

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2013-2014**

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

1. Référence : Pièce B-0008, pages 9 et 10.

Préambule :

« Lors des audiences relatives au dossier tarifaire 2012-2013, le Distributeur s'est engagé à proposer un mécanisme de partage des écarts de rendement conditionnellement à une révision de la méthode d'établissement du taux de rendement des capitaux propres. Cet engagement vise à répondre aux préoccupations exprimées par la Régie et certains intervenants quant aux écarts entre le rendement réel et celui déterminé aux fins de fixation des tarifs au cours des dernières années.

[...]

Par conséquent, un document conjoint du Distributeur et du Transporteur sera déposé en septembre 2012 afin d'amorcer une démarche, laquelle conduira à la révision de la politique financière et à une proposition de traitement des écarts de rendement pour les deux divisions. Ce document présentera, notamment un calendrier des travaux à réaliser et du processus d'information et de consultation auprès de la Régie et des intervenants, ainsi qu'un balisage des pratiques observées dans ce domaine.

Pendant que la démarche suit son cours, le Distributeur entend informer la Régie de l'évolution de sa situation financière 2012, notamment de l'impact sur ses coûts de ses efforts d'efficience, et ce, afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013. À cet égard et en réponse à la demande de la Régie, le Distributeur mettra à jour, au début de 2013, les taux sous-jacents au coût de la dette, à l'instar du taux de rendement des capitaux propres. »

[Nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir la prévision du bénéfice réglementé de l'année de base 2012 (4/8 2012) qui correspond au produit de la base de tarification de l'année de base et du rendement sur l'avoir propre anticipé. Veuillez fournir le même niveau de détail que les tableaux R-71.1-A et R-71.1-B du dossier R-3776-2011, pièce B-0067, page 28.
- 1.2 Veuillez présenter l'évolution à ce jour de la situation financière 2012 du Distributeur, notamment l'impact sur ses coûts de ses efforts d'efficience, par rapport aux prévisions de l'année de base 2012 (4/8 2012) intégrées au dossier tarifaire 2013. Veuillez fournir le détail des impacts sur le bénéfice réglementé 2012, par rubrique.

2. **Référence :** Rapport annuel 2011, pièce HQD-2, document 3, page 4.

Préambule :

La Régie note qu'en 2011, le Distributeur a réalisé un excédent de rendement, pour un montant de 101,2 M\$.

Voici l'évolution des excédents ou déficits de rendement sur la période 2004-2011 :

Année	Réel	Budget autorisé	Écart
2011	367,3	266,1	101,2
2010	447,3	275,9	171,4
2009	345,9	240,2	105,7
2008	298,2	271,6	26,6
2007	259,7	250,3	9,4
2006	181,0	248,4	-67,4
2005	222,1	257,9	-35,8
2004	253,5	267,7	-14,2
			296,9

Sources : Rapports annuels 2005 à 2011, pièce HQD-2, document 3, page 4; Rapport annuel 2004, pièce HQD-2, document 2, page 4.

Dans son rapport annuel, le Distributeur présente les écarts entre l'état des résultats réglementés réalisés et les revenus requis autorisés.

(en M\$)	2011	2010	2009
Hausse des ventes nettes des achats	37,6	78,3	-4,0
Hausse des revenus autres que ventes d'électricité	6,9	20,9	35,0
Baisse des charges d'exploitation	15,9	32,1	44,2
Baisse des amortissements et taxes	28,3	24,8	1,3
Baisse du coût du capital	12,5	15,3	29,3
Total	101,2	171,4	105,7

Sources : Rapports annuels 2009 à 2011, pièce HQD-2, document 3, page 4.

Demande :

2.1 Compte tenu que le résultat de la réflexion sur les écarts de rendement et la politique financière n'est pas intégré dans les revenus requis 2013 et de l'importance des écarts prévisionnels depuis 2009, veuillez commenter sur la possibilité d'introduire des comptes d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus pour capter les « trop perçus » pour la période de transition.

PRÉVISION DES VENTES

- 3. Références :** (i) Pièce B-0013, pages 5 et 6;
(ii) Pièce B-0013, page 7.

Préambule :

(i) « Pour l'année 2013, les variations de ventes anticipées par rapport à 2012 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.

Ces variations s'expliquent ainsi :

- *Croissance de 704 GWh au tarif D :*
 - *Croissance du nombre d'abonnements résultant des mises en chantier prévues de 45 100 unités;*
 - *Croissance du revenu réel du travail de 3,2 % en 2013 ;*
 - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*
- *Décroissance de 387 GWh aux tarifs G, G-9 et M :*
 - *Décroissance prévue de l'activité économique au secteur industriel PME compensée en partie par la croissance au secteur commercial et institutionnel ;*
 - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance ;*
 - *Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent de transferts de clients découlant de la réforme des tarifs généraux.*
- *Croissance de 438 GWh au tarif L :*
 - *Croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs. Une décroissance des ventes est prévue uniquement dans le secteur des pâtes et papiers. Le tableau 2 présente les ventes par secteurs d'activité ;*
 - *Transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux.*
- *Croissance de 1 916 GWh aux contrats spéciaux qui découle essentiellement des besoins importants du client Rio Tinto Alcan sous l'hypothèse d'un conflit de travail à l'usine d'Alma prenant fin en juillet 2012 ».*

(ii) Tableau 2 – Prévision des ventes au tarif L pour les années 2012 et 2013.

Demandes :

- 3.1 Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour les quatre grandes catégories de clients présentés à la référence (i).

- 3.2 Veuillez également ventiler les impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.
- 3.3 Veuillez préciser ce qu'advient de l'impact sur les ventes aux contrats spéciaux du conflit de travail à l'usine d'Alma du client Rio Tinto Alcan, considérant que la production de l'usine est inférieure à son niveau dit normal malgré la fin du conflit en juillet dernier.

4. Référence : Pièce B-0013, pages 9 et 10.

Préambule :

« Pour l'année 2012, les variations de ventes anticipées par rapport à 2011 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M et L (voir tableau 4).

Ces variations s'expliquent ainsi :

- *Croissance de 918 GWh au tarif D :*
 - *Croissance du nombre d'abonnements résultant des mises en chantier prévues de 44 300 unités ;*
 - *Croissance du revenu réel du travail de 2,7 % en 2012.*
- *Croissance de 137 GWh aux tarifs G, G-9 et M provenant de l'activité économique au secteur commercial et institutionnel.*
- *Décroissance de 2 067 GWh au tarif L causée par la fermeture en décembre 2011 de l'usine Stadacona de White Birch et la fin du contrat temporaire au tarif L du client Rio Tinto Alcan, le 15 juillet 2011.*
- *Ventes stables aux contrats spéciaux (croissance de seulement 53 GWh) : la consommation plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan, résultant du conflit de travail à son usine d'Alma en 2012, est compensée par la croissance des ventes des autres clients des contrats spéciaux ».*

Demandes :

- 4.1 Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour le tarif D présentés à la référence.
- 4.2 Au tarif L, veuillez ventiler la décroissance de 2 067 GWh entre les impacts sur les ventes de la fermeture de l'usine de White Birch et de la fin du contrat de Rio Tinto Alcan.

4.3 Aux contrats spéciaux, veuillez ventiler la croissance de 53 GWh entre les impacts sur les ventes du conflit de travail chez Rio Tinto Alcan et des activités des autres clients des contrats spéciaux.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 13;
 - (ii) Pièce B-0013, pages 14 et 15;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0013, page 20.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Prévision économique du Québec
- (ii) Tableau 6 – Comparaison de la prévision économique du Québec
- (iii) Tableau 7 – Présentation et comparaison de la prévision du prix des combustibles – Révision de mai 2011

Demandes :

- 5.1 Pour les données aux tableaux des références (i) et (ii), veuillez préciser de quelle révision de la prévision de la demande proviennent-t-elles?
- 5.2 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et le Ministère des Finances du Québec au sujet de la croissance de l'emploi au Québec pour 2012 et 2013.
- 5.3 Veuillez compléter le tableau de la référence (i) en y incluant les valeurs réelles pour 2011.
- 5.4 Veuillez mettre à jour les tableaux des références (i) et (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques des organismes formant le consensus.
- 5.5 Tel qu'à la référence (iii), veuillez présenter un tableau sur la comparaison de la prévision du prix des combustibles qui soit la plus récente possible, tout en y incluant les valeurs moyennes réelles pour 2011. Veuillez commenter les données du tableau.

6. Référence : Pièce B-0013, pages 11 à 14.

Préambule :

Section 2. Contexte économique et énergétique

Demande :

6.1 Veuillez déposer une bibliographie des documents et sources utilisés par le Distributeur pour établir sa prévision économique.

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0016, pages 5 et 6;
 - (ii) Pièce B-0016, page 6;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0066, page 24;
 - (iv) New York Independent System Operator (NYISO).
http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do

Préambule :

(i) « *Pour les besoins de l'hiver 2012-2013, le Distributeur prévoit combler ses besoins de puissance au moyen des marchés de court terme et de l'électricité interruptible. Par contre, les besoins de l'hiver 2014-2015 devront être comblés par des moyens additionnels. La situation est pratiquement inchangée par rapport au dossier R-3776-2011* ».

(ii) « Coût évité en puissance

- *Pour l'hiver 2012-2013 : prix de 10 \$/kW-hiver (\$ 2012, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des achats de puissance sur le marché de New York ;*
- *Hivers 2013-2014 et 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2012, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 et pour les années subséquentes ».*

(iii) « *Le Distributeur constate que les prix des produits de puissance dans l'état de New York sont actuellement inférieurs au 10 \$/kW-hiver. Ce prix reflète une situation de surplus exceptionnelle et conjoncturelle* ».

(iv) *NYISO Monthly Auction Summary – Winter 2011-2012 & Summer 2012*

Demande :

- 7.1 Compte tenu de la situation persistante des surplus de puissance et des bas prix de la puissance sur le *NYISO Monthly Auction*, veuillez justifier le maintien du signal de 10 \$/kW-hiver en tant que coût évité de court terme en puissance.

TAUX DE RENDEMENT ET COUT DU CAPITAL PROSPECTIF

- 8. Références :**
- (i) Décision R-3492-2002, Dossier R-2003-93, page 72;
 - (ii) Décision R-3492-2002, Dossier R-2004-47, page 7;
 - (iii) Pièce B-0014, page 6;
 - (iv) Pièce B-0015, pages 6 et 7.

Préambule :

Dans les décisions en référence (i) et (ii), la Régie demandait que :

(i) « *Dorénavant, le Distributeur et les intervenants devront, au moment de déposer leur preuve, utiliser les données canadiennes de Consensus Forecasts du mois précédant le dépôt. Parmi ces données, le point milieu des prévisions 3 mois et 12 mois du taux des obligations 10 ans du Canada devra être utilisé. À ce point milieu, devra être ajoutée la moyenne des écarts quotidiens entre les taux des obligations 10 ans et 30 ans du Canada de ce même mois* ».

(ii) « *Quant à l'établissement du taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur pour l'année témoin 2004, la Régie demande au Distributeur de l'établir, suivant la formule retenue en Phase 1 du présent dossier, mais à partir de données plus récentes, soit celles du Consensus Forecast du 12 janvier 2004* ».

(iii) Le Distributeur présente le Tableau 2 intitulé Taux de rendement des capitaux propres du Distributeur. Or, pour estimer le Taux sans risque qui sert à déterminer le Taux de rendement des capitaux propres, le Distributeur utilise un taux de 2,350 % correspondant au « *Taux spot de la courbe à terme des obligations du Canada – 30 ans* ».

(iv) Le Distributeur indique « *toutefois, exceptionnellement, compte tenu de la variation importante des taux d'intérêt à long terme du gouvernement du Canada observée entre le début de mai et celui de juin, la prévision du taux sans risque et des taux entrant dans le calcul du coût de la dette repose sur les taux de marché observés fin mai et début juin plutôt que sur les données du Consensus Forecasts de mai 2012* ». Selon le Distributeur, l'utilisation de ce taux « *équivalut à utiliser la moyenne des taux 10 ans, majorée de la moyenne des écarts 30 ans – 10 ans observés pour la même période* ».

Demandes :

- 8.1 Veuillez reproduire le Tableau 2 de la référence (i) en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de mai 2012 selon la méthodologie reconnue par la Régie.
- 8.2 Veuillez estimer la hausse tarifaire requise en utilisant le *Taux de rendement sur les capitaux propres* obtenu en réponse à la question précédente.
- 8.3 Veuillez indiquer la source du « *Taux spot de la courbe à terme des obligations du Canada – 30 ans* ».
- 8.4 Fournir la moyenne mensuelle du « *Taux spot de la courbe à terme des obligations du Canada – 30 ans* » pour la période de 12 mois se terminant en juin 2012 et produire une comparaison de ces données avec « *la moyenne des taux 10 ans, majorée de la moyenne des écarts 30 ans – 10 ans observés pour la même période* ».

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0018, page 5;
 - (ii) Décision D-2012-021, pages 7 et 17.

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 oeuvre des IFRS au 1er 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 1er 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 1er 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 oeuvre 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 :

« [19] Par ailleurs, la Demanderesse ne remet pas en question le principe reconnu par la Régie favorisant la compatibilité entre les méthodes comptables utilisées pour fixer les tarifs et les conventions comptables reconnues. Elle reconnaît également que la Régie a le pouvoir d'apporter les adaptations à ces méthodes comptables lorsque cela est nécessaire. »

« [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. [...] »

Demandes :

- 9.1 Veuillez confirmer que le fait de reporter la date de mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale est un choix et non une obligation pour Hydro-Québec.
- 9.2 Outre le fait que le CNC a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013, veuillez justifier le choix d'Hydro-Québec de continuer d'appliquer les PCGR pour ses états financiers consolidés à vocation générale 2012 alors que ses deux entités à tarifs réglementés, soit le Distributeur et le Transporteur appliquent les normes IFRS pour l'année 2012, conformément à la décision D-2012-021.
- 9.3 Veuillez indiquer les bénéfices et les inconvénients pour Hydro-Québec de reporter la mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale alors que les normes IFRS sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2012 dans ses états financiers réglementaires.

IAS 19R Avantages du personnel

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0018, page 9;
 - (ii) Pièce B-0024, page 29, annexe C, tableaux 1 et 2.

Préambule :

(i) « En vertu de l'IAS 19 actuellement en vigueur, l'évaluation du coût des prestations de retraite comptabilisé en résultat net comprend le coût financier de l'obligation au titre des prestations définies et le rendement attendu des actifs du régime.

L'IAS 19R élimine le concept de « rendement attendu des actifs du régime » et le remplace par celui de « produit d'intérêts généré par les actifs du régime ». Celui-ci est calculé au moyen du même taux d'actualisation que celui utilisé pour calculer le coût financier relatif à l'obligation au titre des prestations définies. Ainsi, les intérêts nets calculés selon l'IAS 19R entraîneront un coût de financement plus élevé pour le régime de retraite puisque le taux de rendement attendu sur les actifs du régime est supérieur au taux d'actualisation du passif. L'impact sur les revenus requis 2013 du Distributeur se traduit par une augmentation de 53,5 M\$ du coût de retraite. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes du coût de retraite et au tableau 2 les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite pour les années 2011-2013.

Demandes :

- 10.1 Veuillez déposer les paragraphes de la norme IAS 19 actuellement en vigueur et de la norme IAS 19R qui appuient la demande de modifications.
- 10.2 Veuillez fournir le détail du calcul de l'impact sur les revenus requis 2013, soit une augmentation de 53,5 M\$ du coût de retraite. Présenter le détail du calcul du « rendement des actifs » en fonction de la norme IAS 19 actuellement en vigueur et de la norme IAS19R et fournir les taux d'actualisation.
- 10.3 Veuillez fournir les composantes du coût de retraite (tableau 1 de la référence (ii)) et les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite (tableau 2 de la référence (ii)) pour l'année 2013 conformément à la norme IAS 19 actuellement en vigueur (avant la révision IAS 19R).

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

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0018, pages 10 et 11;
 - (ii) Pièce B-0063, page 3.

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. »

(ii) « *L'évaluation de la durée d'utilité des actifs est effectuée à partir de modèles statistiques qui considèrent les différentes causes de retraits possibles tels le vieillissement, le renouvellement, le déplacement ou l'enfouissement des actifs. Des informations obtenues relatives à des facteurs influents telles les conditions d'utilisation, la localisation géographique ou les contraintes légales sont également prises en compte dans cette évaluation.*

Les résultats les plus récents découlant de la poursuite des analyses et du travail de validation comptable basé sur l'inspection des actifs et sur la prise en compte des autres causes de retrait justifient l'utilisation d'une durée d'utilité supérieure pour les conducteurs moyenne tension, les câbles aériens basse tension, les poteaux, les canalisations souterraines en béton et les équipements informatiques. »

Demandes :

- 11.1 Veuillez déposer une preuve plus complète sur 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. Veuillez présenter, pour ces actifs, les explications des résultats des :
- Modèles statistiques;
 - Causes des retraits;
 - Facteurs influents;
 - Analyses et travaux de validation comptable.
- 11.2 Est-ce que les travaux, à partir de modèles statistiques, sont effectués par une firme externe? Si oui, veuillez déposer un sommaire de ces travaux.
- 11.3 Veuillez indiquer si les auditeurs externes d'Hydro-Québec ont vérifié les révisions des durées d'utilité effectuées en 2012.
- 11.4 Veuillez confirmer qu'il y aura deux systèmes de comptabilisation relatifs aux immobilisations et aux charges d'amortissement, soit pour les états financiers à vocation générale et pour les états financiers réglementaires.

12. Référence : Pièce B-0018, page 11.

Préambule :

« De plus, en 2012, Hydro-Québec a procédé à la révision de la durée d'utilité de la catégorie Équipement informatique, et ce, pour toutes ses divisions, incluant le Distributeur. Ainsi, la durée d'utilité de cette catégorie a été augmentée de 3 ans à 5 ans en date du 1er avril 2012. Cette révision n'a aucun effet sur les revenus requis du Distributeur pour 2013. »

Demandes :

12.1 Veuillez déposer une preuve plus complète sur les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des équipements informatiques. Veuillez présenter les explications des résultats des :

- Modèles statistiques;
- Causes des retraits;
- Facteurs influents;
- Analyses et travaux de validation comptable.

12.2 Veuillez indiquer si la demande de révision de la durée d'utilité de la catégorie des équipements informatiques a été présentée à la Régie dans le dossier tarifaire 2012.

12.3 Veuillez indiquer l'impact de cette révision sur les revenus requis 2012.

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0063, pages 4 à 6, tableaux 1 à 5;
 - (ii) Pièce B-0063, page 6, tableau 6;
 - (iii) Décision D-2011-028, pages 29 et 30.

Préambule :

(i) 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	Balisage Durée de vie physique (moyenne)	Balisage Durée d'utilité (moyenne)	HQD (1) Durée d'utilité initiale	HQD (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.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6 l'impact de la révision des durées d'utilité sur la charge d'amortissement 2013.

TABLEAU 6
IMPACT DE LA RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ SUR LA CHARGE D'AMORTISSEMENT 2013

Charge d'amortissement annuelle (en M\$)	Simulation – Amortissement avant révision	Simulation – Amortissement après révision	Diminution de la charge d'amortissement
Conducteurs moyenne tension	78,4	28,5	49,9
Câbles aériens basse tension	76,1	28,0	48,1
Canalisations souterraines en béton	16,1	10,3	5,8
Poteaux	43,1	30,9	12,2
Équipements informatiques	0,6	0,6	-
			116,0

(iii) Dans sa décision D-2011-028, la Régie accepte la révision de vie utile des poteaux passant de 30 ans à 40 ans et approuve l'impact à la baisse de 30 M\$ sur la charge d'amortissement de l'année témoin 2011.

Demandes :

- 13.1 Veuillez expliquer la différence entre la durée de vie physique et la durée d'utilité.
- 13.2 Selon les normes IFRS, les taux d'amortissement doivent-ils être basés sur la durée de vie physique ou la durée d'utilité? Veuillez élaborer.
- 13.3 Veuillez justifier la révision de la durée d'utilité des poteaux passant de 30 ans à 40 ans en 2011 et de 40 ans à 50 ans en 2013. Veuillez expliquer les faits nouveaux qui appuient la révision de 40 ans à 50 ans après seulement deux ans.
- 13.4 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 les 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).

13.5 Veuillez refaire les simulations de la charge d'amortissement pour l'année témoin 2013 en considérant les durées d'utilité suivantes. Veuillez mettre à jour le tableau 6 (référence (ii)).

- Conducteurs moyenne tension (40 ans);
- Câbles aériens basse tension (43 ans);
- Poteaux (40 ans).

Traitement proposé pour la charge de désactualisation

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0018, page 12;
 - (ii) Pièce B-0014, pages 3 et 4, tableaux 1 et 3;
 - (iii) Décision D-2012-021, pages 9 à 12;
 - (iv) Décision D-2012-035, page 6.

Préambule :

(i) Dans sa preuve, le Distributeur indique que :

« Dans sa décision finale D-2012-035 sur le dossier tarifaire R-3776-2011, la Régie demande au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, d'appliquer la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt en la comptabilisant au numérateur – Frais financiers du calcul du Coût moyen de la dette intégrée.

Le Distributeur tient à rappeler que la charge de désactualisation ne représente pas des intérêts versés sur des capitaux empruntés.

La prise en compte de la charge de désactualisation dans les frais financiers au numérateur du calcul du Coût moyen de la dette ne permettrait pas de récupérer cette charge.

Pour des fins d'illustration, le Distributeur a recalculé le Coût moyen de la dette intégrée pour l'année témoin 2013 en y comptabilisant la charge de désactualisation et le passif y afférent. Ainsi, le Coût moyen de la dette s'élèverait à 6,477 % plutôt qu'à 6,483 %. En tenant compte de la structure de capital du Distributeur, l'impact sur le rendement serait de -0,4 M\$. Une présentation de la charge de désactualisation telle que prescrite par la Régie dégagerait donc une baisse globale des revenus requis de 2,2 M\$, composée de la diminution de 0,4 M\$ du rendement et de la perte de la charge de désactualisation qui s'élève à 1,8 M\$ en 2013.

En conséquence, le Distributeur propose de présenter la charge de désactualisation dans la rubrique Rendement de la base de tarification sur une ligne distincte. Tout en respectant la décision D-2012-021 dans le dossier R-3768-2011, cette présentation permet au Distributeur de recouvrer intégralement la charge de désactualisation, recouvrement autorisé à chaque année par la Régie dans les années antérieures. »

[Nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1 le détail du coût moyen de la dette intégrée de 6,483 % pour l'année 2013 et au tableau 3 le calcul du taux de rendement de la base de tarification de 6,228 % pour l'année témoin 2013.

(iii) Dans sa décision D-2012-021, la Régie indique que :

« [31] [...] Selon les IFRS, la charge de désactualisation doit être présentée avec les frais financiers, alors que sous les PCGR canadiens, cette charge de désactualisation est présentée dans les charges d'exploitation.

[...]

[45] La Régie réitère qu'elle privilégie le maintien de la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les conventions comptables reconnues, soit les IFRS à compter de 2012.

[46] De plus, l'importance relative de la charge de désactualisation en 2012 et au cours des années suivantes ne justifie pas un traitement réglementaire différent, lequel est susceptible d'engendrer des coûts additionnels, notamment pour la conciliation nécessaire des données aux rapports annuels du Transporteur et du Distributeur.

[47] Pour ces motifs et conformément à la norme IAS 37, la Régie ordonne au Transporteur et au Distributeur de présenter la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt à partir du 1^{er} janvier 2012. »

(iv) Dans sa décision D-2012-035, la Régie indique que :

« [8] Dans sa décision D-2012-024, la Régie a demandé le retrait de la charge de désactualisation pour un montant de 2 M\$ provenant de la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS. Dans la décision D-2012-021, la Régie a demandé au Transporteur et au Distributeur de présenter la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt à partir du 1er janvier 2012, conformément à la norme IAS 37. Le paragraphe 60 de la norme IAS 37 se lit comme suit :

« Lorsque les provisions sont actualisées, la valeur comptable d'une provision augmente à chaque période pour refléter l'écoulement du temps. Cette augmentation est comptabilisée en coûts d'emprunt. » [Nous soulignons]

[9] La Régie constate que dans le tableau révisé des revenus requis 2012, le Distributeur présente la charge de désactualisation sous la rubrique « Rendement de la base de tarification ». La Régie, ayant retenu le coût moyen de la dette proposé par le Distributeur pour l'année témoin

2012 dans sa décision D-2012-024, accepte le traitement proposé par le Distributeur au présent dossier. Toutefois, elle juge que la charge de désactualisation, conformément au paragraphe 60 de la norme IAS 37, devrait plutôt être comptabilisée en coûts d'emprunt. Cette comptabilisation entraîne une modification des frais financiers utilisés dans le calcul du coût moyen de la dette. La Régie demande au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, d'appliquer la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt. »

Demandes :

- 14.1 Veuillez présenter le détail du coût moyen de la dette intégrée de 6,477 % (référence (i)) selon le même niveau de détail que le tableau 1 (référence (ii)) et la mise à jour du calcul du taux de rendement de la base de tarification selon le même niveau de détail que le tableau 3 (référence (ii)) pour l'année témoin 2013.
- 14.2 Veuillez indiquer en quoi la présentation de la charge de désactualisation proposée par le Distributeur dans le présent dossier est conforme aux décisions D-2012-021 (référence (iii)) et D-2012-035 (référence (iv)) qui considèrent la comptabilisation des charges de désactualisation comme un coût d'emprunt (IAS 37 paragraphe 60), et le passif y afférent, dans le calcul du coût moyen de la dette intégrée.

15. Référence : Pièce B-0015, pages 19 et 20, annexe 6, tableaux A6-1 et A6-2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau A6-1 la composition du numérateur et au tableau A6-2 la composition du dénominateur du coût de la dette.

Le Distributeur indique que les frais financiers au numérateur du coût de la dette, énumérés au tableau A6-1 sont évalués en fonction des conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS.

Demandes :

- 15.1 La Régie note au tableau A6-1 que les intérêts excluent les charges de désactualisation. Veuillez indiquer en quoi cette exclusion est conforme aux conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et aux normes IFRS.
- 15.2 Veuillez indiquer si les montants associés à la dette et aux swaps, énumérés au tableau A6-2 sont évalués en fonction des normes IFRS.

PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ INTÉGRÉS MAIS NON AUTORISÉS

- 16. Références :** (i) Pièce B-0020, page 4, tableau 1;
 (ii) Pièce B-0041, page 18, tableau 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'impact sur les revenus requis et sur les revenus autres que ventes d'électricité du projet LAD (intégré et non autorisé), pour un montant de 73,2 M\$ en 2013.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 11, l'évolution du compte d'écarts du projet LAD, pour un montant de 17,8 M\$ versé aux revenus requis 2013 :

- Charges d'exploitation (12,2 M\$);
- Autres Charges (5,6 M\$).

(iii) La Régie a préparé le tableau suivant relatif au suivi du projet LAD :

Projet LAD (en M\$)	R-3776-2011 2012	R-3814-2012 2012	R-3814-2012 2013	R-3770-2011 2012	R-3770-2011 2013
Charges d'exploitation	18,4	12,2	27,7		
<i>Charges d'exploitation</i>	13,2	11,8	20,5		
<i>Gains</i>	-0,7	-0,3	-5,0		
<i>Intérêts</i>		0,7			
<i>Compte d'écarts-Projets majeurs</i>	5,9		12,2		
Autres charges	19,6	4,5	40,0		
<i>Amortissement</i>	9,7	4,0	16,4		
<i>Sorties d'actifs</i>	9,9	0,5	18,0		
<i>Compte d'écarts-Projets majeurs</i>			5,6		
Rendement de la base de tarification	2,9	1,1	6,4		
Revenus autres			-0,9		
<i>Revenus de mise en conformité</i>			-0,9		
Total	40,9	17,8	73,2		

Sources : Décision D-2012-024, page 44; pièce B-0020, page 4, tableau 1 et pièce B-0041, page 18, tableau 11.

Demandes :

16.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (iii) en fournissant les données 2012 et 2013 telles que soumises dans le dossier R-3770-2011 ainsi que les références.

- 16.2 Veuillez expliquer l'évolution des coûts reliés au projet LAD, par composante, et expliquer les écarts par rapport aux données présentées au dossier R-3770-2011.
- 16.3 Veuillez fournir les composantes des charges d'exploitation pour l'année témoin 2012, l'année de base 2012 et l'année témoin 2013 ainsi que les données 2012 et 2013 présentées au dossier R-3770-2011.
- 16.4 Advenant le cas où la Régie autorisait le projet LAD, veuillez expliquer comment le Distributeur pourra récupérer le retard et effectuer les travaux dont les coûts totaux passent de 40,9 M\$ pour l'année témoin 2012 puis réduits à 17,8 M\$ pour l'année de base 2012 et haussés à 73,2 M\$ pour l'année témoin 2013.
- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0036, page 13, tableau 7;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0038, page 9, tableau 4;
 - (iii) Pièce B-0038, page 3, tableau 1, note 1;
 - (iv) Dossier R-3770-2011, pièce B-0006, page 34, tableau 4;
 - (v) Dossier R-3770-2011, pièce B-0016, page 25, tableau R-8.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 7 les mises en services des immobilisations, du contrat de location-financement et des actifs incorporels, par types d'autorisation et pour les années 2011-2013.

Un des projets de plus de 10 M\$ à autoriser est celui du projet LAD, soit des mises en service au montant de 9,5 M\$ en 2011, 11,4 M\$ en 2012 et 185,7 M\$ en 2013.

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau 4 les mises en service des immobilisations, du contrat de location-financement et des actifs incorporels, par types d'autorisation et pour les années 2010-2012.

Un des projets de plus de 10 M\$ à autoriser est celui du projet LAD, soit des mises en service au montant de 7,1 M\$ en 2011 et 106,0 M\$ en 2012.

(iii) Le Distributeur indique à la note 1 du tableau 1 que ces données comprennent des matériaux relatifs au projet LAD, soit 1,9 M\$ pour l'année historique 2011, 4,6 M\$ pour l'année de base 2012 et 14,3 M\$ pour l'année témoin 2013.

(iv) et (v) Dans son dossier R-3770-2011, le Distributeur présente les investissements du projet LAD, aux tableaux 4 et R-8.1.

TABLEAU 4 : COÛTS DU PROJET LAD (2010-2017)

k\$ (courants)	Travaux préparatoires ¹	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Investissements	36 736	86 574	247 128	205 054	145 985	69 704	48 783	839 964
Infrastructures technologies d'informations (TI)	17 372	18 787	10 132	6 170	11 417	8 265	-	72 143
Bureau de projet	7 100	3 083	-	-	-	-	-	10 183
Sous-total	12 264	64 704	236 996	198 884	134 568	61 439	48 783	757 638
Compteurs achat et installation	6 364	46 604	192 300	155 456	97 731	43 104	42 330	583 889
Équipement de télécommunications	1 900	10 920	33 414	33 277	28 112	11 970	-	119 593
Bureau de projet	-	3 083	5 238	5 343	5 299	5 405	5 356	29 724
Frais d'emprunt à capitaliser	-	1 388	920	599	172	190	344	3 613
Autres	4 000	2 709	5 124	4 209	3 254	770	753	20 819
Charges d'exploitation	5 234	13 156	25 789	31 929	36 850	24 216	20 264	157 438
Relocalisation des ressources	-	-	7 062	8 642	11 248	3 399	585	30 936
Technologies d'informations	4 628	6 919	7 808	9 857	11 221	11 233	11 370	63 036
Télécommunications	-	1 084	1 834	2 906	3 952	4 590	4 727	19 093
Charges diverses	606	5 153	9 085	10 524	10 429	4 994	3 582	44 373
TOTAL	41 970	99 730	272 917	236 983	182 835	93 920	69 047	997 402

1. Travaux préparatoires (R-3723-2010) de 42 M\$ sur la période 2010 à 2012

Tableau R-8.1 :
Nombre de compteurs mis en service et ajout à la base de tarification

k\$ courants	Travaux préparatoires	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Nombres de compteurs mis en service	27 176	330 391	1 339 931	1 097 369	647 488	207 233	202 818	3 852 406
Coûts inclus à la base de tarification	6 364 \$	56 621 \$	203 337 \$	165 437 \$	106 404 \$	49 412 \$	48 784 \$	636 358 \$

Demandes :

- 17.2 Veuillez concilier les données présentées aux références (i) à (v) pour les années 2011, 2012 et 2013. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 17.3 Advenant le cas où la Régie autorisait le projet LAD, veuillez expliquer comment le Distributeur pourra récupérer le retard en 2012 et effectuer des mises en service à un niveau de 185,7 M\$ en 2013.

- 18. Références :** (i) Décision D-2012-024, page 44;
 (ii) Décision D-2012-035, page 5.

Préambule :

- (i) Dans sa décision relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013, la Régie indique que :

« [44] Considérant que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des revenus requis de l'année témoin 2012 l'impact du projet LAD, totalisant 40,9 M\$, et de verser à un compte de frais reportés hors base les coûts afférents à ce projet. »

(ii) « [6] La Régie note que dans le tableau révisé des revenus requis 2012, le Distributeur présente sous les rubriques « Compte de frais reportés - Projet LAD » faisant partie des « Autres charges directes » et des « Autres charges », le retrait des charges inhérentes au projet LAD de -18,0 M\$ et de -22,9 M\$ respectivement, plutôt que de le présenter dans les rubriques spécifiques. La Régie se questionne sur ce mode de présentation, notamment pour ce qui est du rendement sur la base de tarification, de façon à permettre les comparaisons des données des rubriques spécifiques de l'année historique, du budget autorisé, de l'année de base et de l'année témoin. Cette présentation proposée par le Distributeur aux tableaux révisés des revenus requis et de la base de tarification sera examinée lors du dossier tarifaire 2013-2014. »

Demandes :

- 18.1 Veuillez expliquer pourquoi le rendement sur la base de tarification du projet LAD a été présenté dans le compte d'écarts sous la rubrique « Autres charges » plutôt que sous la rubrique « Rendement de la base de tarification ».
- 18.2 Veuillez justifier la présentation proposée par le Distributeur en 2012 comparativement à la présentation suivante : retrait des charges inhérentes au projet LAD dans les rubriques spécifiques, retrait des montants d'investissement dans les rubriques spécifiques de la base de tarification et la contrepartie dans un compte de frais reportés hors base.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 19. Références :** (i) Pièce B-0025, pages 16 et 17;
(ii) R-3770-2011, pièce B-0006, page 37.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique qu'il « compte également sur la réalisation de projets plus structurants pour améliorer son efficacité. C'est le cas du projet d'Optimisation des systèmes clientèles (OSC), autorisé par la Régie en 2011, et du projet de Lecture à distance (LAD), dont la demande d'autorisation de la phase I a été prise en délibérée par la Régie en juillet 2012 ».

« Le projet LAD constitue une action structurante majeure pour les activités du Distributeur. La première phase du projet vise à introduire des technologies pour supporter une infrastructure de mesure avancée et à commencer le déploiement de compteurs de nouvelle génération. [...] Le

projet générera des gains de plus de 200 M\$ actualisés 2011 et, à compter de 2018, des gains récurrents de 81 M\$ par année ».

(ii) Le Distributeur présente le tableau qui illustre l'estimation des gains associés au projet LAD que nous reproduisons ci-après.

Gains associés au projet LAD	<i>k\$ (courants)</i>						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	-103	-8 234	-19 933	-36 214	-42 057	-47 682	-62 493
Autres Gains	-571	-3 478	-6 571	-11 913	-14 461	-15 839	-18 807
Total	-674	-11 712	-26 504	-48 127	-56 518	-63 521	-81 300

Demandes :

- 19.1 Veuillez identifier les indicateurs d'efficience qui seront les plus touchés par les gains associés au projet LAD.
- 19.2 Veuillez indiquer si les indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur pour l'année témoin 2013 prennent en compte les gains associés au projet LAD de 11,7 M\$ pour 2013.
- 19.3 S'ils n'en tiennent pas compte, veuillez produire ces indicateurs d'efficience pour l'année témoin 2013 en incorporant les gains associés au projet LAD.
- 19.4 S'ils en tiennent compte, veuillez produire ces indicateurs d'efficience pour l'année témoin 2013 en soustrayant les gains associés au projet LAD. Veuillez expliquer les écarts entre les niveaux des indicateurs ainsi obtenus avec les résultats historiques.

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0021, page 6;
 - (ii) Pièce B-0021, pages 31 et 32.

Préambule :

(i) « Par conséquent, pour limiter le risque important lié aux 400 MW de rappels non garantis, le Distributeur planifie dorénavant l'utilisation des rappels sur la seule base de l'engagement contractuel du Producteur, soit 400 MW, et détermine les quantités d'énergie différée en fonction des rappels obtenus, année après année. Sur cette base et sans nouvelles actions du Distributeur, le solde du compte d'énergie différée atteindrait 12 TWh à la fin des Conventions.

Par ailleurs, le Distributeur verra son portefeuille d'approvisionnement s'accroître de façon importante au cours des prochaines années. En effet, le programme d'achat d'électricité produite par cogénération à la biomasse forestière (PAÉ 2011-01), qui prévoyait initialement l'acquisition de 150 MW d'électricité, est porté à 300 MW, suite au décret gouvernemental numéro 530-2012 et à la décision D-2012-081 de la Régie. Cet ajout de 150 MW accentuera davantage la pression sur le solde du compte d'énergie différée ».

(ii) Annexe C – Lettres reçues du Producteur

Demandes :

- 20.1 Considérant la situation des surplus, du solde du compte d'énergie différée, et des préoccupations du Producteur, veuillez élaborer sur la stratégie d'approvisionnement du Distributeur relativement à la prévision de la demande.
- 20.2 Veuillez préciser les actions qu'entend prendre le Distributeur pour réduire le solde du compte d'énergie différée.

- 21. Références :** (i) Pièce B-0021, page 12;
(ii) Pièce B-0021, page 13.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance
- (ii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Demande :

- 21.1 Veuillez détailler le calcul du coût d'acquisition de puissance de 10,9 M\$ pour 2012, en précisant notamment les coûts de l'électricité l'interruptible et d'achats de court terme.

- 22. Références :** (i) Pièce B-0021, page 12;
(ii) Pièce B-0021, Annexe B, page 27.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance
- (ii) Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Demande :

22.1 Veuillez détailler le calcul du coût d'intégration éolienne de 31,9 M\$ pour 2013, en séparant le coût de l'équilibrage éolien de celui de la puissance complémentaire. Veuillez également détailler vos hypothèses de calcul de la puissance complémentaire en indiquant la puissance installée des parcs prévus et la puissance contributive des éoliennes prise en compte.

- 23. Références :**
- (i) Pièce B-0021, page 13;
 - (ii) Pièce B-0021, page 13;
 - (iii) Pièce B-0021, page 13;
 - (iv) Pièce B-0021, page 27.

Préambule :

(i) « *Les achats de court terme sont évalués à 32,3 M\$ pour un coût unitaire de 46,5 \$/MWh et pratiquement aucune vente n'est prévue sur les marchés de court terme* ».

(ii) « *L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2012* ».

(iii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

(iv) Annexe B – Volume et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Demandes :

23.1 Veuillez justifier le fait que le Distributeur ne procède pas à des appels d'offres de reventes d'énergie en 2012 et 2013 considérant l'impact financier des surplus d'approvisionnements sur les tarifs.

23.2 Aux références (iii) et (iv), veuillez présenter en détail le calcul des coûts d'achats de court terme et de revenus de revente.

- 24. Références :**
- (i) Pièce B-0021, page 13;
 - (ii) Pièce B-0013, page 8;
 - (iii) Pièce B-0011, page 3.

Préambule :

(i) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

(ii) Tableau 3 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2012

(iii) Tableau 1 – Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2013 (M\$)

Demandes :

24.1 Veuillez démontrer l'impact (4) de l'écart de prévision à la référence (ii) sur :

- les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux;
- les revenus de ventes;
- le compte de pass-on;
- les revenus additionnels requis (les ventes nettes des achats).

Veuillez préciser les volumes (GWh) et prix / coûts (\$/MWh) utilisés.

24.2 En se basant sur la question précédente, veuillez simuler, séparément, les impacts suivants :

- Sous-estimation de 250 GWh des ventes au tarif D;
- Surestimation de 250 GWh des ventes au tarif L.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

- 25. Références :** (i) Pièce B-0024, page 6;
 (ii) Pièce B-0024, page 21, annexe A.

Préambule :

(i) « Pour l'analyse de l'évolution des charges d'exploitation, il est important de distinguer la contribution des charges sous le contrôle du Distributeur de celle plus spécifique liée à des charges ponctuelles ou hors de son contrôle direct. »

CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	Année historique 2011	D-2012-024 ajustée	Année de base 2012	Année témoin 2013
Activités de base	1 042,4	1 076,3	1 056,5	1 076,4
Activités de base FIP	180,7	157,6	207,4	308,3
Éléments spécifiques	9,1	33,8	31,9	48,1
Pannes majeures	0,0	0,0	0,0	5,9
Total	1 232,2	1267,7	1 295,8	1 438,7

FIP : Facteurs d'indexation particuliers.

Sources : Extrait des pièces B-0024, page 6, tableau 2 ; B-0024, page 5, tableau 1; B-0024, page 9, tableau 3 et B-0024, page 14, tableau 6.

(ii) Le Distributeur présente à l'annexe A l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation des activités de base d'un montant de 1 076,4 M\$ pour l'année témoin 2013.

ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION (M\$)

Établissement de l'enveloppe	
Année témoin 2013	
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2012-024 (selon tableau 2)	1 076,3
Élément de conciliation	
- Rendement des fournisseurs	-7,4
Efficienc e additionnelle 2012 maintenue en 2013	-20,3
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	1 048,6
Démarche de planification	
Facteur de progression combiné des charges de 2,5 %	26,8
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1 %)	-10,5
Gains découlant d'actions structurantes	-5,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	11,2
	22,3
Élément de conciliation	
+ Rendement des fournisseurs	5,5
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2013	1 076,4

Demandes :

- 25.1 Veuillez confirmer que la résultante de *l'enveloppe des charges d'exploitation* autorisée et ajustée en 2012 de 1 076,3 M\$ moins *l'efficience additionnelle 2012 maintenue en 2013* de 20,3 M\$ (référence (ii)) correspond au montant des activités de base de l'année de base 2012 de 1 056 M\$ (référence (i)).
- 25.2 Veuillez refaire le calcul de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013 des charges d'exploitation des activités de base selon la formule paramétrique en considérant le montant de l'année historique 2011 (diminué de l'impact de l'implantation des IFRS-Avantages complémentaires de retraite 2011) comme point de départ. Veuillez présenter le même niveau de détail qu'au tableau de l'annexe A.

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 7;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0025, page 7;
 - (iii) Dossier R-3770-2011, pièce B-0006, page 37;
 - (iv) Décision D-2011-058, page 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur considère la réalisation de gains supplémentaires de 5 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet Lecture à distance (LAD), dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation des activités de base totalisant 1 076,4 M\$ pour l'année témoin 2013.

(ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur considère la réalisation de gains supplémentaires de 2,6 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet Optimisation des systèmes clientèles (OSC) pour 2,3 M\$ et au projet Lecture à distance (LAD) pour 0,3 M\$, dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation des activités de base pour l'année témoin 2012.

(iii) Dans sa demande d'autorisation pour réaliser le projet LAD, le Distributeur indique que :

« Durant la période 2012-2017, le projet LAD permettra au Distributeur de remplacer la relève à pied par une relève automatisée des compteurs et d'effectuer l'interruption et la remise en service à distance des clients en recouvrement, générant des gains de 2 207 M\$ et, à compter de 2018, des gains récurrents de 81 M\$ par année.

La réduction de la masse salariale permettra à terme de réaliser des réductions de coûts de 62 M\$ et d'autres gains de 19 M\$ associés principalement à la réduction des coûts de l'exploitation des liens téléphoniques, de la facturation interne et des coûts autres de l'activité relève dont l'essence et les immatriculations. »

TABLEAU 6 : GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD

k\$ (courants)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	(103)	(8 234)	(19 933)	(36 214)	(42 057)	(47 682)	(62 493)
Autres Gains	(571)	(3 478)	(6 571)	(11 913)	(14 461)	(15 839)	(18 807)
Total	(674)	(11 712)	(26 504)	(48 127)	(56 518)	(63 521)	(81 300)

La Régie note des gains associés au projet LAD de 11,7 M\$ en 2013.

(iv) Dans sa décision D-2011-058 relative au projet OSC, la Régie indique que le Distributeur a calculé l'impact tarifaire du projet pour la période 2010-2017.

TABLEAU 6 – ANALYSE FINANCIÈRE

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>M\$ courants</i>								
Bénéfices	0,0	0,4	3,4	8,1	11,2	12,7	13,1	13,4
Charges								
Amortissement	0,0	0,0	1,5	8,9	8,9	8,9	8,9	7,4
Radiation	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Taxes sur le capital et les services publics	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Frais financiers	0,0	0,0	0,4	2,3	1,8	1,2	0,7	0,2
Dépenses totales	3,4	12,1	18,7	13,2	12,5	11,9	10,8	8,7
Revenus requis	3,4	11,7	15,3	5,1	1,4	-0,7	-2,2	-4,8

Source : Dossier R-3747-2010, pièce B-0006, page 19, tableau 6.

La Régie note des bénéfices associés au projet OSC de 8,1 M\$ en 2013.

Demandes :

- 26.1 Pour le projet LAD, veuillez expliquer l'écart entre les gains de 5,3 M\$ (références (i) et (ii)) pris en compte en 2012 et 2013 et les gains cumulatifs de 11,7 M\$ en 2013 annoncés dans la demande d'autorisation du projet (référence (iii)).
- 26.2 Pour le projet OSC, veuillez expliquer l'écart entre les gains de 2,3 M\$ (référence (ii)) pris en compte en 2012 et les gains cumulatifs de 8,1 M\$ en 2013 annoncés dans la décision relative au projet (référence (iv)).
- 26.3 Veuillez expliquer pourquoi aucuns gains supplémentaires découlant du projet OSC n'ont été pris en compte en 2013.

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 9, tableau 3;
 - (ii) Pièce B-0024, page 10;
 - (iii) Décret numéro 846-2012, 1^{er} août 2012;
 - (iv) Décret numéro 1173-2011, 23 novembre 2011.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3 les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (FIP), dont les coûts relatifs au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) au montant de 52,6 M\$ pour l'année de base 2012 et de 56,0 M\$ pour l'année témoin 2013.
- (ii) «Dans sa décision D-2012-021, la Régie a autorisé le Distributeur, à compter du 1er janvier 2012, à recouvrer aux charges de l'année les coûts reliés à la contribution versée au

ministère des Ressources naturelles et de la faune [MRNF] pour les activités du BEIÉ et qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle en conformité avec l'IAS 38. En conséquence, le Distributeur évalue que ces coûts s'élèvent à 56 M\$ pour 2013 et a retenu cet élément sous la base du critère 2 « Coût découlant de nouvelles exigences externes ». »

(iii) Le 1^{er} août 2012, dans son décret numéro 846-2012, le gouvernement du Québec fixe la quote-part 2012-2013 à 34 320 000 \$ pour l'électricité.

(iv) Le 23 novembre 2011, dans son décret numéro 1173-2011, le gouvernement du Québec fixe la quote-part 2011-2012 à 49 400 000 \$ pour l'électricité.

Demandes :

- 27.1 Veuillez déposer les paragraphes de la norme IAS 38 qui appuient la comptabilisation aux charges d'exploitation de la totalité des coûts relatifs au BEIÉ proposée par le Distributeur.
- 27.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a établi les prévisions de la quote-part versée au MRNF pour les activités du BEIÉ de 52,6 M\$ pour l'année de base 2012 et de 56,0 M\$ pour l'année témoin 2013. Veuillez fournir le détail des calculs.
- 27.3 Veuillez fournir les économies en électricité et/ou autres formes d'énergie pour l'année de base 2012 et l'année témoin 2013 et indiquer qui du MRNF ou d'Hydro-Québec doit se créditer les économies d'énergie.
- 27.4 Veuillez comparer les prévisions et les montants fixés par les décrets numéros 846-2012 et 1173-2011 (références (iii) et (iv)). Veuillez expliquer les écarts.
- 27.5 Veuillez indiquer les dates d'exigibilité de la quote-part annuelle du Distributeur 2011-2012 et celle de 2012-2013 payable au MRNF (versements trimestriels?).
- 27.6 Veuillez indiquer si les prévisions du dossier tarifaire sont établies en fonction de la méthode de comptabilisation d'exercice ou de la méthode des déboursés. Veuillez indiquer si les prévisions du dossier tarifaire sont établies sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre (exercice du Distributeur) ou sur la période du 1^{er} avril au 31 mars (exercice du MRNF). Veuillez justifier le choix de méthode.
- 27.7 Veuillez présenter les quotes-parts 2011-2012 et 2012-2013 fixées par les décrets par trimestre sur une base d'exercice pour l'année de base 2012 et pour l'année témoin 2013 du Distributeur.
- 27.8 Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajuster les prévisions de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013 basées sur les montants des décrets numéros 1173-2011 et 846-2012.

28. Référence : Pièce B-0024, page 13.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Depuis le 1er janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle sont recouverts dans les revenus requis de l'année. En 2013, ces coûts s'élèvent à 35 M\$, soit une diminution de 9,1 M\$ par rapport au montant reconnu en 2012. Les coûts prévus pour l'année de base 2012 présentent quant à eux une baisse de 6 M\$ par rapport au montant reconnu en 2012 de 44,1 M\$. La révision du budget 2012 ainsi que le budget 2013 sont présentés respectivement aux sections 2 et 3 de la pièce HQD-8, document 8. Le tableau A-2 présente les portions charges et investissements de ces budgets pour les différents programmes. »

La Régie présente au tableau suivant l'évolution de charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2013 et note une surestimation des prévisions de ces charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2012.

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

Note 1 : Dans sa décision D-2012-024, la Régie a réduit de 15 % les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2012. Ainsi la prévision 2012 du Distributeur passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$.
 Sources : Décision D-2012-024, page 88 et pièce B-0024, page 9, tableau 3.

Demandes :

- 28.1 Veuillez compléter le tableau de la référence en indiquant le montant autorisé 2011 et le montant réalisé en 2011. Veuillez expliquer l'écart.
- 28.2 Veuillez expliquer l'écart de -6,0 M\$ (-13,6%) entre le montant autorisé en 2012 et le montant de l'année de base 2012.
- 28.3 Vu les écarts constatés dans les années antérieures, veuillez commenter la possibilité d'introduire un compte d'écarts pour les charges reliées au PGEÉ et au BEIÉ.
- 28.4 Veuillez confirmer que la comptabilisation d'un compte d'écarts pour les charges reliées au PGEÉ et au BEIÉ serait permise en vertu des normes IFRS, au même titre que le compte d'écarts du coût de retraite, par exemple.

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 15;
 - (ii) Pièce B-0024, page 14, tableau 6;
 - (iii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-6, document 2, page 4.

Préambule :

- (i) « *Automatisation du réseau*

Les charges d'exploitation prévues en 2013 s'inscrivent dans la continuité du projet d'investissement autorisé par la Régie. Le Distributeur prévoit soumettre une reclassification de cet élément dans ses activités de base lorsque la stabilité des coûts sera constatée sur une période de deux années de données réelles. »

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 6, l'évolution de la rubrique « Automatisation du réseau » :

Année historique 2011 :	7,7 M\$;
D-2012-024 :	8,8 M\$;
Année de base 2012 :	8,8 M\$;
Année témoin 2013 :	9,0 M\$.

- (iii) Dans son rapport annuel 2011 (soumis à la Régie le 25 mai 2012), le Distributeur indique que :

« Au 31 décembre 2011, les charges d'exploitation cumulatives totalisent 29,6 M\$. Le Distributeur prévoit respecter le budget d'exploitation autorisé au montant de 43 M\$. »

Demandes :

- 29.1 Veuillez expliquer le dépassement prévu de 4,4 M\$ (10 %) entre le montant cumulatif de 47,4 M\$ prévu en 2013 (29,6 M\$ le cumulatif au 31 décembre 2011+8,8 M\$ en 2012 +9,0 M\$ en 2013) et le montant autorisé de 43 M\$.
- 29.2 Veuillez commenter le fait que lors du dépôt du rapport annuel 2011 le 25 mai 2012, le Distributeur prévoyait respecter le montant autorisé de 43 M\$ alors que lors du dépôt du dossier tarifaire 2013 le 27 juillet 2012, la preuve montre un dépassement de 4,4 M\$.

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 15;
 - (ii) Pièce B-0024, page 14, tableau 6;
 - (iii) Décision D-2011-058, page 9.

Préambule :

- (i) « *Optimisation des systèmes clientèles (OSC)*

La révision du calendrier d'implantation du projet autorisé par la Régie dans sa décision D-2011-058 prévoit une mise en service à la fin décembre 2012. En 2013, des efforts seront

déployés afin de maintenir les niveaux de services durant la période de stabilisation des systèmes et l'habilitation des ressources touchées par les changements. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6, l'évolution de la rubrique « Optimisation des systèmes clientèles » :

D-2012-024 : 23,6 M\$;
 Année de base 2012 : 21,7 M\$;
 Année témoin 2013 : 5,0 M\$.

(iii) Dans sa décision D-2011-058, la Régie présente le tableau 2 préparé par le Distributeur :

TABLEAU 2
IMPACT TARIFAIRE DU PROJET PAR ANNEE DE MISE EN SERVICE
(EN M\$)

<i>M\$ courants</i>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bénéfices	0,0	0,4	3,4	8,1	11,2	12,7	13,1	13,4
Charges	3,4	12,1	7,5	1,7	1,7	1,7	1,1	1,0
Amortissement	0,0	0,0	1,5	8,9	8,9	8,9	8,9	7,4
Radiation	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Taxes sur le capital et les services publics	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Frais financiers	0,0	0,0	0,4	2,3	1,8	1,2	0,7	0,2
Dépenses totales	3,4	12,1	18,7	13,2	12,5	11,9	10,8	8,7
Revenus requis	3,4	11,7	15,3	5,1	1,4	-0,7	-2,2	-4,8

Source : Dossier R-3747-2010, pièce B-0006, page 19, tableau 6.

La Régie note au tableau 2 des charges au montant de 1,7 M\$ en 2013.

Demande :

30.1 Veuillez expliquer l'écart de 3,3 M\$ entre le montant prévu de 5,0 M\$ en 2013 (référence (ii)) et le montant de 1,7 M\$ en 2013 tel que reproduit dans la décision D-2011-058 (référence (iii)).

- 31. Références :** (i) Pièce B-0024, pages 34 à 35;
 (ii) Dossier R-3677-2008, pièce HQD-7 document 3, annexe A, page 9.

Préambule :

En 2012, le Distributeur a poursuivi la quatrième année de son programme d'inspection et de retraitement des poteaux et l'outil d'aide à la décision (« ODEMA ») lui a permis d'optimisation ses stratégies associées à la gestion de ses actifs. Ainsi, les données acquises par le biais des inspections de poteaux lui ont permis d'établir une démographie et une courbe de survie qui lui ont permis de modifier la volumétrie de son programme d'inspection des poteaux par année à 180 000 poteaux à partir de 2013. De plus, le Distributeur précise que l'augmentation du nombre de poteaux à inspecter annuellement ne se traduira pas par une augmentation des coûts du programme puisqu'il a pu négocier ses contrats sur trois ans, dont le coût unitaire de 82 \$ est inférieur au coût en vigueur au début du programme qui était de 89 \$.

Demande :

- 31.1 Veuillez confirmer que le contrat au coût unitaire de 82 \$, contient les mêmes activités définies au dossier R-3677-2008, HQD-7 document 3, annexe A, page 9.

FRAIS CORPORATIFS

- 32. Référence :** Pièce B-0024, page 18, tableau 8.

Préambule :

**TABLEAU 8
 FRAIS CORPORATIFS (M\$)**

Description	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013	Variation 2013 vs D-2012-024
Frais corporatifs excluant la portion relative au coût de retraite et le compte d'écarts	28,6	33,2	33,4	33,7	0,5
Portion relative au coût de retraite	1,1	1,3	1,6	2,6	1,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,0	-1,1	-1,4	0,4	1,5
Total	30,7	33,4	33,6	36,7	3,3

« Les frais corporatifs totalisent 36,7 M\$ en 2013 comparativement au montant reconnu de 33,4 M\$ par la décision D-2012-024, soit une augmentation de 3,3 M\$. Si on exclut la portion relative au coût de retraite ainsi que le compte d'écarts, les frais corporatifs auraient montré une

hausse de 0,5 M\$, soit 1,5 %. La pièce HQD-7, document 10 présente les frais corporatifs d'Hydro-Québec et du Distributeur excluant le compte d'écarts. »

Demande :

32.1 Veuillez expliquer l'écart de 5,1 M\$ (18 %) entre le montant de l'année historique 2011 et le montant de l'année témoin 2013 des frais corporatifs excluant la portion relative au coût de retraite et le compte d'écarts.

DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (DMC)

33. Référence : Pièce B-0024, pages 41 et 42, annexe E.

Préambule :

« Selon la méthode actuelle, la DMC est composée d'une enveloppe de base et de trois éléments spécifiques : la subtilisation d'énergie, la stratégie pour la clientèle à faible revenu et le rehaussement de la dépense de mauvaises créances.

[...]

La nouvelle méthode proposée consiste à appliquer un taux de dépenses de mauvaises créances sur les ventes prévues (excluant les ventes des clients grandes entreprises). Ce taux prend en compte l'expérience passée et les stratégies de recouvrement mises l'avant par le Distributeur. La nouvelle méthode ne s'applique ni à la stratégie pour la clientèle à faible revenu, ni à la subtilisation d'énergie.

[...]

Le Distributeur tient cependant à souligner que la méthode proposée tout comme la méthode actuelle, sert à l'établissement de la dépense de mauvaises créances à des fins prévisionnelles. Elle n'est toutefois pas liée à la méthode d'établissement du risque de crédit associé aux comptes débiteurs du Distributeur et comptabilisé dans ses résultats réels. En effet, en mode réel, la dépense est établie en fonction des comptes à recevoir totaux et est associée à l'évaluation faite par le Distributeur des risques de non recouvrement. »

Demandes :

33.1 Veuillez calculer la DMC pour l'année 2013 selon la méthode actuelle (activités de base et éléments spécifiques) en complétant le tableau 5 de la pièce B-0024, page 13. Veuillez fournir également les données des années historiques 2007 à 2010.

33.2 Veuillez expliquer pourquoi la méthode proposée à des fins prévisionnelles est différente de celle utilisée en mode réel. Veuillez indiquer si la méthode utilisée en mode réel pourrait être utilisée à des fins prévisionnelles.

33.3 Veuillez présenter la DMC selon la méthode en mode réel pour les années historiques 2007-2011, soit le détail des comptes à recevoir (par exemple : 0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) et le taux des risques de non recouvrement.

33.4 Veuillez présenter un balisage sur les méthodes utilisées à des fins prévisionnelles et en mode réel auprès d'entreprises comparables.

- 34. Références :** (i) Pièce B-0024, page 43, annexe E, tableau 1;
(ii) Pièce B-0024, pages 43 et 44, annexe E.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, les DMC et les taux de DMC sur les ventes pour la période 2011-2013.

TABLEAU 1
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES ET TAUX DE DMC SUR LES VENTES

	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013
Ventes clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires) (en M\$)	7 728	8 214	7 892	8 122
Dépense de mauvaises créances (en M\$)	80,9	66,4	73,0	73,8
Taux de la dépense de mauvaises créances	1,05%	0,81%	0,92%	0,91%

(ii) Le Distributeur explique l'évolution des taux de DMC par rapport à l'évolution des comptes à recevoir de moins de 120 jours et de plus de 120 jours. Il indique également que :

« En 2013, grâce à sa stratégie de recouvrement des comptes en souffrance, le Distributeur est confiant de pouvoir continuer l'amélioration de sa performance et prévoit un taux de DMC de 0,91 %. La modification aux conditions de services proposée à la pièce HQD-11, document 2 à la section 5.1 devrait permettre de poursuivre cette amélioration. »

Demandes :

34.1 Veuillez fournir le détail des ventes pour la période 2011-2013. Veuillez fournir les ventes selon le même niveau de détail que le tableau 1 de la pièce B-0013, page 5, en millions de dollars et pour la période 2011-2013. Veuillez concilier ces données avec les ventes clientèle régulière présentées au tableau 1 (référence (i)) et expliquer les différences.

- 34.2 Veuillez compléter le tableau 1 (référence (i)) en fournissant les données des années historiques 2007 à 2010. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 34.3 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'utilise pas un taux de DMC sur les ventes clientèle résidentielle et un taux sur les ventes clientèle commerciale et affaires.
- 34.4 Veuillez fournir les données du tableau 1 (référence (i)) sur la période 2007-2013 et expliquer les écarts importants, pour chacune des catégories suivantes :
- La clientèle résidentielle;
 - La clientèle commerciale et affaires.
- 34.5 Veuillez fournir la ventilation des comptes à recevoir (0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) pour la période 2007-2013 et expliquer les écarts importants, pour chacune des catégories suivantes :
- La clientèle résidentielle;
 - La clientèle commerciale et affaires;
 - Total de la clientèle résidentielle, commerciale et affaires.
- 34.6 Veuillez expliquer comment les prévisions des taux de DMC de 0,92 % pour l'année de base 2012 et de 0,91 % pour l'année témoin 2013 ont été établis à ces niveaux.
- 34.7 Veuillez confirmer que les bénéfices anticipés découlant de la modification aux conditions de service (pièce B-0048, page 20) ne sont pas reflétés dans le taux de 0,91 % pour l'année 2013. Si oui, veuillez indiquer les impacts prévus.
- 35. Références :**
- (i) Pièce B-0048, page 21;
 - (ii) Pièce B-0048, page 22;
 - (iii) Pièce B-0048, page 26.

Préambule :

(i) « Une étude produite en 2009 par des chercheurs américains révèle que la transmission des données de crédit aux agents de renseignements personnels (ARP) permet de réduire les comptes à recevoir, donc la dépense de mauvaises créances. »

(ii) « 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. »

(iii) « Évaluation des gains et des coûts d'implantation

Les résultats obtenus par NICOR Gas sur sa dépense de mauvaises créances, présentés à la section 5.3.1, laissent entrevoir une possibilité de gains appréciables pour le Distributeur. Toutefois, le suivi des gains de cette solution représente un défi puisque la dépense de mauvaises créances est dépendante d'une multitude de facteurs, tels que les conditions économiques, les tarifs, l'optimisation du système clientèle et les stratégies de recouvrement. Le Distributeur prévoit suivre différents indicateurs, dont l'âge des comptes à recevoir, l'évolution des radiations, le délai moyen de recouvrement et l'évolution de la cote de crédit des clients, qui lui permettront d'estimer l'impact de cette solution. »

[Nous soulignons]

Demandes :

- 35.1 Veuillez estimer les « *gains appréciables* » pour le Distributeur.
- 35.2 Advenant le cas où la Régie accepte la transmission des données de crédit aux ARP, veuillez estimer la diminution anticipée des comptes à recevoir pour les années 2013-2017.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

36. Référence : Pièce B-0026, page 5.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Salaire de base : Incluant l'impact des ajustements organisationnels, la baisse des salaires de base de 9,7 M\$ est attribuable à la diminution du nombre d'équivalents temps complet (ETC) sur la période (voir section 2), contrebalancée par les augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail et à la progression salariale des employés. »

La Régie présente au tableau suivant l'évolution des salaires de base sur la période 2007-2013, incluant les impacts des ajustements organisationnels présentés aux rapports annuels 2007-2011 du Distributeur :

(en M\$)	Montant autorisé et ajusté	Année de base	Année historique	Écart	%
2007	501,9		489,4	-12,5	-2,5 %
2008	510,1		505,2	-4,9	-1,0 %
2009	498,0		485,9	-12,1	-2,4 %
2010	507,2		479,3	-27,9	-5,5 %
2011	489,6		466,7	-22,9	-4,7 %
2012	496,9	478,9		-18,0	-3,6 %
2013	487,2				

Sources : Rapport annuel 2011, pièces HQD-2, document 3, page 5, tableau 2 et pièce HQD-12, document 1 pages 10 à 16, tableaux R-2.1-A, R-2.1-B et R-2.1-C; Rapport annuel 2010, pièce HQD-12, document 1, page 4, tableau R-1.1 et pièce B-0026, page 5.

La Régie note une surestimation des prévisions des salaires de base.

Demandes :

- 36.1 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 9,7 M\$ en 2013 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2012. Veuillez indiquer le pourcentage d'augmentation accordé en vertu des conventions collectives de travail et celui de la progression salariale des employés.
- 36.2 Veuillez expliquer les écarts favorables de 27,9 M\$, 22,9 M\$ et 18,0 M\$ respectivement des années 2010, 2011 et 2012 (tableau présenté en référence). Veuillez également quantifier les composantes de ces écarts.

37. Référence : Pièce B-0064, page 8, tableau 3 révisé.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3 révisé la variation du nombre des équivalents temps complets (ETC).

TABLEAU 3 RÉVISÉ : VARIATION DES ETC

VARIATION	Année témoin 2013 vs D-2012-024 ajustée	Année témoin 2013 vs Année de base 2012
Éléments spécifiques	+ 26	+ 50
Automatisation du réseau	- 5	- 4
Lecture à distance - Phase 1	+ 27	+ 51
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	+ 8	+ 3
Électrification du transport collectif	- 4	0
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	- 4	+ 3
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 4	+ 4
Inspection et retraitement des poteaux de bois	- 8	- 1
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	+ 22	+ 53
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	- 272	- 129
TOTAL	- 250	- 76

La Régie présente au tableau suivant l'évolution du nombre d'ETC sur la période 2010-2012, incluant les impacts des ajustements organisationnels présentés aux rapports annuels 2010 et 2011 du Distributeur :

		Écart réel Vs autorisé et ajusté		Écart année de base Vs autorisé et ajusté	
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$		
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$		
	Total	-199 ETC	-15,5 M\$		
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$		
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$		
	Total	-168 ETC	-15,3 M\$		
2012	Éléments spécifiques et Activités de base FIP			ND ETC	ND M\$
	Amélioration de la performance			ND ETC	ND M\$
	Total			-174 ETC	ND M\$

Sources : Rapport annuel 2010, HQD-12, document 1, page 19, tableau R-6.1; Rapport annuel 2011, HQD-12, document 1, page 26, tableau R-5.1-A et Pièce B-0064, page 7, tableau 2 révisé.

La Régie note une sous-estimation de l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance par rapport au nombre d'ETC autorisé et ajusté.

Demandes :

- 37.1 Veuillez quantifier les composantes des écarts présentés au tableau 3 révisé, soit -250 ETC en 2013 par rapport au nombre d'ETC autorisé et ajusté en 2012 et -76 ETC en 2013 par rapport au nombre d'ETC de l'année de base 2012. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 37.2 Veuillez compléter et expliquer les écarts présentés au tableau préparé par la Régie relatifs à l'amélioration de performance pour les années 2010, 2011 et 2012.
- 37.3 Veuillez confirmer que ces écarts relatifs à l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance, pour les années 2010, 2011 et 2012, représentent un gain d'efficience de l'ordre de 1 % pour chacune de ces années. Si non, veuillez expliquer.
- 37.4 Veuillez expliquer comment a été établie la prévision de l'amélioration de performance opérationnelle nette de croissance pour l'année témoin 2013 (en ETC et en M\$).

AUTRES CHARGES DIRECTES

38. Référence : Pièce B-0027, page 3.

Préambule :

« Les autres charges directes totalisent 527,6 M\$ en 2013, soit une hausse de 83,5 M\$ par rapport au montant déterminé par la Régie en 2012 et ajusté pour tenir compte de l'impact des ajustements organisationnels. Si l'on exclut les coûts relatifs aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, aux éléments spécifiques et aux comptes d'écarts, les autres charges directes auraient augmenté de 14,9 M\$, soit une hausse de l'ordre de 5 %.

Cette hausse s'explique par la croissance normale des coûts découlant de l'inflation. D'autre part, des dépenses sont prévues pour des projets de développement en TI, à la rubrique « Services externes – Autres », dont les ententes seront finalisées en cours d'année avec le groupe Technologie. De plus, le Distributeur anticipe des coûts supplémentaires d'expertise dans sa démarche conjointe avec le Transporteur visant la révision de la politique financière et la proposition de mécanismes de partage des écarts de rendement. »

Demande :

38.1 Veuillez quantifier les trois composantes qui expliquent la hausse de 14,9 M\$ (5 %) en 2013 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2012.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

39. Référence : Pièce B-0028, page 7.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Les charges de services partagés totalisent 562,8 M\$ en 2013, soit une hausse de 29 M\$ (5,4 %) par rapport au montant reconnu par la Régie pour 2012 ajusté de l'impact des ajustements organisationnels.

En plus de la croissance normale des coûts découlant de l'inflation, les principaux éléments de variation des charges de services partagés s'expliquent comme suit :

- [...]
- Réduction des charges de services partagés de 9 M\$ qui s'explique essentiellement par des montants prévus pour des projets de développement en TI présentés à titre de « Services externes-autres » dans la rubrique « Autres charges directes » plutôt qu'en

charges de services partagés. En effet, tel que mentionné à la pièce HQD-7, document 4, les ententes avec le groupe Technologie seront finalisées en cours d'année. »

La Régie a préparé le tableau suivant :

Centre de services partagés (CSP) (en M\$)	Réel 2011	D-2011-028 ajustée	Année de base 2012	Année témoin 2013	Écart 2013- Réel 2011
Activités de base Projets de développement en TI Activités de base ajustée	473,8	503,3	501,0	493,5 + 9,0 502,5	28,7 (6,1 %)
Activités de base IFP et éléments spécifiques	37,5	30,6	31,4	69,3	31,8 (85 %)
Total	511,3	533,9	532,4	562,8 +9,0	60,5 (12 %)

Sources : Pièce B-0028, page 6, tableau 3 et pièce B-0024, pages 25 et 26, annexe B.

Demandes :

- 39.1 Veuillez expliquer pourquoi les montants prévus pour les projets de développement en TI de 9 M\$ en 2013 ne sont pas présentés avec les CSP. Veuillez confirmer que lorsque les ententes avec le groupe Technologie seront finalisées au cours de l'année 2012, ce montant sera comptabilisé avec les charges de services partagés.
- 39.2 Veuillez expliquer la hausse des activités de base des CSP de 28,7 M\$ (6,1 %) en 2013 par rapport au montant de l'année historique 2011. Les ajustements organisationnels des années précédant 2011 ne devaient-ils pas se refléter en une réduction des services achetés auprès de ses fournisseurs internes? Veuillez justifier.

COÛTS CAPITALISÉS

40. Référence : Pièce B-0032, page 3, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution du taux horaire moyen (en \$) des prestations de travail aux investissements.

Le taux horaire moyen (excluant le coût de retraite) de 120 \$ en 2013 est en hausse de 9 \$ (8 %) par rapport au montant autorisé en 2012 de 111 \$.

Demande :

- 40.1 Veuillez expliquer la hausse du taux horaire moyen de 9 \$ (8 %) en 2013 par rapport au montant autorisé en 2012.

AUTRES CHARGES

- 41. Références :**
- (i) Pièce B-0034, page 3, tableau 1;
 - (ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-2, document 3, pages 13 et 14;
 - (iii) Rapport annuel 2010, pièce HQD-2, document 3, page 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges sur la période 2011-2013.

Les autres charges s'élèvent à 1 029,3 M\$ pour l'année de base 2012, soit une baisse de 16,4 M\$ par rapport au montant autorisé en 2012 de 1 045,7 M\$. Cette baisse provient principalement de la charge d'amortissement des rubriques suivantes :

- Immobilisation en exploitation (-9,6 M\$);
- PGEÉ (-5,4 M\$);
- Autres actifs incorporels (-9,2 M\$);
- Sorties d'actifs (-9,5 M\$)
- Compte d'écarts- LAD (+17,1 M\$).

(ii) Dans son rapport annuel 2011, le Distributeur indique que :

« La charge d'amortissement s'établit à 802 M\$ au 31 décembre 2011 comparativement à un montant autorisé de 828 M\$. La diminution de 26 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- *Une réduction de 16 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué aux pages 8 et 9 de la pièce HQD-4, document 2 ;*
- *Un impact de 6 M\$ à la baisse de l'amortissement du Plan Global d'Efficacité Énergétique ainsi que des programmes et activités de l'Agence en efficacité énergétique résultant de soldes moins élevés que prévus au 31 décembre 2010 ;*
- *Une diminution de 3 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels suite à des mises en service moins élevées que le montant autorisé. »*

(iii) Dans son rapport annuel 2010, le Distributeur indique que :

« La charge d'amortissement s'établit quant à elle à 832 M\$ au 31 décembre 2010 comparativement à un montant autorisé de 852 M\$. La diminution de 20 M\$ s'explique par les éléments suivants :

- *Une baisse de 4 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation due essentiellement à la modification, en novembre 2010, de la durée de vie utile des poteaux qui est passée de 30 à 40 ans ;*
- *Une réduction de 14 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels. Cet écart s'explique principalement par :*

- une diminution du niveau des mises en service prévues suite à une révision des priorités d'affaires et à la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information ;
- le changement de catégorie de certains actifs incorporels passant d'un amortissement sur trois ans à un amortissement sur cinq ans.
- Un impact de 1 M\$ à la baisse relatif aux coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué à la page 9, de la pièce HQD-4, document 2. »

La Régie note une surestimation des prévisions des autres charges pour la période 2010-2012.

Demande :

41.1 Veuillez expliquer les écarts entre le montant de l'année de base 2012 et celui autorisé en 2012, pour chacune des rubriques présentées à la référence (i) et faire le lien avec l'évolution de la base de tarification.

- 42. Références :** (i) Pièce B-0034, page 5, tableau 3;
 (ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-4, document 2, pages 8 et 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 3 le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour la période 2011 à 2013.

**TABLEAU 3
 DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)**

Description	Année historique 2011	2012		Année témoin 2013
		D-2012-024	Année de base	
Corroborations	14,6	16,0	16,0	16,0
<i>Poteaux</i>	-	-	-	-
<i>Conducteurs</i>	2,5	3,0	-	1,0
<i>Câbles</i>	10,2	7,0	10,0	10,0
<i>Transformateurs</i>	1,2	5,0	5,0	4,0
<i>Autres</i>	0,7	1,0	1,0	1,0
Appareils de mesure et autres	(0,9)	27,6	27,5	14,0
<i>Appareils de mesure</i>	2,8	4,5	4,5	4,5
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	(10,3)	(5,5)	(7,0)	(7,0)
<i>Projets abandonnés et autres (incluant OSC)</i>	6,6	25,1	26,6	16,5
<i>Programmes commerciaux</i>	-	3,5	3,4	-
Projets majeurs à autoriser	-	9,9	0,5	18,0
<i>Projet LAD</i>	-	9,9	0,5	18,0
Total	13,7	53,5	44,0	48,0

(ii) Dans son rapport annuel 2011, le Distributeur explique l'écart de 16,3 M\$ (-54 %) entre les coûts nets liés aux sorties d'actifs réalisés en 2011 de 13,7 M\$ et le montant autorisé en 2011 de 30,0 M\$.

Demandes :

- 42.1 Veuillez expliquer l'écart de 16,3 M\$ (54 %) entre les coûts nets liés aux sorties d'actifs réalisés en 2011 de 13,7 M\$ et ceux de l'année témoin 2013 de 30 M\$ (excluant les projets majeurs à autoriser). Veuillez expliquer les écarts par composante.
- 42.2 Veuillez ventiler les projets abandonnés pour l'année historique 2011, le montant autorisé en 2012, l'année de base 2012 et l'année témoin 2013. Veuillez également distinguer le projet OSC. Veuillez donner les raisons des projets abandonnés dont les montants sont importants.
- 42.3 Veuillez expliquer l'évolution des coûts nets liés aux sorties d'actifs du projet LAD et faire le lien avec le dossier R-3770-2011. Advenant le cas où la Régie autorisait le projet LAD, veuillez expliquer comment le Distributeur pourra récupérer le retard en 2012 (0,5 M\$) et effectuer le double des sorties d'actifs en 2013 (18,0 M\$) par rapport au montant de l'année témoin 2012 (9,9 M\$).
- 42.4 Veuillez indiquer le nombre de compteurs retirés dans le cadre du projet LAD, pour l'année témoin 2012, l'année de base 2012 et l'année témoin 2013. Veuillez présenter le lien avec le dossier R-3770-2011 et indiquer les références.

BASE DE TARIFICATION

43. Référence : Pièce révisée B-0066, page 15.

Préambule :

Le Distributeur présente le détail de la base de tarification 2013 par rubriques, dont une moyenne de 13 soldes au montant de 832,6 M\$ pour le Plan global en efficacité énergétique (PGÉÉ).

Le tableau suivant présente, pour la rubrique PGEÉ, une comparaison des moyennes des 13 soldes réelles ou prévues et celles autorisées pour la période 2007-2013:

	Données réelles ou prévues/Références	Données autorisées/Références	Écarts
2013	832,6 M\$ Pièce révisée, B-0066 p15		
2012	793,9 M\$ Pièce révisée, B-0066 p12	846,6 M\$ Pièce révisée, B-0066 p9	-52,7 M\$
2011	723,1 M\$ RA 2011, HQD-4, doc 1, p5	775,6 M\$ D-2011-028, R-3740-2010, p97	-52,5 M\$
2010	634,4 M\$ RA 2010, HQD-4, doc 1, p5	636,5 M\$ (note 1) D-2010-022, R-3708-2009, p86-87	-2,1 M\$
2009	502,7 M\$ RA 2009, HQD-4, doc 1, p5	511,9 M\$ D-2009-016, R-3677-2008, p70	-9,2 M\$
2008	366,1 M\$ RA 2008, HQD-4, doc 1, p5	404,2 M\$ D-2008-24, R-3644-2007, p64	-38,1 M\$
2007	243,4 M\$ RA 2007, HQD-4, doc 1, p5	269,0 M\$ D-2007-12, R-3610-2006, p56	-25,6 M\$

RA : Rapport annuel ; Note 1 : Incluent une réduction de 10 M\$ provenant de la décision de la Régie D-2010-022.

La Régie constate une surévaluation des prévisions liées au PGEÉ inclus dans la base de tarification.

Demande :

43.1 Veuillez expliquer la baisse de 52,7 M\$ entre les données du PGEÉ de l'année de base 2012 et celles autorisées en 2012. Veuillez indiquer distinctement l'impact sur la dépense d'amortissement.

44. Références : (i) Pièce B-0036, page 7;
 (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0038, page 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique l'évolution de l'actif incorporel relatif aux programmes en efficacité énergétique (PGEÉ) totalisant 147,6 M\$ sur la période 2011-2013, soit :

- Mises en service de 173 M\$ en 2011, 158,1 M\$ en 2012 et 146,4 M\$ en 2013 ;
- Amortissements de 93,1 M\$ en 2011, 110,5 M\$ en 2012 et 126,3 M\$ en 2013.

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur explique l'évolution de l'actif incorporel relatif aux programmes en efficacité énergétique (PGEÉ) totalisant 289,6 M\$ sur la période 2010-2012, soit :

- Mises en service de 182,5 M\$ en 2010, 228,0 M\$ en 2011 et 181,3 M\$ en 2012;

- Amortissements de 93,2 M\$ en 2010, 93,1 M\$ en 2011 et 115,9 M\$ en 2012.

Demandes :

- 44.1 Veuillez fournir un tableau sur les mises en service du PGEÉ en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.
- 44.2 Veuillez fournir un tableau sur la charge d'amortissement du PGEÉ en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.

45. Référence : Pièce révisée B-0066.

Préambule :

Le Distributeur présente les bases de tarification détaillées 2011 à 2013, dont la rubrique « Logiciels » faisant partie des « Actifs incorporels ». Les moyennes des 13 soldes des logiciels sont de :

Année historique 2011 :	341,8 M\$;
Montant autorisé en 2012 :	340,3 M\$;
Année de base 2012 :	292,2 M\$;
Année témoin 2013 :	308,7 M\$.

Demandes :

- 45.1 Veuillez expliquer l'écart 48,1 M\$ (-14 %) entre le montant de l'année de base 2012 de 292,2 M\$ et le montant autorisé en 2012 de 340,3 M\$.
- 45.2 Veuillez fournir un tableau sur les mises en service des « Logiciels » en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.
- 45.3 Veuillez fournir un tableau sur la charge d'amortissement des « Logiciels » en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.

Référence : Pièce révisée B-0066.

Préambule :

Le Distributeur présente les bases de tarification détaillées 2011 à 2013, dont la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » faisant partie des « Autres actifs ». Les moyennes des 13 soldes des contributions sont de :

Année historique 2011 : 53,9 M\$;
Montant autorisé en 2012 : 68,2 M\$;
Année de base 2012 : 44,6 M\$;
Année témoin 2013 : 33,8 M\$.

Demande :

45.4 Veuillez expliquer l'écart 23,6 M\$ (-35 %) entre le montant de l'année de base 2012 de 44,6 M\$ et le montant autorisé en 2012 de 68,2 M\$.

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

- 46. Références :**
- (i) Pièce B-0037, pages 5 à 7, tableaux 1 à 3;
 - (ii) Pièce B-0037, page 4;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0149, page 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 1 à 3 le détail de l'encaisse réglementaire pour chacune des années 2011, 2012 et 2013. Le solde de l'encaisse réglementaire est de 6 680 k\$ au 31 décembre 2011, de -7 857 k\$ au 31 décembre 2012, de 156 941 k\$ au 31 décembre 2013.

(ii) « *La hausse de l'encaisse réglementaire de 165 M\$ de 2012 à 2013 est attribuable d'une part, à l'augmentation des délais de perception liée à la provision réglementaire et, d'autre part, à l'augmentation des charges, principalement les achats d'électricité et les achats de services de transport. L'ajustement lié à la provision réglementaire passe de -0,7 jour en 2012 à 5 jours en 2013 compte tenu d'une hausse de la provision réglementaire passant de -14,2 M\$ en 2012 à 92 M\$ en 2013. L'augmentation des délais de perception entraîne donc une hausse des délais nets en moyenne de l'ordre de six jours avec un impact significatif sur l'encaisse réglementaire estimé à 130 M\$. Par ailleurs, l'augmentation des deux postes de dépenses, achats d'électricité et achats de services de transport, est responsable d'une hausse de l'encaisse estimée à 25 M\$.* »
[Nous soulignons]

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente l'encaisse réglementaire 2012 révisé selon la décision D-2012-024. Le solde autorisé au 31 décembre 2012 est de 20 861 k\$.

Demandes :

- 46.1 Veuillez expliquer l'écart de -28,7 M\$ (-137%) entre le montant de l'année de base 2012 de -7,8 M\$ et le montant autorisé en 2012 de 20,9 M\$, plus spécifiquement la variation de la provision pour créances douteuses.
- 46.2 Veuillez expliquer pourquoi la provision réglementaire a un impact sur le calcul théorique de l'encaisse réglementaire.
- 46.3 Veuillez fournir le détail du calcul de l'augmentation des délais de perception relatifs à la provision réglementaire entraînant une hausse des délais nets en moyenne de l'ordre de six jours en 2013 par rapport à 2012.
- 46.4 Veuillez fournir le détail du calcul de l'impact relatif à la provision réglementaire de 130 M\$ en 2013 par rapport à 2012.

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2013

Projets d'investissements de moins de 10 M\$

47. Référence : Pièce B-0039, page 9.

Préambule :

Le Distributeur mentionne que ses investissements prévus pour la catégorie « Autres actifs de soutien » sont inférieurs de 13,5 M\$ à ceux autorisés pour 2012 pour s'établir à 12,7 M\$. Les actifs en technologies de l'information constituent un des principaux éléments de cette catégorie. Ainsi, la priorisation du portefeuille des projets en technologies de l'information, pour 2013, a permis au Distributeur de diminuer ses investissements, et ce, tout en répondant adéquatement à ses besoins d'affaires.

Demandes :

- 47.1 Veuillez élaborer sur les principaux éléments qui ont permis au Distributeur de diminuer de plus de 50 % les investissements dans cette catégorie.
- 47.2 Veuillez préciser si des projets seront abandonnés ou reportés. Le cas échéant, quelles en seront les conséquences.

48. Référence : Pièce B-0039, page 10.

Préambule :

Dans la catégorie, « Respect des exigences », le Distributeur maintient pour l'année 2013 le niveau d'investissement autorisé de 2012, soit 57,6 M\$. *« Cependant, le Distributeur ne prévoit pas dépenser tout le montant autorisé pour 2012 considérant le nombre de projets prioritaires et les diverses contraintes qui l'ont obligé à revoir sa planification relative aux demandes de tiers ».*

Demandes :

- 48.1 Veuillez justifier votre demande de maintien du niveau d'investissement de 57,6 M\$ pour 2013.
- 48.2 Veuillez déposer la planification de vos projets associés à cette catégorie d'investissements.

Projets d'investissements de plus de 10 M\$

49. Référence : Pièce B-0039, page 14.

Préambule :

Le Distributeur a revu l'échéancier du projet CATVAR et planifie la fin de ce projet en 2018 plutôt qu'en 2015. Cependant, le Distributeur précise que ce report d'échéancier ne remet pas en question l'atteinte de l'objectif de 2 TWh d'économie d'énergie à l'horizon du projet.

Demandes :

- 49.1 Veuillez confirmer que le Distributeur ne prévoit aucun impact sur les coûts globaux du projet. Si le Distributeur prévoit un impact, veuillez en préciser le montant.
- 49.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que l'objectif d'efficacité énergétique de 2 TWh ne sera atteint qu'en 2018.

50. Référence : Pièce B-0039, pages 15.

Préambule :

Dans le cadre du projet OSC, le Distributeur a choisi de réviser le périmètre des optimisations fonctionnelles afin de mieux gérer les impacts sur le centre d'appels et le service à la clientèle. Il

en découle un léger report au niveau du calendrier des travaux, avec une mise en service prévue en décembre 2012.

Demandes :

50.1 Veuillez préciser à quoi fait référence le Distributeur par « réviser le périmètre des optimisations fonctionnelles ».

50.2 Veuillez préciser si ce retard aura un impact sur le service à la clientèle.

51. Référence : Pièce B-0039, page 18.

Préambule :

Dans le cadre de ses ajouts de puissance, le Distributeur analyse l'opportunité de raccorder les Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré ce qui pourrait influencer la réalisation du projet d'ajout de puissance à ce réseau autonome.

Demandes :

51.1 Veuillez préciser l'échéancier planifié pour une prise de décision de ce raccordement au réseau intégré.

51.2 Dans l'éventualité d'un avis favorable pour un tel raccordement, veuillez en préciser l'année.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

Résultats, objectifs, dépenses et budgets

- 52. Références :**
- (i) Pièce B-0042, page 38;
 - (ii) Pièce B-0042, page 41;
 - (iii) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 114;
 - (iv) *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;*
 - (v) *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 :

- (i) *Tableau A-4 Impacts énergétiques (GWh ajoutés), pour 2012 et 2013.*

(ii) *Tableau B-1 Hypothèses de calcul 2013.*

(iii) « *Compte tenu de l'ampleur des données à traiter annuellement en matière d'évaluation, l'examen par voie administrative s'avère toujours opportun. Néanmoins, la Régie clarifie le mode d'opération, afin de l'optimiser et d'en maximiser l'utilité et demande au Distributeur de s'y conformer :*

[...]

- *intégration des résultats de l'évaluation : dans le cadre du rapport annuel et du dossier tarifaire suivant immédiatement la parution du rapport de la Régie. »*

(iv) et (v) La Régie fait état de son examen par voie administrative des rapports d'évaluation déposés par le Distributeur pour 2012.

Demandes :

52.1 Veuillez présenter, pour l'ensemble des programmes du PGEÉ et intégrant les résultats d'évaluation examinés en référence (iv) et (v), l'impact énergétique annuel du PGEÉ pour la période 2003-2012, suivant le format du tableau A-4, en référence (i).

52.2 Veuillez fournir, pour chaque année de la période, les hypothèses de calcul utilisées, suivant le format du tableau B-1 en référence (ii).

- 53. Références :**
- (i) Pièce B-0042, page 38;
 - (ii) Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 103.

Préambule :

(i) *Tableau A-4 Impacts énergétiques (GWh ajoutés), pour 2012 et 2013.*

(ii) La Régie note, en 2011, que le projet CATVAR doit générer des économies d'énergie de l'ordre de 2 TWh et qu'il s'inscrit dans la cible de 11 TWh fixée pour l'électricité par la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*.

Demandes :

53.1 Veuillez compléter le tableau demandé à la question 52.1 en y ajoutant les projections d'économie d'énergie du Distributeur pour 2014 et 2015.

53.2 Veuillez indiquer si les résultats antérieurs du PGEÉ, ses objectifs pour 2013 à 2015 et le projet CATVAR permettront au Distributeur d'atteindre la cible d'économie d'énergie électrique fixée par la *Stratégie énergétique du Québec*. Veuillez élaborer sur l'atteinte de cette cible.

- 54. Références :**
- (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 115;
 - (ii) Pièce B-0042, page 8;
 - (iii) Pièce B-0042, page 38;
 - (iv) Pièce B-0042, page 8;

Préambule :

(i) La Régie prend acte des objectifs d'économie d'énergie et de puissance associés au PGEÉ du Distributeur pour 2012, tel que présentés au tableau 28 de la décision.

(ii) Le Distributeur fait état des économies d'énergie anticipées pour 2012, et les compare aux objectifs, par marché. Les détails par programme se retrouvent à la référence (iii).

Le tableau qui suit fait état des objectifs et résultats par marché, pour les trois références :

Économies prévues et résultats anticipés pour 2012				
Marché visé	Économies prévues en 2012 <i>référence (i)</i>	Résultats anticipés pour 2012	D-2012-024	Écart
		<i>références (ii) et (iii)</i>		
Marché résidentiel (GWh ajoutés)	257	263	257	7
Marché affaires - commercial et institutionnel (GWh ajoutés)	431	239	207	33
Marché affaires - industriel (GWh ajoutés)		141	224	-83
Innovations technologiques (GWh ajoutés)	8	1	6	-5
Total (GWh ajoutés)	696	645	693	-48
Gestion de la consommation (MW ajoutés)	2	2		

Le tableau qui suit détaille les résultats anticipés de certains programmes du marché affaires et les compare aux objectifs fixés pour 2012. La Régie calcule les écarts observés.

Économies prévues et résultats anticipés pour 2012 - Programmes affaires (extrait) (GWh ajoutés)			
Programme	Économies prévues en 2012 <i>référence (i)</i>	Résultats anticipés pour 2012 <i>référence (iii)</i>	Écart
Produits efficaces	11	7	-4
Recommissioning	5	3	-2
OIEÉB	186	227	41
Bâtiments HQD	3	2	-1
OIEÉSI	224	141	-83

(iv) Le Distributeur justifie les écarts observés pour le marché affaires :

« Offre intégrée en efficacité énergétique bâtiment (OIEÉB) : meilleure performance que prévue attribuable à un coût moyen (¢/kWh) inférieur aux prévisions et aux impacts énergétiques supérieurs.

[...]

Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI) : Lancement le 2 avril 2012, à la suite de la décision de la Régie (D-2012-024), des volets Modernisation (incluant

Modernisation grands projets), Gestion de l'énergie électrique et mesurage en continu et Démonstration technologique.

Impact énergétique et investissement inférieurs au niveau prévu principalement attribuables aux délais de mise en œuvre des volets Modernisation du programme. »

L'objectif 2013 du programme *OIEÉSI* est de 148 GWh ajoutés, à la référence (iii).

Demandes :

- 54.1 Veuillez expliquer la différence **d'objectif** observée pour les Innovations technologiques entre la première et la troisième colonne du premier tableau (références (i) et (ii)).
- 54.2 Veuillez expliquer la différence **d'objectif** observée pour l'ensemble du PGEÉ 2012 entre la première et la troisième colonne du premier tableau (références (i) et (ii)).
- 54.3 Veuillez expliquer dans quelle mesure les délais de mise en œuvre du volet *Modernisation* du programme justifient un écart de 37 % entre les résultats anticipés et les objectifs du programme. Veuillez tenir compte, dans votre réponse de la date de parution prévue par le Distributeur et réelle de la décision D-2012-024. Veuillez également faire un lien avec l'objectif 2013 du programme *OIEÉSI*, qui s'apparente davantage aux résultats anticipés pour 2012 qu'aux objectifs originaux du programme.

- 55. Références :**
- (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 117;
 - (ii) Pièce B-0042, page 35.

Préambule :

(i) La Régie demande au Distributeur de présenter distinctement, dans son tableau de suivi des budgets annuels du PGEÉ, les montants portés aux charges et les investissements. La Régie note également que, selon le Distributeur, les coûts non capitalisables du PGEÉ seraient traités comme un élément spécifique de charge pendant deux ans, puis passés aux charges de base s'ils deviennent stables.

(ii) Le tableau A-1 présente distinctement les charges, les investissements et le budget total du PGEÉ pour 2012 et 2013.

Le tableau qui suit récapitule les charges et les budgets totaux de 2012 et 2013, par marché, par poste de dépense principal, ainsi que pour certains programmes particuliers. Les budgets en millions de \$ sont tirés de la référence (i) et la Régie calcule les pourcentages.

Budgets et dépenses annuels						
<i>Programmes / activités du Distributeur</i>	2012			2013		
	<i>Charges</i>		<i>Total</i>	<i>Charges</i>		<i>Total</i>
	<i>(M\$)</i>	<i>(%)</i>	<i>(M\$)</i>	<i>(M\$)</i>	<i>(%)</i>	<i>(M\$)</i>
Marché résidentiel	14	21%	66	11	24%	46
<i>Diagnostic résidentiel</i>	3	43%	7	3	50%	6
<i>Mieux consommer</i>	8	23%	35	5	24%	21
<i>Récupération des frigos et congélos énergivores</i>	2	20%	10	2	29%	7
Marché affaires - CI	2	3%	72	2	3%	74
Marché affaires - Industriel	2	7%	30	2	6%	32
<i>OIEÉSI</i>	2	7%	30	2	6%	32
Innovations technologiques	8	100%	8	9	100%	9
Gestion de la consommation	0	0%	1	0	0%	1
Tronc commun	12	86%	14	10	83%	12
Sous-total programmes et activités	38	20%	191	34	20%	174
Contingence	1	50%	2	1	25%	4
Frais d'emprunt capitalisés	0	0%	4	0	0%	4
Total	38	19%	196	35	19%	181

Demandes :

- 55.1 Veuillez lister les éléments inclus aux charges pour chacun des programmes et activités du tableau précédent.
- 55.2 Veuillez expliquer pourquoi la proportion des charges, par rapport au budget total, varie pour certains programmes, activités et marchés entre 2012 et 2013, mais demeure constante pour tous les autres programmes et activités.

Programmes du PGEÉ

- 56. Références :**
- (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 120 et 121;
 - (ii) Pièce B-0042, page 25;
 - (iii) <http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2012/08/hydro-quebec-lance-projet-pilote-economie-energie.html>

Préambule :

(i) « *Compte tenu de sa non rentabilité pour la société et du retard important observé, la Régie refuse le budget de 6 M\$ demandé en 2012 pour le programme de « Récupération de la chaleur des eaux grises ».*»

À la même référence, le Distributeur spécifie qu'il se propose, si les résultats du projet-pilote mis en place en 2011 pour les bâtiments existants dans le cadre des *Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces* (PISTE) sont favorables, d'élargir l'appui financier du programme à ce segment de marché dès 2012.

(ii) Le Distributeur présente la liste des projets-pilotes en cours de réalisation dans le cadre des *PISTE*. L'échéance pour le projet *Système de récupération de la chaleur des eaux de drainage - Marché résidentiel existant* est 2013.

(iii) Dans un article de presse datant du 24 août 2012, Hydro-Québec s'engage à remettre de 500 \$ à 700 \$ aux participants volontaires d'un projet pilote d'économie d'énergie grâce à l'installation d'un récupérateur de chaleur des eaux usées de la douche, dans la MRC de la Rivière-du-Nord, dans les Laurentides. C'est la firme Solénove qui est responsable de l'implantation de ce projet pilote et l'admission au programme d'Hydro-Québec prend fin le 30 novembre 2012.

Demandes :

56.1 Veuillez fournir l'état d'avancement du projet-pilote *Système de récupération de la chaleur des eaux de drainage-Marché résidentiel existant*.

56.2 Veuillez détailler le budget de ce projet-pilote.

56.3 Veuillez élaborer sur les résultats attendus de ce projet-pilote, eu égard, notamment à la rentabilité du volet *Marché résidentiel existant*.

56.4 Veuillez spécifier le moment où le Distributeur doit prendre une décision quant à l'opportunité de transformer ce projet-pilote en programme ou d'intégrer la mesure à un programme existant du PGEÉ.

57. Références :

- (i) Dossier R-3776-2011, pièce B-0045, pages 5 et 9;
- (ii) Pièce B-0042, pages 35 et 38;
- (iii) Pièce B-0042, pages 22 et 23;
- (iv) Dossier R-3776-2011, pièce B-0045, page 13;
- (v) Pièce B-0042, page 41.

Préambule :

- (i) *Tableau A-1 Budgets annuels – période 2011-2015 (M\$)*
Tableau A-4 Impacts énergétiques – période 2011-2015 (GWh ajoutés)

Pour le programme *OIEÉSI*, le budget demandé en 2012 est de 47 M\$, soit un peu plus de 20 % du budget de 233 M\$ demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2012. Les objectifs fixés pour ce programme sont de 224 GWh, soit 32 % des objectifs totaux de 696 GWh, fixés par le Distributeur pour le PGEÉ 2012.

- (ii) *Tableau A-1 Budgets annuels (M\$), pour 2012 et 2013*
Tableau A-4 Impacts énergétiques (GWh ajoutés), pour 2012 et 2013

Pour le programme *OIEÉSI*, les dépenses et les résultats anticipés en 2012 sont, respectivement, de 30 M\$ et de 141 GWh.

Le budget demandé en 2013 est de 32 M\$, soit près de 18 % du budget de 181 M\$ demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2013. Les objectifs fixés pour ce programme sont de 148 GWh, soit près de 27 % des objectifs totaux de 553 GWh, fixés par le Distributeur pour le PGEÉ 2013.

(iii) Le Distributeur indique que, les volets *Modernisation* et *Modernisation grands projets* ont été intégrés à l'*OIEÉSI* à la suite de la décision D-2012-024. L'impact énergétique et les budgets prévus en 2012 et 2013 ont été revus à la baisse par rapport à la demande budgétaire précédente considérant les résultats obtenus en 2011 et les propositions de projets déjà soumises.

En effet, compte tenu du temps requis pour mettre en œuvre un projet, l'introduction des premiers volets en avril 2011 et des volets *Modernisation* en avril 2012 ne devrait produire ses premiers impacts énergétiques qu'en 2013.

(iv) Au tableau *B-1 Hypothèses de calcul 2012*, le Distributeur indique que 339 petites et moyennes industries (PMI) et 136 grandes industries (GI) devaient participer à l'*OIEÉSI* en 2012.

(v) Au tableau *B-1 Hypothèses de calcul 2013*, le Distributeur indique que 233 PMI et 72 GI doivent participer à l'*OIEÉSI* en 2013.

Demandes :

- 57.1 Veuillez indiquer si des ajustements ont été apportés aux résultats comptabilisés pour l'*OIEÉSI* en 2011.
- 57.2 Veuillez fournir l'hypothèse retenue, dans le cadre du PGEÉ 2013, en termes de temps requis pour la production d'impact énergétique des projets moyens. Veuillez spécifier si ces hypothèses diffèrent de celles retenues dans le cadre du PGEÉ 2012. Si oui, veuillez élaborer.

57.3 Compte tenu que les économies d'énergie associées à l'OIEÉSI ont été revues à la baisse en 2013 pour tenir compte de la durée de mise en œuvre des projets, veuillez fournir le motif qui soutient une baisse de 31 % des objectifs de participation pour les PMI et de 47 % pour les GI.

57.4 Veuillez fournir le calcul et les hypothèses permettant de justifier la baisse de budget totale observée en 2013 pour l'OIEÉSI, sur la base des projections de participation du programme.

- 58. Références :**
- (i) Décision D-2012-024, page 128;
 - (ii) Suivi D-2011-162 - État d'avancement du plan d'approvisionnement 2011-2020, 1^{er} novembre 2011, page 18.

Préambule :

(i) *« Depuis le premier examen du PGEÉ en 2003, la Régie invite le Distributeur à y inclure des mesures de gestion de la charge. Par ailleurs, dans la décision d'octobre 2011 portant sur le plan d'approvisionnement du Distributeur, la Régie lui a demandé d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation. Afin que l'examen du PTÉ de puissance soit utile du point de vue réglementaire, la Régie demande au Distributeur d'entreprendre sans tarder la conception de programmes visant la gestion de la consommation. »*

(ii) Le Distributeur évoque plusieurs stratégies de gestion de la consommation visant le marché résidentiel. Il travaille à identifier les charges qui pourraient être interrompues ou déplacées et à des stratégies pour minimiser la reprise de charge sur le réseau, notamment pour le délestage des chauffe-eau et la modulation des températures de consigne des thermostats de chauffage des locaux. Il indique : *« Ces résultats serviront à l'évaluation des moyens de gestion de la consommation. Les mesures qui seront retenues seront intégrées à la planification du Distributeur au fur et à mesure de la démonstration de leur rentabilité et de leur approbation par la Régie de l'énergie. »*

Demandes :

58.1 Veuillez produire un état d'avancement du dossier du potentiel technico-économique (PTÉ) de la gestion de la consommation.

58.2 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement de la conception de programmes visant la gestion de la consommation.

58.3 Veuillez notamment identifier les pistes les plus prometteuses de moyens de gestion de la consommation et leur calendrier d'introduction sous forme de projets expérimentaux, de projets-pilotes ou de programmes.

- 59. Références :**
- (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 118 à 120 et 128;
 - (ii) Pièce B-0042, page 18;
 - (iii) Pièce B-0042, page 51.

Préambule :

(i) *« Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait notamment au Distributeur de déposer un plan d'action favorisant la géothermie, en augmentant le niveau d'aide financière et les cibles d'économie d'énergie associés à cette mesure. Dans la décision D-2011-028, la Régie encourageait le Distributeur à continuer ses efforts, mais précisait qu'il devait adapter le programme « Géothermie » aux segments de marché pour lesquels il est rentable.*

Dans le présent dossier, le Distributeur propose de réviser les modalités et les paramètres du programme, sur la base des résultats du rapport d'évaluation déposés en 2011 et de l'information obtenue de la Coalition canadienne de l'énergie géothermique.

[...] compte tenu que le programme « Géothermie » demeure globalement rentable pour la société, la Régie autorise le budget demandé par le Distributeur à cet égard, en lien avec les hausses proposées de l'aide financière. Néanmoins, elle demande au Distributeur d'évaluer l'impact de ces hausses sur le taux d'opportunité du programme et de déposer les résultats de cette évaluation dès février 2013.

La Régie demande également au Distributeur d'examiner l'opportunité de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle, tenant compte du fort taux d'opportunité observé dans ce segment. La Régie demande au Distributeur de faire état des résultats de cet examen dès le dossier tarifaire 2013-2014.

[...] la Régie demande au Distributeur d'ajouter à son calendrier d'évaluation 2012-2013 l'examen de l'opportunité associé à la Géothermie. »

(ii) **« 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 opportunistes étant à nouveau inclus aux fins de ce test. Le Distributeur mettra donc fin au programme le 31 décembre 2012. »

(iii) Dans son suivi des demandes de la Régie, le Distributeur réfère à la section de sa preuve concernant la fin du programme *Géothermie* et conclut que les deux demandes de la Régie à cet effet *« sont devenues sans objet »*.

Demandes :

- 59.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à l'évaluation de l'impact des hausses d'aide financière autorisées sur le taux d'opportunité du programme. Si oui, veuillez déposer les résultats de cette évaluation. Sinon, veuillez expliquer pourquoi cet élément spécifique est « *sans objet* ».
- 59.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a examiné l'opportunité de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle. Si oui, veuillez déposer les résultats de cet examen. Sinon, veuillez expliquer pourquoi cet élément spécifique est « *sans objet* ».
- 59.3 Considérant l'intention du Distributeur de mettre fin au programme *Géothermie* dès le 31 décembre 2012, veuillez indiquer le moment où le programme doit faire l'objet d'une évaluation.

Tronc commun

60. Référence : Pièce B-0042, page 28.

Préambule :

Tableau 5.1 : Plan d'évaluation – Rapports devant être déposés en 2013

Demande :

- 60.1 Veuillez déposer le calendrier complet des activités d'évaluation en cours ou à venir pour 2012-2013 à 2014-2015, pour l'ensemble du PGEÉ. Veuillez ne pas vous limiter au calendrier de dépôt des rapports d'évaluation.

Analyses économiques et financières

- 61. Références :**
- (i) Dossier R-3776-2011, pièce B-0044, page 50;
 - (ii) Pièce B-0042, pages 29, 30 et 45 à 47;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0115, pages 5 et 6.

Préambule :

- (i) *Tableau 6.1 : Paramètres économiques et énergétiques*
- (ii) La section 6 traite des analyses économiques et financières et réfère aux tableaux détaillés de l'annexe C.

(iv) le Distributeur présente diverses méthodes de calcul de la rentabilité, suivant le test du coût total en ressources (TCTR) et le test du participant (TP).

Demandes :

61.1 Veuillez fournir, suivant le format du tableau 6.1 de la référence (i), la valeur ainsi que la source de chacun des paramètres utilisés dans le cadre des analyses économiques et financières du PGEÉ 2013.

61.2 Veuillez confirmer que les analyses de rentabilité des divers programmes du PGEÉ 2013 suivent « l'ancienne méthode » présentée en référence (iii). Sinon, veuillez expliquer les différences appliquées.

62. Références : (i) Dossier R-3776-2011, pièce B-0044, pages 53 à 55;
(ii) Pièce B-0042, pages 30 et 31.

Préambule :

(i) *Tableau 6.4 : Intervalle de confiance pour la variable « Économie d'énergie »*
Tableau 6.5 : Intervalle de confiance pour la variable « Coûts de programme »
Tableau 6.6 : Intervalle de confiance pour la variable « Coût évités »

(ii) La section 6.2.1 présente les résultats de l'analyse de sensibilité du PGEÉ à des variations de coûts ($\pm 21\%$) d'économie d'énergie ($\pm 27\%$) et de coûts évités ($\pm 9\%$).

Demande :

62.1 Veuillez mettre à jour, pour le dossier tarifaire 2013, les tableaux 6.4 à 6.6 de la référence (i) ayant permis de conclure à une variation de coûts, d'économie d'énergie et de coûts évités de, respectivement, 21 %, 27 % et 9 %.

Promotion de la bi-énergie et du tarif DT

63. Références : (i) Pièce B-0042, page 53;
(ii) Pièce B-0042, page 54.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur a poursuivi la campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT. En 2012, 300 k\$ ont été alloués à cette campagne et 150 k\$ sont prévus en 2013.* » Le Distributeur mentionne ensuite les différents dépliants qui ont été distribués à différents types de clients par différents canaux de distribution.

(ii) « *Un important sondage visant la mise à jour de l'étude de marché sur la biénergie et le tarif DT, de même que l'évaluation d'impact de la campagne de promotion, a été effectué en mai et juin 2012. Le Distributeur est en attente du rapport sur l'évaluation d'impact de cette campagne de promotion.* »

Demandes :

- 63.1 Veuillez déposer le rapport d'évaluation d'impact de la campagne de promotion, effectué en mai et juin 2012.
- 63.2 Veuillez rappeler les objectifs détaillés visés par cette campagne de promotion et élaborer sur les impacts obtenus grâce à celle-ci par rapport aux objectifs initiaux.
- 63.3 Veuillez justifier la baisse prévue du budget consacré à cette campagne pour 2013, soit 150 k\$ au lieu de 300 k\$ en 2012.

Schefferville

- 64. Références :**
- (i) Décision D-2006-123, pages 11 et 12;
 - (ii) Décision D-2012-024, page 167;
 - (iii) Décision D-2012-024, page 168;
 - (iv) Pièce B-0039, pages 21 à 28.

Préambule :

(i) Des investissements de plus de 90 M\$ sont annoncés pour une période s'échelonnant sur 40 ans. Par exemple, la réfection de la centrale Mehinek était prévue pour 2027-2029. Ce plan d'investissement donne un coût global actualisé sur 40 ans des obligations du Distributeur à Schefferville de 12,1 ¢/kWh.

(ii) La Régie écrit, en se référant à la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3602-2006 : « *Une mise à jour de la stratégie d'investissement pour l'ensemble des infrastructures électriques de Schefferville semble donc s'imposer, en lien avec l'évolution des besoins de ce réseau et avec les stratégies d'efficacité énergétique qui y seront déployées.* »

(iii) « *... la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de l'ensemble des besoins futurs du réseau de Schefferville.* »

(iv) Le Distributeur justifie dans cette annexe les investissements qu'il envisage pour Schefferville. Le Distributeur dresse le bilan des investissements prévus pour les six années de 2012 à 2017. Le tableau A-1 indique que le total de ces investissements est de 90,8 M\$ sur les six prochaines années.

Demandes :

La Régie ne retrouve pas de scénario des besoins d'approvisionnement de Schefferville en référence (iv). Elle constate par ailleurs une accélération de l'intensité des besoins d'investissement à Schefferville puisque après avoir prévu un budget de 90 M\$ sur 40 ans en 2006, le Distributeur présente un montant du même ordre pour les 6 prochaines années seulement.

64.1 Veuillez indiquer quand et sous quelle forme le Distributeur a l'intention de déposer à la Régie une mise à jour du plan global des investissements requis à Schefferville en fonction de l'évolution des besoins de ce réseau.

64.2 Veuillez fournir 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 et élaborer sur la valeur obtenue.

- 65. Références :**
- (i) Pièce B-0039, page 27;
 - (ii) Pièce B-0051, page 19.

Préambule :

(i) *« Pour respecter le critère de fiabilité, le Distributeur réitère qu'il est essentiel d'assurer une source fiable de réserve pour la région de Schefferville. La meilleure façon d'arriver à cette fin est de relocaliser les groupes électrogènes dans un abri conçu pour les conditions hivernales propres à cette région. »*

(ii) *« Bien que le Distributeur entende offrir des options d'électricité interruptible de façon uniforme dans tous les réseaux autonomes, les analyses de faisabilité et de rentabilité, de même que le calibrage des options proposées, ont été réalisés sur la base des données de deux réseaux autonomes qui offrent actuellement un potentiel, à savoir le réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie. D'une part, ces derniers sont confrontés à un déficit de puissance à très court terme et, d'autre part, ils alimentent des clients dont la charge présente un potentiel interruptible important.*

[...] Afin d'assurer un appariement entre les besoins de gestion de chaque réseau et l'offre d'interruption des clients, le Distributeur fixera annuellement pour chaque réseau, chaque option et chaque client, les quantités minimale et maximale de puissance interruptible dont il entend se prévaloir. Si le Distributeur ne fixe pas de quantité pour un réseau, il est réputé ne pas avoir besoin d'électricité interruptible pour ce réseau. »

Demandes :

65.1 Considérant les bâtiments, institutions et entreprises existants dans la communauté de Schefferville, veuillez dresser une liste des sites équipés d'une génératrice et la charge interruptible qu'ils peuvent représenter.

65.2 Considérant le potentiel de charge interruptible établi dans la question précédente, d'une part, et les projets miniers présents, en cours de développement et prévus à Schefferville ou à proximité, veuillez élaborer sur la possibilité de procéder à un appel d'offres pour un service de garantie de puissance Schefferville permettant au Distributeur de respecter son critère de fiabilité en puissance.

- 66. Références :** (i) Pièce B-0039, pages 25 à 27;
(ii) D-2006-123, page 4.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que le groupe 3 de 8 MW à la centrale de Mehinek est arrêté depuis le 10 mars 2012 à cause de problèmes mécaniques et évoque une revue des risques effectuée en 2011: « Les câbles de puissance ont déjà court-circuité deux fois à l'entrée du transformateur # 2. Ces câbles alimentent Schefferville et passent dans un caniveau désuet et non étanche. Risque : perte de la production de la centrale pour plusieurs jours.[...] les lignes de transport, situées majoritairement au Labrador, sont en mauvais état. Risque : pannes suite à un bris d'équipement. Le poste de Menihek a manqué d'entretien depuis 1982. Risque : pannes prolongées (plusieurs semaines) à cause d'un bris majeur d'équipement. » [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur ne demande cependant pas à la Régie d'autoriser tous ces investissements mais uniquement ceux reliés aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et à d'autres dépenses contingentes, soit des investissements totalisant 12,4 M\$. La Régie a déjà reconnu l'urgence de procéder aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale et autorisé provisoirement ces travaux, dont des investissements à hauteur de 9,2 M\$. » [nous soulignons]

Demandes :

- 66.1 Veuillez indiquer si le groupe de 8 MW est à nouveau fonctionnel. Si oui, depuis quand. Si non, veuillez élaborer.
- 66.2 Veuillez élaborer sur les problèmes mécaniques du groupe 3 en considérant que ce groupe a fait l'objet d'importantes réparations depuis 2006, c'est à dire il y a moins de 6 ans.
- 66.3 Veuillez expliquer pourquoi le poste de Mehinek a manqué d'entretien depuis 1982 et connaît des courts-circuits à cause de caniveaux non étanches alors qu'il semble que l'enveloppe budgétaire de 12,4 M\$ autorisée en 2006 par la Régie comprenait des travaux de réfection au poste de départ de la centrale.
- 66.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà corrigé les problèmes de maintenance de base évoqués précédemment et dans les dossiers tarifaires antérieurs.
- 66.5 Veuillez expliquer en quoi la construction d'un bâtiment pour relocaliser les génératrices de secours est considérée un investissement prioritaire face aux besoins de maintenance du réseau de Schefferville.

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE

Mode de versements égaux

- 67. Références :**
- (i) Pièce B-0048, page 11;
 - (ii) Pièce B-0060, page 5.

Préambule :

- (i) Le Distributeur indique que :

« Par conséquent, le Distributeur demande d'ajouter aux CDSÉ un nouveau critère d'adhésion au MVÉ, soit la présence d'un historique de consommation suffisant pour pouvoir procéder à une estimation raisonnable du montant du versement mensuel.

[...]

L'expérience suggère au Distributeur qu'une révision au cours de l'entente n'est pas nécessairement optimale pour la clientèle. [...] Néanmoins, le Distributeur propose de conserver la possibilité d'effectuer une révision s'il y a constat d'un écart significatif.» [Nous soulignons].

- (ii) Le Distributeur indique qu'« environ 11 mois de consommation pourraient constituer un historique suffisant et fiable. » [Nous soulignons].

Demandes :

- 67.1 Veuillez justifier le choix de la durée de 11 mois comme étant un «*historique de consommation suffisant*».
- 67.2 Veuillez indiquer si le Distributeur est disposé à inclure cette durée spécifiquement au texte des Conditions de service. Si non, veuillez élaborer.
- 67.3 Veuillez définir ce que représente, pour le Distributeur un «écart significatif» pouvant mener à une révision du MVÉ. Comment le Distributeur prévoit-il appliquer ce critère ?

Activités promotionnelles

- 68. Références :**
- (i) Pièce B-0048, page 13 ;
 - (ii) Pièce B-0070, page 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique qu'il souhaite faire connaître davantage les canaux moins coûteux tel que le Web pour effectuer des transactions simples, ainsi il « *demande d'introduire un nouvel article pour permettre la mise en œuvre d'activités promotionnelle spécifique circonscrites dans le temps (par exemple, durant la période de pointe des emménagements et déménagements).* »

(ii) Il demande également l'ajout de l'article 2.3 aux Conditions de service qui suit :

« Le Distributeur peut réaliser des activités promotionnelles relatives aux modalités décrites aux chapitres 5 et 11 des présentes conditions de service. Ces activités promotionnelles doivent être temporaires et peuvent s'appliquer à l'ensemble de la clientèle ou à divers groupes de clients, de manière à réduire les frais payables par les clients visés en vertu du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur. »

[...]

Le Distributeur avisera la Régie de son intention de procéder à la mise en œuvre d'initiatives ou de projets dans le cadre de ce nouvel article.»

Demandes :

- 68.1 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels le Distributeur réfère à l'ensemble des modalités prévues au chapitre 11 des Conditions de service, ainsi qu'à l'ensemble des frais prévus au chapitre 12 des Tarifs.
- 68.2 Veuillez donner des exemples d'activités promotionnelles que le Distributeur pourrait mettre en œuvre dans le cadre de l'article 2.3 proposé, en lien avec les modalités décrites au chapitre 11 des Conditions de service.
- 68.3 Veuillez indiquer les frais payables par les clients et prévus au chapitre 12 des Tarifs qui pourraient faire l'objet d'une activité promotionnelle du Distributeur.
- 68.4 Veuillez indiquer dans quel cadre et à quel moment le Distributeur avisera la Régie et présentera l'analyse de rentabilité des projets proposés d'activités promotionnelles.

Prix forfaitaire

69. Référence : Pièce B-0048, page 17.

Préambule :

Concernant les alimentations temporaires en souterrain de 200 A à la tension monophasée 120/240 V, le Distributeur expose l'évaluation des coûts forfaitaires de la façon suivante :

« En 2010 et 2011, 30 demandes de cette nature ont été faites auprès du Distributeur. Le coût moyen par demande est de 2 800 \$. Plus de 85 % des demandes se situent à l'intérieur de l'écart-type. »

Les prix unitaires proposés sont les suivants :

Sans ajout de câble : 500 \$

Avec ajout de câble : 3 000 \$ »

Demandes :

- 69.1 Veuillez fournir le détail des informations qui permettent d'appuyer le coût moyen de 2 800 \$ ainsi que l'écart-type.
- 69.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a établi le coût forfaitaire de 500 \$, lorsqu'il n'y a pas d'ajout de câble, pour l'alimentation en souterrain.

70. Référence : Pièce B-0048, pages 17 et 18.

Préambule :

Concernant les alimentations temporaires en aérien de 200 A avec modification temporaire à la tension monophasée 120/240 V, le Distributeur expose l'évaluation des coûts forfaitaires de la façon suivante :

« En 2010 et 2011, respectivement, 77 et 63 demandes de cette nature ont été faites auprès du Distributeur.

Le coût moyen par demande est de 2 500 \$. Environ 85 % des demandes se situent à l'intérieur de l'écart-type.

Les prix unitaires proposés sont les suivants :

Avec remplacement de transformateur : 2 100 \$

Avec ajout de câble : 1 500 \$

Avec ajout de câble et remplacement de transformateur : 3 000 \$

Avec ajout de câble, de poteau et remplacement de transformateur : 5 500 \$ »

Demandes :

- 70.1 Veuillez fournir le détail des informations qui permettent d'appuyer le coût moyen de 2 500 \$ ainsi que l'écart-type.
- 70.2 Veuillez expliquer chacun des coûts unitaires qui en découlent.
- 70.3 Veuillez indiquer, s'il n'y a pas de visite du site, comment le Distributeur va s'assurer que le coût forfaitaire communiqué au client correspond bien à sa situation.

71. Référence : Pièce B-0048, page 18.

Préambule :

Concernant les modifications d'un branchement aérosouterrain d'au plus 200 A à la tension monophasée 120/240 V, le Distributeur expose l'évaluation des coûts forfaitaires de la façon suivante :

« En 2010 et 2011, respectivement, 55 et 50 demandes de cette nature ont été faites auprès du Distributeur.

Le coût moyen par demande de 630 \$. Près de 75 % des demandes se situent à l'intérieur de l'écart-type.

Les prix forfaitaires proposés sont les suivants :

Raccordement sur poteau fourni par le client : 625 \$

Raccordement sur poteau d'Hydro-Québec : 755 \$ »

Demandes :

71.1 Veuillez fournir le détail des informations qui permettent d'appuyer le coût moyen de 630 \$ ainsi que l'écart-type.

71.2 Veuillez expliquer l'écart de coût entre un raccordement effectué sur un poteau appartenant au client et celui appartenant au Distributeur.

Risque de crédit

- 72. Références :**
- (i) Pièce B-0048, page 23;
 - (ii) D-2001-259, dossier R-3439-2000, D-2001-259, page 21.

Préambule :

(i) *« Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de modifier les Condition de service d'électricité pour prévoir de façon spécifique la transmission de données de crédit de l'ensemble de ses clients résidentiels aux ARP afin que ceux-ci modifient leurs habitudes de paiement et privilégient le paiement de leur facture d'électricité.»*

(ii) Dans le dossier R-3439, le Distributeur mentionnait :

« En réponse aux craintes exprimées par les intervenants quant aux importants risques d'atteinte à la vie privée, Hydro-Québec affirme que « le NAS n'est accessible qu'aux employés qui font du

recouvrement ». En outre, elle souligne que la CAI a autorisé Hydro- Québec à recueillir des renseignements personnels, mais qu'elle a attaché des conditions très strictes concernant l'échange de ces renseignements. Elle a également ordonné la destruction de certaines données. La Commission a effectué un suivi en juin 1999 et a conclu que les recommandations qu'elle avait émises avaient été suivies par Hydro- Québec. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 72.1 Veuillez justifier en quoi cette demande relève d'une modification aux « *Conditions de service d'électricité* » au sens de l'article 31, alinéa 1, par. 1 et 48 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* ?
- 72.2 Veuillez préciser les conditions émises à l'égard du Distributeur par la Commission d'accès à l'information (CAI) concernant l'échange de renseignements, dont le numéro d'assurance sociale.
- 72.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a effectué des démarches auprès de la Commission d'accès à l'information en lien avec sa proposition de transmettre des renseignements personnels sur l'ensemble de sa clientèle aux ARP.
- 72.4 Veuillez fournir une liste de compagnies ou sociétés de services publics au Québec et au Canada qui appliquent déjà une telle politique visant la gestion de paiement de factures.
- 72.5 Parmi les compagnies ayant déjà une telle politique, veuillez préciser lesquelles transmettent aux ARP les données de crédit de l'ensemble de leurs clients résidentiels.
- 72.6 Pour les compagnies qui ne transmettent pas les données de l'ensemble de leur clientèle, veuillez préciser les politiques de transmission de données. Veuillez élaborer sur ces politiques.

73. Référence : Pièce B-0048, page 21.

Préambule :

«L'incertitude économique qui persiste, l'obligation qu'a Hydro-Québec d'alimenter tous ses clients, la facturation après consommation de l'électricité et l'impossibilité d'interrompre le service électrique en période hivernale contribuent à l'absence de priorisation du paiement de la facture d'électricité par certains clients résidentiels

[...]

Le Distributeur est d'avis qu'il est opportun de proposer des mesures pour contrer l'endettement des clients résidentiels envers Hydro-Québec. Ce faisant, il sera mieux outillé pour répondre aux attentes de la Régie de voir la dépense de mauvaises créances être réduite.

[...]

Une étude produite en 2009 par des chercheurs américains révèle que la transmission des données de crédit aux agents de renseignements personnels (ARP) permet de réduire les comptes à recevoir, donc la dépense de mauvaises créances. La transmission de données de crédit des

clients aux ARP vise à modifier les habitudes de paiement des clients de façon à ce qu'ils privilégient le paiement de la facture. »

Demandes :

- 73.1 La Régie constate que le Distributeur cite des études sur les impacts de la transmission de données de crédit et sur le comportement des clients concernant le paiement des factures. Veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'un rapport de balisage sur les pratiques en la matière des entreprises américaines et canadiennes comparables au Distributeur et sur les résultats obtenus. Si oui, veuillez déposer ce rapport ou les pratiques en la matière.
- 73.2 Le Distributeur dispose-t-il de données sur le comportement des consommateurs québécois quant au paiement de leur facture selon qu'ils savent que le paiement de celle-ci peut affecter ou non leur cote de crédit. Si oui, veuillez les fournir.

74. Référence : Pièce B-0073, page 5.

Préambule :

« En ce qui concerne le numéro d'assurance sociale (NAS), le Distributeur s'engage à ne transmettre que pour les clients se voyant attribuer une cote de O2 à O9 (clients en recouvrement), ceci afin d'éviter toute erreur d'appariement avec les dossiers de crédit. Par cette pratique, le Distributeur souhaite éviter d'affecter négativement le mauvais dossier de crédit.»

Demande :

- 74.1 Veuillez expliquer le choix du Distributeur de transmettre le NAS d'un client à compter d'une cote de crédit de niveau O2 plutôt qu'à un autre niveau.

75. Référence : Pièce B-0073, pages 6 et 7.

Préambule :

«*Tel qu'illustré dans le tableau E3-2, le Distributeur a choisi d'assouplir considérablement les modalités afin de mieux répondre aux particularités de sa clientèle.*»

TABLEAU E3-2 : COTES DE CRÉDIT

Cote	Standard	Proposition d'HQD
O1	Paie (ou a payé) dans les 30 jours de la date d'échéance ou pas plus d'un paiement en retard	Paie (ou a payé) dans les 60 jours de la date d'échéance ou a conclu et respecte les termes d'une entente de paiement
O2	Paie (ou a payé) dans les 30 jours de la date d'échéance ou pas plus de 60 jours ou de 2 paiements en retard	Paie (ou a payé) dans les 61 jours de la date d'échéance de la facture et pas plus de 90 jours et solde échu supérieur à 200 \$
O3	Paie (ou a payé) dans les 60 jours de la date d'échéance ou pas plus de 90 jours ou de 3 paiements en retard	Paie (ou a payé) dans les 91 jours de la date d'échéance et pas plus de 120 jours et solde échu supérieur à 200 \$
O4	Paie (ou a payé) dans les 90 jours de la date d'échéance ou pas plus de 120 jours ou de 4 paiements en retard	Paie (ou a payé) dans les 121 jours de la date d'échéance et pas plus de 150 jours et solde échu supérieur à 200 \$
O5	Compte accuse toujours au moins 120 jours de retard, mais non classé 9	Compte accuse toujours au moins 150 jours de retard, mais non classé 9 et solde échu supérieur à 200 \$
O9	Mauvaise créance, placé en recouvrement; déménagé sans avoir donnée de nouvelle adresse ou une faillite	Comptes transférés à une entreprise de recouvrement et faillite

Demande :

75.1 Veuillez indiquer dans quelle mesure les agences de crédit vont tenir compte de la codification «*considérablement assouplie*» du Distributeur. Par exemple, veuillez expliquer si une agence de crédit pourrait coter un client O3, alors que ce même client est coté O2 par le Distributeur.

Ajustement de texte et abrogation

76. Référence : Pièce B-0048, page 30.

Préambule :

«*Le Distributeur souhaite prévoir des règles claires en cas de conversion en basse tension, afin, notamment, que la répartition des coûts soit établie clairement entre Hydro-Québec et le client.*»

La conversion de 600 V vers la tension 347/600 V ne requiert généralement pour le client que l'ajout d'un neutre, ce qui occasionne peu de frais. » (Nous soulignons.)

Ainsi, le nouvel article 14.9 des Conditions de service serait le suivant :

« Hydro-Québec peut en tout temps changer la tension de l'alimentation de l'installation électrique du client à 600 V, 3 fils, pour adopter la tension triphasée 347/600 V, étoile, neutre mis à la terre. Dans ce cas, elle informe le client, par avis écrit d'au moins 30 jours avant la date de la conversion de tension et de la cessation du service à la tension existante. » [Nous soulignons].

Demandes :

- 76.1 Veuillez indiquer le nombre de clients desservis par une alimentation 600 V 3 fils.
- 76.2 Veuillez identifier les travaux qui peuvent être requis chez les clients qui recevront une alimentation 347/600 V en configuration étoile en plus de l'ajout d'un neutre, dont notamment la protection de neutre et le changement du transformateur 120/240V. Veuillez soumettre une évaluation des délais requis pour la réalisation et le coût des travaux qui devront être assumés par le client.
- 76.3 Veuillez justifier le délai de 30 jours proposé à l'article 14.9.

CONDITIONS DE SERVICE

Réseaux souterrains

- 77. Références :**
- (i) Décision D-2012-122 (Plainte P-110-2325), pages 14 et 15;
 - (ii) Conditions de service, article 16.1 (extrait).

Préambule :

(i) « [43] L'article 16.1 des Conditions de service est clair : lorsque l'offre de référence du Distributeur prévoit un réseau aérien, si ce dernier doit installer un réseau souterrain, soit parce qu'un client le demande ou que telles sont les exigences d'une municipalité, le client doit alors payer la différence entre les coûts d'un prolongement souterrain et d'un prolongement aérien.

[44] La Régie est satisfaite de la façon dont le Distributeur a établi ces différences de coûts, tant pour les travaux électriques que pour les ouvrages civils.

[45] Il y a, à première vue, une apparence d'iniquité du fait que Bari aura payé pour un prolongement de réseau allant jusqu'au terrain voisin. Il s'ensuit que le propriétaire de ce terrain paiera éventuellement moins cher pour raccorder l'immeuble qu'il pourra y construire.

[...]

[49] Étant donné que les Conditions de service prévoient le remboursement d'une partie des coûts d'un raccordement aérien en certaines circonstances, le Distributeur pourrait voir si la

chose est possible pour un raccordement souterrain et soumettre une proposition de modification tarifaire à la Régie, le cas échéant. »

(ii) « *Seul le paiement exigé pour les travaux de l'offre de référence, excluant ceux effectués sur le branchement, peut faire l'objet d'un remboursement tel que prévu au présent chapitre. »*

Demande :

77.1 Considérant que le problème concernant le raccordement de nouveaux clients en réseau souterrain, tel que présenté dans la plainte P-110-2325, n'est pas unique, veuillez indiquer comment le Distributeur entend répondre aux préoccupations de la Régie exprimées au paragraphe 49 de la référence (i).

STRATEGIE TARIFAIRE

Tarifs généraux

78. Référence : Pièce B-0051, pages 7 et 8.

Préambule :

Pour le tarif G, le Distributeur propose une hausse de la prime de puissance de 2,5 % pour atteindre 15,93 \$/kW au 1^{er} avril 2013. Pour le tarif M, la hausse proposée de la prime de puissance est de 2,0 % pour atteindre 13,71 \$/kW au 1^{er} avril 2013. Le Distributeur indique que la progression est plus rapide au tarif G « *afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M* ».

Demandes :

78.1 Veuillez préciser les prix cibles de puissance que le Distributeur estime souhaitable d'atteindre à terme au niveau des tarifs généraux.

78.2 Veuillez fournir une estimation du nombre de clients qui pourraient migrer vers les tarifs G-9 et M en raison de la hausse plus importante de la prime de puissance au tarif G. Veuillez produire un tableau des bénéficiaires sur leurs factures que retireraient ces clients.

Modifications au texte des tarifs

79. Références :

- (i) Pièce B-0051, page 25;
- (ii) Pièce B-0053, page 4;
- (iii) Pièce B-0051, page 39;
- (iv) Pièce B-0060, page 11.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose l'ajout d'un article 2.3 au texte des Tarifs pour harmoniser la pratique aux tarifs domestiques avec celle au tarif G.
- (ii) Le nouvel article indique que « *dans le cas d'un abonnement aux tarifs domestiques, le Distributeur installe un indicateur de maximum lorsque l'installation électrique du client, les appareils raccordés et leur utilisation sont tels que la puissance maximale appelée est susceptible de dépasser 50 kilowatts* ». [nous soulignons]
- (iii) Au Tableau B-3, le Distributeur dénombre 3 532 abonnements au tarif D et 1 108 abonnements au tarif DM dont la puissance est facturée.
- (iv) Le Distributeur indique : « *Particularité des compteurs de nouvelle génération : Puissance mesurée par tous les compteurs, qu'elle soit utilisée ou non pour la facturation ...* ».

Demandes :

- 79.1 Veuillez concilier le libellé de l'article proposé au tarif domestique avec le projet d'installer des compteurs de nouvelle génération du projet LAD qui mesure la puissance.
- 79.2 En ne tenant pas compte du projet LAD, indiquer si l'ajout de l'article 2.3 tel que proposé par le Distributeur pourrait se traduire par une augmentation du nombre de clients facturés en puissance ? Dans l'affirmative, veuillez indiquer le nombre estimé pour chacun des tarifs domestiques.