

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°3
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2014-2015**

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

1. **Références :** (i) Pièce B-0088, p. 5;
(ii) Pièce B-0016, p. 3.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-2.1 les taux d'inflation et le calcul de la croissance annuelle 2010-2014.

**TABLEAU R-2.1
INDICE DES PRIX À LA CONSOMMATION**

Année	Taux d'inflation ¹ (%)	Indice	Croissance annuelle moyenne 2010-2014
2010	1,8	100,0	2,0%
2011	2,9	102,9	
2012	1,5	104,4	
2013	1,5	106,0	
2014	2,0	108,1	

¹ Source : 2009 à 2011 : Statistiques Canada.
2012 à 2014 : HQD-3, document 1 (B-0016).

(ii)

PRINCIPAUX PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES

		2012	2013		2014	<i>Mise à jour</i>	<i>Source</i>
		Année historique	D-2013-037	Année de base	Année témoin		
Taux d'inflation au Canada	(%)	1,5	2,0	1,5	2,0	Mai 2013	Groupe Finances HQ
PIB du Québec	(%)	1,1	2,0	1,0	1,6	Mai 2013	Hydro-Québec Distribution
Taux de change	(\$CA par \$US)	1,000	1,000	1,010	1,000	Mai 2013	Groupe Finances HQ
Mises en chantier au Québec	(milliers)	47,4	45,1	42,3	42,2	Mai 2013	Hydro-Québec Distribution (SCHL)
Prix de l'aluminium Midwest américain	(\$US/tonne métrique)	2 241	2 500	2 082	2 300	Mai 2013	Groupe Finances HQ
Coût moyen de la dette	(%)	6,779	6,483	6,534	6,558	Mai 2013	Groupe Finances HQ
Taux de rendement des capitaux propres	(%)	9,687	6,189	10,758	6,250	Mai 2013	Groupe Finances HQ
Taux de rendement de la base de tarification ¹	(%)	7,797	6,380	8,012	6,450	Mai 2013	Groupe Finances HQ
Taux moyen du coût du capital prospectif	(%)	5,740	4,544	4,544	4,972	Mai 2013	Groupe Finances HQ
Ajustements tarifaires	(%)	-0,5	2,4	2,4			
Grands clients industriels ²	(%)				2,6	Mai 2013	Hydro-Québec Distribution
Tous les autres clients	(%)				3,4	Mai 2013	Hydro-Québec Distribution

¹ Structure du capital : capitaux propres de 35 % et dette de 65 %.

² En vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie, amendée par l'adoption du projet de Loi n° 25

Demande :

1.1 Veuillez fournir les données du *Consensus forecast* pour le taux d'inflation au Canada pour le mois de mai 2013 et celui à ce jour.

Réponse :

Le tableau R-1.1 présente les données du *Consensus forecasts* pour le taux d'inflation au Canada.

**TABLEAU R-1.1
CONSENSUS FORECASTS DU TAUX D'INFLATION AU CANADA**

	2013	2014
<i>Consensus forecasts</i> de mai 2013	1,4	1,9
<i>Consensus forecasts</i> d'octobre 2013	1,1	1,8

CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

Compte d'écarts relatif aux coûts du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)

2. **Références :** (i) Pièce B-0028, p. 3, tableau 1;
(ii) Pièce B-0088, p. 7 ;
(iii) Pièce B-0088, p. 8.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges, dont les charges du BEIÉ suivantes :

Année historique 2012 : 37,3 M\$
D-2013-037 : 34,3 M\$
Année de base 2013 : 37,4 M\$
Année témoin 2014 : 44,6 M\$

(ii) En réponse à des demandes de renseignements, le Distributeur, indique que :

« [...] *Cependant, il tient à préciser qu'il pourrait survenir, à l'instar de la bonification du programme Rénoclimat, des ajustements ultérieurs compte tenu des bonifications associées à certains programmes.* »

[...]

« Le dernier décret du gouvernement du Québec à ce jour est le n° 846-2012. »

(iii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-4.2 le détail des prévisions de coûts du BEIÉ pour l'année de base 2013 et l'année témoin 2014.

**Tableau R-4.2
Quote-part du BEIÉ (M\$)**

			Année de base 2013			Année témoin 2014		
			Quote-part	Nombre de trimestres	Total	Quote-part	Nombre de trimestres	Total
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	Décret 846-2012	Programme	29,56	A 1	7,4			
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	Décret 846-2012	Bonification	4,76	B 1	1,2			
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Prévision	Programme	30,15	C 3	22,6	30,15	C 1	7,5
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Prévision	Bonification	8,33	D 3	6,2	8,33	D 1	2,1
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision	Programme				30,75	E 3	23,1
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision	Bonification				15,90	F 3	11,9
Quote-part BEIÉ					37,4			44,6

A Total du programme de 34,32 M\$ selon le décret 846-2012 excluant la portion pour la bonification (B)

B 5,6 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

C Un taux d'inflation de 2 % a été appliqué au montant en A

D 9,8 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

E Un taux d'inflation de 2 % a été appliqué au montant en C

F 18,7 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

À partir des données du tableau R-4.2, la Régie établit le tableau suivant :

BEIÉ (en M\$)	2012-2013	2013-2014	2014-2015
Programme	29,56	30,15	30,75
Bonification-Rénoclimat	4,76	8,33	15,90
Total	34,32	38,48	46,65

Demandes :

2.1 Veuillez préciser les éléments de preuve sur lesquels le Distributeur se base pour demander un budget additionnel relatif à la bonification associée au programme Rénoclimat.

Réponse :

Le Distributeur s'est basé sur l'annonce de la ministre des Ressources naturelles du 3 février 2013¹ pour demander un budget additionnel relatif à la bonification associée au programme Rénoclimat. Cette annonce mentionnait que l'appui financier additionnel du programme était évalué à 34,1 M\$ sur 3 ans soit : 5,6 M\$ pour l'année 2012-2013,

¹<http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqués/GPQF/Fevrier2013/03/c2595.html>

9,8 M\$ pour l'année 2013-2014 et 18,7 M\$ pour l'année 2014-2015. Le Distributeur a évalué les montants qui lui sont attribués selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n°846-2012, soit 85 %.

- 2.2 Veuillez justifier l'évolution de la bonification associée au programme Rénoclimat, passant de 4,76 M\$ en 2012-2013, à 8,33 M\$ en 2013-2014 et à 15,90 M\$ en 2014-2015, représentant une hausse de 234 % entre 2012-2013 et 2014-2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

3. **Références :**
- (i) Pièce B-0015, p. 9;
 - (ii) Pièce B-0088, p. 6, R-3.1 et p. 7, R-4.1;
 - (iii) Décision D-2013-037, dossier R-3814-2012, p. 76 et 77.

Préambule :

(i) « *Ainsi, compte tenu de l'absence de date spécifique à laquelle les coûts encourus sont connus, le Distributeur propose pour le compte d'écart relatif aux coûts du BEIÉ, les modalités de disposition suivantes :*

- *Constatation au compte hors base de tarification de l'écart entre les coûts estimés par le Distributeur à partir de l'information disponible la plus récente et les coûts autorisés ; »*

[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur confirme que l'information disponible la plus récente correspond à celle du dernier décret, soit le décret no 846-2012.

(iii) Dans sa décision D-2013-037, la Régie indique que :

« [281] *La Régie prend en considération que les charges reliées au BEIÉ sont fixés par des décrets du gouvernement du Québec et que le Distributeur ne peut prévoir les coûts qui seront engagés par le BEIÉ². En conséquence, la Régie demande au Distributeur de prendre en compte le montant de 34,3 M\$ prévu au dernier décret 846-2012 pour établir les charges reliées au BEIÉ de l'année témoin 2013, soit une réduction de 21,7 M\$ par rapport au montant initial de 56,0 M\$.*

² Dossier R-3814-2012, pièce A-0056, page 230.

[282] De plus, considérant que ces coûts sont hors du contrôle du Distributeur et que les montants impliqués sont significatifs, la Régie demande au Distributeur de créer un compte d'écarts et d'y porter la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les charges reliées au BEIÉ, à compter de l'année témoin 2013. La Régie demande au Distributeur de présenter les modalités de disposition de ce compte lors du prochain dossier tarifaire. »

Demandes :

- 3.1 Considérant que les charges reliées au BEIÉ sont fixés par des décrets du gouvernement du Québec et que le Distributeur ne peut prévoir les coûts qui seront engagés par le BEIÉ, veuillez expliquer pourquoi les charges reliées au BEIÉ pour l'année de base 2013 et de l'année témoin 2014 ne sont pas maintenues « à partir de l'information disponible la plus récente », soit le décret no 846-2012 au montant de 34,3 M\$.

Réponse :

Le Distributeur considère d'une part, que l'information disponible la plus récente correspond au dernier décret, auquel un taux d'inflation est appliqué et, d'autre part, que toute annonce officielle du gouvernement après l'adoption de ce décret modifiant ses programmes d'efficacité énergétique et ses appuis financiers, doit être prise en compte. En conséquence, le Distributeur a établi sa prévision à partir des éléments suivants :

- **Bonification associée au programme Rénoclimat, tel que mentionné en réponse à la question 2.1.**
- **Total du programme selon le décret 846-2012 excluant la portion pour la bonification, ajusté d'un taux d'inflation de 2 %.**

- 3.2 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur la possibilité de constater dans les revenus requis de l'année témoin (2014) l'information disponible la plus récente, soit celle disponible au moment de la mise à jour du taux de rendement en janvier (2014).

Réponse :

Le Distributeur ne voit pas d'inconvénient à constater dans les revenus requis de l'année témoin (2014) l'information disponible découlant du dernier décret.

CHARGES D'EXPLOITATION

4. **Références :** (i) Pièce B-0088, p. 25;
(ii) Dossier R-3842-2013, pièce B-0020, p. 29.

Préambule :

(i) Dans sa demande de renseignements no 2, la Régie demande au Distributeur de confirmer que l'efficience additionnelle au montant de 80 M\$ correspond à l'écart entre le montant autorisé en 2013 et le montant de l'année de base 2013 des activités de base du Distributeur. Elle demande également d'élaborer sur le fait que cet écart correspond à des gains d'efficience de 2013 mais aussi à des écarts de prévisions.

« Le Distributeur confirme que l'efficience additionnelle de 80 M\$ correspond à l'écart entre le montant reconnu en 2013 et 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. »

(ii) *« Les écarts relatifs aux charges d'exploitation proviennent dans tous les cas d'écarts entre les prévisions et les coûts réels constatés pour une année donnée. Toutefois, certains de ces écarts proviennent de gains d'efficience non anticipés, mais sont difficiles, voire impossibles dans certains cas, à distinguer des écarts de prévision. »*

Demande :

- 4.1 Considérant les affirmations citées aux références (i) et (ii), veuillez confirmer pour les besoins du présent dossier notre compréhension à l'effet qu'il est difficile pour le Distributeur de déterminer la portion gain d'efficience et celle des écarts de prévision reliées à l'écart de 80 M\$. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Les efforts d'efficience effectués ainsi que les écarts de prévision se traduisent en gains d'efficience dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation du Distributeur, puisque les ajustements apportés à l'organisation et aux processus sont récurrents et permanents.

5. **Références :** (i) Pièce B-0023, p. 9, tableau 3;
(ii) Pièce B-0023, p. 11, tableau 4;
(iii) Pièce B-0023, p. 31, annexe C, tableaux C-1 et C-2;

(iv) Pièce B-0088, p. 27.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 3, le détail des coûts de retraite pour les années 2012-2014. Les coûts de retraite inclus dans la masse salariale, des charges de services partagés et des coûts capitalisés pour les années 2012-2014, incluant les comptes d'écarts, sont les suivants :

Année historique 2012 : 12,5 M\$
 D-2013-037 ajustée : 107,4 M\$
 Année de base 2013 : 107,4 M\$
 Année témoin 2014 : 154,8 M\$

(ii) Le Distributeur présente au tableau 4, le détail des coûts de retraite pour les années 2012-2014. Les coûts de retraite inclus dans la masse salariale, des charges de services partagés et des coûts capitalisés pour les années 2012-2014, excluant les comptes d'écarts, sont les suivants :

Année historique 2012 : 46,1 M\$
 D-2013-037 ajustée : 94,5 M\$
 Année de base 2013 : 142,7 M\$
 Année témoin 2014 : 117,7 M\$

(iii) Le Distributeur présente à l'annexe C les composantes du coût de retraite inclus dans la masse salariale ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite.

**TABLEAU C-1
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE (M\$)**

	Réel 2012	D-2013-037 ¹	Année de base 2013 ¹	Année témoin 2014 ¹
	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS
Coût des services rendus	323	309	385	357
Frais d'administration	-	7	7	7
Intérêts sur les obligations	839	890	830	879
Rendement prévu des actifs	(1 006)	(893)	(719)	(836)
Coût de retraite d'Hydro-Québec	156	313	503	407
Quote-part du Distributeur	43,6	88,6	132,5	108,8

¹ À compter de 2013, le coût de retraite est évalué en conformité avec la norme internationale d'information financière IAS 19 révisée.

**TABLEAU C-2
HYPOTHÈSES ACTUARIELLES UTILISÉES POUR L'ÉVALUATION DU COÛT DE RETRAITE**

	Réel 2012	D-2013-037	Année de base 2013	Année témoin 2014
	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS
Taux d'actualisation	5,01 %	5,40 %	4,36 %	4,79 %
Taux de rendement prévu des actifs	6,75 %	5,40 %	4,36 %	4,79 %
Taux de croissance des salaires	2,61 %	2,72 %	2,25 %	2,25 %

(iv) Dans sa demande de renseignements no 2, la Régie demande au Distributeur, à la question 13.2 :

« Veuillez justifier l'évolution des taux d'actualisation utilisés pour l'évaluation des coûts de retraite des années 2013 et 2014, soit :

5,40 % (D-2013-037) par rapport à 4,36 % (année de base 2013);
4,36 % (année de base 2013) par rapport à 4,79 % (année témoin 2014). »

Le Distributeur répond :

« En vertu de la norme comptable IAS 19, Avantages du personnel, le taux d'actualisation est déterminé par référence aux taux de rendement du marché des obligations d'entreprise de haute qualité. Ainsi, le taux d'actualisation utilisé par Hydro-Québec est basé sur les taux de rendement des obligations de sociétés canadiennes de qualité AA ou plus. Le taux utilisé pour le coût de retraite d'une année est le taux établi au début de cette même année. Ce taux doit être estimé tant qu'il n'est pas connu. Par conséquent, le taux autorisé dans la décision D-2013-037 et le taux utilisé pour l'année témoin 2014 sont des taux estimés lors de projections du coût de retraite. Le taux de l'année de base 2013 est, quant à lui, établi en date du 1^{er} janvier 2013. »

[Nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez fournir les taux de rendement des obligations de sociétés canadiennes de qualité AA ou plus qui ont servi de base pour les taux d'actualisation utilisés pour l'évaluation des coûts de retraite des années 2013 et 2014 :

5,40 % (D-2013-037);
4,36 % (année de base 2013);
4,79 % (année témoin 2014).

Veuillez fournir les sources.

Réponse :

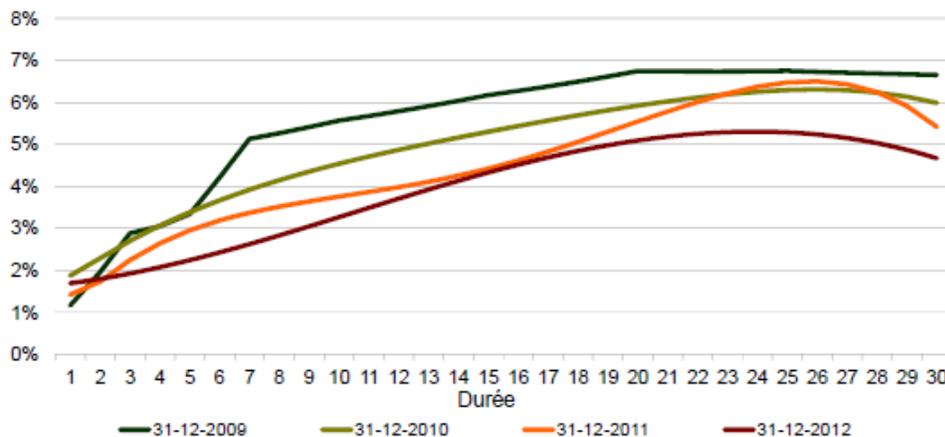
Les taux sont calculés à partir d'une courbe de taux zéro-coupon d'obligations de sociétés canadiennes de qualité AA, telle que

déterminée par la filiale PC-Bond du Groupe TSX (PC-Bond). Cette méthode est acceptée par la firme d'actuaire Aon Hewitt et par les auditeurs externes.

Taux de 5,40 % (D-2013-037) : ce taux est un taux prévisionnel. La courbe PC-Bond observable en février 2012 a servi de point de départ et des diffusions de taux jusqu'au 31 décembre 2012 ont été effectuées au meilleur des connaissances de la direction pour obtenir le taux de 5,40 %.

Taux de 4,36 % (année de base 2013) : il s'agit du taux moyen de la courbe des taux d'intérêt au 31 décembre 2012 des obligations de sociétés canadiennes de qualité AA ou plus, telle que déterminée par la filiale PC-Bond. La firme d'actuaire Aon Hewitt a utilisé la courbe de taux au comptant (spot) (voir la figure R-5.1 ci-dessous) pour déterminer le taux unique d'actualisation de 4,36 %.

**FIGURE R-5.1
COURBE DE TAUX AU COMPTANT (SPOT)**



Taux de 4,79 % (année témoin 2014) : ce taux est un taux prévisionnel. La courbe PC-Bond observable en juin 2013 a servi de point de départ. Des diffusions de taux jusqu'au 31 décembre 2013 ont été effectuées au meilleur des connaissances de la direction pour obtenir le taux de 4,79 % des diffusions.

6. **Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 9, tableau 3;
 - (ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 75, tableau R-28.1;
 - (iii) Pièce B-0088, p. 35.

Préambule :

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie montre au tableau suivant l'évolution de charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2014 et note une surestimation des prévisions de ces charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2012.

(en M\$)	Montant autorisé	Année de base	Année historique	Écart	%
2006	43,0		35,0	-8,0	-18,6%
2007	48,3		30,4	-17,9	-37,1%
2008	56,8		51,9	-4,9	-8,6%
2009	67,8		51,3	-16,5	-24,3%
2010	69,1		44,5	-24,6	-35,6%
2011	57,2		32,0	-25,2	-44,0%
2012	44,1 (note1)	38,1	30,6	-13,5	-30,6%
2013	35,0	34,5		+0,5	+1,4%
2014	34,5				

Note 1 : Dans sa décision D-2012-024, la Régie a réduit de 15 % les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2012. Ainsi la prévision 2012 du Distributeur passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$.

(iii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique que :

« Au 30 septembre 2013, les charges d'exploitation s'élèvent à 19 M\$. Le Distributeur maintient son estimation annuelle de 35 M\$ pour 2013 puisque l'essentiel des dépenses survient dans le dernier trimestre. »

Demande :

6.1 Veuillez fournir les données réelles au 30 septembre (9 mois) et celles du dernier trimestre (3 mois) pour les années 2008 à 2012.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'avant 2012, la totalité des coûts du PGEÉ étaient portés aux investissements. Ainsi, les informations présentées au tableau en préambule, pour les années antérieures à 2012, correspondent à une évaluation des montants annuels réalisée par le Distributeur pour répondre spécifiquement à une demande de renseignements de la Régie. Ces informations portaient sur les données réelles historiques qui se seraient qualifiées à titre de charges d'exploitation si l'IAS 38 avait été en vigueur durant ces années.

Pour cette raison, les résultats de l'année 2012 représentent la meilleure référence pour établir la ventilation des dépenses du PGEÉ puisqu'elle reflète, d'une part, la première année d'application des

nouvelles normes comptables et, d'autre part, la démarche de modernisation de l'approche du Distributeur, qui s'oriente davantage vers des stratégies axées sur la sensibilisation de la clientèle.

Le tableau R-6.1 présente les dépenses réelles au 30 septembre et celles du dernier trimestre pour l'année 2012.

**TABLEAU R-6.1
DÉPENSES RÉELLES DE 2012 AUX CHARGES (M\$)**

1 ^{er} janvier au 30 septembre	1 ^{er} octobre au 31 décembre	Total pour l'année 2012
17,2	13,4	30,6

Au 30 septembre 2013, les dépenses de 19 M\$ représentaient 55 % du budget annuel, une proportion semblable à celle de 2012.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

7. **Références :** (i) Pièce B-0088, p. 38;
(ii) Pièce B-0088, p. 39;
(iii) Pièce B-0024, p. 8.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-18.1 les composantes de la baisse des salaires de base de l'année témoin 2014 par rapport à l'année historique 2012, la décision D-2013-037 ajustée et l'année de base 2013.

**Réponses à la demande de renseignements n°3
de la Régie**

**TABLEAU R-18.1
VARIATION DES SALAIRES DE BASE (M\$)**

Variation	Ecart Année témoin 2014 vs		
	Année historique 2012	D-2013-037 ajustée	Année de base 2013
Ajustement économique ¹ (2013 : 1,9 % ; 2014 : 0 %)	8,7	-	-
Progression salariale ¹ (2013 : 1,2 % ; 2014 : 1,1 %)	10,4	4,9	4,9
Variation des ETC ²	(30,6) (-470 ETC)	(49,3) (-746 ETC)	(10,5) (-193 ETC)
Ajustements organisationnels de 2013	(3,6) (-42 ETC)	-	-
Écart résiduel	1,7	0,7	0,6
TOTAL	(13,4)	(43,7)	(5,0)

¹ Moyenne des différents groupes d'emploi.

² Variation des éléments spécifiques ainsi que de l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-18.3 présente les variations en ETC et en M\$ de l'année témoin 2014 par rapport à l'année historique 2012.

**TABLEAU R-18.3
VARIATION DES ETC
ANNÉE TÉMOIN 2014 vs ANNÉE HISTORIQUE 2012**

VARIATION	Année témoin 2014 vs Année historique 2012	
	ETC	M\$
Éléments spécifiques	+ 79	+ 5,7
Automatisation du réseau	- 5	- 0,8
Lecture à distance - Phases 1 et 2	+ 101	+ 7,5
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	- 17	- 1,0
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	+ 8	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 7	+ 0,3
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	+ 1	- 0,3
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	-
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	+ 87	+ 5,7
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	- 557	- 42,1
Transferts organisationnels	- 42	- 4,2
TOTAL	- 512	- 40,6

(iii) Le Distributeur présente au tableau 3 les principales variations des ETC.

**TABLEAU 3
VARIATION DES ETC**

VARIATION	Année témoin 2014 vs D-2013-037		Année témoin 2014 vs Année de base 2013	
	ETC	M\$	ETC	M\$
Éléments spécifiques	+	15	+	13
Automatisation du réseau	-	11	-	2
Lecture à distance - Phases 1 et 2	+	49	+	38
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	-	23	-	23
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	-	22	-	1
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	-	-
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	-	22	-	-
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	-	-	1
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	-	7	+	12
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	-	739	-	205
TOTAL	-	746	-	193

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer la différence au niveau de la variation des ETC et des ajustements organisationnels par rapport à l'année historique 2012, soit -34,2 M\$ au tableau R-18.1 et -40,6 M\$ au tableau R-18.3.

Réponse :

La variation de - 34,2 M\$ a trait aux salaires de base alors que celle de - 40,6 M\$ découle des salaires de base ainsi que des avantages sociaux autres.

7.2 Veuillez expliquer l'écart au niveau de la variation des ETC par rapport au montant autorisé en 2013, soit -49,3 M\$ au tableau R-18.1 et -57,3 M\$ au tableau 3.

Réponse :

La variation de - 49,3 M\$ a trait aux salaires de base alors que celle de - 57,3 M\$ découle des salaires de base ainsi que des avantages sociaux autres.

8. Référence : Pièce B-0024, p. 15, annexe A.

Préambule :

**Réponses à la demande de renseignements n°3
de la Régie**

Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2012 à 2014 du salaire de base moyen d'Hydro-Québec ainsi que des avantages sociaux par groupes d'emplois.

En \$	Année historique 2012				Année de base 2013				Année témoin 2014			
	Salaire de base moyen	Avantages sociaux - Autres	Avantages sociaux - coût de retraite	Total	Salaire de base moyen	Avantages sociaux - Autres	Avantages sociaux - coût de retraite	Total	Salaire de base moyen	Avantages sociaux - Autres	Avantages sociaux - coût de retraite	Total
Bureau	51 216	8 451	4 968	64 634	52 958	9 003	15 887	77 848	53 384	9 396	13 293	76 072
Permanent	53 343	8 802	5 174	67 319	54 938	9 339	16 481	80 759	55 454	9 760	13 808	79 022
Temporaire	42 954	7 087	4 167	54 208	44 238	7 520	13 271	65 030	44 654	7 859	11 119	63 632
Cadres	106 263	17 533	10 308	134 104	108 735	18 485	32 621	159 841	110 006	19 361	27 392	156 759
Permanent	106 493	17 571	10 330	134 394	108 857	18 506	32 657	160 020	110 131	19 383	27 423	156 937
Temporaire	76 933	12 694	7 462	97 089	78 641	13 369	23 592	115 602	79 561	14 003	19 811	113 374
Ingénieurs	94 396	15 575	9 156	119 128	97 368	16 553	29 211	143 132	98 654	17 363	24 565	140 582
Permanent	94 507	15 594	9 167	119 268	97 494	16 574	29 248	143 316	98 781	17 385	24 596	140 762
Temporaire	78 344	12 927	7 599	98 870	80 819	13 739	24 246	118 805	81 886	14 412	20 390	116 688
Métiers	64 932	10 714	6 298	81 944	66 913	11 375	20 074	98 362	67 437	11 869	16 792	96 098
Permanent	67 368	11 116	6 535	85 018	69 551	11 824	20 865	102 240	70 399	12 390	17 529	100 319
Temporaire	51 914	8 566	5 036	65 516	53 596	9 111	16 079	78 786	54 250	9 548	13 508	77 306
Professionnels	92 711	15 297	8 993	117 002	95 365	16 212	28 609	140 186	96 766	17 031	24 095	137 892
Permanent	93 515	15 430	9 071	118 016	95 563	16 246	28 669	140 477	96 968	17 066	24 145	138 179
Temporaire	72 146	11 904	6 998	91 048	73 726	12 533	22 118	108 377	74 810	13 167	18 628	106 604
Spécialistes	87 666	14 465	8 504	110 634	90 474	15 381	27 142	132 996	91 305	16 070	22 735	130 110
Permanent	88 226	14 557	8 558	111 341	90 978	15 466	27 294	133 738	91 815	16 160	22 862	130 837
Temporaire	70 253	11 592	6 815	88 659	72 445	12 316	21 733	106 494	73 111	12 868	18 205	104 183
Techniciens	72 803	12 013	7 062	91 878	76 202	12 954	22 861	112 018	77 092	13 568	19 196	109 857
Permanent	78 887	12 983	7 633	99 303	81 220	13 807	24 366	119 394	82 179	14 463	20 463	117 105
Temporaire	57 871	9 549	5 614	73 034	59 735	10 155	17 920	87 810	60 440	10 637	15 050	86 127

La Régie note que les avantages sociaux (coût de retraite et autres) représentent 42,5 % par rapport au salaire de base moyen.

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si Hydro-Québec a effectué une analyse comparative sur le salaire de base moyen par groupe d'emploi, auprès des entreprises comparables. Si oui, veuillez déposer les résultats.

Réponse :

La vice-présidence – Ressources humaines exerce une vigie à l'égard de la rémunération et des avantages sociaux auprès d'entreprises comparables. Cependant, aucune enquête détaillée sur ces aspects n'a été réalisée et déposée récemment auprès de la direction d'Hydro-Québec.

8.2 Veuillez indiquer si Hydro-Québec a effectué une analyse comparative sur le taux de 42,5 % alloué aux avantages sociaux, auprès des entreprises comparables. Si oui, veuillez déposer les résultats.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

AUTRES CHARGES

9. **Référence :** Pièce B-088, p. 55.

Préambule :

« Le tableau R-26.2 détaille les compteurs retirés et récupérés dans le cadre du projet LAD.

**TABLEAU R-26.2
COMPTEURS RETIRÉS ET RÉCUPÉRÉS DANS LE CADRE DU PROJET LAD**

	D-2013-037		Année témoin 2014		Écart
	Nombre (en milliers)	M\$	Nombre (en milliers)	M\$	
Compteurs retirés	999	32,6	1 364	38,5	5,9
Moins: Compteurs récupérés	125	14,6	-	-	14,6
Compteurs radiés	874	18,0	1 364	38,5	20,5

L'augmentation de 20,5 M\$ s'explique par :

- Un écart défavorable de 5,9 M\$ dû à la hausse du volume de compteurs retirés en 2014 par rapport à 2013. Cependant, cet écart défavorable a été partiellement compensé par une valeur nette moyenne unitaire plus basse en raison d'une année supplémentaire d'amortissement des compteurs retirés en 2014.
- Un écart défavorable de 14,6 M\$ lié au fait que le Distributeur ne prévoit pas récupérer de compteurs en 2014. »

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne prévoit pas récupérer de compteurs en 2014 alors que 125 000 compteurs ont été récupérés en 2013 pour une réduction de 14,6 M\$.

Réponse :

Le Distributeur ne prévoit pas récupérer de compteurs en 2014 puisque le volume de compteurs prévus pour être récupérés en 2013 est suffisant pour combler les besoins, d'ici la fin du projet, dans les zones où les compteurs de nouvelle génération ne sont pas encore déployés.

En effet, deux facteurs ont pour conséquence de réduire les besoins en installation de compteurs dans la nouvelle construction et en remplacement de compteurs existants au cours de cette même période. D'une part, le déploiement du projet a débuté dans les zones les plus denses et où la croissance est la plus élevée. D'autre part, Mesures Canada a accordé la dispense demandée par le Distributeur qui lui permet de ne pas procéder à l'échantillonnage et à l'étalonnage des compteurs dont le sceau de conformité vient à échéance en 2014 et en 2015, compte tenu qu'ils seront remplacés dans le cadre du projet LAD.

9.2 Veuillez expliquer et quantifier l'écart relié à la « valeur nette moyenne unitaire plus basse en raison d'une année supplémentaire d'amortissement des compteurs retirés en 2014 ».

Réponse :

L'écart de 5,9 M\$ relatif aux compteurs retirés, entre l'année témoin 2014 et la décision D-2013-037, s'explique par un effet volume défavorable de 11,9 M\$ et par un effet favorable de 6,1 M\$ de la valeur nette unitaire, tel que présenté au tableau R-9.2.

**TABLEAU R-9.2
COMPTEURS RETIRÉS DANS LE CADRE DU PROJET LAD**

	D-2013-037		Année témoin 2014		Écart (M\$)		
	Nombre (en milliers)	M\$	Nombre (en milliers)	M\$	Total	Effet volume	Effet de la valeur nette unitaire
Compteurs retirés	999	32,6	1 364	38,5	5,9	+11,9	-6,1

La réduction de la valeur nette unitaire entre l'année témoin 2014 et la décision D-2013-037 s'explique par une dépense d'amortissement annuelle importante qui vient réduire la valeur nette moyenne unitaire d'une année à l'autre. En effet, la réduction de la durée d'utilité des compteurs visant à faire concorder la fin de leur période d'amortissement avec la fin du déploiement prévu a pour effet d'amortir annuellement jusqu'à 20 % de leur valeur.

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

10. **Références :** (i) Pièce B-0088, p. 68 et 69;
(ii) Pièce B-0033, p. 7 et 8;
(iii) Pièce B-0071, p. 17, tableau 4.

Préambule :

(i) « Le calcul avec raffinement de l'ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire ne peut être effectué selon la référence (i) puisque le raffinement consiste à calculer l'ajustement du délai non plus de façon globale mais plutôt selon que la clientèle est facturée mensuellement ou au deux mois.

Le tableau R-30.1-A (de la référence i) présente le calcul sans raffinement de l'ajustement du délai de perception, pour l'année témoin 2014, découlant de la provision réglementaire selon la preuve initiale à la référence (iii).

**TABLEAU R-30.1-A
PREUVE INITIALE : AJUSTEMENT SANS RAFFINEMENT DU DÉLAI DE PERCEPTION
DÉCOULANT DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE (EN JOURS)**

	2014
Ventes (en M\$)	11 005,0
Provision (en M\$)	106,7
Ajustement (585 jours X Provision / Ventes)	5,7

Le tableau R-30.1-B (de la référence i) présente le calcul sans raffinement de l'ajustement du délai de perception, pour l'année témoin 2014, découlant de la provision réglementaire selon la mise à jour citée à la référence (iv).

**TABLEAU R-30.1-B
MISE À JOUR DU TAUX DE RENDEMENT : AJUSTEMENT SANS RAFFINEMENT DU
DÉLAI DE PERCEPTION DÉCOULANT DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE
(EN JOURS)**

	2014
Ventes (en M\$)	11 171,3
Provision (en M\$)	186,5
Ajustement (585 jours X Provision / Ventes)	9,7

»

La Régie note un écart de 4 jours.

(ii) « Pour l'année 2014, le Distributeur a raffiné le calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire. Auparavant, l'ajustement pour une année était obtenu de façon globale en appliquant au délai de 585 jours, le prorata du montant de provision réglementaire attribuable à cette même année sur les revenus prévus des ventes d'électricité. L'ajustement est dorénavant obtenu en appliquant au délai de 585 jours le montant de provision réglementaire propre

à chaque catégorie de clientèle. Ainsi, les délais de perception décrits à la section précédente sont ajustés spécifiquement.

Le tableau 1 présente l'ajustement, pour l'année 2014, du délai de perception selon que la clientèle est facturée mensuellement ou de façon bimestrielle. »

TABLEAU 1
DÉLAIS DE PERCEPTION 2014 AJUSTÉS DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE
(EN JOURS)

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Délai moyen de consommation	30,5	15,5
Délai de paiement	21	21
Délai de perception avant ajustement pour provision réglementaire	51,5	36,5
Ajustement pour provision réglementaire	6,4	3,1
Délai de perception ajusté	57,9	39,6

».

(iii) Dans sa décision procédurale D-2013-124 (paragraphe 17 à 20), la Régie demande au Distributeur d'amender son dossier tarifaire 2014-2015 et de compléter sa preuve en tenant compte du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013. Le Distributeur dépose, entre autres, la version révisée du tableau 4 de l'encaisse réglementaire pour l'année témoin 2014 au montant de 266,0 M\$.

Demande :

10.1 Le Distributeur a présenté un calcul sans ajustement tel qu'indiqué à la référence (i). Veuillez présenter le calcul de l'ajustement du délai découlant de la provision réglementaire pour l'année tarifaire 2014 avec le raffinement du calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire présenté à la référence (ii) selon la preuve initiale et selon la mise à jour citée en référence (iii).

Réponse :

Le tableau R-10.1 présente l'ajustement du délai de perception pour l'année 2014 après la mise à jour citée en référence (iii) et selon que la clientèle est facturée mensuellement ou de façon bimestrielle.

TABLEAU R-10.1
DÉLAIS DE PERCEPTION AJUSTÉS DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE ET RÉVISÉS
SUITE À LA MISE À JOUR CITÉE EN RÉFÉRENCE (iii)
(EN JOURS)

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Délai moyen de consommation	30,5	15,5
Délai de paiement	21	21
Délai de perception avant ajustement pour provision réglementaire	51,5	36,5
Ajustement pour provision réglementaire	10,9	5,6
Délai de perception ajusté	62,4	42,1

11. **Références :** (i) Pièce B-0033, p. 14;
(ii) Pièce B-0071, p.17.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 4 le détail de l'encaisse réglementaire 2014 de la preuve initiale.

TABLEAU 4
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2014 (EN MILLIERS DE \$)

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2014	Net	TAUX ((2) / 365 jrs)	ENCAISSE ((1) * (3))
	(1)	(2)	(3)	
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	231 737	36,69	10,05%	23 292
Remises gouvernementales	201 984	29,69	8,13%	16 428
Autres dépenses	<u>328 062</u>	22,22	6,09%	19 973
	761 782			
TAXES				
Taxe sur les services publics	42 640	176,56	48,37%	20 626
Taxes municipales et scolaires	13 457	115,75	31,71%	4 268
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques («BEIÉ»)	44 607	8,56	2,34%	1 046
ACHATS				
Achats d'électricité	5 488 000	19,56	5,36%	294 065
Achats de services de transport	2 650 400	19,56	5,36%	142 017
Achats de combustible	93 800	19,59	5,37%	5 035
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(63 368)
Provision pour créances douteuses				(304 431)
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				<u>158 949</u>

(ii) Le Distributeur présente au tableau 4 le détail de l'encaisse réglementaire 2014 de la preuve amendée.

TABEAU 4
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2014 (EN MILLIERS DE \$)

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2014	Net	TAUX ((2) / 365 jrs)	ENCAISSE ((1) * (3))
	(1)	(2)	(3)	
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	231 737	40,79	11,17%	25 895
Remises gouvernementales	201 984	33,79	9,26%	18 697
Autres dépenses	<u>328 062</u>	26,48	7,25%	23 801
	761 782			
TAXES				
Taxe sur les services publics	42 640	180,54	49,46%	21 091
Taxes municipales et scolaires	13 457	119,81	32,82%	4 417
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques («BEIÉ»)	44 607	12,54	3,44%	1 533
ACHATS				
Achats d'électricité	5 471 713	23,54	6,45%	352 942
Achats de services de transport	2 796 800	23,54	6,45%	180 402
Achats de combustible	93 800	23,58	6,46%	6 060
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(64 360)
Provision pour créances douteuses				(304 431)
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				266 046

Demande :

11.1 À titre d'illustration, veuillez fournir le détail du calcul qui explique l'écart de 4,1 jours (40,79 jours -36,69 jours) au niveau des salaires.

Réponse :

Selon la méthodologie lead/lag, les délais appliqués à chacun des postes de dépenses sont des délais nets de perception des comptes à recevoir et de paiement aux fournisseurs. Si le délai de paiement des salaires demeure le même pour toutes les unités du Distributeur, soit 18 jours, le délai de perception des comptes à recevoir est quant à lui différent selon les unités, tel qu'expliqué à la section 2.1.1.3 de la pièce HQD-8, document 3 (B-0033).

À titre d'illustration, le tableau R-11.1 présente pour les salaires les délais de perception et le délai de paiement avant et après la mise à jour. Cependant, tel qu'expliqué à la pièce HQD-8, document 3 (B-0033), le calcul de l'encaisse réglementaire est effectué pour chacune des unités du Distributeur pour être ensuite consolidé en une encaisse globale. Par souci d'allègement, le tableau R-11.1 se limite donc à

présenter seulement les délais de perception applicables aux unités, mais ne présente pas le détail du délai de perception consolidé pour déterminer le niveau d'encaisse globale attribuable aux salaires.

**TABLEAU R-11.1
DÉLAIS NETS APPLIQUÉS AUX SALAIRES
(EN JOURS)**

	Délais selon la preuve amendée	Délais selon la preuve initiale
Délai de perception		
- Unité dont les ventes sont facturées de façon mensuelle	62,4	57,9
- Unité dont les ventes sont facturées de façon bimestrielle	42,1	39,6
- Autres unités	57,6	53,6
Délais de perception consolidé	58,8	54,7
Délai de paiement	18	18
Délai net appliqué aux salaires	40,8	36,7

L'écart de 4,1 jours au niveau des salaires (ainsi que pour les autres rubriques) résulte de l'impact de la provision réglementaire sur les délais de perception, celle-ci étant passée de 106,7 M\$ à 186,5 M\$ suite à la mise à jour déposée dans la preuve amendée citée en référence (ii).

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2014

Suivi du projet lecture à distance (LAD)

12. **Références :**
- (i) Pièce B-0088, p.73 et 74;
 - (ii) Suivi de la décision D-2012-127-Suivi du projet LAD phase 1 au 30 septembre 2013, p. 9 et 12;
 - (iii) Pièce B-0035, p. 20, annexe A.

Préambule :

(i) « Le Distributeur tient à spécifier que l'impact sur les revenus requis présenté au dossier R-3770-2011 concerne le projet LAD dans sa totalité. Aucun impact sur les revenus requis de la phase 1 n'a été présenté distinctement dans ce dossier.

Toutefois, selon le scénario de déploiement prévu au dossier R-3770-2011, la phase 1 du projet devait prendre fin en décembre 2013.

Ainsi, les données des travaux préparatoires et celles des années 2012 et 2013, présentées au tableau A-4 de l'annexe A, concernent seulement la phase 1 du projet pour les dossiers R-3854-2013 et R-3770-2011. Pour l'année 2014, dans le cadre du

dossier R-3770-2011, aucune dépense n'était prévue pour la phase 1 à l'exception d'une portion de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification. Le Distributeur ne dispose pas de l'information lui permettant de distinguer les différentes phases du projet pour ces rubriques.

Pour cette raison, le Distributeur ne peut présenter un tableau qui compare les revenus requis annuels et cumulatifs du dossier R-3854-2013 à ceux autorisés du dossier R-3770-2011 uniquement pour la phase 1.

Cependant, le Distributeur réfère la Régie au suivi de la décision D-2012-127 de la phase 1 du projet qui présente l'analyse des coûts d'investissement, des charges d'exploitation et des gains pour la période du 1^{er} janvier au 30 septembre 2013. »

[Nous soulignons]

(ii) Au suivi du 30 septembre 2013 de la décision D-2012-127, le Distributeur présente au tableau 2 les coûts totaux prévus de la phase 1 du projet LAD et au tableau 3 les coûts de la phase 1 du projet LAD pour l'année 2013.

(iii) Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur présente au tableau A-4 l'impact sur le revenu requis du projet LAD en comparant les données annuelles 2010-2014 (97,6 M\$ en 2014) et cumulatives 2014 (167,0 M\$) du dossier R-3854-2013 et à celles du dossier R-3770-2011.

La Régie établit le tableau suivant à partir des données présentées aux références (ii) et (iii) :

Charges d'exploitation reliées au projet LAD

(en M\$)	Travaux préparatoires	2012 réel	2013 prévu	2014 prévu
Référence (iii)	3,8	5,1	20,5	10,6 ¹
Référence (ii)	3,9	5,1	15,7	7,4
Écart	-0,1		4,8 23%	3,2 30%

Note 1 : Excluant les prévisions des phases 2 et 3 au montant de 12,3 M\$ (B-0019, p.4, tableau 1).

Demande :

12.1 Considérant les surévaluations de l'ordre de 23 % et de 30 % au niveau des charges d'exploitation reliées au projet LAD-phase 1, veuillez justifier la prévision présentée au tableau A-4 au montant total de 97,6 M\$ de l'année témoin 2014, par rubrique de coûts.

Réponse :

Le Distributeur souligne que l'impact sur les revenus requis de 97,5 M\$ (et non 97,6 M\$, tel qu'indiqué en préambule en (iii)) pour l'année témoin 2014 concerne le projet LAD pris dans son ensemble.

Le tableau R-12.1 présente l'impact sur les revenus requis pour l'année témoin 2014 de la phase 1 seulement.

**TABLEAU R-12.1
IMPACT DU PROJET LAD – PHASE 1 SUR LES REVENUS REQUIS 2014 (M\$)**

Description	Projet LAD Phase 1
Charges d'exploitation	4,2
<i>Charges d'exploitation</i>	10,6
<i>Gains découlant d'actions structurantes - enveloppe des charges d'exploitation</i>	(6,4)
Autres charges	48,7
<i>Amortissement et déclassement</i>	48,7
<i>Immobilisations en exploitation</i>	27,0
<i>Amortissement accéléré</i>	2,2
<i>Coûts nets liés aux sorties d'actifs</i>	19,5
Rendement de la base de tarification	17,2
Revenus de mise en conformité¹	(0,5)
Total	69,6

¹ Les revenus de mise en conformité sont inclus dans la prévision des ventes d'électricité. Ces revenus sont inclus dans le tableau ci-dessus afin de présenter un portrait global du projet.

La baisse de 3,2 M\$ de la prévision des charges d'exploitation entre le suivi du projet LAD phase 1 au 30 septembre 2013, et le présent dossier s'explique principalement par l'utilisation d'outils de formation déjà développés et par la révision à la baisse du nombre de ressources requises dans les activités de communication. Le Distributeur tient toutefois à souligner qu'il s'agit d'une prévision et que d'autres éléments pourraient contrebalancer cette prévision d'ici la fin de l'année 2014.

Concernant les gains découlant d'actions structurantes, le Distributeur ne dispose d'aucune nouvelle information qui pourrait modifier la prévision incluse au dossier.

Les prévisions pour les rubriques Autres charges et Rendement de la base de tarification sont influencées par les mises en service des actifs du projet. Tel que spécifié dans le suivi du projet LAD phase 1 au 30 septembre 2013, le Distributeur est confiant d'atteindre son objectif annuel d'équipements de mesurage installés d'ici la fin du quatrième trimestre de 2013, ainsi que celui du nombre total d'équipements de mesurage installés pour la phase 1 en respectant le niveau des investissements prévus. Ainsi, l'atteinte des objectifs confirme le niveau des mises en service prévu au présent dossier et justifie la prévision des Autres charges et du Rendement de la base de tarification établi au taux de rendement de la preuve initiale.

En conséquence, le Distributeur considère toujours que ses prévisions en termes de revenus requis pour l'année témoin 2014 sont justes et adéquates.

13. **Références :** (i) Pièce B-0035, p. 18, annexe A;
(ii) Suivi de la décision D-2012-127-Suivi du projet LAD phase 1 au 30 septembre 2013, p 13.

Préambule :

- (i) Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur présente au tableau A-2 les gains associés au projet LAD pour les années 2012 à 2014.

TABLEAU A-2
GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD 2012-2014 (M\$)

	2012	2013	2014
Charges d'exploitation	-	(5,0)	(12,9)
Masse salariale	-	(3,4)	(8,8)
Autres charges	-	(1,6)	(4,1)
Revenus de mise en conformité	-	(0,9)	(1,1)
Total	-	(5,9)	(14,0)

- (ii) Au suivi du 30 septembre 2013 de la décision D-2012-127, le Distributeur donne le statut des gains d'efficience, en nombre de postes.

Demande :

- 13.1 Veuillez indiquer le nombre de postes prévu pour l'année de base 2013 (-5,9 M\$) et pour l'année témoin 2014 (-14,0 M\$) et faire le lien avec le suivi du 30 septembre 2013.

Réponse :

Le Distributeur souligne qu'au présent dossier, les gains sont établis à partir du nombre prévu d'ETC, considérant le moment dans l'année où la diminution des effectifs a lieu. Le suivi du projet LAD phase 1 au 30 septembre 2013 présente quant à lui le nombre de postes abolis à une date précise, soit au 30 septembre 2013.

Le tableau R-13.1 présente le nombre prévu d'ETC reflété dans les gains du présent dossier.

**TABLEAU R-13.1
NOMBRE PRÉVU D'ETC ASSOCIÉ À LAD ET
REFLÉTÉ DANS LES GAINS DU DOSSIER R-3854-2013**

	ETC
Année de base 2013	51
Année témoin 2014	131

14. **Références :** (i) Rapport annuel 2012, HQD-12, document 1, p. 27;
(ii) Rapport annuel 2012, HQD-12, document 1, p. 28.

Préambule :

(i) « Voir la réponse à la question 8.1, à l'exception des projets Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution et Lecture à distance –Phase 1, lesquels n'ont pas fait l'objet d'un suivi au Rapport annuel 2012. »

(ii) « Le tableau R-8.1 présente les mises en service des projets de plus de 10 M\$ présentés au Rapport annuel 2012 et qui ont fait l'objet de mises en service en 2012. »

Demandes :

- 14.1 Est-ce que le Distributeur sera en mesure de déposer le suivi annuel du projet Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution à partir du prochain dépôt du rapport annuel? Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Le projet Ajout de condensateurs n'a pas fait l'objet de suivi au Rapport annuel 2012 puisqu'il a été complété au cours de l'année 2011.

Cependant, le Distributeur en a fait mention dans sa réponse puisqu'il était inclus dans le tableau 7 de la référence au préambule (v) de la question 8 de la demande de renseignements n°1 du Rapport annuel 2012.

- 14.2 Est-ce que le Distributeur sera en mesure de déposer, en plus du suivi trimestriel conformément à la décision D-2012-127, le suivi annuel du projet Lecture à distance à partir du prochain dépôt du rapport annuel? Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Conformément à la décision D-2012-127, le Distributeur dépose trimestriellement un suivi de la phase 1 du projet LAD sur une base annuelle et cumulative. Ce suivi fournit déjà des données qui vont au-delà de l'information habituellement présentée dans le cadre du suivi d'un projet autorisé en vertu de l'article 73 de la Loi au rapport annuel du Distributeur.

Dans l'éventualité où des informations supplémentaires non divulguées au suivi trimestriel devaient être présentées, le Distributeur s'engage à fournir l'information directement au rapport annuel.

ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET AUTRES ACTIFS

Compte de nivellement pour aléas climatiques

15. **Références :**
- (i) Décision D-2006-34, p. 24;
 - (ii) Pièce C-ACEFO-002, p. 2 et 3;
 - (iii) Décision G-110-12 du 15 août 2012 rendue par la British Columbia Utilities Commission, p. 105 et 106.
Lien électronique :
http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2012/DOC_31462_G-110-12_FBC-2012-13RRA_Decision-%20WEB.pdf;
 - (iv) Document de la Commission de l'Énergie de l'Ontario du 28 novembre 2006 re : Approval of Accounting Interest Rates Methodology for Regulatory Accounts Board File No. EB-2006-0117 p. 1 et 2.
Lien électronique :
http://www.ontarioenergyboard.ca/documents/cases/EB-2006-0117/letter_accountinginterest_281106.pdf;
 - (v) Pièce B-0088, p. 86;
 - (vi) Pièce B-0055, annexe 1, p. 11.

Préambule :

(i) « Certains intervenants sont en désaccord avec l'inclusion de ces comptes dans la base de tarification et leur rémunération au taux moyen du coût en capital. AQCIE/CIFQ propose de rémunérer les comptes de frais reportés au taux de la dette ou à taux spécifique.

Le Distributeur mentionne ne pas faire de financement à la pièce et que la notion de financement spécifique est inexistante pour Hydro-Québec. De plus, il est d'avis que la Régie doit reconnaître aux comptes de frais reportés le même coût de financement que celui appliqué au fonds de roulement réglementaire.

Dans des décisions précédentes, la Régie a déjà autorisé la création de ces comptes de frais reportés hors base et la capitalisation au taux moyen du coût en capital. Pour fins de simplification et d'uniformité avec les autres comptes de frais reportés, la Régie juge utile l'inclusion des comptes de frais reportés dans la base de tarification au moment de leur disposition ou amortissement.

La Régie juge que la rémunération de ces comptes au taux moyen du coût en capital constitue un traitement réglementaire habituel et raisonnable. L'examen des propositions visant des formes différentes de rémunération de ces comptes comporte un lien étroit avec l'examen de la structure du capital et des risques d'affaires de l'entreprise réglementée. Ces sujets débordent le cadre du présent dossier. »

(ii) « 10. Toutefois, l'ACEFO s'interroge sur le fait de faire supporter à la clientèle des frais de financement accrus, surtout à la lumière de la demande de révision du taux de rendement. L'ACEFO demande à la Régie de n'autoriser la prolongation de la période d'amortissement des comptes de nivellement pour aléas climatiques des années 2008 à 2012 qu'à la condition que le solde impliqué ne soit rémunéré qu'au coût moyen de la dette;

11. Alternativement, l'ACEFO soumet que les ajouts à compter de l'année tarifaire 2013 devraient être rémunérés au coût moyen de la dette; »

(iii) « *The Commission Panel agrees with the ICG that deferred expenditures or credits ought not to be included in rate base or attract a rate base rate of return. The Panel notes that deferral accounts are regulatory assets, not true capital assets. Capital assets which are recognized as such under standard accounting rules such as US GAAP do not require deferral account treatment. It is only amounts which would otherwise be required to be expensed under standard accounting principles for which deferral account treatment is needed. However, in the Panel's view, amounts which represent operating costs or other costs which would commonly be expensed as current period charges but which are deferred for rate-smoothing purposes do not become capital investments, simply by the fact of the deferral. Normally, a utility, whether a Crown corporation or shareholder-owned, is not entitled to receive a return on operating costs or current period charges but simply recovery of those amounts from its ratepayers, assuming recovery is otherwise justified. Current period charges are not*

“investments” which attract a capital return, they are deferred operating costs/current period expenses which, as noted above, in the Panel’s view, should not attract rate base rate of return. The Panel finds that a more appropriate financing cost is an interest return. For expenditures which are amortized beyond one year, the Panel finds that the appropriate return is FortisBC’s WACD. The Panel further finds that for true-up deferral accounts which are, by their very nature, a short term deferral, the appropriate interest return is FortisBC’s short term interest cost.

The Commission Panel is also concerned about the proposed proliferation of smaller deferral accounts, all of which, as noted above, are proposed to be placed into rate base. The Commission Panel notes that deferral of current period expenses reduce the level of O&M expense recorded in a given period and, therefore, has the potential to distort true operating costs. We also note the dramatic forecast increase in rate base over the test period and are of the view that care must be taken to ensure that rate base items are properly so categorized.

II. Amortization Period

The Commission Panel also notes that deferral of expenses only serves to increase their ultimate cost by the amount of the financing charge and is of the view that amortization periods should be as short as possible, while continuing to serve the rate-smoothing function. The Commission Panel further notes that deferral of expenses only serves to increase their ultimate cost by the amount of the financing charge and is of the view that amortization periods should be as short as possible, while continuing to serve the rate-smoothing function. The length of amortization periods for a specific account depends on a number of factors including the benefits of rate smoothing, the length of time where there is direct value related to the item being amortized, and the increased costs that longer amortization periods impose on the ratepayer.

In the same vein, deferral accounts which continue for long periods without being amortized into rates also increase the eventual cost to the ratepayer. The Commission Panel is of the view that decisions as to whether to proceed with a particular project where there is an associated deferral account for preliminary and investigative charges ought generally to be made within three years. This time period should be more than sufficient to complete preparatory work for a project and placing a limit of three years ensures that preliminary and investigative charges are not deferred indefinitely. The Commission Panel therefore directs that such deferral accounts, with costs accruing beyond a three year period and where no CPCN has been applied-for or expenditure schedule filed, be amortized into rates. » [Nous soulignons]

(iv) « On May 26 2006, the Board announced its intention to implement a new approach for setting interest rates for use by Ontario natural gas utilities and electricity LDCs for regulatory accounts under the Uniform System of Accounts (USoA).

[...]

Interest Rate Methodology Approved

The Board approves an interest rate for deferral and variance accounts equal to the three-month bankers’ acceptance rate, as published on the Bank of Canada’s website, plus a fixed spread of 25 basis points.

For CWIP, the Board-approved rate of interest is the Scotia Capital Inc. All Corporates Mid-Term Average Weighted Yield, as published on the Bank of Canada's website, which includes a corporate spread over the similar term Government of Canada bond yields. This rate is applicable to all projects under construction whether the construction period is one year or less, or more than one year. »

(v) À la lecture du tableau, le différentiel du rendement de la base de tarification sur les soldes des comptes de nivellement selon la présente méthode et selon la proposition du Distributeur se chiffre à 50,7 M\$.

(vi)

TABLEAU A1-2 INTRANTS DU COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF POUR 2014

Structure de capital	
Capitaux empruntés	65%
Capitaux propres	35%
Total	100%
Structure des capitaux empruntés ¹	
Dette fixe \$CA 30 ans	80%
Dette variable \$CA	20%
Total	100%
Taux moyens à court terme	
Acceptations bancaires 3 mois ²	1,727%
Taux moyens à long terme	
Obligation Hydro-Québec 30 ans en \$CA	4,223%
Taux de rendement des capitaux propres	
	6,250%
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	
	4,283%
Financement à taux de long terme	3,378%
Financement à taux de court terme	0,345%
Frais de garantie	0,500%
Frais d'émission	0,060%
Coût du capital prospectif	
	4,972%
Capitaux empruntés	2,784%
Capitaux propres	2,187%

Demandes :

15.1 Compte tenu de la décision de la Régie citée en référence (i), des décisions ayant des approches différentes sur le sujet citées en référence (iii) et (iv) et du différentiel de rendement sur le base de tarification cité en référence (v), veuillez indiquer la position du Distributeur sur l'opportunité d'utiliser soit le taux de 1,727 % des acceptations bancaires 3 mois pour l'année 2014 cité en

référence (vi) soit un taux de financement à moyen terme prospectif de 5 à 10 ans et ce pour l'ensemble des soldes des comptes de nivellement de la température. Veuillez expliquer et motiver.

Réponse :

Dans sa décision D-2006-34, la Régie énonçait en page 21 à la section 2.2 concernant le compte de nivellement : «... Enfin, la Régie rejette les propositions visant à rémunérer le solde de ce compte à un taux différent de celui du taux moyen du coût en capital pour les motifs énoncés à la section 2.4 ». (Nous soulignons). Les motifs énoncés à la section 2.4 sont ceux cités au préambule (i) de la présente question. En conséquence, le Distributeur n'est pas favorable à appliquer un traitement réglementaire aux soldes des comptes de nivellement de la température qui soit différent de celui appliqué aux autres comptes d'écart.

15.2 Veuillez fournir les taux de financement prospectif d'Hydro-Québec pour des termes de 5, 6, 7, 8, 9, et 10 ans.

Réponse :

Le tableau R-15.2 présente les taux de financement prospectif demandés. Il est important de noter que ces taux n'incluent pas les frais de garantie et les frais d'émission.

**TABLEAU R-15.2
TAUX DE FINANCEMENT PROSPECTIF D'HYDRO-QUÉBEC
(TERMES DE 5, 6, 7, 8, 9 ET 10 ANS)**

	Historique ¹	Prévisions ²	
	2012	2013	2014
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,029%	2,263%	2,970%
Taux des obligations 6 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	non existant	non existant	non existant
Taux des obligations 7 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,517%	2,782%	3,483%
Taux des obligations 8 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,712%	2,987%	3,681%
Taux des obligations 9 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,911%	3,191%	3,883%
Taux des obligations 10 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,063%	3,365%	4,057%

Note :

1. Les données historiques proviennent de Bloomberg.

2. Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc, Octobre 2013.

15.3 Veuillez indiquer la position du Distributeur sur l'opportunité de revoir le taux utilisé sur l'ensemble des comptes d'écart dans un prochain dossier tarifaire. Veuillez expliquer et motiver.

Réponse :

Dans sa décision D-2006-34, la Régie énonçait à la page 24, citée en référence au préambule (i) : « La Régie juge que la rémunération de ces comptes au taux moyen du coût en capital constitue un traitement réglementaire habituel et raisonnable. L'examen des propositions visant des formes différentes de rémunération de ces comptes comporte un lien étroit avec l'examen de la structure du capital et des risques d'affaires de l'entreprise réglementée. Ces sujets débordent le cadre du présent dossier. »

En conformité à la position de la Régie, le Distributeur considère que la rémunération des comptes d'écart pourrait être réexaminée lors d'un prochain dossier tarifaire. Toutefois, il tient à souligner que cet exercice nécessite des analyses plus approfondies et doit être effectué dans son ensemble et non compte par compte, et ce, à des fins de cohérence, de simplification et d'uniformité.

16. **Références :** (i) Pièce B-0088, p. 85 et 86;
(ii) Pièce B-0088, p. 87 et 88.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-36.3 l'impact différentiel sur les revenus requis de l'amortissement sur dix ans du solde des comptes de nivellement 2008 à 2012 plutôt que sur cinq ans.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur au tableau R-36.4 l'impact différentiel sur les revenus requis d'un amortissement du solde des comptes de nivellement des années 2010, 2011 et 2012 sur des périodes de cinq, six et sept ans respectivement plutôt que sur cinq ans.

Demande :

- 16.1 À titre indicatif, veuillez présenter les données des tableaux R-36.3 et R-36.4 en utilisant le taux de 1,727 % des acceptations bancaires 3 mois.

Réponse :

Les tableaux R-16.1-A et R-16.1-B présentent les impacts différentiels sur les revenus requis des références (i) et (ii) du préambule calculés en utilisant le taux de 1,727 % des acceptations bancaires 3 mois.

TABLEAU R-16.1-A
MISE À JOUR DU TABLEAU R-36.3 AU TAUX DE 1,727 % (M\$)

Scénarios	Années											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total	
Stato quo - 5 ans												
Amortissement												
Total*	70,3	67,7	65,6	40,2	27,1	-	-	-	-	-	-	271,0
Rendement de la base de tarification												
Compte de nivellement 2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2009	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Compte de nivellement 2010	3,8	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7
Compte de nivellement 2011	2,9	2,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	5,9
Compte de nivellement 2012	8,1	6,1	4,1	2,0	-	-	-	-	-	-	-	20,3
Total	15,0	9,9	5,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	32,0
Revenus requis A												
Compte de nivellement 2008	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6
Compte de nivellement 2009	2,3	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,4
Compte de nivellement 2010	29,2	27,3	25,4	-	-	-	-	-	-	-	-	81,9
Compte de nivellement 2011	16,0	15,0	14,0	13,1	-	-	-	-	-	-	-	58,1
Compte de nivellement 2012	35,3	33,2	31,2	29,2	27,1	-	-	-	-	-	-	156,0
Total	85,3	77,7	70,6	42,2	27,1	-	-	-	-	-	-	303,0
Proposition - 10 ans												
Amortissement												
Total*	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,5	28,9	19,4	13,6		271,0
Rendement de la base de tarification												
Compte de nivellement 2008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	0,1
Compte de nivellement 2009	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	0,2
Compte de nivellement 2010	1,2	1,0	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	-	-	-	-	4,6
Compte de nivellement 2011	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-	-	-	3,6
Compte de nivellement 2012	2,1	1,9	1,6	1,4	1,2	0,9	0,7	0,5	0,2	-	-	10,5
Total	4,2	3,6	3,1	2,6	2,1	1,6	1,1	0,6	0,2	-	-	19,1
Revenus requis B												
Compte de nivellement 2008	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	2,7
Compte de nivellement 2009	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-	-	-	-	4,4
Compte de nivellement 2010	10,7	10,5	10,3	10,2	10,0	9,9	9,7	9,5	-	-	-	80,8
Compte de nivellement 2011	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	-	-	55,8
Compte de nivellement 2012	15,7	15,4	15,2	15,0	14,7	14,5	14,3	14,0	13,8	13,6		146,3
Total	34,1	33,6	33,1	32,5	32,0	31,5	30,6	29,5	19,6	13,6		290,0
Impact Revenus requis B-A												
Revenus requis												
Compte de nivellement 2008	(2,1)	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	0,1
Compte de nivellement 2009	(1,6)	(1,4)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-	-	-	-	0,1
Compte de nivellement 2010	(18,5)	(16,8)	(15,1)	10,2	10,0	9,9	9,7	9,5	-	-	-	(1,1)
Compte de nivellement 2011	(9,4)	(8,5)	(7,6)	(6,8)	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	-	-	(2,3)
Compte de nivellement 2012	(19,6)	(17,8)	(16,0)	(14,2)	(12,4)	14,5	14,3	14,0	13,8	13,6		(9,8)
Total	(51,2)	(44,1)	(37,6)	(9,7)	4,9	31,5	30,6	29,5	19,6	13,6		(12,9)

* : Voir la réponse à la question 36.2 de la demande de renseignements no 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

TABLEAU R-16.1-B
MISE À JOUR DU TABLEAU R-36.4 AU TAUX DE 1,727 % (M\$)

Scénarios	Années										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Stato quo - 5 ans											
Amortissement											
Compte de nivellement 2010	25,4	25,4	25,4	-	-	-	-	-	-	-	76,2
Compte de nivellement 2011	13,1	13,1	13,1	13,1	-	-	-	-	-	-	52,2
Compte de nivellement 2012	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	-	-	-	-	-	135,7
Total	70,3	67,7	65,6	40,2	27,1	-	-	-	-	-	271,0
Rendement de la base de tarification											
Compte de nivellement 2010	3,8	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7
Compte de nivellement 2011	2,9	2,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	5,9
Compte de nivellement 2012	8,1	6,1	4,1	2,0	-	-	-	-	-	-	20,3
Total	15,0	9,9	5,0	2,0	-	-	-	-	-	-	32,0
Revenus requis											
Compte de nivellement 2010	29,2	27,3	25,4	-	-	-	-	-	-	-	81,9
Compte de nivellement 2011	16,0	15,0	14,0	13,1	-	-	-	-	-	-	58,1
Compte de nivellement 2012	35,3	33,2	31,2	29,2	27,1	-	-	-	-	-	156,0
Total	85,3	77,7	70,6	42,2	27,1	-	-	-	-	-	303,0
Proposition - Régie¹											
Amortissement											
Compte de nivellement 2010	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	-	-	-	-	-	76,2
Compte de nivellement 2011	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	-	-	-	-	52,2
Compte de nivellement 2012	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	-	-	-	135,7
Total	48,0	45,4	43,3	43,3	43,3	28,1	19,4	-	-	-	271,0
Rendement de la base de tarification											
Compte de nivellement 2010	1,1	0,8	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-	2,6
Compte de nivellement 2011	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	-	-	-	-	-	2,3
Compte de nivellement 2012	2,0	1,7	1,3	1,0	0,7	0,3	-	-	-	-	7,0
Total	3,8	3,1	2,3	1,6	0,8	0,3	-	-	-	-	12,0
Revenus requis											
Compte de nivellement 2010	16,3	16,0	15,8	15,5	15,2	-	-	-	-	-	78,8
Compte de nivellement 2011	9,5	9,3	9,2	9,0	8,9	8,7	-	-	-	-	54,5
Compte de nivellement 2012	21,4	21,1	20,7	20,4	20,1	19,7	19,4	-	-	-	142,7
Total	51,9	48,5	45,7	44,9	44,2	28,4	19,4	-	-	-	282,9
Impact Revenus requis											
Revenus requis											
Compte de nivellement 2010	(12,9)	(11,3)	(9,6)	15,5	15,2	-	-	-	-	-	(3,1)
Compte de nivellement 2011	(6,5)	(5,7)	(4,9)	(4,1)	8,9	8,7	-	-	-	-	(3,6)
Compte de nivellement 2012	(13,9)	(12,2)	(10,5)	(8,8)	(7,1)	19,7	19,4	-	-	-	(13,3)
Total	(33,4)	(29,2)	(25,0)	2,7	17,0	28,4	19,4	-	-	-	(20,1)

¹Impact sur les revenus requis d'un amortissement du compte de nivellement 2010 sur 5 ans, du compte de nivellement 2011 sur 6 ans et du compte de nivellement 2012 sur 7 ans.

17. **Références :** (i) Pièce B-0028, p. 6;
(ii) Pièce B-0039, p. 9;
(iii) Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, p. 32 et 33.

Préambule :

(i) « *Compte de nivellement pour aléas climatiques : La diminution de 26,6 M\$ s'explique par une réduction de 40,4 M\$ découlant de la modification de la période d'amortissement, tel que proposé par le Distributeur à la section 3.1 de la pièce HQD-8, document 7, atténuée par une augmentation de 13,8 M\$ résultant de la fin de l'amortissement du compte de nivellement 2006-2007 et du début de l'amortissement du compte de nivellement de 2012.* » [Nous soulignons]

(ii) « *Le solde des comptes de nivellement des années 2008 à 2012, avant l'amortissement de 2014, est de 270,9 M\$. Compte tenu de son importance et du fait qu'il s'agit d'une situation attribuable à une période spécifique, le Distributeur propose que ces écarts soient amortis sur une période totale de 10 ans, afin d'en limiter les impacts sur sa clientèle.* » [Nous soulignons]

(iii) Dans sa décision D-2011-028, la Régie indique que :

« [101] *Le Distributeur précise que, dans le présent dossier, sa demande repose sur le caractère exceptionnel de la situation et sur l'ampleur des montants en cause. La demande doit également s'apprécier dans un contexte de maintien des tarifs existants.*

[...]

[108] *La Régie considère que le solde du compte de nivellement de 144,4 M\$ au 30 novembre 2010 traduit une situation exceptionnelle. Bien qu'elle tienne au respect des principes réglementaires, elle est d'avis que dans un cas exceptionnel, et pour un montant de cette importance, il est dans l'intérêt public de réduire le compte de nivellement et d'ainsi diminuer le coût de financement qui s'y rattache.*

[109] *La Régie accueille la proposition initiale du Distributeur de verser immédiatement aux revenus requis de l'année témoin projetée 2011 un montant de 33,2 M\$ provenant du compte de nivellement de 2010. Elle refuse cependant d'y verser tout montant supplémentaire provenant de ce compte. Le solde de ce compte sera traité selon le principe réglementaire autorisé dans la décision D-2009-016³ et amorti sur une période de cinq ans.* »

³ Dossier R-3677-2008, page 14.

[Nous soulignons]

Demande :

- 17.1 Veuillez élaborer sur la possibilité d'accueillir la demande Distributeur de réduire la charge d'amortissement de l'année témoin 2014 de 40,4 M\$ en se fondant sur le caractère exceptionnel de la hausse des tarifs 2014-2015, mais pour les années subséquentes, de traiter les soldes de l'ensemble des comptes de nivellement selon le principe réglementaire autorisé dans la décision D-2009-016 et amorti sur une période de cinq ans.

Réponse :

La proposition d'amortir sur dix ans les soldes des comptes de nivellement des années 2008 à 2012 ne se fonde pas sur le caractère exceptionnel de la hausse tarifaire 2014-2015, mais plutôt sur l'ampleur des soldes à amortir, ampleur qui, selon le Distributeur, justifie un lissage de l'impact tarifaire (voir à cet effet la réponse du Distributeur à la question 36.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0088)).

La proposition d'amortir sur une plus longue période implique un déplacement des revenus requis des années récentes vers les années futures et, dans ce contexte, le Distributeur est, tout comme la Régie, sensible à l'arbitrage entre impact tarifaire et équité intergénérationnelle, d'où sa proposition de maintenir l'amortissement sur une période de cinq ans pour tout solde accumulé à compter de 2013.

Compte tenu de ces éléments et si la Régie estime qu'il est préférable de s'en tenir au principe réglementaire autorisé dans la décision D-2009-016, le Distributeur considère qu'il serait plus approprié de maintenir, sans faire exception de l'année 2014, l'amortissement sur cinq ans du compte de nivellement pour tous les soldes accumulés plutôt que d'appliquer l'alternative suggérée par la Régie dans le libellé de sa question.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

18. **Références :**
- (i) Pièce B-0036, p. 9;
 - (ii) Pièce B-0036, p. 20;
 - (iii) Dossier R-3740-2010, Pièce B-19, p. 105;
 - (iv) <http://www.newswire.ca/fr/story/1250679/efficacite-energetique-65-millions-pour-remplacer-les-systemes-residentiels-de-chauffage-au-mazout-et-au-propane>.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique à propos de ses programmes et activités 2014 que :

« Il misera également sur l'amélioration des programmes existants tant en matière d'économie d'énergie que de gestion de la demande en puissance. Pour ce dernier axe, la poursuite des efforts pour assurer le maintien du parc biénergie résidentielle demeure une priorité. »

(ii) Le Distributeur présente ses programmes en Gestion de la demande en puissance et écrit, à propos de la biénergie au tarif DT :

« Selon les résultats du sondage de 2012, les intentions de conversion de la clientèle biénergie seraient moins importantes que celles rapportées antérieurement. Cependant, le Distributeur constate une légère baisse du nombre d'abonnés au cours des deux dernières années. Ce constat incite donc le Distributeur à poursuivre ses efforts de promotion auprès des intervenants impliqués dans ce marché. »

(iii) Le Distributeur explique à la Régie que :

« Lors du dossier tarifaire R-3708-2009, le Distributeur avait fait valoir qu'il n'était pas possible, par le biais d'un programme de subvention, de convertir à la bi-énergie les 80 % des clients chauffés au mazout qui choisissent le TAE sans fragiliser davantage l'industrie du mazout et par ricochet, sans mettre en péril l'approvisionnement en mazout de son propre parc bi-énergie. »

(iv) La ministre des Ressources naturelles annonce le 29 octobre 2013 la création du programme *Chauffez vert*, une aide financière visant à favoriser le remplacement de 60 000 systèmes de chauffage résidentiels au mazout ou au propane par des systèmes alimentés à l'électricité ou par d'autres énergies renouvelables. Il est précisé que pour obtenir une aide financière, il faut que :

- l'habitation soit chauffée principalement par le système utilisant le combustible avant le début des travaux de remplacement;
- les travaux prévoient le démantèlement complet du réservoir et de l'appareil utilisant le combustible fossile admissible visé par la conversion;
- les travaux incluent l'installation de nouveaux équipements permettant l'utilisation exclusive de l'électricité ou d'une autre source d'énergie renouvelable avec appoint électrique pour combler les besoins énergétiques de l'habitation.

Cependant, l'habitation ne doit pas être hors réseau, ne doit pas être reliée à un réseau autonome de production d'énergie électrique et ne doit pas utiliser un système de chauffage biénergie.

Demande :

18.1 Veuillez préciser les impacts du programme *Chauffez vert* sur les efforts que devra déployer le Distributeur afin de pouvoir poursuivre ses efforts de promotion auprès des intervenants impliqués dans le marché de la gestion de la demande de puissance à la pointe, notamment par l'intermédiaire de la biénergie et du tarif DT.

Réponse :

De façon générale, les efforts de promotion du Distributeur à l'égard du tarif DT sont maintenus comme prévu. Cependant, dans un souci de cohérence avec les orientations du gouvernement, le Distributeur réévaluera son niveau d'intervention pour le segment des clients utilisant le mazout pour le chauffage principal. Enfin, un suivi auprès de la clientèle est prévu pour 2014 ; le Distributeur pourra ajuster rapidement son plan de commercialisation selon les résultats obtenus.

PGEE – Programme OIEÉSI

19. **Références:**
- (i) Pièce B-0036, p. 17 et 18 ;
 - (ii) Pièce B-0036, p. 37, 42 et 31;
 - (iii) Avis « *modifications au programme* » dans la page consultée le 6 novembre 2013:
<http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/programmes/programmes-systemes-industriels/>

Préambule:

- (i) « *Le Distributeur poursuit donc dans cette voie en 2014 et les offres pour les bâtiments et les systèmes industriels sont maintenues.* »
- (ii) Les tableaux B-1 et C-2 montrent les hypothèses d'impact et les résultats d'analyses financières du programme OIEÉSI. Selon le tableau A-1, le budget prévu pour ce programme est de 23 M\$.
- (iii) Le Distributeur annonce, pour le 1^{er} novembre 2013, l'entrée en vigueur de modifications importantes au programme Systèmes industriels, notamment une baisse de 25 % de la subvention versée pour les mesures prescriptives, qui passe de 0,20 à 0,15 \$ par kWh annuel économisé.

Demandes :

19.1 Veuillez préciser quelle part du programme OIEÉSI représente les mesures prescriptives avant l'entrée en vigueur des modifications du 1^{er} novembre, au niveau de l'impact énergétique d'une part, au niveau du budget d'autre part.

Réponse :

Le volet Mesures prescriptives représente 10 % des GWh nets et 20 % du budget.

19.2 Veuillez indiquer dans quelle mesure la baisse de la subvention peut affecter les hypothèses de participation et les taux de distorsion du programme, et donc l'impact du programme en termes d'économies d'énergie.

Réponse :

Les modifications apportées au programme OIEÉSI ont déjà été prises en compte dans la prévision budgétaire 2014 du programme. Par conséquent, le budget consacré à ce programme n'aura pas à être réajusté.

L'ensemble des modifications au volet Mesures prescriptives n'a pas eu d'impact sur la prévision 2014, tant au niveau de la participation globale au programme que de son impact énergétique. En effet, pour ce volet, l'aide financière moyenne accordée se situait déjà en-deçà de 15 ¢/kWh en raison, notamment, de la règle relative à l'octroi de l'appui financier selon le moindre du coût en ¢/kWh et du pourcentage des surcoûts.

Par ailleurs, l'évolution du portefeuille de mesures admissibles ne devrait pas, non plus, avoir d'impact sur la participation au programme et les économies d'énergie générées. À titre d'exemple, l'impact du retrait de la mesure de conversion de lampes de type T12 par des lampes de types T8 ou T5 est compensé par l'introduction de l'installation de luminaires ou lampes à DEL.

Quant aux taux de distorsion utilisés pour le programme, ils n'ont pas été ajustés et ne le seront qu'après l'examen par la Régie du rapport d'évaluation, que le Distributeur prévoit déposer en 2015.

19.3 Veuillez indiquer s'il faut réduire le budget consacré au programme OIESI pour tenir compte des modifications apportées le 1^{er} novembre 2013. Veuillez élaborer et quantifier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2.

PGEÉ – Programme OIEÉB

20. **Références:**
- (i) Pièce B-0036, p. 17 et 18;
 - (ii) Pièce B-0036, p. 37, 42 et 31;
 - (iii) Pièce B-0088, p. 93;
 - (iv) Pièce B-0088, p. 96;
 - (v) Avis « *Plus d'information sur les nouveautés* » dans la page suivante consultée le 6 novembre 2013 <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/programmes/programmes-batiments/>

Préambule:

(i) « *Le Distributeur poursuit donc dans cette voie en 2014 et les offres pour les bâtiments et les systèmes industriels sont maintenues.* »

(ii) Les tableaux B-1 et C-2 montrent les hypothèses d'impact et les résultats d'analyses financières du programme OIEÉB. Selon le tableau A-1, le budget prévu pour ce programme est de 48 M\$.

(iii) « *Les références des outils utilisés dans le cadre du programme Bâtiments sont mises à jour annuellement en fonction principalement de l'évolution des normes définies par ASHRAE et de certaines valeurs du CNEB 2011. Les mises à jour sont effectuées par le Distributeur.* »

(iv) Le Distributeur explique qu'il est confiant de pouvoir livrer seul le programme à un rythme (au niveau de l'impact énergétique et du budget) de plus de 75 % de celui des deux années précédentes, entre autres pour la raison suivante :

« *[...] les efforts de commercialisation déployés ces dernières années par ÉnerCible ont permis de générer un nombre important de projets, déjà inscrits au programme, et dont la réalisation est prévue en 2014 et 2015. Ces projets s'ajouteront à ceux qui s'inscriront d'ici la fin du programme.* »

(v) Le Distributeur annonce, pour le 1^{er} novembre 2013, l'entrée en vigueur de nouvelles modalités et de modifications aux outils de calcul obligatoires, dans le cadre du rapatriement du programme OIEÉB géré par Enercible. Le Distributeur informe notamment que le PPE a été modifié pour les mesures d'éclairage et que le calcul de la consommation du bâtiment de référence et des économies réalisées avec le projet proposé, est effectué avec une nouvelle version de l'outil SIMEB (version 3.1) de façon à tenir compte de l'« *arrimage de certaines de nos références avec celles du Code national de l'énergie pour les bâtiments – Canada – 2011 (CNEB 2011)* ».

Demandes :

20.1 Veuillez préciser si la décision du Distributeur d'utiliser certaines références du CNEB 2011 comme niveau de performances énergétiques du bâtiment de référence résulte du constat qu'il s'agit de la norme adoptée dans la majorité des

nouveaux bâtiments, ou d'une volonté du Distributeur d'introduire un prérequis de performances minimales des projets présentés dans le cadre du programme OIEÉB, avant d'octroyer des subventions pour des efforts additionnels en efficacité énergétique.

Réponse :

Cette décision résulte à la fois du constat qu'il s'agit de la norme adoptée dans la majorité des nouveaux bâtiments et de la volonté d'introduire un prérequis de performances minimales.

Dans le cadre du programme OIEÉB, tout comme pour l'ancien programme AI-OEB, le Distributeur s'appuie sur un processus de révision des références afin d'éliminer le tendanciel avant d'octroyer des appuis financiers.

20.2 Dans le cas où la décision d'utiliser certaines références du CNEB 2011 comme niveau de performances énergétiques du bâtiment de référence est une exigence du Distributeur avant d'octroyer des subventions pour des efforts additionnels en efficacité énergétique, veuillez indiquer s'il y a lieu de créditer au bénéfice du programme OIEÉB les impacts énergétiques de ce prérequis et, dans l'affirmative comment l'outil SIMEB pourra être utilisé pour calculer les retombées énergétiques de ce prérequis.

Réponse :

Il n'y a pas lieu de créditer les impacts énergétiques de ce prérequis au programme puisque les références du CNEB 2011 deviennent la norme du marché dans le nouveau bâtiment et sont donc considérées comme tendancielles. Ainsi, l'intégration de ces références à l'outil SIMEB rehausse le niveau des performances énergétiques du bâtiment de référence du programme. Ce niveau représente le prérequis de performances minimales des projets au-delà duquel les économies d'énergie d'un projet peuvent être créditées au programme.

20.3 Veuillez présenter, pour quelques projets typiques du programme, les montants de subventions octroyées selon qu'elles sont calculées avant et après l'entrée en vigueur des nouvelles modalités et modifications de calcul du programme OIEÉB.

Réponse :

Le programme OIEÉB comporte deux volets, soit prescriptif et sur mesure. Les modalités du volet prescriptif n'ont pas été modifiées.

Pour les projets déposés au volet sur mesure, un grand nombre de paramètres entrent dans le calcul du montant des appuis financiers. L'existence de différentes grilles d'appui financier, la grande variété de bâtiments et la disparité dans les économies d'énergie électriques admissibles rendent difficile l'établissement d'un projet typique et, a fortiori, le calcul de l'impact que pourraient avoir sur l'appui financier les ajustements apportés au programme.

20.4 Veuillez indiquer dans quelle mesure les nouvelles modalités du programme OIEÉB et le nouveau mode de calcul des subventions vont affecter la participation au programme, les effets de distorsion et l'impact énergétique du programme.

Réponse :

Les nouvelles modalités et le nouveau mode de calcul de l'appui financier apportés au programme OIEÉB ont déjà été pris en compte dans la prévision du budget qui sera consacré à ce programme en 2014.

Dans l'ensemble, et pour des raisons similaires à celles invoquées en réponse à la question 19.2, les modifications apportées au programme ont peu d'effet sur la participation globale et l'impact énergétique prévus.

Les taux de distorsion actuellement utilisés pour le programme n'ont pas été ajustés et ne le seront qu'après l'examen par la Régie du rapport d'évaluation que le Distributeur prévoit déposer en 2014.

20.5 Veuillez élaborer sur la façon dont seront considérés les projets déjà inscrits au programme, mais dont la réalisation ne se fera qu'en 2014 ou en 2015.

Réponse :

Tous les projets inscrits au programme avant le 1^{er} novembre 2013 et qui respectent certaines conditions seront traités suivant les modalités prévalant au moment de la date de dépôt de leur lettre d'intérêt.

20.6 Veuillez indiquer s'il faut réduire le budget consacré au programme OIEÉB pour tenir compte des nouvelles modalités et modifications au calcul des économies d'énergie admissibles à la subvention, entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2013. Veuillez élaborer et quantifier.

Réponse :

Les nouvelles modalités et les modifications au calcul des économies d'énergie admissibles à l'appui financier apportées au programme OIEÉB ont déjà été prises en compte dans la prévision budgétaire 2014 du programme. Par conséquent, le budget n'a pas à être réduit.

MODIFICATIONS AUX TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR

21. **Références :**
- (i) Dossier D-2013-174, p. 17;
 - (ii) Pièce B-0072, section 2.29, p. 22 ;
 - (iii) Pièce B-0072, section 2.7, p. 13.

Préambule :

En référence (i), la Régie écrit :

« [56] En effet, le tarif DT existe déjà et sa rentabilité, pour le Distributeur comme pour les consommateurs, a été démontrée par le passé pour les clients résidentiels pour lesquels aucune facturation en puissance n'a été considérée. »

Aux références (ii) et (iii), la Régie constate que les abonnés au tarif DT doivent payer la même prime mensuelle de puissance en hiver que les abonnés au tarif D, soit 6,21 \$/kW par mois, sans distinction de température.

Demandes :

21.1 **Considérant :**

- d'une part, que les abonnés au tarif D qui se chauffent à l'électricité ont une pointe coïncidente à la pointe du réseau du Distributeur alors que les abonnés au tarif DT qui se chauffent à la biénergie sont en mode combustible pendant cette période;
- d'autre part, que l'appel maximal de puissance des abonnés à la biénergie a lieu en dehors des premières heures de pointe du réseau;

Veillez indiquer s'il est approprié de maintenir la même prime de puissance hivernale aux abonnés à la biénergie qu'aux abonnés qui contribuent à la pointe du réseau. Veuillez élaborer.

Réponse :

Oui, il est approprié de maintenir la prime de puissance hivernale aux abonnés de la biénergie.

Les clients biénergie au tarif DT ne sont pas tous facturés en puissance, mais tous évitent des coûts au Distributeur par leur

effacement en pointe. C'est par le calibrage des prix de l'énergie que le Distributeur leur transfère les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et puissance). L'application d'une prime de puissance plus faible aux clients DT facturés en puissance reviendrait à les compenser deux fois pour leur effacement en pointe.

Le tarif DT est calibré de façon à être neutre par rapport au tarif D avant effacement du chauffage électrique en période de pointe. Cette neutralité doit aussi s'appliquer pour les plus grands consommateurs avec appel de puissance. Le fait d'appliquer une prime de puissance plus faible au tarif DT viendrait briser la neutralité tarifaire recherchée en accordant aux grands clients biénergie une réduction de facture avant effacement.

Enfin, il importe de donner le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT et au tarif D afin de les inciter à gérer leurs appels de puissance tout au long de l'année.

21.2 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser une formule de facturation de la puissance qui tient compte des puissances soutirées au-dessus et en-dessous de la température de bascule du tarif DT, notamment avec l'introduction des compteurs de nouvelle génération.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.