériel requis aux travaux de construction	3 131,05				
Frais d'acquisition	62,62				
Frais de gestion des matériaux	532,28				
Frais de matériel mineur	313,11				
<i>Total cumulatif:</i>	<b>11 813,54</b>	<b>2 063,32</b>			
Prov. pour le réinvest. en fin de vie utile					
Frais de gestion des demandes et ingénierie	2 858,88	499,32			
Prov. pour l'exploitation et l'entretien futur					
<i>Total cumulatif:</i>	<b>14 672,42</b>	<b>2 562,64</b>			
<b>Servitudes</b>					
Acquisition de servitudes					
Frais de gestion des demandes et ingénierie					
<b>Frais de compagnie de communication</b>					
Frais de compagnie de communication					
<b>Travaux à prix unitaires</b>					
Branchement					
Ligne					
<i>Total cumulatif:</i>	<b>14 672,42</b>	<b>2 562,64</b>			
<b>Coût total des travaux :</b>					<b>17 235,06\$</b>
Valeur du réseau de référence :					(0,00\$)
Allocation applicable / Autre crédit :					(0,00\$)
<b>Contribution globale avant taxes:</b>					<b>17 235,06\$</b>
TPS (5,00%):					861,75\$
TVQ (9,975%):					1 719,20\$
<b>Total:</b>					<b>19 816,01\$</b>
<i>Coût des travaux non remboursable :</i>	17 235,06				
	\$				







**Facture**

(Obtention des revenus autres)

Adresse du payeur  
**COMMISSION SCOLAIRE**

Adresse de service  
**COMMISSION SCOLAIRE**

Faire remise à  
**HYDRO-QUÉBEC**

Renseignements  
**Mme  
Commis Facturation  
1-800-**

N° de la facture

Date de la facture  
**Le 16 Juin 2014**

Références client(e)  
No. client :  
No.:

Conditions  
**NET 21 JRS**

Références  
TPS :  
T.V.Q. :  
N°:

*Cette facture ne peut être réglée dans les établissements financiers.*

Facturation pour le coût des travaux à l'adresse ci-dessus.

Déplacement de ligne aérienne

17 235,06

-----  
17 235,06

T.P.S. 5,000 %  
T.V.Q. 9,975 %

861,75  
1 719,20

TOTAL

-----  
19 816,01

Montant reçu

19 816,01-

Échéance  
**Le 07 Juillet 2014**

Montant à payer  
**0,00 CAD**

Détacher cette partie et la joindre au paiement. Merci

**NE PAS AGRAFER, MERCI**

*Cette facture ne peut être réglée dans les établissements financiers.*

No. client

Numéro de la facture

(Obtention des revenus autres)



COMMISSION SCOLAIRE

Échéance

**Le 07 Juillet 2014**

Montant à payer

**0,00 CAD**

Montant versé