

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2
DE LA RÉGIE**

**RÉFLEXION EN COURS SUR LES ÉCARTS DE RENDEMENT
ET LA POLITIQUE FINANCIÈRE**

Prévision du bénéfice net réglementé de l'année de base 2012

1. **Références :** (i) Pièce B-0082, page 4, tableaux R-1.1-A et 1.1-B;
(ii) Pièce B-0013, page 5, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente respectivement aux tableaux R-1.1-A et R-1.1-B, la prévision du bénéfice net réglementé et le calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé de l'année de base 2012 (4 mois réels et 8 mois projetés 2012), pour un montant de 250,4 M\$. La Régie complète ces tableaux en indiquant les données autorisées 2012 (D-2012-024).

**Tableau R-1.1-A
Prévision du bénéfice net réglementé de l'année de base 2012 (M\$)**

	D-2012-024 ajustée	Année de base 2012	Écarts
Ventes publiées	10 548,6	10 281,2	-267,4
Nivellement	0,0	78,8	78,8
Provision réglementaire 2011	12,6	12,6	0,0
Provision réglementaire 2012	-14,2	-14,2	0,0
Revenus autres que ventes d'électricité	181,4	175,8	-5,6
Revenus requis excluant les capitaux propres	-10 503,3	-10 283,8	219,5
	-10 728,4	-10 505,3	
<i>Revenus requis Capitaux propres</i>	<i>225,1</i>	<i>221,5</i>	
Prévision du bénéfice net réglementé	225,1	250,4	25,3

Sources : Pièces B-0082, page 4, B-0019 et B-0043; dossier R-3776-2011, pièce B-149, page 5.

**Tableau R-1.1-B
Calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé de l'année de base 2012 (M\$)**

	D-2012-024 ajustée	Année de base 2012	Écarts
Prévision du bénéfice net régleménté	225,1	250,4	25,3
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 098,152	9 935,773	-162,379
Taux pondéré des capitaux propres anticipé	2,23%	2,52%	0,29%
<i>Rendement sur l'avoir propre anticipé</i>	<i>6,37%</i> <i>35%</i>	<i>7,20%</i> <i>35%</i>	
<i>Structure de capital autorisé</i>			

Sources : Pièces B-0082, page 4 et B-0019.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1 les prévisions des ventes en GWh pour les années 2012 et 2013.

Demandes :

1.1 Veuillez verser au dossier le détail des ventes publiées en M\$ de l'année de base 2012 et de l'année autorisée 2012 selon le même niveau de détail que le tableau présenté à la pièce B-0013, page 5, tableau 1.

Réponse :

Le tableau R-1.1 présente le détail des ventes en M\$ pour l'année 2012, année de base et année autorisée et ce, par catégories de consommateurs.

**TABLEAU R-1.1
PRÉVISION DES VENTES EN M\$ POUR L'ANNÉE 2012**

Catégorie de consommateurs	Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)				
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) - (3)	(5) = (2) - (3)
	Ventes (M\$)				
	Année de base (R-3814-2012)		Autorisé D-2012-024 (R-3776-2011)	Écart année de base 2012 (R-3814-2012) vs Autorisé D-2012-024	
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées
D et DM	4 340	4 449	4 449	(109)	1
DH	-	-	-	-	-
G et à forfait (T1, T2, T3)	1 003	1 023	1 008	(6)	14
G-9	120	120	131	(11)	(11)
M	2 048	2 057	2 077	(29)	(19)
L	1 736	1 739	1 741	(5)	(2)
H	1	1	1	0	0
DT	170	176	163	7	13
Éclairage public et sentinelle	56	56	52	4	4
Contrats spéciaux	776	776	898	(122)	(122)
	10 248	10 397	10 519	(271)	(122)
LP					
LA marginal	3	3	-	3	3
	3	3	-	3	3
Réseaux autonomes - D et DM	15	15	15	(0)	(0)
Réseaux autonomes - G et à forfait	8	8	10	(1)	(1)
Réseaux autonomes - G-9	1	1	1	(0)	(0)
Réseaux autonomes - M	5	5	4	1	1
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	0	0	0	0
	30	30	30	(0)	(0)
Total Ventes d'électricité du Distributeur	10 281	10 430	10 549	(267)	(119)

(1) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(2) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

1.2 Veuillez expliquer l'écart défavorable de 267,4 M\$ entre les ventes publiées de l'année de base 2012 et celles autorisées en 2012.

Réponse :

L'écart défavorable de 267 M\$ s'explique par l'impact des conditions climatiques sur les ventes des quatre premiers mois de 2012 (-149 M\$) et par un écart négatif de ventes aux contrats spéciaux (-122 M\$) résultant principalement de la consommation beaucoup plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan en raison du conflit de travail à son usine d'Alma.

1.3 Veuillez expliquer l'écart favorable de 219,5 M\$ entre les revenus requis de l'année de base 2012 et ceux autorisés en 2012.

Réponse :

L'écart favorable de 219,5 M\$ entre les revenus requis de l'année de base 2012 et ceux autorisés en 2012 s'explique principalement par un écart favorable de 208,1 M\$ des achats d'électricité dont 122,8 M\$ pour l'électricité patrimoniale et 103,2 M\$ pour l'ajustement des contrats spéciaux.

Le volume de 5,3 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée prévu dans l'année de base 2012 par rapport à 0,5 TWh prévu dans la décision D-2012-024 explique l'écart pour l'électricité patrimoniale.

L'écart de l'ajustement des contrats spéciaux s'explique principalement par la baisse des revenus du client Rio Tinto Alcan en raison du conflit de travail à son usine d'Alma.

- 1.4 Veuillez expliquer l'écart favorable de 162,4 M\$ entre la base de tarification (moyenne 13 soldes) de l'année de base 2012 et celle autorisée en 2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1.

- 1.5 Veuillez déposer les prévisions de ventes en M\$ pour les années 2012 et 2013 selon le même niveau de détail que le tableau présenté à la pièce B-0013, page 5, tableau 1. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

La prévision des ventes en M\$ par catégories de consommateurs est présentée au tableau R-1.5.

L'ajustement tarifaire de 2,9 % explique une croissance des ventes en M \$ pour toutes les catégories tarifaires, à l'exception des contrats spéciaux, qui totalise 192 M\$. Cette croissance est présentée en détail au tableau 3 de la pièce HQD-1, document 4.

Par ailleurs, les écarts sur les tarifs G, M et L s'expliquent aussi par l'impact de la réforme des tarifs généraux pour respectivement -31 M\$, +10 M\$ et +15 M\$.

Tel que présenté au tableau A-2 de l'annexe 1 à la pièce HQD-5, document 2, la croissance des ventes de 159 M\$ aux contrats spéciaux s'explique quant à elle, par l'augmentation de la demande (+78 M\$) de

**Réponses à la demande de renseignements n°2
de la Régie**

cette catégorie de consommateurs dont notamment des besoins additionnels du client Rio Tinto Alcan, et par l'impact des effets de prix de l'aluminium (+42 M\$) et de taux de change (+4 M\$).

**TABLEAU R-1.5
PRÉVISION DES VENTES EN M\$ POUR LES ANNÉES 2012 ET 2013**

Catégorie de consommateurs	Ventes (M\$)			
	Année de base		Année témoin projetée	Croissance
	2012 publiée	2012 normalisée	2013	2012- 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (3) - (2)
D et DM	4 340	4 449	4 542	92
G et à forfait (T1, T2, T3)	1 003	1 023	989	(34)
G-9	120	120	125	5
M	2 048	2 057	2 130	72
L	1 736	1 739	1 785	46
H	1	1	1	(0)
DT	170	176	174	(2)
Éclairage public et sentinelle	56	56	58	2
Contrats spéciaux	776	776	936	159
	10 248	10 397	10 738	342
LP	-	-	-	-
LA marginal	3	3	-	(3)
	3	3	-	(3)
Réseaux autonomes - D et DM	15	15	16	1
Réseaux autonomes - G et à forfait	8	8	10	2
Réseaux autonomes - G-9	1	1	1	0
Réseaux autonomes - M	5	5	4	(1)
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	0	1	0
	30	30	32	2
Total Distributeur	10 281	10 430	10 770	340

(1) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(2) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

2. Référence : Pièce B-0082, pages 4 et 5.

Préambule :

« Dans la pièce HQD-1, document 1, le Distributeur s'est engagé à informer la Régie de l'évolution de sa situation financière 2012 afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013.

Dans un souci de fournir à la Régie la meilleure information pour répondre à la présente demande, le Distributeur tient à déposer les données les plus précises et les plus fiables possibles. Pour ce faire, le meilleur scénario que le Distributeur peut présenter repose sur une mise à jour des principales données financières sur la base de dix mois réels et deux mois projetés. De plus, en procédant ainsi, le Distributeur veut éviter tout risque de confusion en minimisant le nombre de mises à jour et en réduisant, de ce fait, les conciliations entre les versions.

Le Distributeur propose donc respectueusement à la Régie de déposer quelques jours avant le début des audiences, l'évolution de sa situation financière 2012 à partir d'une mise à jour sur la base de dix mois réels et de deux mois projetés. » [Nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez déposer **jeudi le 29 novembre 2012 à midi** l'évolution de la situation financière 2012 à partir d'une mise à jour sur la base de dix mois réels et de deux mois projetés 2012 et fournir la mise à jour des documents suivants :

- Prévision du bénéfice net réglementé : B-0082, page 4, tableau R-1,1-A;
- Calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé : B-0082, page 4, tableau R-1,1-B;
- Revenus requis : B-0019, tableaux 1 et 2;
- Prévision des ventes : B-0013, page 5, tableau 1 (en GWh et en M\$);
- Revenus autres que ventes d'électricité : B-0043, page 3, tableau 1.

Réponse :

Le Distributeur déposera le 29 novembre prochain la mise à jour demandée pour 2012 ainsi que les explications d'écarts y afférents.

Le Distributeur souhaite toutefois souligner dès à présent qu'il ne sera pas en mesure de déposer la mise à jour des revenus requis selon le niveau de détail du tableau 2 de la pièce HQD-4, document 1. En effet, pour les fins de suivi de ses prévisions, le Distributeur effectue seulement une mise à jour des principales rubriques.

- 2.2** Veuillez expliquer les écarts importants entre la prévision sur la base dix mois réels et de deux mois projetés 2012 et les montants de l'année de base 2012 (4 mois réels et 8 mois projetés 2012), notamment pour les rubriques suivantes :
- Ventes publiées;
 - Revenus autres que ventes d'électricité;
 - Revenus requis;
 - Base de tarification.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

- 3. Référence :** Pièce B-0082, page 23.

Préambule :

« Le report de la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale est un choix pour Hydro-Québec.

[...]

Le report de la mise en œuvre des IFRS permet à Hydro-Québec de reporter les impacts de la transition aux IFRS dont le principal est l'implantation de l'IAS 19 « Avantages du personnel ». Il permet aussi de maintenir la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires aux états financiers à vocation générale alors que les IFRS actuelles n'abordent pas les pratiques réglementaires. »

Demande :

- 3.1** Veuillez indiquer si Hydro-Québec choisit de reporter au 1^{er} janvier 2013 les impacts de la transition aux IFRS de l'implantation de l'IAS 19 « Avantages du personnel » et des normes suivantes :
- IAS 38 « Immobilisations incorporelles »;
 - IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels »;
 - IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires ».

Réponse :

Hydro-Québec a choisi de reporter au 1^{er} janvier 2013 le passage aux IFRS pour ses états financiers à vocation générale, et conséquemment,

de reporter les impacts de l'implantation de l'IAS 19 « Avantages du personnel » et des normes suivantes :

- IAS 38 « Immobilisations incorporelles » ;
- IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » ;
- IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires ».

4. **Références :** (i) Pièce B-0018, page 5;
(ii) Décision D-2012-021, page 17;
(iii) Dossier R-3768-2011, B-0024, HQTD-2, document 1, page 23, R7.3.

Préambule :

(i) « Le 1er janvier 2011, les Normes internationales d'information financière (IFRS) sont entrées en vigueur au Canada en remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. En septembre 2010, le Conseil des normes comptables (CNC) a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2012 et, en mai 2012, le CNC a statué que ces entités pouvaient bénéficier d'un an de plus pour faire la transition aux IFRS, soit au 1^{er} janvier 2013. Hydro-Québec, étant une entité admissible aux fins de ces reports, a choisi de continuer d'appliquer en 2011 et en 2012 les normes comptables en vigueur avant le basculement, soit les PCGR tels qu'ils sont présentés à la Partie V du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, « Normes comptables pré-basculement » pour ses états financiers consolidés à vocation générale.

Dans sa décision D-2012-021 du 2 mars 2012, la Régie a approuvé en partie les modifications au 1^{er} janvier 2012 aux méthodes comptables découlant du passage aux IFRS proposées par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3768-2011.

Conséquemment, les principales conventions comptables qu'utilise le Distributeur dans l'établissement du présent dossier sont :

- Pour l'année historique 2011, [...].
- Pour l'année de base 2012 et l'année témoin 2013, les conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS. »
[Nous soulignons]

La Régie souligne qu'en septembre 2012, le CNC a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2014.

(ii) Extraits de la décision D-2012-021, dossier R-3768-2011, concernant la demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes IFRS :

« [74] Bien que la Régie ait toujours discrétion pour déroger aux normes IFRS, elle continue de voir à ce que les méthodes comptables qu'elle utilise pour la fixation des tarifs soient, dans la mesure du possible, les mêmes que les conventions comptables reconnues, qui sont dorénavant les IFRS. [...] »

(iii) Dans le dossier R-3768-2011 relatif à la demande de modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes IFRS, Hydro-Québec reconnaît que :

« Hydro-Québec reconnaît que l'assise première est de maintenir la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les principes comptables généralement reconnus. »

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer que les entités réglementées d'Hydro-Québec, soit les activités de transport et de distribution, appliquent à partir du 1^{er} janvier 2012 les conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 reposant sur les IFRS dans ses états financiers réglementaires.

Réponse :

Hydro-Québec le confirme.

4.2 La Régie comprend que le CNC a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 [au 1^{er} janvier 2014]. Puisque les entités réglementées d'Hydro-Québec ont appliqué les IFRS dès le 1^{er} janvier 2012 aux états financiers réglementaires, veuillez expliquer la logique de reporter pour ses entités réglementées sa mise en application dans ses états financiers à vocation générale.

Réponse :

La décision du CNC autorisant les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 n'était pas connue au moment du dépôt du dossier R-3768-2011 (Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux IFRS) ni au moment de la décision D-2012-021 relative à ce dossier.

Suite à la décision du CNC de permettre le report de l'application des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour les entreprises à tarifs réglementés, Hydro-Québec a choisi pour 2012 de continuer d'appliquer les PCGR dans ses états financiers à vocation générale compte tenu des impacts financiers majeurs du passage aux IFRS pour l'entreprise dans son ensemble.

- 4.3** Veuillez commenter l'affirmation suivante : « Hydro-Québec reconnaît que l'assise première est de maintenir la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les principes comptables généralement reconnus. » par rapport au choix d'Hydro-Québec de reporter pour ses entités réglementées la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2.

Résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0018, pages 10 et 11;
 - (ii) Pièce B-0082, page 29;
 - (iii) Décision D-2010-020, paragraphes 37, 53, 58 et 59;
 - (iv) Dossier R-3703-2009, phase 1, pièce B-6, HQTD-2, document 1, page 15, R-5.1.

Préambule :

(i) « En 2012, le Distributeur a complété les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des canalisations souterraines en béton et des poteaux. Aux fins de ses états financiers à vocation générale et conformément à la normalisation comptable en vigueur, le Distributeur a procédé, en 2012, à la révision de la durée d'utilité de ces immobilisations.

Toutefois, afin de respecter la décision D-2012-024 de la Régie, le Distributeur reporte au 1^{er} janvier 2013 l'application de ces révisions de durée d'utilité aux fins d'établissement des revenus requis de l'année témoin 2013. De plus, en respect de la Loi sur Hydro-Québec, les durées d'utilité attribuées à ces catégories d'immobilisations sont limitées à 50 ans aux fins d'établissement des tarifs, bien qu'aux fins des états financiers à vocation générale, la durée d'utilité a été établie à 60 ans pour les catégories d'immobilisations mentionnées précédemment, à l'exception des poteaux qui ont une durée d'utilité de 50 ans. » [Nous soulignons]

(ii) « Suite aux analyses et études, dès qu'une information probante permet au Distributeur de réévaluer la durée d'utilité, il doit comptabiliser de façon prospective le changement dans son système comptable et ce, conformément à l'IAS 8.

De plus, afin de respecter la décision D-2012-024 de la Régie relative à la date d'application des révisions de durées d'utilité, fixée au 1^{er} janvier, pour la préparation des états financiers réglementaires, le Distributeur doit maintenir deux registres comptables. »

(iii) Extrait de la décision D-2010-020, dossier R-3703-2009, phase 1, concernant la demande de modification de la méthode d'amortissement :

« [37] Par ailleurs, la Demanderesse indique que le passage à la méthode d'amortissement linéaire aux fins réglementaires permettrait d'éviter la mise en place et le maintien d'un deuxième système de comptabilisation des actifs dont les coûts annuels additionnels sont évalués entre 8 M\$ et 10 M\$.

[...]

[53] La Régie considère important de poursuivre la ligne directrice établie dans ses décisions antérieures et de maintenir, comme assise première, la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les conventions comptables reconnues. Toutefois, en conformité avec les pouvoirs qui lui sont dévolus en vertu de la Loi, des adaptations ou modifications de ces règles peuvent être retenues par la Régie si elle le juge nécessaire aux fins d'établir des tarifs justes et raisonnables.

[...]

[58] Par ailleurs, la preuve permet de conclure sans équivoque que la méthode d'amortissement linéaire est une méthode acceptée selon le référentiel IFRS. Le maintien de la méthode d'amortissement existante demeure une avenue possible aux fins de la fixation des tarifs en vertu des pouvoirs conférés à la Régie. Cependant, une telle avenue pourrait nécessiter la mise en place et la mise à jour sur une base régulière d'un deuxième système de comptabilisation des actifs, ce qui aurait pour conséquence d'entraîner des coûts supplémentaires et une complexité grandissante au fil du temps, étant donné le volume et la variété des transactions comptables concernées.

[59] Pour ces motifs, la Régie approuve, pour le futur, l'utilisation de la méthode d'amortissement linéaire par le Transporteur et le Distributeur. »

(iv) Dans le dossier R-3703-2009, phase 1, concernant la demande de modification de la méthode d'amortissement, la Demanderesse indique que :

« Une double tenue de livres implique deux processus parallèles, et par conséquent deux systèmes et deux équipes de travail. Outre les coûts de l'ordre de 5 M\$ rattachés à l'implantation, Hydro-Québec évalue entre 8 M\$ et 10 M\$ les coûts annuels additionnels ainsi causés.

L'estimation des coûts relatifs à l'implantation et au maintien d'un deuxième système de comptabilisation des actifs a été réalisée de la manière suivante :

- Au niveau des coûts d'implantation : comparaison avec des projets de développement d'envergure similaire ayant eu lieu dans les récentes années ;
- Au niveau des coûts récurrents : estimation des coûts supplémentaires en termes de personnes/années par unité administrative affectée par cette double comptabilisation. »

Demandes :

- 5.1** Afin d'éviter la conciliation de deux registres comptables des actifs, veuillez expliquer pourquoi les durées d'utilité attribuées aux catégories d'immobilisations limitées à 50 ans aux fins d'établissement des tarifs n'ont pas été retenues pour les fins des états financiers à vocation générale.

Réponse :

Les états financiers à vocation générale doivent refléter les durées d'utilité des catégories d'immobilisations qui correspondent aux périodes pendant lesquelles Hydro-Québec s'attend à pouvoir utiliser ces actifs.

- 5.2** Considérant l'affirmation de la référence (iv), veuillez détailler les impacts (financiers, équipe de travail, systèmes informatiques et autres) de maintenir deux registres comptables.

Réponse :

L'affirmation de la référence (iv) portait sur une estimation de coûts relatifs à l'implantation et au maintien d'un deuxième système complet et indépendant de comptabilisation des actifs, nécessaire à l'utilisation de deux méthodes différentes d'amortissement, l'une aux fins réglementaire et l'autre aux fins des états financiers à vocation générale.

Les révisions des durées d'utilité ont entraîné peu de modifications au niveau des systèmes informatiques puisque les fonctionnalités de base de ceux-ci permettent de traiter ce genre de situation. Par ailleurs, il est nécessaire de maintenir et de concilier les deux registres comptables qui en découlent. Ainsi, les coûts associés aux révisions des durées d'utilité sont de l'ordre de 100 k\$.

- 5.3** Veuillez indiquer si le Distributeur peut planifier les travaux reliés aux révisions des durées de vie d'utilité afin que la date d'application des durées de vie d'utilité révisées soit la même aux fins réglementaires que statutaires.

Réponse :

Le Distributeur ne peut faire concorder les dates d'application des révisions de durée d'utilité aux fins réglementaires et statutaires pour les raisons suivantes :

Selon l'IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs », la comptabilisation prospective de l'effet d'un changement d'estimation comptable doit être appliquée à partir du moment où elle est connue.

Pour les changements d'estimation comptable que sont les révisions de durée d'utilité, il est normal qu'il puisse exister un décalage entre le moment d'application de la norme et l'approbation par la Régie aux fins de fixation des tarifs.

Ainsi, même si le Distributeur arrivait à planifier la fin des travaux de révision de la durée d'utilité d'un actif au 1^{er} janvier d'une année donnée tel que demandé par la Régie, et ce, tout en respectant l'application de la normalisation, cette révision de durée d'utilité ne pourrait être incluse à la demande tarifaire de cette même année puisque l'information ne serait pas disponible au moment de la préparation de la demande.

- 6. Références :** (i) Pièce B-0063, pages 4 à 6, tableaux 1 à 5;
(ii) Pièce B-0082, pages 32 et 35, R-13.4.

Préambule :

(i) et (ii) Le Distributeur présente les résultats des exercices de balisage relatifs aux durées d'utilité. Il indique que les balisages ont été effectués dans le cadre de groupes de travail. Voici le sommaire des résultats :

Tableau (en nb années)	Exercice	Actifs	<u>Balisage</u> Durée de vie physique (moyenne)	<u>Balisage</u> Durée d'utilité (moyenne)	<u>HQD</u> (1) Durée d'utilité initiale	<u>HQD</u> (1) Durée d'utilité révisée
1	2009	Conducteurs moyenne tension	60	40	30	50
2	2010	Câbles aériens basse tension	ND	43	30	50
3	2009	Poteaux	57	40	40	50
4	2012	Canalisations souterraines en béton	ND	53	40	50
5	ND	Équipements informatiques	ND	5	3	5

Note 1 : Pièce B-0018, page 11, tableau 3.

Demande :

- 6.1** La Régie réitère sa question 13.4 de la demande de renseignements no 1. Veuillez justifier les durées d'utilité révisées et proposées par le Distributeur par rapport à la moyenne des durées d'utilité découlant des exercices de balisage, pour chacun des actifs suivants :
- Conducteurs moyenne tension (50 ans p/r 40 ans);
 - Câbles aériens basse tension (50 ans p/r 43 ans);
 - Poteaux (50 ans p/r 40 ans).

Réponse :

Les données de balisage sur la durée d'utilité fournies par les différentes compagnies de distribution sont le reflet des analyses faites par celles-ci. La qualité scientifique et statistique de ces analyses varie beaucoup d'une compagnie à l'autre et dépend de la méthodologie utilisée. Les façons de faire peuvent donc varier énormément d'une compagnie à une autre.

Au cours des dix dernières années, le Distributeur considère avoir développé une expertise lui permettant d'évaluer avec rigueur la durée d'utilité de ses actifs. En effet, tout au long de cette période, des études élaborées sur une base d'échantillonnage appuyées par des tests électriques et mécaniques réalisés en laboratoire ont été effectuées sur les actifs. Ces études ont ainsi permis au Distributeur de réviser la durée d'utilité de ces actifs. L'explication des résultats de la révision de la durée d'utilité des actifs visés a été fournie en réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

De plus, tel que mentionné en réponse aux questions 11.1 et 13.5 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, les données de balisage obtenues étant générales et ne permettant pas de comparer l'effet des facteurs influents sur les autres entreprises et le Distributeur, celui-ci utilise ces informations avec une certaine prudence. Le Distributeur réitère que les données de balisage ne devraient pas avoir préséance sur les conclusions des analyses de ses propres experts quant à la détermination de la durée d'utilité de ses actifs. L'extrait de l'IAS 16 fourni en réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1 présente d'ailleurs l'énumération des facteurs qui doivent être considérés pour l'établissement de la durée d'utilité d'un actif.

À la lumière de ce qui précède, un calcul de la charge d'amortissement basé uniquement sur la moyenne des résultats de balisage n'est pas conforme aux normes comptables en vigueur. En effet, le Distributeur, dans la révision de la durée d'utilité de ses actifs, doit tenir compte,

entre autres, des analyses techniques effectuées par son équipe d'experts, de ses politiques de maintenance, de ses normes internes de renouvellement et des conditions d'utilisation de ses actifs.

PROJET LAD

7. **Références :** (i) Pièce B-0082, page 43, tableau R-16.1;
(ii) Pièce B-0082, page 43 et 44.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-16.1 le détail des impacts sur les revenus requis du projet LAD soumis dans le dossier tarifaire R-3814-2012 et le dossier du projet d'investissement R-3770-2011.

La Régie établit les données suivantes à partir du tableau R-16.1.

Impact sur les revenus requis du projet LAD

(en M\$)	R-3814- 2012 2013	R-3770- 2011 2013	R-3814- 2012 Cumulatif 2013	R-3770- 2011 Cumulatif 2013	Degré d'avancement cumulatif
Charges d'exploitation	32,7	25,8	32,7	44,5	73 %
Gains	-5,0	-9,9	-5,0	-10,2	49 %
Autres charges	40,0	62,8	40,0	85,1	47 %
Rendement sur la base de tarification	6,4	13,8	6,4	16,3	39 %
Revenus autres	-0,9	-1,8	-0,9	-2,2	41 %
Total	73,2	90,7	73,2	133,5	55 %

(ii) Le Distributeur indique un report de neuf mois en ce qui a trait au début du déploiement massif du projet LAD :

« Dans les dossiers R-3770-2011 et R-3776-2011, le Distributeur prévoyait le début du déploiement massif dès le deuxième trimestre de 2012. Le Distributeur prévoit, dans le cadre du dossier R-3814-2012, le début du déploiement massif à compter du premier trimestre de 2013. »

[...]

« La flexibilité du prestataire de services mandaté par le Distributeur pour l'installation des compteurs de nouvelle génération lui permettra d'ajuster le nombre d'effectifs requis

en fonction de la cadence et des volumes de déploiement visés. Par ailleurs, le Distributeur prévoit mettre en place des stratégies maximisant les bénéfices tout en optimisant le rythme de déploiement, notamment par un ciblage plus précis au niveau des sites à forte concentration de compteurs et le déploiement parallèle de certains secteurs. »

La Régie est préoccupée par la surestimation des charges d'exploitation reliée aux éléments spécifiques.

Demande :

- 7.1** Considérant un report de neuf mois, veuillez justifier la hauteur de la prévision des charges d'exploitation en 2013 pour un montant de 32,7 M\$ par rapport au montant cumulé de 44,5 M\$ en 2013 présenté au dossier R-3770-2011 (soit un degré d'avancement de 73 %). La Régie note que les autres composantes des revenus requis ont un degré d'avancement ne dépassant pas 50 %.

Réponse :

Le degré d'avancement des charges d'exploitation plus élevé que celui des autres éléments inclus dans les revenus requis s'explique principalement par les charges liées aux technologies de l'information constituées de frais récurrents nécessaires au maintien des équipements et des logiciels d'acquisition de données et de lecture à distance développés dans le cadre du projet pilote. Ces équipements et logiciels seront nécessaires lors du déploiement massif des compteurs. De l'ordre de 17 M\$, ces charges sont cependant difficilement compressibles malgré un report des échéanciers. De plus, les charges d'exploitation de l'année témoin de 2013 ont été augmentées de 3,4 M\$ afin de tenir compte des coûts de réinstallation des compteurs récupérés dans le cadre du projet et réutilisés dans les zones non encore déployées.

Si l'on exclut ces deux éléments, le degré d'avancement ajusté des charges d'exploitation est de l'ordre de 50 %.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

8. **Références :** (i) Pièce B-0082, pages 73 et 74;
(ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0043, page 8.

Préambule :

(i) « Les prévisions de la quote-part versée au MRNF pour les activités du BEIÉ sont établies en fonction de la méthode de comptabilisation d'exercice pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre soit, l'exercice financier du Distributeur. Cette méthode est conforme aux normes comptables canadiennes en vigueur et identique à celle appliquée par Hydro-Québec dans ses états financiers à vocation générale. »

[...]

**TABLEAU R-27.7
QUOTES-PARTS SELON LES DÉCRETS SELON LA COMPTABILITÉ D'EXERCICE**

	Décrets	Quote-part (M\$)	Année de base 2012 ajustée du Décret 846-2012		Année témoin 2013 ajustée du Décret 846-2012	
			Nombre de trimestres	(M\$)	Nombre de trimestres	(M\$)
Quote-part 2011-2012 (1 avril 2011 au 31 mars 2012)	1173-2011	49,4	1	12,4	0	0,0
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	846-2012	34,3	3	25,7	1	8,6
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	non publié	-	-	-	-	-
Prévision intégrée au dossier R-3814-2012	S/O	49,4	-	-	3	37,1
			4	38,1	4	45,7

[...]

« Le Distributeur ne voit aucun problème à refléter le décret 846-2012 à son année de base 2012 (neuf derniers mois de l'exercice) et à son année témoin 2013 (trois premiers mois de l'exercice). Cependant, ne contrôlant pas les coûts qui seront engagés par le BEIÉ et n'étant pas en mesure de confirmer si la situation de surplus budgétaire du BEIÉ se reproduira pour son exercice financier 2013-2014, le Distributeur maintient sa prévision initiale pour les neufs derniers mois de l'année témoin 2013. » [Nous soulignons]

(ii) La Régie note que dans les dossiers tarifaires précédents, le Distributeur établissait sa prévision des activités de l'AEÉ de l'année témoin en fonction de l'avis de paiement le plus récent, qui incluait également des ajustements budgétaires.

Demandes :

- 8.1 Compte tenu que le Distributeur n'est pas en mesure de contrôler les coûts engagés par le BEIÉ, veuillez confirmer que la meilleure estimation à ce jour est celle basée sur le dernier décret 846-2012. Si non, veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur dépose une version révisée du tableau R-27.7 présenté à la référence (i) afin d'y intégrer pour 2013 la bonification du programme Rénoclimat et afin de corriger la démarcation au 31 décembre 2011 pour le montant prévu à l'année de base 2012.

**TABLEAU R-27.7 RÉVISÉ
QUOTES-PARTS SELON LES DÉCRETS SELON LA COMPTABILITÉ D'EXERCICE**

	Décrets	Quote-part (M\$)	Année de base 2012 ajustée du Décret 846-2012		Année témoin 2013 ajustée du Décret 846-2012	
			Nombre de trimestres	(M\$)	Nombre de trimestres	(M\$)
Quote-part 2011-2012 (1 avril 2011 au 31 mars 2012)	1173-2011	49,4	1	12,4		
ms: correction de la démarcation au 31 décembre 2011				-0,8		
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	846-2012	34,3	3	25,7	1	8,6
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	non publié	-			-	-
Prévision intégrée au dossier R-3814-2012	S/O	56,0			3	42,0
			4	37,3	4	50,6

N'ayant eu seulement la confirmation que la quote-part du décret 846-2012 a été établie en tenant compte du surplus budgétaire du BEIÉ, le Distributeur n'est pas en mesure de confirmer que la meilleure estimation pour les neuf derniers mois soit celle basée sur ce dernier décret.

8.2 Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajuster la prévision de l'année témoin 2013 basée sur le montant du décret numéro 846-2012, soit un budget de 34,3 M\$.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 43, tableau 1;
 - (ii) Pièce B-0082, pages 89 et 90;
 - (iii) Pièce B-0048, page 22.

Préambule :

- (i) La dépense de mauvaises créances s'élève à 73,8 M\$ pour l'année témoin 2013.

(ii) « Le Distributeur estime que les gains de la mesure seront appréciables, à la lumière des conclusions de l'étude produite en 2009 par le PERC et des discussions qu'il a eues avec NICOR Gas et DTE Energy. De plus, l'étude révèle que les bénéfices de cette mesure supplantent généralement les coûts de mise en place informatique de 2 à 10 fois et se font sentir rapidement, dans un délai de moins de cinq ans après l'implantation de la mesure.

Sur ces bases, le Distributeur est confiant que dès la première année, les bénéfices compenseront les coûts d'implantation. À l'intérieur des cinq ans suivant l'implantation et toutes choses égales par ailleurs :

- les bénéfices anticipés de la mesure pourraient dépasser les coûts d'implantation de 2 M\$ à 10 M\$;
- le nombre de comptes en souffrance pourrait diminuer de 100 k.

Le Distributeur rappelle ses réserves quant à la capacité de faire le suivi de ces gains. »

(iii) « Par exemple, NICOR Gas, un distributeur de gaz desservant 1,7 million de clients résidentiels de l'État de l'Illinois, enregistre les données de crédit de ses clients depuis 1999. Il a observé une diminution de la dépense de mauvaises créances de 20 % sur 3 ans, une réduction des radiations, ainsi qu'une hausse des paiements à temps et du nombre d'ententes de paiement. » [Nous soulignons]

Demande :

9.1 Advenant le cas où la Régie accepte la transmission des données de crédit aux Agents de renseignements personnels (ARP), veuillez commenter le fait que le Distributeur se fixe un objectif de réduire la dépense de mauvaises créances de 20 % sur 3 ans, soit des bénéfices anticipés de l'ordre de 15 M\$ (20 % de 73,8 M\$).

Réponse :

Bien que le Distributeur soit confiant que l'introduction de la mesure génère des bénéfices de l'ordre de grandeur de ceux présentés dans l'étude produite en 2009 par le PERC, le Distributeur peut difficilement se fixer un objectif précis de réduction de la DMC. La DMC étant la résultante d'une multitude de facteurs externes, tels que les conditions économiques, les tarifs, l'optimisation du système clientèle et les autres stratégies de recouvrement, qui peuvent avoir pour effet d'abaisser la DMC comme de la hausser. La difficulté majeure vient du fait que le Distributeur ne sera pas en mesure d'isoler distinctement la part due à la mesure structurante proposée de celle des autres facteurs. Le Distributeur propose toutefois de suivre un certain nombre d'indicateurs qui permettront de vérifier l'efficacité de la mesure structurante.

Voir également la réponse à l'engagement n°2 à la pièce HQD-1, document 2.3 et la réponse à la question 7.5 de OC à la pièce HQD-13, document 9.

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 16;
 - (ii) Pièce B-0088, pages 33 et 34;
 - (iii) Pièce B-0088, pages 27 à 30.

Préambule :

(i) « [...] À cet effet, le Distributeur demande le reclassement du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie. En effet, en excluant la portion de la dépense de mauvaises créances maintenant présentée à titre d'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers, ce programme présente des coûts, stables depuis 2 ans, soit 4,3 M\$ en 2010 et 4,1 M\$ en 2011. »

(ii) « [...] Le tableau suivant présente le coût du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (excluant les activités de base).

**TABLEAU R-7.10
COÛT DU PROGRAMME SPÉCIAL VISANT À CONTRER LA SUBTILISATION D'ÉNERGIE (EN M\$)**

	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013
Coût du projet	3,3	3,9	4,3	4,1	5,0	5,1
Mauvaises créances	1,1	1,9	1,5	0,4	0,5	0,6
Coût du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie	4,4	5,8	5,8	4,5	5,5	5,7

[...]

Le Distributeur n'est pas en mesure de ventiler les revenus, tel que demandé par l'intervenant. Cependant les revenus liés à la subtilisation d'énergie comptabilisés à la rubrique « Revenus autres que ventes d'électricité » sont présentés aux pièces HQD-9, document 2 des dossiers R-3708-2009 et R-3840-2010 et aux pièces HQD-9, document 1 des dossiers R-3776-2011 et R-3814-2012. »

La Régie établit les données suivantes à partir des pièces énumérées ci-dessus.

(en M\$)	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013
Revenus autres-						

Subtilisation d'énergie	3,5	4,6	3,6	3,5	2,3	2,8
----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

(iii) Dans ses dossiers tarifaires R-3677-2008, R-3708-2009 et R-3740-2010, le Distributeur indique que :

« Le Distributeur prévoit que les revenus additionnels générés par ce programme excéderont les coûts totaux encourus. »

La Régie constate que les coûts du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie totalisent 31,7 M\$ et les revenus générés par ce programme de 20,3 M\$ pour les années 2008 à 2013. La Régie constate également que les revenus de 2,8 M\$ de l'année témoin 2013 n'excèdent pas les coûts de 5,7 M\$ de l'année témoin 2013.

Demandes :

10.1 Veuillez commenter sur l'affirmation à l'effet que *« Le Distributeur prévoit que les revenus additionnels générés par ce programme excéderont les coûts totaux encourus. »* et sur les résultats (coûts et revenus) à ce jour du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (référence (iii)).

Réponse :

Pour effectuer une comparaison complète des revenus et des coûts générés par le programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie, il est important de prendre en compte les revenus récurrents qui se retrouvent dans les ventes d'électricité. De plus, le Distributeur tient à souligner que les revenus totalisant 20,3 M\$ présentés dans le préambule de la question sont relatifs au programme spécial mais également aux activités de base. La comparaison doit donc exclure la portion inhérente aux activités de base.

Historiquement, tel que démontré au tableau R-10.1, les revenus liés à la subtilisation d'énergie surpassent les coûts encourus dans le programme (26,4 M\$ de revenus contre 20,5 M\$ de coûts pour les années 2008 à 2011). Grâce aux nouveaux outils qui sont prévus au cours des prochaines années pour aider à détecter de nouveaux cas par analyse, le Distributeur entend conserver un niveau de revenus qui lui permettra de couvrir les coûts du programme, comme le démontrent les prévisions pour 2013 (7,3 M\$ de revenus versus 5,7 M\$ de coûts).

TABLEAU R-10.1
REVENUS ET COÛTS RELATIFS AU PROGRAMME SPÉCIAL VISANT À CONTRER
LA SUBTILISATION D'ÉNERGIE (M\$)

	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année de base 2012 ⁽¹⁾	Année témoin 2013 ⁽¹⁾
Revenus autres que ventes d'électricité						
Revenus ponctuels	3,2	4,1	3,2	2,3		
Ventes d'électricité						
Revenus récurrents	2,4	3,4	4,0	3,8		
REVENUS PROVENANT DU PROGRAMME SPÉCIAL VISANT À CONTRER LA SUBTILISATION D'ÉNERGIE	5,6	7,5	7,2	6,1	5,2	7,3
Coûts excluant la dépense de mauvaises créances	3,3	3,9	4,3	4,1	5,0	5,1
Dépense de mauvaises créances	1,1	1,9	1,5	0,4	0,5	0,6
COÛTS DU PROGRAMME SPÉCIAL VISANT À CONTRER LA SUBTILISATION D'ÉNERGIE	4,4	5,8	5,8	4,5	5,5	5,7

⁽¹⁾ En mode prévisionnel, le partage entre les revenus ponctuels et les revenus récurrents n'est pas disponible

10.2 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit que les revenus générés par ce programme excéderont les coûts dans les années à venir. Veuillez justifier la rentabilité de ce programme.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.

10.3 Veuillez indiquer si ce programme sera modifié pour tenir compte des possibilités de gains que pourrait procurer le projet LAD. Veuillez élaborer.

Réponse :

La majorité des cas de subtilisation n'ont pas directement lieu sur le compteur, mais en amont de celui-ci. Le projet LAD n'a donc pas pour objectif d'enrayer la subtilisation d'énergie en amont du compteur. Cependant, la mise en conformité des installations permettra au projet LAD de corriger les situations où il y a subtilisation directement au compteur. L'installation des compteurs de nouvelle génération amènera des modifications aux méthodes de travail qui contribueront à contrer la subtilisation d'énergie. À titre d'exemple, les données de consommation réelles seront utilisées aux fins d'analyse dans le cadre de la détection de cas de subtilisation.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (CSP)

- 11. Références :** (i) Pièce B-0082, pages 100 et 101;
(ii) Décision D-2011-028, pages 66 et 67.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique une hausse des activités de base des CSP de 28,7 M\$ en 2013 par rapport à l'année historique 2011. Il explique également les impacts des ajustements organisationnels survenus en 2010 et 2011, soit respectivement des hausse de 46,3 M\$ et 11,3 M\$.

« Le Distributeur souligne que n'eût été de la diminution du rendement des fournisseurs de 5,3 M\$ et de la diminution découlant des ajustements organisationnels de 3,9 M\$, l'augmentation des activités de base des charges de services partagés aurait été de 37,9 M\$.

Cet écart s'explique essentiellement comme suit :

- *Croissance normale des coûts découlant de l'inflation de l'ordre de 20 M\$.*
- *En 2011, quatre projets d'innovation technologique sont passés de la phase de recherche à la phase de développement. Ce faisant, une part plus importante de l'enveloppe prévue aux charges d'exploitation en innovation technologique a été comptabilisée à titre d'actifs incorporels. Le Distributeur rappelle que les frais de recherche engagés dans ce type de projets sont comptabilisés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils sont encourus jusqu'au moment où l'on peut démontrer qu'ils respectent tous les critères de capitalisation. À ce moment, les frais sont capitalisés à titre de frais de développement. Pouvant s'échelonner sur plus d'un exercice, l'issue du traitement comptable de ces projets est difficilement prévisible et peut créer en mode réel des écarts entre les charges et les investissements.*
- *[...] » [Nous soulignons]*

(ii) Extrait de la décision D-2011-028, dossier R-3740-2010 concernant les ajustements organisationnels :

« [255] [...] Tous ces transferts, qu'ils soient reflétés ou non, n'ont globalement aucun impact sur le revenu requis du Distributeur, puisqu'une diminution de la masse salariale (et des autres coûts y afférents) est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées.

[256] Le Distributeur n'anticipe aucun gain d'efficience l'année où le transfert d'activités est effectué. Des gains sont toutefois attendus lors des années subséquentes, lesquels seront captés par le biais de gains d'efficience découlant des actions de gestion courante. Il mentionne qu'il poursuit ses efforts en matière d'amélioration de sa performance opérationnelle.

[257] La Régie demande au Distributeur de rendre compte des gains d'efficience ainsi réalisés lors des prochains dossiers tarifaires. »

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer que des gains d'efficience de 3,9 M\$ ont été réalisés dans les activités de base des CSP en 2013 suite aux transferts organisationnels des années précédant 2011. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

La diminution de 3,9 M\$ des coûts liés aux activités de base des CSP n'est pas attribuable à des gains d'efficience mais représente plutôt l'impact du déplacement d'activités auparavant effectuées par les fournisseurs et maintenant réalisées par le Distributeur.

Ainsi, ces transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis du Distributeur puisqu'une diminution des charges de services partagés facturées est compensée par une augmentation équivalente de la masse salariale et des autres coûts directs afférents.

11.2 Veuillez identifier et quantifier les quatre projets d'innovation technologique qui sont passés en 2011 de la phase de recherche en mode budgétaire à la phase de développement en mode réel.

Réponse :

Les quatre projets d'innovation technologique qui sont passés à la phase de développement en 2011 sont les suivants :

**TABLEAU R-11.2
PROJETS D'INNOVATION TECHNOLOGIQUE**

Description	2011 Réel
Réduction de l'impact environnemental des poteaux de bois traités sur le sol et l'eau	1,4 M\$
Unité mobile d'intervention sur le réseau souterrain de distribution	1,0 M\$
Nouvelle technique de vérification des câbles	0,7 M\$
Outil de détection de décharges partielles de premier niveau	0,5 M\$
TOTAL	3,6 M\$

11.3 Veuillez identifier et quantifier, le cas échéant, les projets d'innovation technologique qui sont passés en 2012 de la phase de recherche (année témoin 2012) à la phase de développement (année de base 2012).

Réponse :

En 2012, seul le projet « Traverse télécommandée », pour un montant de 1,1 M\$, est passé à la phase de développement.

11.4 Est-ce que le fait de passer de la phase de recherche en mode budgétaire à la phase de développement en mode réel est une situation fréquente? Veuillez fournir un historique sur un horizon 2007-2011.

Réponse :

Le tableau R-11.4 présente un historique des projets d'innovation technologique comptabilisés aux investissements sur la période 2007 à 2011.

**TABLEAU R-11.4
PROJETS D'INNOVATION TECHNOLOGIQUE COMPTABILISÉS AUX
INVESTISSEMENTS (EN M\$)**

Année	Réel
2007	2,3
2008	6,0
2009	6,6
2010	5,5
2011	8,5

Le Distributeur souligne que de 2008 à 2011, les projets d'innovation technologique comptabilisés aux investissements comprenaient un montant d'environ 5 M\$ par année relatif au PGEÉ, les coûts y afférents étant totalement capitalisés.

À compter de 2012, en conformité avec l'IAS 38, les coûts des activités et programmes de recherche ne se qualifient plus comme coûts d'une immobilisation incorporelle et ont, par conséquent, été planifiés à titre de charges d'exploitation, tel que présenté aux tableaux R-9.1-B,

R-9.1-C et R-9.1-D, en réponse à la question 9.1 de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 7.

Excluant les projets liés au PGEÉ, seuls quelques projets peuvent passer de la phase de recherche en mode budgétaire à la phase de développement en mode réel à chaque année. Les données présentées au dossier tarifaire sont préparées avec l'information disponible au moment du dépôt, représentant une enveloppe globale de projets dont certains sont déjà amorcés. En mode réel, les travaux sont régulièrement établis par priorité, et ce, en fonction des besoins du Distributeur et de la disponibilité des chercheurs. Ainsi, certains projets s'échelonnent sur plus d'un exercice. Ce faisant, l'issue du traitement comptable de l'enveloppe de projets est difficilement prévisible.

AUTRES CHARGES

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0034, page 4;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0035, page 5, graphique 1.

Préambule :

(i) « Dans sa décision D-2012-024, la Régie déterminait le montant des achats de combustible à 92,0 M\$ pour l'année 2012. Sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le Distributeur évalue désormais ses achats de combustible à 97,8 M\$. Le Distributeur estime le coût des combustibles pour l'année témoin 2013 à 100 M\$. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole du WTI d'avril 2012. »

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente le graphique 1 sur les tendances des prix sur Nymex.

Demandes :

- 12.1** Veuillez indiquer les moyennes des prix à terme du baril de pétrole du WTI ainsi que les mois utilisés pour :
- l'année historique 2011;
 - la décision D-2011-024;
 - l'année de base 2012;
 - l'année témoin 2013.

Réponse :

Les moyennes des prix du baril de pétrole du WTI tel que demandé sont les suivantes :

- Année historique 2011 : 95,1 \$ US / baril (prix moyen observé en 2011) ;
- Décision D-2011-024 : Prix à terme du mois d'avril 2011 portant sur 2012 : 109,7 \$ US / baril ;
- Année de base 2012 : Prix à terme du mois d'avril 2012 portant sur les mois de mai à décembre 2012 : 104,5 \$ US / baril ;
- Année témoin 2013 : Prix à terme du mois d'avril 2012 portant sur 2013 : 104 \$ US / baril.

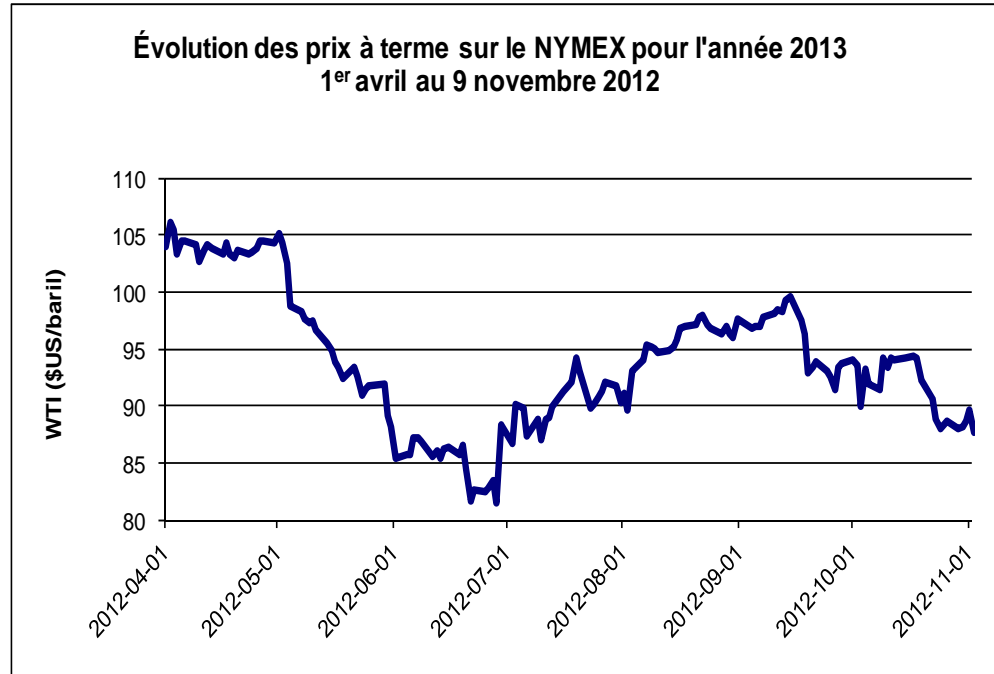
Le Distributeur tient à corriger une coquille dans l'information présentée au dossier R-3776-2011 à la pièce HQD-7, document 11 : le montant des achats de combustibles évalué à 92,0 M\$ pour l'année témoin 2012 aurait dû être de 97,1 M\$.

12.2 Veuillez estimer les coûts des combustibles pour l'année témoin 2013 en se basant sur la moyenne des prix du mois le plus récent.

Réponse :

La moyenne des prix à terme du mois d'octobre 2012 pour l'année 2013 se situe à 91,9 \$ US / baril comparativement à 104 \$ US / baril, tel qu'utilisé en preuve sur la base du mois d'avril 2012. Le graphique suivant présente l'évolution des prix à terme du baril de pétrole WTI pour l'année 2013.

GRAPHIQUE R-12.2



À titre illustratif, l'estimation du coût des combustibles pour l'année témoin 2013 avec les prix à terme du mois d'octobre 2012 se situe à 95,9 M\$.

Le Distributeur rappelle qu'ultimement, toutes les variations de coût des combustibles, tant à la hausse qu'à la baisse, sont comptabilisées au compte de frais reportés.

12.3 Veuillez déposer la mise à jour, à ce jour, du graphique présenté à la référence (ii).

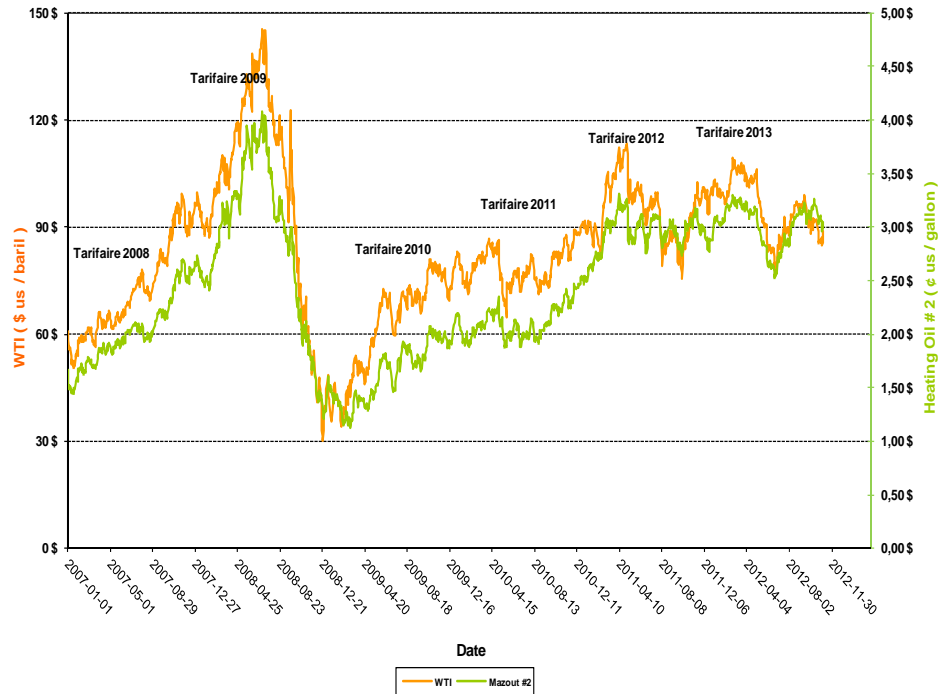
Réponse :

Le graphique R-12.3 présente l'évolution des prix du WTI du 1^{er} janvier 2007 au 8 novembre 2012.

GRAPHIQUE R-12.3

Évolution historique du prix des combustibles

1er janvier 2007 au 9 novembre 2012



- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0034, page 5, tableau 3;
 - (ii) Pièce B-0082, page 107, tableau R-42.1;
 - (iii) Pièce B-0082, page 108, tableau R-42.2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3 le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour les années 2011 à 2013.
- (ii) Le Distributeur présente R-42.1 le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour les années 2011 et 2013. Il fournit également les composantes de la rubrique « Projets abandonnés et autres ».
- (iii) Le Distributeur présente au tableau R-42.2 le détail des projets abandonnés et autres pour les années 2011 à 2013 :
 - Retraits-Autres;
 - OSC;
 - Projets abandonnés.

Demandes :

13.1 Veuillez compléter le tableau 3 présenté à la référence (i) en fournissant les données suivantes :

- Données réelles 2007 à 2011 pour chacune des composantes;
- Le détail des projets abandonnés et autres selon le même niveau de détail que le tableau R-42.2 (référence (iii)) pour les années 2007 à 2013.

Réponse :

Le tableau R-13.1-A présente le détail des données réelles des coûts nets liés aux sorties d'actifs sur la période 2007 à 2011. Le tableau R-13.1-B présente le détail des projets abandonnés et autres sur la période 2007 à 2013.

**TABLEAU R-13.1-A
DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS SUR LA PÉRIODE 2007 À 2011 (M\$)**

Année du retrait/disposition	2007	2008	2009	2010	2011
Corroborations	-	29,3	1,3	24,5	14,6
Poteaux	-	-	-	(0,4)	-
Conducteurs	-	7,6	-	3,9	2,5
Câbles	-	15,9	-	16,7	10,2
Transformateurs	-	5,8	1,3	4,3	1,2
Autres	-	-	-	-	0,7
Appareils de mesure et autres	10,3	0,4	11,5	5,5	(0,9)
Appareils de mesure	12,8	6,1	7,5	4,5	2,8
Revenus provenant de la vente d'actifs	(4,1)	(7,6)	(5,3)	(8,9)	(10,3)
Projets abandonnés et autres (incluant OSC)	1,6	1,9	9,3	9,9	6,6
Mise en conformité	-	-	-	19,0	-
Total	10,3	29,7	12,8	49,0	13,7

**TABLEAU R-13.1-B
DÉTAIL DES PROJETS ABANDONNÉS ET AUTRES SUR LA PÉRIODE 2007 À 2013 (M\$)**

Description	2007	2008	2009	2010	2011	2012		Année témoin 2013
						D-2012-024	Année de base	
Retraits - Autres	1,6	1,9	3,0	3,0	3,6	5,5	4,0	6,5
Projet OSC	-	-	-	-	-	9,3	14,6	-
Projets abandonnés ou radiés	-	-	6,3	6,9	3,0	10,3	8,0	10,0
Total	1,6	1,9	9,3	9,9	6,6	25,1	26,6	16,5

13.2 Veuillez fournir les données réelles disponibles à ce jour pour l'année 2012 selon le même niveau de détail que le tableau 3 (référence (i)) et le tableau R-42.2 (référence (iii)).

Réponse :

Le tableau R-13.2 présente les données réelles au 31 octobre 2012 des coûts nets liés aux sorties d'actifs.

**TABLEAU R-13.2
DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS AU 31 OCTOBRE 2012 (M\$)**

Année du retrait/disposition	31 oct 2012
Corroborations	-
Poteaux	-
Conducteurs	-
Câbles	-
Transformateurs	-
Autres	-
Appareils de mesure et autres	3,1
Appareils de mesure	2,0
Revenus provenant de la vente d'actifs	(7,9)
Projets abandonnés et autres	
<i>Retraits autres</i>	1,0
<i>Projet OSC</i>	-
<i>Projets abandonnés ou radiés</i>	4,6
Programmes commerciaux	3,4
Projet majeur LAD	0,2
Total	3,3

Le Distributeur tient à souligner que la réalisation de chacun des dossiers de corroboration étant un processus long et complexe qui se termine habituellement vers la fin d'année, il comptabilise les résultats de ces travaux au moment où le dossier d'analyse est terminé.

13.3 Veuillez justifier la prévision des projets abandonnés ou radiés de 10 M\$ pour l'année témoin 2013.

Réponse :

Le Distributeur ayant, à la fin du 1^{er} trimestre 2012, resserré le processus d'analyse des travaux en cours pouvant mener à l'abandon de certains projets, les travaux inhérents à ce processus débutent dorénavant plus tôt dans l'année.

Dû à ce resserrement de processus, le Distributeur s'attend à comptabiliser des projets abandonnés ou radiés de l'ordre de 10,0 M\$ en 2013 contre 8,0 M\$ pour l'année 2012.

BASE DE TARIFICATION

14. Référence : Pièce B-0066.

Préambule :

Le Distributeur présente le détail des bases de tarification par rubrique pour les années 2011 à 2013. La base de tarification de l'année témoin 2013 se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 10 297,0 M\$.

Le tableau suivant présente une comparaison des bases de tarification (selon la moyenne 13 soldes) réelles et celles autorisées pour la période 2004 à 2011 ainsi que pour l'année de base 2012.

Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes)

(en M\$)	Données réelles	Données autorisées	Écarts
2013	10 297,0 (budget)		
2012	9 935,8 (4/8)	10 063,0 (2)	-127,2
2011	10 305,6	10 387,6	-82,0
2010	9 989,8	10 044,8 (1)	-55,0
2009	9 741,4	9 826,2	-84,8
2008	9 861,2	10 025,0	-163,8
2007	9 413,1	9 441,5	-28,4
2006	8 874,5	8 919,1	-44,6
2005	8 447,0	8 462,8	-15,8
2004	8 318,7	8 446,9	-128,3

Sources : Pièce B-0066 ; rapport annuel 2011, pièce HQD-4, document 2, page 12, tableau 9 et dossier R-3776-2011, pièce B-0070, page 46, tableau R-24.1.

Note 1 : Inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022, page 89.

Note 2 : Après ajustement-Projet LAD.

La Régie constate une surévaluation systématique de la base de tarification et en conséquence, le Distributeur a été rémunéré pour des investissements qui n'ont pas eu lieu ou ont été reportés.

Demande :

14.1 Veuillez expliquer les composantes des écarts présentés au tableau ci-dessus pour les années historiques 2007 à 2011 et pour l'année de base 2012.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur tient à souligner que les écarts considérés par la Régie sont somme toute peu élevés en regard des bases de tarification autorisées à chaque année, représentant, pour la période de 2005 à 2011, de 0,18 % à 0,86 % de la base de tarification reconnue, y compris pour l'année 2008 en excluant le fond de roulement puisque l'écart de cette année était constitué pratiquement pour moitié d'un écart relié à l'encaisse réglementaire.

De plus, tel qu'expliqué en réponse à la question 22.2 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 du dossier R-3776-2011, le Distributeur réitère que c'est seulement une fois mis en service que les investissements ont un impact sur les revenus requis en générant une dépense d'amortissement et un rendement. Le Distributeur assurant un suivi constant de l'ensemble de ses investissements afin de les optimiser, il est normal que certains investissements soient reportés décalant du même coup leurs mises en service.

Le tableau R-14.1-A présente un sommaire des références aux documents détaillant les explications des écarts pour les années 2007 à 2011.

**TABLEAU R-14.1-A
RÉFÉRENCES POUR LES ANNÉES HISTORIQUES 2007 À 2011**

Année	Dossier	Document	Réponse à la question n°	Pièce	Pages	Élément couvert
2007	Rapport annuel 2007	demande de renseignements n°1 de la Régie	2	HQD-10, document 1	6 à 8	Suivi de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs réelle)
2007 / 2008	R-3708-2009	demande de renseignements n°1 de la Régie	50 et 51	HQD-13, document 1	95 à 99	Rubriques immobilisations en exploitation et PGEE (autorisée vs réelle)
2007 à 2010	R-3776-2011	demande de renseignements n°1 de l'AQCCIE-CIFQ	24	HQD-14, document 4	45 et 46	Écarts de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs réelle)
2008	Rapport annuel 2008	demande de renseignements n°1 de la Régie	2	HQD-10, document 1	5 à 7	Suivi de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs réelle)
2009	Rapport annuel 2009	s/o	s/o	HQD-4, document 2	14 à 17	Suivi de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs réelle)
2007 à 2009	R-3740-2010	demande de renseignements n°2 de la Régie	32	HQD-13, document 1.1	63 et 64	Rubrique Encaisse réglementaire
2010	Rapport annuel 2010	s/o	s/o	HQD-4, document 2	12 à 14	Suivi de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs réelle)
2010	Rapport annuel 2010	demande de renseignements n°1 de la Régie	13	HQD-12, document 1	31 à 34	Rubriques immobilisations en exploitation et frais reportés (autorisée vs réelle)
2010	R-3740-2010	demande de renseignements n°1 de la Régie	48	HQD-13, document 1	114 à 116	Suivi de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs année de base)
2011	Rapport annuel 2011	s/o	s/o	HQD-4, document 2	11 à 13	Suivi de la Base de tarification - moyenne 13 soldes (autorisée vs réelle)

Le tableau R-14.1-B présente, par composantes les écarts de la moyenne des 13 soldes 2012 de la base de tarification de l'année de base par rapport aux montants autorisés par la Régie dans sa décision D-2012-024.

**TABLEAU R-14.1-B
SUIVI DE LA BASE DE TARIFICATION 2012 – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)**

Composantes	2012		
	Année de Base	Autorisée D-2012-024	Variations
Immobilisations en exploitation	8 338,7	8 371,1	(32,4)
Contrats de location-acquisition	32,2	31,2	1,0
Actifs incorporels en exploitation	1 246,2	1 328,5	(82,3)
Plan global en efficacité énergétique	793,9	846,6	(52,7)
Programmes et activités du BEIÉ	129,7	115,5	14,2
Logiciels	292,2	340,3	(48,1)
Autres actifs incorporels	30,4	26,1	4,3
Autres actifs	195,7	219,2	(23,5)
Fonds de roulement	122,8	148,1	(25,3)
Total	9 935,8	10 098,2 ⁽¹⁾	(162,4)

⁽¹⁾ Le Distributeur a ajusté la base de tarification autorisée 2012 du préambule afin de la rendre comparable à celle de l'année de base 2012 et à celle de l'année témoin 2013 qui incluent le projet LAD.

L'écart de 162,4 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

Immobilisations en exploitation

La moyenne 13 soldes est la résultante de l'évolution des immobilisations en exploitation en 2012. Le tableau R-14.1-C détaille par composantes cette évolution.

**TABLEAU R-14.1-C
ÉVOLUTION DES IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION (EN M\$)**

Immobilisation en exploitation	Valeur nette au 1 ^{er} janvier 2012	Mises en service 2012	Amortissement 2012	Régularisations 2012	Valeur nette 31 décembre 2012	Moyenne 13 soldes 2012
Autorisé (D-2012-024)	8 360,6	634,3	(568,0)	(34,5)	8 392,4	8 371,1
Année de base	8 344,6	619,5	(558,3)	(23,3)	8 382,6	8 338,7
Écart Base 2012 / Autorisé	(16,0)	(14,8)	9,6	11,2	(9,8)	(32,4)

Comme le montre le tableau R-14.1-C, l'écart de 32,4 M\$ s'explique par les éléments suivants :

- des mises en service prévues à l'année de base 2012 inférieures de 14,8 M\$ à celles autorisées. Cet écart résulte principalement :
 - des mises en service inférieures de 67,8 M\$ des équipements de mesurage découlant principalement de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD ;
 - cet écart est compensé par des mises en service plus importantes de 25 M\$ relativement aux lignes aériennes et souterraines de distribution ;
 - ainsi que par des remboursements de contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers inférieurs de 26,4 M\$ et découlant principalement de la variation des dates de mises en service des projets Gros Morne 2, Le plateau, Des Moulins et St-Valentin.
- une charge d'amortissement prévue à l'année de base 2012 inférieure de 9,6 M\$ à celle autorisée qui découle principalement de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD. Ainsi, la charge d'amortissement liée au projet LAD passe de 9,7 M\$ à 3,9 M\$, soit une diminution de 5,8 M\$ (Voir à cet effet la réponse à la question 41.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1) ;
- des régularisations prévues à l'année de base 2012 inférieures de 11,2 M\$ à celles autorisées qui découlent principalement des sorties d'actifs inférieures de 9,5 M\$. Cette diminution découle de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD. Ainsi, les sorties d'actifs passent de 9,9 M\$ à 0,5 M\$, soit une

diminution de 9,4 M\$ (Voir à cet effet la réponse à la question 41.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1).

Actifs incorporels en exploitation

La diminution de la moyenne 13 soldes de 82,3 M\$ constatée par rapport au montant autorisé s'explique d'une part, par l'évolution à la baisse du PGEÉ pour 52,7 M\$ et des logiciels pour 48,1 M\$ et d'autre part, par une évolution à la hausse des programmes et activités du BEIÉ pour 14,2 M\$.

- PGEÉ : Voir la réponse à la question 43.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.
- Logiciels : Voir la réponse à la question 45.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

Autres actifs

La diminution de 23,5 M\$ de cette rubrique est attribuable à l'évolution pour 23,6 M\$ des contributions à des projets de raccordement en 2012 (Voir à cet effet la réponse à la question 45.4 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1).

Fonds de roulement

La diminution de 25,3 M\$ de cette rubrique est due à la variation découlant de l'encaisse réglementaire pour 28,7 M\$ (Voir à cet effet la réponse à la question 46.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1).

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

15. **Références :**
- (i) Pièce B-0082, page 119;
 - (ii) Dossier R-3579-2005, pièce B-6, HQD-14, document 1, pages 39 et 40.

Préambule :

- (i) « Tel qu'expliqué en réponse à la question 46.2, l'ajustement du délai moyen de perception provenant de la provision réglementaire a été décrit en réponse à la

question 19.1 de la demande de renseignements no1 de la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005. Ainsi, à la base, le délai de perception additionnel lié à la récupération (ou au paiement) de la provision réglementaire est de 585 jours.

Pour une année, l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire peut être obtenu en appliquant à ce délai maximal de 585 jours le prorata du montant de provision réglementaire sur les revenus des ventes d'électricité. »

(ii) Dans son dossier R-3579-2005, le Distributeur explique que :

« À la base, le délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire est de 19,5 mois, soit 585 jours. Ce délai est expliqué dans les lignes qui suivent, à partir des délais applicables pour l'unité Service à la clientèle.

Une hausse applicable au 1^{er} janvier 2006 serait perçue approximativement à compter du début mars alors qu'une hausse au 1^{er} avril sera perçue à compter de juin. Le manque à gagner entre ces deux scénarios se bâtit régulièrement, depuis le début mars jusqu'à la fin du mois de mai. Ainsi, le centre de gravité du manque à gagner se situe autour de la mi-avril 2006. La provision réglementaire de 2006 sera quant à elle récupérée sur une période de 12 mois à même la hausse tarifaire applicable à compter du 1^{er} avril 2007, laquelle sera perçue à partir du début juin 2007 jusqu'à la fin mai 2008. Le centre de gravité de cette récupération se situe à la fin de novembre 2007. Le laps de temps entre le centre de gravité du manque à gagner et celui de sa récupération couvre donc la période de la mi-avril 2006 à la fin novembre 2007, soit une période de 19,5 mois, qui s'ajoute au délai de récupération initial (54,42 jours). Le même principe s'applique en ce qui concerne la perception des revenus en provenance de la clientèle de l'unité Grandes entreprises, même si le délai de récupération initial diffère (36,21 jours). »

[Nous soulignons]

Demande :

15.1 Considérant que l'étude a été effectuée en 2005, veuillez indiquer si le délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire de 19,5 mois ou 585 jours demeure adéquat et vérifier si les centres de gravité de la récupération sont toujours prévus à la mi-avril et à la fin de novembre.

Réponse :

Le calcul théorique du délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire est demeuré le même depuis le dossier R-3579-2005 puisqu'à chaque année, la hausse tarifaire est applicable à compter du 1^{er} avril. Ainsi, pour une année donnée, le centre de gravité du manque à gagner entre une hausse au 1^{er} janvier et une hausse au 1^{er} avril demeure autour de la mi-avril puisque le manque à gagner se bâtit depuis le début du mois de mars jusqu'à la fin du mois de mai. Quant au centre de gravité de la

récupération de la provision réglementaire, il se situe toujours à la fin du mois de novembre de l'année subséquente. Le laps de temps entre ces deux centres de gravité couvre donc toujours la période de la mi-avril de l'année tarifaire concernée à la fin du mois de novembre de l'année subséquente.

Dans les circonstances, le délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire de 19,5 mois ou 585 jours demeure adéquat.

COMPTES D'ÉCARTS

- 16. Références :** (i) Pièce B-0041, page 9, tableau 4;
(ii) Pièce B-0041, page 22, tableau 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 4 l'évolution du compte de nivellement pour aléas climatiques. Le solde du compte de nivellement est de 151,6 M\$ au 31 décembre 2010 et de 61,2 M\$ au 31 décembre 2011, soit des températures plus chaudes que les normales.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 14 le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2012. Le solde du compte de nivellement est de 79,5 M\$ au 30 avril 2012, soit des températures plus chaudes que les normales.

Demande :

- 16.1** En regard des soldes des comptes de nivellement 2010 à 2012, veuillez indiquer si le modèle de la normale climatique actuellement utilisé demeure adéquat.

Réponse :

Dans le cadre du développement des outils additionnels de prévision de la demande, le Distributeur a raffiné son analyse de l'impact des aléas climatiques sur la demande d'électricité.

Cet exercice a permis d'actualiser la normale climatique retenue aux fins de la prévision de la demande de l'année témoin 2013, en s'appuyant, d'une part, sur une analyse statistique des données climatiques historiques et, d'autre part, sur la tendance observée sur la période 1971-2011.

À partir de 2013, cette approche permettra, à chaque année, de tenir compte des données climatiques plus récentes et de refléter l'évolution de la normale climatique dans la prévision de la demande et le compte de nivellement.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

Résultats, objectifs, dépenses et budgets

17. Référence : Pièce B-0082, pages 126 à 128.

Demandes :

17.1 Veuillez compléter le tableau 1, ci-après, en fournissant l'impact énergétique annuel du PGEÉ pour chacune des années de la période 2003-2012, pour l'ensemble des programmes. Veuillez intégrer à cet impact les résultats de chacune des évaluations examinées par la Régie. Veuillez également compléter le tableau avec les impacts énergétiques prévisionnels par programme pour la période 2013-2015.

(Tableau omis)

Réponse :

Le Distributeur a présenté, au tableau R-52.1 de la réponse à la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, l'impact énergétique annuel du PGEÉ pour la période 2003 à 2011. Cet impact intègre les résultats de chacune des évaluations examinées par la Régie, incluant celles de 2012. Le cumul des efforts en économie d'énergie pour cette période s'élève à 5 935 GWh.

À ces informations, le Distributeur ajoute, au tableau R-17.1, les économies d'énergie prévues pour les années 2012 et 2013. Le cumul des efforts en économie d'énergie pour la période 2003 à 2013 atteint ainsi 7 132 GWh.

Les économies d'énergies prévues pour 2014 et 2015 sont de l'ordre de 500 GWh pour chacune des années. Comme mentionné en réponse à la question 53.2 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie, l'information prévisionnelle par programme sera déposée au moment des demandes tarifaires. Le Distributeur réitère également que la cible du PGEÉ, établie à 8 TWh à l'horizon 2015, sera atteinte.

Le Distributeur rappelle que les programmes du BEIÉ sont exclus du bilan énergétique du PGEÉ.

TABLEAU R-17.1
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES ANNUELS (GWH AJOUTÉS) INCLUANT LES RÉSULTATS DES ÉVALUATION PASSÉES

Programmes et activités d'HQD	2003R	2004R	2005R	2006R	2007R	2008R	2009R	2010R	2011R	2012A	2013	2003-2013
Marché résidentiel												
Diagnostic - résidentiel	-	93	77	67	12	27	125	92	98	45	27	664
Mieux consommer - résidentiel	1	101	146	280	268	241	237	192	202	171	99	1 940
Rénovation énergétique - MFR	-	-	-	0	4	20	20	10	9	4	3	71
Volet social	-	-	-	0	3	14	5	3	4	3	2	34
Volet COOP	-	-	-	-	1	4	3	4	2	0	0	15
Volet OBNL	-	-	-	-	-	2	11	3	2	1	1	20
Volet privé - municipalités	-	-	-	-	-	-	0	0	0	1	1	2
Offre intégrée MFR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Récupération de frigos et congélos énergivores	-	-	-	-	-	44	78	59	34	33	19	266
Remplacement de frigos - MFR	-	-	-	-	-	-	2	0	2	6	4	14
Géothermie	-	-	-	-	-	1	1	4	1	3	-	10
Pompes à chaleur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Récupération de la chaleur des eaux de drainage (pilote)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Soutien aux projets DUD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Réseaux autonomes	-	-	-	-	0	2	2	1	1	0	0	6
Sous-total Marché résidentiel	1	194	224	347	284	334	465	359	347	263	157	2 976
Marché affaires - Commercial et institutionnel												
Produits efficaces	-	1	11	19	27	35	111	49	48	7	7	314
Diagnostic - affaires	-	2	2	1	1	0	0	-	-	-	-	5
Approche clés en main	-	-	-	-	-	-	-	1	5	-	-	6
Recommissioning	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	5
OIEEB	-	-	-	-	-	-	-	-	149	227	233	609
Petits clients affaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	9	32
Commercial	-	-	-	-	-	-	-	-	79	102	76	257
Institutionnel	-	-	-	-	-	-	-	-	38	51	57	145
Nouvelle construction	-	-	-	-	-	-	-	-	32	52	91	175
Bâtiments HQD	-	-	6	10	6	4	4	(1)	2	2	3	36
Initiatives - bâtiments	-	5	11	83	116	131	124	82	-	-	-	551
PIBGE	-	1	18	24	33	29	15	15	-	-	-	135
Réseaux autonomes	-	-	-	-	-	-	0	1	0	1	1	3
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	-	9	48	136	182	199	254	148	204	239	246	1 664
Marché affaires - Industriel												
Initiatives - systèmes industriels	-	10	27	65	48	52	65	71	-	-	-	338
PADIGE-Analyse	-	3	10	8	148	204	0	169	-	-	-	542
PIIGE	-	20	112	152	162	192	109	121	-	-	-	868
PAMUGE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OIEESI	-	-	-	-	-	-	-	-	431	141	148	720
Petites et moyennes industries	-	-	-	-	-	-	-	-	55	68	52	176
Grandes industries	-	-	-	-	-	-	-	-	376	73	96	545
Sous-total Secteur industriel	-	34	150	225	357	447	175	360	431	141	148	2 468
Innovations technologiques et commerciales												
Projets de R-D du LTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IDÉE	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-	0
PISTE	-	-	-	5	3	4	1	1	-	1	2	16
PADIGE-Démonstration	-	-	7	-	0	-	1	1	-	-	-	8
Sous-total Innovations technologiques et commerciales	-	-	7	5	3	4	1	1	-	1	2	25
TOTAL - Programmes et activités d'HQD	1	237	428	713	827	983	895	868	982	645	553	7 132

Notes :

Les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.
Les redressements des évaluations approuvées par la Régie en 2012 sont inclus au présent tableau.

17.2 Veuillez compléter les tableaux 2-2003 à 2-2012, pour **chaque année** de la période 2003-2012.

(Tableau omis)

Réponse :

Les impacts énergétiques nets sont présentés au tableau R-17.1.

Le Distributeur rappelle que les impacts énergétiques annuels sont conformes aux rapports d'évaluation, lesquels sont déposés pour examen par la Régie afin que celle-ci constate et soit en accord avec les impacts énergétiques devant être comptabilisés dans le cadre du PGEÉ. Le Distributeur s'interroge sur l'utilité de produire une information aussi détaillée, a fortiori pour une période remontant jusqu'au tout début du PGEÉ, il y a une dizaine d'années. Avec égards, celle-ci n'apporte en effet aucun éclairage nouveau et atteint un niveau dépassant largement celui des informations généralement fournies dans le cadre de l'examen annuel du budget du PGEÉ.

Malgré ce qui précède, et à titre informatif, le Distributeur présente l'information demandée aux tableaux R-17.2-A à R-17.2-C.

TABLEAU R-17.2-A

Programmes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2003-2011
Marché résidentiel										
Diagnostic - résidentiel										
Nombre net* (unités/projets)		315 875	263 548	227 119	39 450	93 438	151 222	123 577	142 281	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		294	294	294	295	294	294	262	219	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		93	77	67	12	27	44	32	31	384
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Bénévolats		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Taux opportuniste		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Influence du tronc commun										
Nombre net* (unités/projets)										
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)										
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)							81	60	67	208
Effet d'entraînement participants										
Bénévolats										
Taux opportuniste										
Mieux consommer - résidentiel										
Nombre net* (unités/projets)	19 374	604 516	938 212	3 676 488	4 553 416	6 930 265	6 467 584	8 002 822	7 322 325	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)	29	168	156	76	59	35	37	24	28	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)	1	101	146	280	269	241	237	192	202	1 670
Effet d'entraînement participants	0%	2%	2%	3%	5%	3%	5%	4%	3%	
Bénévolats	0%	105%	99%	230%	257%	196%	289%	118%	32%	
Taux opportuniste	0%	19%	19%	17%	25%	23%	37%	21%	21%	
Rénovation énergétique - MFR										
Nombre net* (unités/projets)				4 943	38 276	181 152	134 713	37 813	24 866	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)				108	98	111	149	255	365	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)				0	4	20	20	10	9	63
Effet d'entraînement participants				0%	0,2%	0,2%	1%	2%	0%	
Bénévolats				0%	0,1%	0,1%	0,5%	1%	0%	
Taux opportuniste				10%	10%	10%	11%	13%	0%	
Récupération de frigos et congélos énergivores										
Nombre net* (unités/projets)						53 272	95 708	88 690	50 231	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)						818	818	668	668	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)						44	78	59	34	215
Effet d'entraînement participants						0%	0%	0%	0%	
Bénévolats						3%	3%	0%	0%	
Taux opportuniste						22%	22%	15%	15%	
Remplacement de frigos - MFR										
Nombre net* (unités/projets)							1 643	146	3 825	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)							986	986	601	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)							2	0	2	4
Effet d'entraînement participants							0%	0%	0%	
Bénévolats							0%	0%	0%	
Taux opportuniste							0%	0%	0%	
Géothermie										
Nombre net* (unités/projets)						73	147	399	150	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)						8 168	8 168	9 539	8 226	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)						1	1	4	1	7
Effet d'entraînement participants						0%	0%	0%	0%	
Bénévolats						0%	0%	0%	0%	
Taux opportuniste						49%	49%	7%	50%	
Réseaux autonomes										
Nombre net* (unités/projets)										
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)										
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)					0	2	2	1	1	6
Effet d'entraînement participants										
Bénévolats										
Taux opportuniste										
Sous-total Marché résidentiel										2556

TABLEAU R-17.2-B

Programmes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2003-2011
Marché affaires - Commercial et institutionnel										
Produits efficaces										
Nombre net* (unités/projets)		2 000	37 489	125 615	334 639	242 884	1 224 667	524 549	354 619	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		350	301	151	81	142	91	94	135	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		1	11	19	27	35	111	49	48	301
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bénévolats		0%	0%	1%	2%	3%	33%	0%	27%	
Taux opportunisme		0%	0%	6%	14%	11%	12%	16%	16%	
Diagnostic - affaires										
Nombre net* (unités/projets)		2 401	2 105	724	832	679	418	175		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		713	713	713	713	713	713	713		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		2	2	1	1	0	0	0		5
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Bénévolats		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Taux opportunisme		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Approche clés en main										
Nombre net* (unités/projets)								242	1 200	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)								4 298	4 298	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)								1	5	6
Effet d'entraînement participants								0%	0%	
Bénévolats								0%	0%	
Taux opportunisme								10%	10%	
OIEEB										
Nombre net* (unités/projets)									847	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)									175 515	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)									149	149
Effet d'entraînement participants									0%	
Bénévolats									0%	
Taux opportunisme									18%	
Bâtiments HQD										
Nombre net* (unités/projets)			15	12	6	10	7	-	5	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)			420 000	856 963	975 384	408 023	503 552	-	389 915	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)			6	10	6	4	4	-1	2	31
Effet d'entraînement participants			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Bénévolats			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Taux opportunisme			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Initiatives bâtiments										
Nombre net* (unités/projets)		40	113	296	430	456	444	357		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		131 750	99 214	278 864	269 407	286 928	278 191	228 318		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		5	11	83	116	131	124	82		551
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	5%	0%		
Bénévolats		0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%		
Taux opportunisme		62%	62%	29%	28%	26%	24%	22%		
PIBGE										
Nombre net* (unités/projets)		1	20	26	28	38	27	24		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		1 376 000	881 950	919 231	1 173 286	752 605	560 963	635 208		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		1	18	24	33	29	15	15		135
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Bénévolats		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Taux opportunisme		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Réseaux autonomes										
Nombre net* (unités/projets)							0	1	0	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)										
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)										
Effet d'entraînement participants										
Bénévolats										
Taux opportunisme										
Sous-total Secteur commercial et institutionnel										1179

TABLEAU R-17.2-C

Programmes *	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2003-2011
Marché affaires - Industriel										
Initiatives industriels										
Nombre net* (unités/projets)		26	95	153	176	178	204	348		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		402 600	285 352	424 183	271 023	290 449	320 255	202 944		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		10	27	65	48	52	65	71		338
Effet d'entraînement participants		0%	0%	3%	4%	3%	23%	0%		
Bénévolats		0%	0%	4%	5%	5%	12%	0%		
Taux opportunisme		33%	33%	25%	25%	25%	18%	25%		
PADIGE-Analyse										
Nombre net* (unités/projets)										
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)										
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		3	10	8	148	204	0	169		543
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Bénévolats		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Taux opportunisme		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
PIIGE										
Nombre net* (unités/projets)		14	64	101	107	98	76	81		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)		1 464 000	1 754 688	1 501 208	1 511 421	1 954 673	1 440 395	1 491 247		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)		20	112	152	162	192	109	121		868
Effet d'entraînement participants		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Bénévolats		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Taux opportunisme		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
OIEESI										
Nombre net* (unités/projets)									372	
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)									1 158 815	
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)									431	
Effet d'entraînement participants									1%	
Bénévolats									0%	
Taux opportunisme									4%	
Sous-total Secteur commercial et institutionnel										2179
Programmes *										
Innovations technologiques et commerciales										
IDÉE										
Nombre net* (unités/projets)							1	1		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)							11 712	204 401		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)							0,01	0,20		0
Effet d'entraînement participants							0%	0%		
Bénévolats							0%	0%		
Taux opportunisme							0%	0%		
PISTE										
Nombre net* (unités/projets)				6	11	5	3	1		
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)				823 333	274 188	704 000	182 890	510 000		
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)				5	3	4	1	1		13
Effet d'entraînement participants				0%	0%	0%	0%	0%		
Bénévolats				0%	0%	0%	0%	0%		
Taux opportunisme				0%	0%	0%	0%	0%		
PADIGE-Démonstration										
Nombre net* (unités/projets)										
Gain unitaire moyen net** (kWh/an)										
Impact énergétique net (GWh ajoutés net)			7	-	0	-	1	1		8
Effet d'entraînement participants			0%		0%		0%	0%		
Bénévolats			0%		0%		0%	0%		
Taux opportunisme			0%		0%		0%	0%		
Sous-total Innovations technologies et commerciales										21
TOTAL- Programmes et activités d'HQD										5935

Programmes du PGEE

- 18. Références :** (i) Pièce B-0042, page 18;
(ii) pièce B-0086, page 5.

Préambule :

Référence (i) :

« 4.2.6. Géothermie

Dans sa décision D-2011-028, la Régie suggérait d'encourager le choix de la géothermie dans les segments où cette mesure est rentable. Le Distributeur a procédé à l'analyse et aux modifications nécessaires. Toutefois, compte tenu de la méthode de calcul retenue pour le TCTR, le résultat de ce dernier demeure négatif. Ce résultat découle du taux d'opportunité élevé du programme, 49 % en moyenne, ces opportunités étant à nouveau inclus aux fins de ce test. Le Distributeur mettra donc fin au programme le 31 décembre 2012. »

Référence (ii) :

« 1.9 Pour chacun des segments de marchés retenus (cas types), pouvez-vous fournir le résultat du TCTR? »

Réponse :

Les analyses économiques sont réalisées sur l'ensemble du programme et non par segment de marché. »

Demandes :

- 18.1** Veuillez fournir le détail et le résultat du calcul du test du coût total en ressources (TCTR) pour l'ensemble du programme *Géothermie*, sur la base des coûts et des résultats anticipés pour 2012.

Réponse :

Le tableau R-18.1 présente le détail et le résultat pour le TCTR.

**TABLEAU R-18.1
DÉTAIL ET RÉSULTAT DU TCTR EN \$ ACTUALISÉ DE 2012**

<u>Coûts détaillés</u>	- Coût HQD (k\$ act 2012)	3 231 \$
	- Coût Clients (k\$ act 2012)	5 000 \$
	- Coût Partenaire (k\$ act 2012)	<u>247 \$</u>
	- Coût Total (k\$ act 2012)	8 478 \$
	- Coûts évités (k\$ act 2012)	6 444 \$

TCTR	= Coûts évités	-	Coût total
(2 034 \$)	6 444 \$		8 478 \$

Le Distributeur souligne que les hypothèses utilisées pour calculer le taux moyen d'opportunisme proviennent du rapport d'évaluation déposé le 1^{er} avril 2011. Sur la base des données au rapport, le taux moyen d'opportunisme serait de 43 % pour l'année 2012. Cette réduction du taux par rapport à celui de 49 % présenté au rapport s'explique par l'introduction du volet *Constructeurs*.

Bien que le Distributeur n'ait pas un contrôle direct sur cette variable, un taux moyen d'opportunisme de moins de 25 % est nécessaire à l'obtention d'un TCTR positif. Il s'agit d'une baisse considérable comparativement à ceux des années antérieures. Le Distributeur rappelle que la mise à jour des paramètres des programmes doit faire l'objet d'une évaluation indépendante et être entérinée par la Régie.

Au-delà du taux d'opportunisme et du TCTR, d'autres facteurs justifient de mettre fin au programme. Par exemple, le montant des investissements en relation avec le nombre restreint de participants est aussi déterminant.

18.2 Veuillez calculer le résultat du test du coût total en ressources (TCTR) du programme *Géothermie*, sur la base des coûts et des résultats anticipés pour 2012, pour chacun des segments de marché suivants :

- 18.2.1. Construction neuve (unifamiliale);
- 18.2.2. Construction neuve (multi);
- 18.2.3. Construction neuve (développement à puits commun);
- 18.2.4. Construction existante.

Réponse :

Le tableau R-18.2 présente le résultat du TCTR pour les marchés où le Distributeur met fin au programme.

**TABLEAU R-18.2
RÉSULTAT DU TCTR PAR SEGMENT DE MARCHÉ**

	k\$ (2012)
Nouvelle construction	-713
Bâtiment existant	-1 321

Le Distributeur souligne que le programme de géothermie pour le secteur de la construction neuve dans le segment multilocatif (programme OIÉÉB) se poursuit. Par ailleurs, le Distributeur examine la possibilité d'intervenir dans le segment des puits communs à travers le projet pilote en cours. Selon les résultats de ce projet pilote dans PISTE, le Distributeur évaluera l'opportunité d'intervenir à ce type de projet et le meilleur véhicule pour le faire.

18.3 Veuillez indiquer si une évaluation de l'opportunisme, qui aurait pu affecter le calcul du TCTR, a été réalisée par le Distributeur à la suite des ajustements apportés au programme *Géothermie* en avril 2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1.

Tronc commun

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0082, page 143;
 - (ii) *Rapport de la Régie : Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité-Phases 1 et 2*, 9 juillet 2012;
 - (iii) *Rapport de la Régie : Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité-Phase 3*, 27 août 2012.

Préambule :

Référence (i) : *Tableau 60.1 : Activités d'évaluation en cours*

Références (ii) et (iii) : Rapports 2012 de la Régie sur l'évaluation des programmes du PGEÉ du Distributeur.

Demande :

19.1 Veuillez compléter le calendrier du tableau 3, ci-après, pour l'ensemble des programmes du PGEÉ 2013. Veuillez ne pas vous limiter au calendrier de dépôt des rapports d'évaluation.

(Tableau omis)

Réponse :

L'information demandée est présentée au tableau R-19.1. Le Distributeur souligne que les évaluations à venir sont sujettes à changement selon le contexte d'affaires, les priorités retenues et les budgets alloués.

**Tableau R-19.1
Calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ
pour la période 2011-2015**

<i>Programme / activités du Distributeur</i>	<i>2011-2012</i>	<i>2012-2013</i>	<i>2013-2014</i>	<i>2014-2015</i>
Marché résidentiel				
Diagnostic résidentiel		1	2	
Comparez-vous			3	2
Mieux consommer	2	1	2, 3	2, 3
Rénovation énergétique – MFR	2			3
Récupération des frigos et congélos énergivores	2			3
Récupération et remplacement des frigos – MFR				3
PAC				
Soutien aux projets DUD				
Réseaux autonomes				
Marché affaires - CI				
Produits efficaces	2	1	2	
Diagnostic affaires				
Approche « clé en main » (a)				
Recommissionning (a)				
Initiatives - bâtiments G et M	2	1	2	
OIEÉB			3	2
Bâtiment HQD (a)				
Réseaux autonomes				
Marché affaires - CI				
Initiatives – systèmes industriels	2	1	2	
OIEÉSI				3
Gestion de la consommation				
Chauffe-eau à trois éléments				

Notes : (1) Évaluations en cours
(2) Évaluations déposées ou à déposer à la Régie
(3) Évaluations à venir (planifiées)
(a) Ces programmes ont été intégrés à OIEÉB

PGEÉ ET PUEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

- 20. Références :** (i) Pièce B-0089, page 20;
(ii) Décision D-2012-024, page 126.

Préambule :

(i) « Pour les réseaux autonomes, comme le mentionne la Régie dans sa décision procédurale : « Tant que l'analyse du PTÉ en réseaux autonomes ne sera pas déposée, il est impossible d'analyser différents scénarios de plans de mesures en efficacité énergétique et en réduction de la demande à la pointe et donc différents scénarios de plans d'équipements. » Or, l'échéance pour la mise à jour du PTÉ énergie et puissance a été fixée par la Régie au 31 mars 2013. »

(ii) « [471] La Régie demande au Distributeur de concevoir des mesures concrètes d'efficacité énergétique et des mesures de gestion de la demande de puissance, propres à chacun des réseaux autonomes, dès la réception de l'évaluation en cours du PTÉ en efficacité énergétique des réseaux autonomes. »

Demande :

- 20.1** Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne peut considérer déployer une mesure de gestion de la demande dans un réseau autonome dès qu'il a connaissance de sa rentabilité dans le contexte particulier de ce réseau, que le PTÉ pour l'ensemble des réseaux autonomes ait été présenté à la Régie ou non.

Réponse :

Le Distributeur n'attend pas le dépôt de son PTÉ pour déployer des mesures de gestion de la demande en puissance en réseaux autonomes. Le Distributeur peut déployer un programme pour une mesure dont les barrières commerciales et techniques sont connues et surmontables et qui présente un potentiel commercial réalisable, si la rentabilité de ce programme est démontrée. Le programme *Chauffe-eau trois éléments* aux Îles-de-la-Madeleine (IDL) en est un exemple.

- 21. Référence :** Pièce B-0089, page 28.

Préambule :

En réponse aux questions 4.7 et 4.8 du GRAME qui portent spécifiquement sur des modalités de programmes de déploiement de la technologie d'éclairage à DEL dans certains réseaux autonomes, le Distributeur renvoie à sa réponse à la question 3.11 qui porte sur le réseau intégré.

Demande :

- 21.1** Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit un déploiement prioritaire de technologies comme l'éclairage DEL dans les réseaux autonomes où les coûts de production de l'électricité sont très élevés, non seulement pour les technologies offertes en réseau intégré mais aussi pour certaines technologies ou applications des DEL encore trop chères en réseau intégré mais dont la rentabilité pourrait être atteinte dans les réseaux autonomes.

Réponse :

Les questions du GRAME mentionnées en préambule réfèrent à l'ajout des ensembles de conversion à DEL (« *retro-fit kits* ») au projet pilote d'éclairage public aux IDLM. La réponse à la question 3.11 de la demande de renseignements du GRAME à la pièce HQD-13, document 8, est aussi valable pour les IDLM. Ce n'est pas le coût de ces ensembles de conversion qui est le facteur déterminant dans la décision de ne pas les inclure dans le programme mais plutôt la trop grande variabilité dans la performance des différents ensembles disponibles, laquelle ne permet pas de dégager une performance typique.

Pour les autres produits à DEL, l'évaluation du PTÉ en réseaux autonomes permettra d'identifier les mesures rentables qui ne le sont pas en réseau intégré en raison de leur coût et, ainsi, déterminer la marge de manœuvre dont bénéficie le Distributeur pour moduler ses appuis financiers.

- 22. Référence :** Pièce B-0089, pages 31 et 32.

Préambule :

En réponse au GRAME, le Distributeur fournit les tableaux R-4.11 et R-4.12 qui dressent un bilan des compensations versées au titre du PUEÉ dans les différentes régions ayant des réseaux autonomes.

Demandes :

- 22.1** À l'exception du Nunavik où le milieu Affaires peut être compensé pour l'usage de propane, les compensations semblent être calculées et versées uniquement en fonction d'une quantité de mazout et pour des équipements de chauffage au mazout. Or, des clients de certains réseaux autonomes peuvent choisir d'investir dans des installations permettant d'utiliser d'autres combustibles que le mazout ou le propane pour se chauffer ou produire de l'eau chaude autrement qu'à

l'électricité : par exemple, de la biomasse en Haute-Mauricie ou un chauffe-eau solaire aux Îles-de-la-Madeleine.

Veillez indiquer si des clients des réseaux autonomes qui choisiraient d'investir dans de telles installations pourraient recevoir une aide dans le cadre du PUEÉ. Dans votre réponse, veuillez considérer que le PUEÉ prévoit non seulement une aide pour l'achat de mazout ou de propane mais aussi, dans certains cas, une aide pour l'acquisition des équipements puis pour leur entretien.

Réponse :

Le programme du PUEÉ a été élaboré dans une optique de minimisation des coûts de production d'électricité. Puisqu'il est plus efficace que les usages de chauffage de l'espace et de l'eau soient comblés directement à partir du mazout qu'à partir d'une centrale électrique au diesel, le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre pour aider les clients à ne pas faire usage de l'électricité pour le chauffage.

Dans le cadre d'un programme commercial comme le PUEÉ, le Distributeur doit s'assurer que sans son intervention, le client aurait utilisé l'électricité plutôt que la source alternative envisagée (opportunistes). Il doit également veiller à ce que la source d'énergie alternative à l'électricité recommandée par le Distributeur soit disponible et fiable afin notamment de ne pas pénaliser le client.

Le PUEÉ est un programme commercial évolutif qui permet d'accueillir d'autres sources d'énergie lorsque les conditions énumérées précédemment sont réunies.

22.2 Des compensations sont versées au titre du PUEÉ au Nunavik, en plus de l'existence du tarif dissuasif pour l'usage thermique de l'électricité.

22.2.1. Veuillez expliquer les modalités et les conditions de versement d'une compensation au titre du PUEÉ au Nord du 53^e parallèle, c'est-à-dire dans le contexte où il existe un tarif dissuasif.

Réponse :

Le tarif dissuasif applicable aux clients au nord du 53^e parallèle est en vigueur depuis le début des années 1980. Comme le chauffage électrique y est pratiquement inexistant, le tarif dissuasif vise essentiellement à décourager les conversions à l'électricité des usages thermiques, principalement le chauffage des locaux et de l'eau.

Alors qu'il était en vigueur en réseaux autonomes au sud du 53^e parallèle depuis 1979, le PUEÉ a été introduit au nord du 53^e parallèle en 1994 suite à l'entente signée entre la Société Makivik et Hydro-Québec.

Le PUEÉ joue un rôle complémentaire à celui du tarif dissuasif. Au même titre que ce dernier, le PUEÉ vise à inciter les clients à consommer du mazout pour les usages thermiques. Mais contrairement au tarif dissuasif qui pénalise l'utilisation de l'électricité à des fins thermiques en la facturant à un prix plus élevé, le PUEÉ récompense les clients qui utilisent plutôt le mazout en leur conférant une économie de 30 % par rapport au prix de la deuxième tranche d'énergie du tarif D, lequel s'applique généralement au chauffage électrique au sud du 53^e parallèle.

En vertu du PUEÉ applicable au Nunavik, les clients résidentiels et affaires admissibles paient respectivement leur mazout 39,11 ¢/litre et 45,46 ¢/litre depuis le 1^{er} avril 2012. L'écart entre le prix de vente du mazout et le prix défrayé par les clients est facturé à Hydro-Québec par le fournisseur de mazout. Pour l'achat du propane, la compensation maximale du client au Nunavik est de 3,71 ¢/litre depuis le 1^{er} janvier 2012. Toutefois, le volet propane du PUEÉ prend fin le 31 décembre 2012 tel que prévu dans l'entente avec la Société Makivik.

22.2.2. Veuillez expliquer l'existence du PUEÉ en plus de l'existence du tarif dissuasif.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.2.1.

22.2.3. Veuillez indiquer si un consommateur ne réclamant pas de compensation au titre du PUEÉ est présumé utiliser l'électricité à des fins thermiques.

Réponse :

Non. Le PUEÉ s'adresse uniquement aux clients résidentiels et affaires qui ne reçoivent pas déjà des subventions d'un organisme gouvernemental. Si certains clients ne réclament pas de compensation au titre du PUEÉ, c'est qu'ils n'y sont fort probablement pas admissibles et non parce qu'ils utilisent l'électricité à des fins thermiques.

Qu'ils soient admissibles ou non au PUEÉ, c'est ultimement la tarification dissuasive appliquée par le Distributeur qui décourage l'utilisation de l'électricité à des fins thermiques au nord du 53^e parallèle.

PROJET DE RACCORDEMENT DU VILLAGE LA ROMAINE

- 23. Références :** (i) Rapport annuel 2011, HQD-12, doc.1, pages 30-31;
(ii) Décision D-2009-080, pages 8 à 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur répond à la Régie qui le questionne sur les différentes options envisagées dans la réévaluation du projet de raccordement du village La Romaine. Il indique qu'il a réactualisé les 4 scénarios qui avaient été présentés à la Régie au Printemps 2009, à savoir :

- une ligne 25 kV;
- une ligne 161 kV;
- la construction d'une nouvelle centrale thermique;
- la réfection de la centrale thermique existante.

(ii) « La Régie note qu'en 2004, six ans après la résolution de 1998 rejetant un projet d'Hydro-Québec sur la rivière Olomane, le Distributeur envisageait encore alimenter le village de La Romaine par la réalisation d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome avec la communauté. À cette époque, il indiquait que dans l'éventualité où le projet de construction d'une centrale hydroélectrique avec la communauté n'était pas accepté, le raccordement semblait le projet le plus rentable d'un point de vue économique. Dans sa décision D-2005-178 concernant le plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, la Régie encourage le développement d'un projet de construction d'une centrale hydroélectrique à La Romaine. »

Demande :

23.1 Veuillez indiquer si des options d'alimentation du village de La Romaine par un projet hydroélectrique, du Distributeur ou d'initiative communautaire, sont à nouveau étudiées dans la présente période de réévaluation du projet de raccordement du village de La Romaine. Si non, veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

Aucune option d'alimentation du village par une centrale hydroélectrique, qu'elle soit construite par le Distributeur ou suite à une initiative communautaire, n'est présentement à l'étude. Cette solution serait trop coûteuse, quel qu'en soit le promoteur. Le Distributeur vise plutôt à tirer le maximum de ses actifs actuels, tout en

continuant à suivre l'évolution des travaux de la route 138, avant de fixer définitivement le choix de la solution à long terme.

- 24. Références :** (i) Rapport annuel 2011, HQD-12, doc.1, page 31;
(ii) Dossier R-3688-2009, pièce B-9, HQD-2, document 1, page 8.

Préambule :

(i) « *Cependant, comme la présence de la route 138 aura un impact sur les coûts des scénarios étudiés, le Distributeur a décidé d'attendre au moins jusqu'en 2013 avant de fixer définitivement son choix. D'ici là, il suivra attentivement l'évolution des travaux du ministère des Transports du Québec dans ce secteur.*

Le report de la décision du Distributeur implique qu'il devra investir dans la centrale thermique actuelle d'ici 2015 afin d'en assurer la fiabilité. Les principaux travaux requis sont les suivants : la réhabilitation d'un groupe électrogène, la mise à niveau du parc à carburant, le remplacement d'un radiateur de groupe ainsi que la réfection du sous-poste de la centrale de La Romaine. »

(ii) En réponse à la question 4 de la Régie qui l'interroge sur les économies à réaliser sur le projet de raccordement, advenant le prolongement de la route 138, le Distributeur indique que les économies seraient de l'ordre 1 M\$ ou 20 \$/m.

Demande :

- 24.1** Dans le contexte d'économies à réaliser de l'ordre de 1 M\$ si on attend le tracé définitif de la route 138, veuillez expliquer que la suspension de l'étude du projet de raccordement au moins jusqu'en 2013 est bien l'option la plus avantageuse, en considérant les réinvestissements que cela implique dans la centrale thermique actuelle.

Réponse :

Le montant mentionné de 1 M\$ provient de la requête initiale du Distributeur déposée en 2009 (R-3688-2009). Cependant, dans le Rapport annuel 2010, le Distributeur a fait part des résultats de l'appel d'offres lancé. Les prix alors soumis se sont révélés très supérieurs aux estimations initiales. Cet écart s'explique par une logistique beaucoup plus importante à prévoir en zone inaccessible (installation de campements, transport des matériaux par la voie des eaux, transport du personnel par hélicoptère) et par le mode de réalisation où une bonne proportion de travaux devront être fait à l'aide d'hélicoptères. Dans ce contexte, le Distributeur continue de suivre attentivement l'évolution du projet de route du ministère des

Transports du Québec, tout en assurant une alimentation sécuritaire du village de la Romaine. Pour ce faire, il donnera priorité aux investissements dans la centrale thermique existante, tout en les limitant au minimum. Chose certaine, les gains éventuellement générés par la présence de la route 138 représenteraient un écart considérable.

RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

25. Référence : Pièce B-0082, page 152.

Préambule :

« Quant au contexte, le Distributeur doit prendre en compte les développements potentiels de projets miniers dont la production pourrait démarrer au cours des prochaines années. Dans les dossiers précédents, le Distributeur a démontré le faible potentiel de la centrale Menihek pour l'alimentation de futures mines. À l'opposé, il est probable que de nouvelles sources d'alimentation voient le jour pour permettre l'exploitation minière. Le Distributeur devra conséquemment revoir l'ensemble des options (valeur des projets, taille des projets, échéanciers) qui pourraient voir le jour. »

Demande :

25.1 Veuillez clarifier en quel sens le Distributeur devra « revoir l'ensemble des options qui pourraient voir le jour ». Dans votre réponse, veuillez indiquer si les nouvelles sources d'alimentation qui verront le jour pour permettre l'exploitation minière sont considérées par le Distributeur comme des approvisionnements pouvant potentiellement contribuer à l'alimentation du réseau de Schefferville.

Réponse :

Les éventuelles nouvelles sources d'alimentation reliées aux développements potentiels de projets miniers pourraient possiblement contribuer à l'alimentation du réseau de Schefferville. À titre d'exemple, une ligne de transport provenant de la centrale Brisay pourrait fournir l'énergie pour l'exploitation des mines dans la région de Schefferville. Selon les différents tracés, le Distributeur pourrait alors envisager l'ajout d'une ligne en moyenne tension qui permettrait d'alimenter la communauté de Schefferville. La réalisation ou non d'un tel projet oblige le Distributeur à faire une saine gestion des risques et à revoir régulièrement l'ordre de priorité des interventions sur les réseaux de Schefferville, afin de prendre la décision la plus optimale à long terme.

Le Distributeur réitère l'importance de gérer le risque lié à l'exploitation de la centrale Menihek. Aussi, les projets proposés dans le cadre du

présent dossier constitue la meilleure planification qui tient compte des éléments de contexte.

Les décisions ne reposent pas sur un seuil maximal d'investissements mais plutôt sur le temps nécessaire à la mise en place des sources alternatives potentielles. Un délai de plus de cinq ans est à prévoir entre la prise de décision et la livraison de l'électricité pouvant provenir de d'autres sources. Durant cette période, le Distributeur se doit de procéder par des études d'avant-projets portant sur ses infrastructures à maintenir, tels que les digues et l'évacuateur de crues. Le cas échéant, des projets seront présentés pour approbation à la Régie, conformément au cadre réglementaire en vigueur.

26. Références : (i) Pièce B-0082, pages 151, 155 et 154;
(ii) Pièce B-0082, page 156.

Préambule :

(i)

TABLEAU R-64.1

Investissement M\$	R-3602-2006 2006-2044	Echéancier initial	Réalisé de 2006 au 30-09-2012	R-3814-2012 2012-2017
Production	69,83		22,15	69,70
Évacuateur de crues, garde-corps à remplacer	0,00		0,03	1,00
Évacuateur de crues Menihék	0,00		0,19	18,00
Réfection des digues Menihék	0,00		0,00	14,00
Groupe #3 et mur de soutènement (phase 1)	7,30	2006-2008	7,60	0,00
Groupe #3 et mur de soutènement (phase 2)	0,00		8,50	0,00
Réfection mécanique des groupes 1 et 2	17,90	2028-2029	0,10	8,00
Réfection des trois alternateurs	24,65	2027-2029	0,00	0,00
Autres	19,98		5,74	28,70
Transport	19,49		2,40	19,20
Ingénierie + remplacement ligne L1 et ligne L2	18,42	2008-2009	1,98	6,00
Autres	3,07		0,42	13,20
Distribution et autres	1,01		0,00	1,90
Autres	1,01		0,00	1,90
TOTAL	90,33		24,55	90,80

« Les travaux visant à corriger les fuites d'huile sur le groupe #3 — fuites mineures en 2007 lors de la remise en service après la réfection, mais qui se sont amplifiées en mars 2012 — ont nécessité l'arrêt du groupe. »

« Dans les paragraphes qui précèdent, le Distributeur présente les solutions envisagées pour maintenir l'équilibre entre la demande et l'offre dans un souci de minimisation des risques et des coûts. La révision de la planification pour tout ce qui concerne la production et le transport se fait de concert avec les responsables de NALCOR au sein du comité d'exploitation. Toutes les décisions du comité d'exploitation doivent être prises à l'unanimité. »

(ii) En réponse à la question 64.2 de la Régie qui demande une mise à jour de la valeur de 12,1 ¢/kWh estimée en 2006 pour le coût global actualisé des obligations du Distributeur à Schefferville, le Distributeur renvoie à sa réponse à la question 64.1 où on ne retrouve pas de mise à jour de cette valeur.

Demandes :

26.1 Veuillez déposer une mise à jour de la valeur de 12,1 ¢/kWh estimée en 2006 pour le coût global actualisé des obligations du Distributeur à Schefferville

Réponse :

Le Distributeur a présenté à la référence (i) tous les éléments qu'il a mis à jour depuis l'autorisation de réaliser le projet de prise en charge de Schefferville. Les dépenses prévues par le Distributeur sur l'horizon 2012-2017 ne font pas l'objet d'un choix entre différentes options. Elles s'inscrivent dans l'obligation du Distributeur de desservir la région de Schefferville. La solution retenue pour l'alimentation de ce réseau a fait l'objet d'une analyse économique au dossier R-3602-2006 et a été approuvée par la Régie de l'énergie. Les dépenses prévues sont en lien avec la solution proposée et approuvée.

D'autant plus, l'analyse faite en 2006 était réalisée sur une période de 40 ans selon une évaluation sommaire de l'état de la centrale Menihek et du réseau de transport et de distribution. Dans sa décision D-2006-123 à la page 11, la Régie écrivait : « [q]uant aux coûts du Projet (4), ils sont évalués mais comportent une incertitude plus grande qu'à l'étape budgétaire normal d'un projet. Ces coûts sont échelonnés sur une longue période dans le temps et dépendront d'une inspection plus approfondie de l'état de la centrale et du réseau de transport au Labrador. »

Le Distributeur présente la planification la plus à jour pour ce réseau, en lien avec son expertise acquise par l'exploitation. En ce sens, le Distributeur devancera ses investissements, comparativement à son analyse de 2006. La mise à jour du coût unitaire ne reflèterait que le devancement des montants initialement prévus pour la prise en charge du réseau sans altérer les besoins pour assurer sa pérennité.

Pour ces raisons, le Distributeur soumet avec égards qu'il n'est pas opportun d'effectuer la mise à jour de l'annuité de 2006.

26.2 Le budget de 90 M\$ initialement prévu jusqu'en 2044 va être investi d'ici 2017 seulement. Veuillez indiquer si le Distributeur, a déterminé un seuil maximal d'investissement pour des réfections de la centrale Menihék au-delà duquel il vaudrait la peine de considérer d'autres options. Veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 25.1.

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

27. Référence : Pièce B-0043, page 3, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes des revenus autres que ventes d'électricité, dont la rubrique « Frais d'administration » :

Année historique 2011 :	62,9 M\$
D-2012-024 :	69,3 M\$
Année de base 2012 :	63,2 M\$
Année témoin 2013 :	59,7 M\$

Demandes :

27.1 Veuillez expliquer la baisse des frais d'administration de 3,2 M\$ entre l'année témoin 2013 et l'année historique 2011.

Réponse :

Tel qu'observé depuis l'année 2011¹, la baisse s'explique par un niveau moins élevé d'inventaire des comptes à recevoir actifs sur lesquels sont calculés les frais d'administration. La stratégie de recouvrement permet de poursuivre la réduction des comptes actifs.

¹ Dossier R-3776-2011, HQD-9, document 1, page 4.

27.2 Considérant la sous-évaluation des prévisions des années précédentes, veuillez justifier la baisse des frais d'administration à une hauteur de 9,6 M\$ entre l'année témoin 2013 et le montant autorisé en 2012.

Réponse :

Pour l'année témoin 2012, le Distributeur avait projeté un montant de 63,3 M\$ de frais d'administration. Dans sa décision D-2012-024², la Régie a plutôt établi la prévision des frais d'administration à 69,3 M\$³. N'eut été de cette décision, l'explication de l'écart serait la même que celle fournie en réponse à la question 27.1 de la présente demande de renseignements. Par ailleurs, il est à noter qu'en date du 31 octobre 2012, les frais d'administration s'élèvent à 51,3 M\$.

28. Référence : Pièce B-0043, page 3, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes des revenus autres que ventes d'électricité, dont la rubrique « Expertise et autres » :

Année historique 2011 :	7,1 M\$
D-2012-024 :	3,8 M\$
Année de base 2012 :	3,8 M\$
Année témoin 2013 :	3,7 M\$

Demandes :

28.1 Veuillez expliquer la baisse des revenus d'expertise et autres de 3,4 M\$ entre l'année témoin 2013 et l'année historique 2011.

Réponse :

En plus des revenus des ententes client-fournisseur avec les autres divisions ou unités d'Hydro-Québec, le poste « Expertise et autres » regroupe des revenus de nature ponctuelle, provenant de dossiers « ad hoc » pour des services rendus pour ces autres divisions ou unités. La nature imprévisible des événements fait en sorte que les projections peuvent fluctuer sensiblement d'une année à l'autre. En

² D-2012-024,(R-3776-2011), paragraphe 512, page 136.

³ Dossier R-3814-2012, HQD-9 document 1, page 3.

2011, les services de nature « ad hoc » ont généré 3,5 M\$ non planifiés. Il s'agit principalement de services rendus au Transporteur.

28.2 Veuillez fournir les données réelles des revenus d'expertise et autres pour la période 2007 à 2011.

Réponse :

Le tableau suivant présente les revenus « Expertise et autres » des revenus autres que ventes d'électricité pour les années 2007 à 2011 :

**TABLEAU R-28.2
REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ – EXPERTISE ET AUTRES
HISTORIQUE 2007 À 2011 (M\$)**

	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011
Revenus autres que ventes d'électricité - Expertise et autres	5,2	7,4	6,0	8,2	7,1

CONDITIONS DE SERVICE

29. **Références :** (i) Décision D-2012-127, page 121;
(ii) Rapport annuel 2011; HQD-9, doc.3, page 3 et 11 à 16;
(iii) Pièce B-0048, page 10, lignes 5-6 et page 11, lignes 14-15.

Préambule :

(i) Dans le paragraphe [532], la Régie demande un suivi trimestriel incluant les informations suivantes « *le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de motifs.* »

(ii) Le Distributeur présente un aperçu de la nature des plaintes traitées au cours de l'année 2011. Il introduit le « *Projet IMA* » comme un nouveau type de cause. Dans les pages 11 à 16, on retrouve la définition des différents types de cause.

Le tableau 1 présente la répartition des plaintes par type de cause.

TABLEAU 1
VOLUME DE PLAINTES (VERBALES ET ÉCRITES) PAR CAUSE

	2010	2011	Variation 2010-2011	Part 2011
Recouvrement	1 261	1360	8 %	23 %
Facturation	1 075	1142	6 %	19 %
Consommation	622	995	60 %	17 %
Réseau et entretien	619	682	10 %	12 %
Responsabilité	554	481	-13 %	8 %
Environnement	112	71	-37 %	1 %
Tarifs	89	178	100 %	3 %
Projet IMA	-	103	- %	2 %
Autres	938	901	-4 %	15 %
Total	5 270	5 913	12 %	100 %

Note : L'annexe 1 présente la définition des causes de plaintes.

Projet IMA : Toute plainte relative à l'installation de compteurs de nouvelle génération, notamment les préoccupations et inquiétudes liées à l'impact sur la santé, les questionnements soulevés par l'information sur le sujet et la contestation de la consommation.

Consommation : Toute contestation de la consommation d'électricité facturée pour différents motifs, dont des appareils de mesurage défectueux, des estimations erronées et des lectures inexactes.

(iii) Le Distributeur évoque les risques d'irritation dans les modalités du *Mode de versements égaux* (MVÉ) et demande des modifications relatives à l'appellation et à certaines modalités de ce mode de paiement de la consommation annuelle d'électricité.

Demandes :

29.1 La Régie constate que le type de cause « *Projet IMA* » peut représenter certains recoupements avec d'autres types de cause de plaintes, notamment au niveau de la « *consommation* » ou de la « *facturation* », et dans la catégorie « *Autres* », le *mesurage et la relève*, voire même la catégorie « *Comportement du personnel* ». Veuillez préciser comment ces recoupements sont administrés par le Distributeur et vont permettre un suivi éclairé du déploiement du projet LAD.

Réponse :

Toutes les plaintes relatives au projet LAD seront regroupées sous « *Projet IMA* ». Afin d'assurer un suivi plus précis, le Distributeur attribuera à chacune de ces plaintes une cause complémentaire, par

exemple prestation de service, variation de tension ou dommage à la propriété. Les statistiques relatives aux causes complémentaires seront présentées dans le cadre du suivi trimestriel du projet.

29.2 Veuillez indiquer, pour chacune des 3 dernières années, le volume de plaintes représenté par le MVÉ et préciser dans quel type de cause ces plaintes sont comptabilisées.

Réponse :

Le tableau R-29.2 présente le nombre de plaintes MVÉ pour les trois dernières années. Ces plaintes sont comptabilisées sous « Facturation » et représentent 12 % de cette cause en 2010 et 2011.

TABLEAU R-29.2 : NOMBRE DE PLAINTES « MVÉ »

Année	2009	2010	2011
Nombre de Plaintes MVÉ	332	131	147