

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

PRÉVISION DES VENTES

1. **Références :** (i) Dossier R-3776-2011, page 33;
(ii) Pièce B-0013, page 23.

Préambule :

- (i) Annexe C – Analyses de sensibilité
(ii) Annexe B – Analyses de sensibilité

Demande :

- 1.1 Veuillez expliquer chacun des changements apportés aux valeurs des différentes sensibilités entre les deux dossiers tarifaires.

Réponse :

En réponse à la question 1 de la demande de renseignements de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 7, le Distributeur a mentionné que des outils additionnels de prévision ont été développés pour les différents secteurs de consommation en se basant sur des modèles économétriques. Ces modèles utilisent directement les variables climatiques et économiques pour expliquer de manière précise l'évolution des ventes du Distributeur. Ainsi, les sensibilités des différentes variables économiques, présentées dans le présent dossier tarifaire, sont déduites directement des modèles économétriques.

Dans le cadre du dossier tarifaire précédent R-3776-2011, les sensibilités étaient déterminées de manière analytique ou à l'aide des modèles technico-économiques.

Compte tenu que la prévision des dossiers tarifaires R-3814-2012 et R-3776-2011 table sur des méthodologies de prévision différentes, des écarts de valeurs de sensibilité sont constatés.

2. **Références :** (i) Pièce B-0013, page 5;
(ii) Pièce B-0082, pages 13 et 14.

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 R-5.3 – Valeurs réelles de 2011 pour les principales variables économiques;

Tableau R-5.4-A – Prévion économique du Québec en date du 12 octobre 2012.

Demandes :

- 2.1** Veuillez confirmer ou infirmer qu'une variation de 1 % de la croissance du PIB total en 2013 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles ou moindres de 1 000 GWh au total pour l'ensemble des tarifs. Veuillez expliquer.

Réponse :

Le PIB total mesure l'ensemble de l'activité économique réalisée au cours d'une période donnée. La relation entre la croissance du PIB total et l'évolution des ventes d'électricité à court terme est indirecte et complexe et dépasse largement une simple règle de proportionnalité.

Dans les faits, la composition du PIB total n'est pas proportionnelle à la composition des ventes d'électricité par secteurs de consommation

puisque chaque secteur ne consomme pas la même énergie par dollar de PIB. Ce sont plutôt les différentes composantes du PIB total qui sont utilisées directement dans les modèles économétriques pour expliquer et prévoir l'évolution des ventes d'électricité par secteurs de consommation. Le secteur manufacturier représentait 16 % du PIB total en 2011 alors que les ventes d'électricité au secteur industriel représentaient environ 40 % des ventes d'électricité au Québec. Par contre, la part des services privés et publics était de 71 % du PIB total comparativement à 20 % de ventes pour le secteur commercial et institutionnel.

Ainsi, une variation du PIB total de 1 %, à la hausse comme à la baisse, n'affecte pas les ventes d'électricité de la même façon. D'une part, l'impact dépend des composantes du PIB qui sont à l'origine de la variation. D'autre part, une même variation du PIB peut avoir un impact différent sur les ventes, car cet impact découlera du contexte économique général comme la présence d'une phase de croissance soutenue, de ralentissement, de récession ou des changements structurels en cours dans l'économie. À titre d'exemples :

- en 2003, la croissance du PIB total était de 1,2 % et les ventes normalisées additionnelles ont atteint environ 6 800 GWh ;
- en 2004, malgré une croissance du PIB total de 2,7%, les ventes normalisées d'électricité ont baissé de 460 GWh ;
- en 2008, la croissance du PIB total s'est établie à 1,3 % et les ventes normalisées ont baissé d'environ 2 200 GWh ;
- en 2011, la croissance du PIB total a été de 1,7 % et les ventes d'électricité ont augmenté de seulement 300 GWh.

2.2 Veuillez préciser si une variation de 1 % de la croissance du PIB total une année donnée occasionne une variation des ventes la même année ou l'année suivante.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1. Par ailleurs, les sensibilités des variables économiques fournies dans le présent dossier tarifaire portent sur la demande d'électricité de la même année.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 6;
 - (ii) Pièce B-0013, page 7;
 - (iii) Pièce B-0082, page 9.

Préambule :

- (i) « 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 ».
- (ii) Tableau 2 – Prévision des ventes au tarif L pour les années 2012 et 2013.
- (iii) « La croissance des ventes de 438 GWh au tarif L résulte de la croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs (+160 GWh) et du transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux (+260 GWh) ».

Demandes :

- 3.1** Veuillez concilier le fait que 260 GWh sur 438 GWh de croissance prévue des ventes au tarif L proviennent du transfert de clients en provenance du tarif M avec le tableau à la référence (ii).

Réponse :

Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 1.3a) de SÉ-AQLPA, à la pièce HQD-13, document 12, de la croissance de 250 GWh au secteur divers manufacturier, 180 GWh s'explique par un transfert de clients découlant de la réforme des tarifs généraux. 80 GWh de la croissance au secteur commerces, institutions et autres sont aussi expliqués par un transfert de clients découlant de la réforme des tarifs généraux. La croissance restante, 178 GWh, est attribuable à la croissance de l'activité économique.

- 3.2** Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques et informations pertinentes.

Réponse :

Selon le principe réglementaire en place, l'analyse du dossier tarifaire du Distributeur se fonde sur l'information disponible au moment de son dépôt. Par conséquent, la prévision des ventes au tarif L pour les années 2012 et 2013 présentée au tableau 2 de la référence (ii) demeure pertinente et adéquate.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 6;
 - (ii) Pièce B-0082, page 9;
 - (iii) <http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2012/11/es-negociations-poursuivent-aluminerie-becancour.html>.

Préambule :

(i) « 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) « Le Distributeur anticipe que la reprise de la production à l'usine d'Alma du client Rio Tinto Alcan sera complète au début de l'année 2013, et ce, bien qu'elle ait été plus lente que prévue depuis la fin du conflit de travail en juillet 2012. Cette reprise se fonde sur la planification des achats d'électricité et le contexte hydraulique du client Rio Tinto Alcan. Par conséquent, le Distributeur ne considère pas d'autres scénarios pour les ventes prévues aux contrats spéciaux en 2013 ».

(iii) « Les négociations se poursuivent pour éviter un conflit de travail à l'Aluminerie de Bécancour (ABI). Les prochaines 48 heures seront déterminantes pour les quelque 1000 travailleurs, qui maintiennent la trêve. [...] ».

Demandes :

- 4.1** Veuillez indiquer si la prévision des ventes aux contrats spéciaux demeure adéquate à ce jour. Veuillez élaborer.

Réponse :

La prévision des ventes aux contrats spéciaux demeure adéquate.

- 4.2** Veuillez indiquer si l'explication à la référence (ii) demeure pertinente à ce jour. Veuillez préciser et quantifier les changements qui ont pu ou pourraient avoir lieu.

Réponse :

La prévision du Distributeur et l'explication présentée à la référence (ii) demeurent adéquates.

- 4.3 Veuillez commenter la référence (iii) et quantifier l'impact (en GWh et M\$) qu'aurait un conflit de travail à l'usine de Bécancour du client ABI.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de spéculer sur une date de début d'un possible conflit de travail chez ABI, ni sur sa durée ou la façon dont ABI gèrera ce conflit.

5. **Références :** Dossiers R-3492-2002, R-3541-2004, R-3579-2005, R-3610-2006, R-3644-2007, R-3677-2008, R-3708-2009, R-3740-2010, R-3776-2011, R-3814-2012 : pièces sur la prévision des ventes.

Préambule :

Pour chacun des dossiers, voir, d'une part, les tableaux portant sur les prévisions des ventes pour l'année de base et l'année témoin projetée, et d'autre part, les tableaux portant sur les historiques de ventes.

À ces égards, la Régie remarque que les ventes projetées ont été plus élevées que les ventes réelles normalisées sept fois sur dix sur la période 2003-2012.

Demande :

- 5.1 Considérant l'historique de prévisions des ventes, veuillez calculer l'impact (en M\$) d'une possible surévaluation de 1000 GWh des ventes totales 2013 sur les revenus additionnels requis 2013 et les ventes nettes des achats d'électricité 2013. Veuillez détailler vos calculs.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que sa prévision demeure juste et qu'elle n'est pas surévaluée de 1 TWh. De plus, l'ampleur du scénario demandé, ainsi que l'absence d'hypothèses sur les catégories de consommateurs affectées par cette surévaluation d'1 TWh, ne constitue pas une simple analyse de sensibilité, mais correspond plutôt à une réévaluation importante du dossier tarifaire. Or, selon le principe réglementaire en place, l'analyse du dossier tarifaire du Distributeur se fonde sur l'information disponible au moment de son dépôt.

6. **Référence :** Pièce B-0118, page 40.

Préambule :

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

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

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

Demandes :

- 6.1** Veuillez décrire en détail les changements apportés à la méthode de calcul de la normale climatique, en particulier, *l'analyse statistique des données climatiques historiques* ainsi que la prise en compte de la *tendance observée sur la période 1971-2011*.

Réponse :

L'analyse statistique des données climatiques historiques consiste à déterminer les ajustements à appliquer aux données de température mesurées. Ces ajustements permettent d'éliminer des discontinuités dans les séries temporelles de température qui ne sont pas attribuables à des phénomènes climatiques mais plutôt à des changements affectant le mesurage des données comme l'automatisation ou la relocalisation des stations météorologiques. Ces ajustements sont déterminés à l'aide de méthodes statistiques reconnues dans le domaine. Les précédentes normales climatiques retenues aux fins de la prévision de la demande du Distributeur ne considéraient pas cet aspect puisque l'ajustement des températures reflétait uniquement le réchauffement climatique.

Par ailleurs, la prévision des ventes du Distributeur s'appuie désormais sur la tendance de réchauffement de la période de 1971 à la dernière année complète disponible, soit l'année 2011 pour le présent dossier tarifaire. Cette approche permet, d'intégrer chaque année des données climatiques plus récentes et de refléter l'évolution de la normale climatique dans la prévision de la demande et le compte de nivellement.

6.2 Veuillez fournir les impacts de cette nouvelle méthode sur la prévision des ventes de 2013 par tarif, selon le niveau de détail du tableau 1 de la page 5 de HQD-2, document 2.

Réponse :

**Tableau R-6.2
Impact de la normale climatique actualisée sur les ventes prévues
pour l'année 2013**

Années civiles (1^{er} janv au 31 déc)

| Catégorie de consommateurs | Impact de la normale climatique actualisée |
|--------------------------------|--|
| | 2013 |
| D et DM | (654) |
| G et à forfait (T1, T2, T3) | (75) |
| G-9 | (4) |
| M | (73) |
| L | (37) |
| H | - |
| DT | (0) |
| Éclairage public et sentinelle | - |
| Contrats spéciaux | - |
| | (844) |

POLITIQUE FINANCIÈRE

- 7. Références :**
- (i) Décision D-2012-024, Dossier R-3776-2011, paragraphes 59 et 66;
 - (ii) Pièce B-0015, page 5;
 - (iii) Pièce B-0015, annexe 1, page 12.

Préambule :

(i) La Régie indiquait qu'elle procédera à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire et demandait au Distributeur d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires qu'elle avait émis. Dans la mesure où le Distributeur déposait une preuve relative à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain

dossier tarifaire, la Régie demandait également au Distributeur d'incorporer à cette demande une preuve sur la mise à jour du taux prospectif de la dette.

(ii) Le Distributeur indique « *Tel qu'expliqué dans la pièce HQD-1, document 1, depuis le début de l'année, Hydro-Québec poursuit sa réflexion en vue de réviser la politique financière de ses entités réglementées. Considérant que l'établissement des paramètres financiers pour ces entités repose sur une démarche et un cadre d'analyse similaires qui se doivent d'être cohérents, Hydro-Québec en est arrivée à la conclusion que la révision de la politique financière doit faire l'objet d'une demande spécifique, conjointe par les deux entités réglementées. Celle-ci sera intégrée à la démarche qui sera soumise à la Régie conjointement par le Transporteur et le Distributeur dès septembre 2012 afin de proposer un mécanisme de partage des écarts de rendement.*

Conséquemment, tant que la Régie n'aura pas statué sur la révision de la politique financière, le Distributeur maintient les paramètres financiers reposant sur les méthodologies approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures. »

(iii) Le Distributeur propose une procédure de mise à jour du coût de la dette par le biais d'un calcul des frais financiers pour les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année de base, les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année témoin et l'ensemble de la dette à taux variable. Le Distributeur indique qu'il intégrera le coût de la dette obtenu à l'aide de cette procédure à la révision du coût moyen pondéré du capital. De plus, les prévisions révisées des taux d'intérêt 2013 pour les émissions de la dette à taux fixe et de la dette à taux variable seront également intégrées dans la mise à jour du coût prospectif du capital.

Demande :

7.1 Veuillez justifier l'inclusion de cette procédure de mise à jour du coût de la dette dans le présent dossier tarifaire alors que l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable n'y figure pas comme un enjeu.

Réponse :

Pour l'année 2013, le Distributeur maintient la méthodologie actuelle pour déterminer le taux de rendement sur les capitaux propres. La démarche visant à proposer une mise à jour de cette méthodologie est en cours et fera l'objet d'un dossier générique impliquant le Transporteur et le Distributeur.

En ce qui concerne la procédure de mise à jour des taux sur la dette, tel que mentionné à la référence (i) du préambule, le Distributeur fait suite à la demande de la Régie, dans sa décision D-2012-024, aux paragraphes 58 et 59, d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette. L'ajustement proposé à la procédure a l'avantage de pouvoir être implanté rapidement et facilement sans remettre en cause les fondements de la méthode de calcul du coût

moyen de la dette. En effet, celle-ci restera la même que par le passé, mais le Distributeur propose d'effectuer le calcul en utilisant des taux plus récents. L'ajustement proposé à la procédure consiste à utiliser les données du Consensus Forecasts de janvier 2013 plutôt que celles de mai 2012. La prévision des taux d'intérêt sur la dette sera ainsi effectuée au même moment que celle sur le taux de rendement sur les capitaux propres.

Il est à noter que cet ajustement à la procédure fait en sorte que la prévision des taux d'intérêt retenue au mois de mai, ne sera qu'une indication de ce que pourront être les taux fournis par le Consensus Forecasts en janvier de l'année suivante. Ce sont ces derniers qui serviront à la détermination des frais financiers du Distributeur.

Cette année, le Distributeur a utilisé, sur une base exceptionnelle, des intrants financiers différents de ceux du Consensus Forecasts de mai 2012 pour effectuer cette prévision, et ce, pour les raisons déjà mentionnées dans le dossier du Distributeur à la page 6 de la pièce HQD-2, document 3.2 (pièce B-0015).

COÛT DE LA DETTE

- 8. Références :**
- (i) Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, page 98;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0015, page 8;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0104, page 5;
 - (iv) Pièce B-0015, pages 6, 7 et 8;
 - (v) Pièce B-0015, annexe 1, page 12;
 - (vi) Pièce B-0085, page 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique le calcul de la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs associés aux éléments de calcul du coût de la dette et présentés en preuve pour les années 2003 et 2004. Les données pour les mois projetés sont évaluées à partir des prévisions du *Consensus Forecasts* à 3 mois et à 12 mois. « *Pour les taux qui ne sont pas présentés dans les tableaux du Consensus Forecast, la moyenne des écarts réels des cinq dernières années entre le taux désiré et le taux le plus apparenté disponible dans le Consensus Forecast est calculée. Cet écart est ajouté aux taux mensuels projetés à partir du Consensus Forecast pour le taux apparenté, tels que interpolés et extrapolés précédemment. Les moyennes annuelles sont la moyenne des taux mensuels ainsi calculés et/ou observés* ».

(ii) Le Distributeur rappelle que « *Hydro-Québec réalise son financement et gère sa dette selon une approche corporative intégrée, tel qu'approuvé par la décision D-2003-*

93 ». Or, à la page 8 de la référence (iv), la mention tel qu'approuvé par la décision D-2003-93 n'apparaît pas. [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur indique que la prévision du taux des acceptations bancaires est utilisée pour évaluer les intérêts sur la portion de la dette qui est à taux flottant.

(iv) À la page 6, 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 « *équivalait à utiliser la moyenne des taux 10 ans, majorée de la moyenne des écarts 30 ans – 10 ans observés pour la même période* ». [nous soulignons]

(v) Le Distributeur propose une procédure de mise à jour du coût de la dette par le biais d'un calcul des frais financiers pour les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année de base, les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année témoin et l'ensemble de la dette à taux variable. Le Distributeur indique qu'il intégrera le coût de la dette obtenu à l'aide de cette procédure à la révision du coût moyen pondéré du capital. De plus, les prévisions révisées des taux d'intérêt 2013 pour les émissions de la dette à taux fixe et de la dette à taux variable seront également intégrées dans la mise à jour du coût prospectif du capital.

(vi) L'AQCIE/CIFQ demande au Distributeur pourquoi la procédure proposée ne contient aucune mise à jour du dénominateur (effet volume). En réponse, le Distributeur précise « *Par la mise à jour des taux d'intérêt, la méthode proposée ne permet de traiter que les variations associées aux effets prix. Elle ne considère pas les effets volume, car ceux-ci résultent, entre autres, des décisions de gestion de l'entreprise. La question du partage des écarts associés aux décisions de gestion, entre les clients et l'entreprise, fera l'objet d'un dossier distinct tel que proposé par Hydro-Québec dans le cadre des consultations préalables à la proposition par l'entreprise d'un mécanisme de partage des écarts de rendement. Pour cette raison, la proposition de mise à jour porte uniquement sur les effets prix. La méthode proposée devrait néanmoins permettre d'éliminer la majeure partie de l'écart éventuel entre le coût de la dette réel et celui projeté* ».

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si l'« *approche corporative intégrée* » dont il est question à la référence (ii) diffère de l'approche telle qu'approuvée par la décision D-2003-93.

Réponse :

L'approche mentionnée à la référence (ii) ne diffère d'aucune manière de celle approuvée dans la décision D-2003-93.

8.2 Veuillez identifier les tableaux de la pièce B-0015 dont le contenu est calculé ou repose sur les taux de marché observés fin mai et début juin plutôt que les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012. Veuillez reproduire ces tableaux en utilisant les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012 selon la méthodologie usuelle.

Réponse :

Les tableaux suivants sont modifiés pour prendre en compte les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012. Ils constituent l'ensemble des tableaux dont le contenu avait été calculé à partir des taux de marché observés fin mai et début juin :

**TABLEAU R-8.2-A
COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012**

| | Taux 2013 | Structure de capital | Taux pondéré | |
|--------------------------------------|--------------|-------------------------|---------------|------------------|
| | | | 2013 | Autorisé 2012 |
| Dette | 6,526% | 65% | 4,242% | 4,570% |
| Avoir propre | 6,359% | 35% | 2,226% | 2,229% |
| Coût moyen pondéré du capital | | | 6,468% | 6,799% |

TABLEAU R-8.2-B
TAUX DE RENDEMENT SUR LES CAPITAUX PROPRES 2013
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012

| | |
|---|---------------|
| Taux sans risque | 2,954% |
| Taux moyen des obligations du Canada - 10 ans | 2,400% |
| Prévision 3 mois | 2,200% |
| Prévision 12 mois | 2,600% |
| Moyenne mensuelle des écarts quotidiens | 0,554% |
| Obligations du Canada - 30 ans | 2,622% |
| Obligations du Canada - 10 ans | 2,068% |
| Prime de risque | 3,405% |
| Prime de risque du marché | 6,190% |
| Bêta | 0,55 |
| Taux de rendement des capitaux propres | 6,359% |

TABLEAU R-8.2-C
ÉVOLUTION DU COÛT DE LA DETTE
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012

| | Composantes (en millions de dollars) | 2011 (réel) | 2012 | 2013 |
|---|--|------------------------|---------------|---------------|
| | Numérateur - Frais financiers | 2 813 | 2 737 | 2 744 |
| = | Intérêts nets sur la dette à long terme | 2 628 | 2 540 | 2 542 |
| + | Frais de garantie | 185 | 197 | 202 |
| | Dénominateur – Valeur ajustée de la dette et des swaps | 39 590 | 40 250 | 42 050 |
| = | Dette à long terme et swaps | 39 814 | 40 865 | 42 717 |
| - | Éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs : | | | |
| | ▪ Cumul des autres éléments du résultat étendu | (81) | 311 | 417 |
| | ▪ Solde des radiations - norme 1650 | 967 | 946 | 871 |
| | ▪ Solde des radiations - nouvelles normes 2007 | (145) | (126) | (110) |
| | ▪ Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs | (517) | (516) | (510) |
| | Coût moyen de la dette (%) | 7,104 | 6,799 | 6,526 |

TABLEAU R-8.2-D
ANALYSE DES VARIATIONS
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012

| | Coût de la dette (%) |
|--|-----------------------------|
| Variation totale de 2011 à 2013 | (0,578) |
| Variations des taux d'intérêt | 0,043 |
| Autres effets | (0,621) |

TABLEAU R-8.2-E
CALCUL DU COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012

| | Taux 2013 | Structure de capital | Taux pondéré | |
|-----------------------------------|--------------|-------------------------|---------------|------------------|
| | | | 2013 | Autorisé 2012 |
| Dette (nouvelles émissions) | 4,151% | 65% | 2,698% | 3,511% |
| Avoir propre | 6,359% | 35% | 2,226% | 2,229% |
| Coût du capital prospectif | | | 4,924% | 5,740% |

TABLEAU R-8.2-F
INTRANTS DU COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF POUR 2013
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012

| | |
|---|---------------|
| Structure de capital | |
| Capitaux empruntés | 65% |
| Capitaux propres | 35% |
| Total | 100% |
| Structure des capitaux empruntés | |
| Dette fixe \$CA 30 ans | 80% |
| Dette fixe \$CA 5 ans | 0% |
| Dette variable \$CA | 20% |
| Total | 100% |
| Taux moyens à court terme | |
| Acceptations bancaires 3 mois | 1,582% |
| Taux moyens à long terme | |
| Obligation Hydro-Québec 30 ans en \$CA | 4,094% |
| Taux de rendement des capitaux propres | |
| | 6,359% |
| Taux prospectif de la dette pondéré par la composition | |
| | 4,151% |
| Financement à taux de long terme | 3,275% |
| Financement à taux de court terme | 0,316% |
| Frais de garantie | 0,500% |
| Frais d'émission | 0,060% |
| Coût du capital prospectif | |
| | 4,924% |
| Capitaux empruntés | 2,698% |
| Capitaux propres | 2,226% |

**TABLEAU R-8.2-G
PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES POUR 2013
SELON LE *CONSENSUS FORECASTS* DE MAI 2012**

| | Historique ¹ | Prévisions ² | | | | |
|---|-------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------|--------|
| | 2011 | Août 2012 Horizon 3 mois | Mai 2013 Horizon 12 mois | Mai 2014 Horizon 24 mois | 2012 | 2013 |
| Taux de change CAD/USD | 0,989 | 1,002 | 0,994 | 1,008 | 1,000 | 0,997 |
| Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois | 1,200% | 1,292% | 1,517% | n/d | 1,276% | 1,497% |
| Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois | 1,290% | 1,377% | 1,603% | n/d | 1,362% | 1,582% |
| Bons du Trésor canadiens - 3 mois | 0,911% | 0,996% | 1,222% | n/d | 1,006% | 1,201% |
| Bons du Trésor américains - 3 mois | 0,058% | 0,093% | 0,156% | n/d | 0,094% | 0,150% |
| Taux LIBOR américain - 3 mois | 0,286% | 0,395% | 0,458% | n/d | 0,413% | 0,452% |
| Taux LIBOR américain - 6 mois | 0,459% | 0,602% | 0,665% | n/d | 0,643% | 0,659% |
| Taux des obligations 5 ans d'Hydro- Québec en dollars canadiens | 2,547% | 2,088% | 2,447% | n/d | 2,149% | 2,414% |
| Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien | 2,760% | 2,197% | 2,556% | n/d | 2,146% | 2,523% |
| Taux des obligations 30 ans d'Hydro- Québec en dollars canadiens | 4,218% | 3,768% | 4,127% | n/d | 3,752% | 4,094% |

8.3 Veuillez déposer le coût de la dette, découlant de la méthodologie approuvée dans les dossiers précédents, tel qu'il aurait été déposé en date du 27 juillet 2012.

Réponse :

Tel qu'apparaissant au tableau R-8.2-C de la réponse à la question 8.2, le coût de dette découlant de la méthodologie approuvée dans les dossiers précédents, utilisant les taux du *Consensus Forecasts* de mai 2012, s'établit à 6,526 %

8.4 Veuillez estimer la hausse tarifaire requise en utilisant le taux de rendement sur les capitaux propres et le coût de la dette, telles que calculés selon la méthodologie usuelle.

Réponse :

Considérant un coût moyen pondéré du capital de 6,468 % tel que présenté au tableau R-8.2-A, la hausse tarifaire requise s'établirait à 3,2 %.

8.5 Veuillez illustrer le calcul des composantes entrant dans le calcul du numérateur du coût de la dette pour 2013 en utilisant premièrement les taux de marché observés fin mai et début juin et deuxièmement les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012.

Réponse :

Le tableau suivant illustre le calcul des composantes du numérateur du coût de la dette pour 2013 en utilisant les taux de marché observés fin mai et début juin et les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012.

| Composantes du numérateur du coût de dette 2013 | Notionnel | Taux | | M \$ |
|--|-----------|-------------------------------|---------------------|---------------------------|
| | | | | |
| <i>Selon taux de marché observés fin mai et début juin</i> | | | | |
| Intérêts sur nouveaux emprunts à taux fixe prévus en 2012 | 500 | Obligation HQ 30 ans en \$ ca | 3,550% ¹ | 18 |
| Intérêts sur nouveaux emprunts à taux fixe prévus en 2013 | 644 | Obligation HQ 30 ans en \$ ca | 3,550% ² | 23 |
| Intérêt sur dette à taux variable incluant les nouvelles émissions prévues | 4700 | Acceptations bancaires 3 mois | 1,290% ³ | 61 |
| Autres éléments du numérateur | | | | <u>2 625</u> ⁴ |
| | | | | <u>2 726</u> ⁴ |
| <i>Selon taux du Consensus Forecasts de mai 2012</i> | | | | |
| Intérêts sur nouveaux emprunts à taux fixe prévus en 2012 | 500 | Obligation HQ 30 ans en \$ ca | 3,808% ¹ | 19 |
| Intérêts sur nouveaux emprunts à taux fixe prévus en 2013 | 644 | Obligation HQ 30 ans en \$ ca | 4,081% ² | 26 |
| Intérêt sur dette à taux variable incluant les nouvelles émissions prévues | 4700 | Acceptations bancaires 3 mois | 1,582% ³ | 74 |
| Autres éléments du numérateur | | | | <u>2 625</u> ⁴ |
| | | | | <u>2 744</u> ⁴ |

¹ Taux de septembre 2012, mois prévu pour l'émission de 500 M \$ en 2012

² Moyenne des taux prévus en mars, juin, sept. et déc. 2013, pondérée en fonction du volume des émissions prévues à chacun de ces mois

³ Moyenne 2013

⁴ Le total est calculé à partir des données non arrondies

8.6 Veuillez indiquer si le Distributeur serait en mesure d'appliquer la mise à jour du Coût de la dette en considérant l'effet volume, c'est-à-dire en mettant à jour le niveau du dénominateur, particulièrement le niveau de la Dette à long terme qui le compose.

Réponse :

La prévision du dénominateur de la dette est effectuée en mai 2012 et selon le principe réglementaire reconnu par la Régie, l'analyse du dossier tarifaire du Distributeur doit être faite en utilisant l'information disponible au moment de son dépôt.

De plus, tel que mentionné dans la réponse du Distributeur à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'AQCIE/CIFQ, la variation de la prévision du dénominateur de la dette, l'effet volume, peut résulter de décisions de gestion de l'entreprise. Le Distributeur est d'avis qu'il s'agit de l'un des éléments qui devra faire l'objet d'une analyse dans le cadre du dossier générique.

À titre d'exemple, la prévision du montant notionnel moyen dépend, entre autres, du moment de l'année où sont effectués les emprunts. Les prévisions utilisées pour faire l'estimation du dénominateur sont effectuées au mois de mai lors de la préparation du dossier tarifaire. Un devancement ou un décalage de la date d'une émission par rapport aux prévisions aura un impact sur ce montant. Les conditions observées dans les marchés financiers et les fluctuations de l'encaisse de l'entreprise sont des illustrations des facteurs qui sont considérés par les gestionnaires dans le choix du moment propice pour effectuer un emprunt.

Enfin, une mise à jour du dénominateur ajouterait de la complexité au processus de mise à jour du coût de la dette proposée en janvier. La mise à jour des taux d'intérêt est simple à exécuter et dépend de données provenant de tiers. Il sera cependant possible d'étudier plus en profondeur cette question lors du dossier générique.

Dans ce contexte, le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas opportun présentement d'effectuer une mise à jour du dénominateur.

RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ

- 9. Références :** (i) Pièce B-0018, page 11, tableau 3;
(ii) Pièce B-0082, page 29.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente la révision des durées de vie d'utilité aux fins réglementaires.

**TABLEAU 3
RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ AUX FINS RÉGLEMENTAIRES
ANNÉE 2013**

| Catégories d'immobilisations corporelles | Durée d'utilité initiale | Durée d'utilité révisée | Diminution des revenus requis 2013 (M\$) |
|--|--------------------------|-------------------------|--|
| Conducteurs moyenne tension | 30 ans | 50 ans | 49,9 |
| Câbles aériens basse tension | 30 ans | 50 ans | 48,1 |
| Canalisations souterraines en béton | 40 ans | 50 ans | 5,8 |
| Poteaux | 40 ans | 50 ans | 12,2 |
| Total | | | 116,0 |

« 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. » [nous soulignons]

(ii) « Enfin, dans le cadre de leur examen des états financiers trimestriels, les auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG, ont eu accès aux dossiers de révision des durées d'utilité et ont rencontré, à cet effet, les experts du Distributeur qui ont répondu à leurs questions. » [nous soulignons]

Demandes :

9.1 Veuillez déposer les dossiers de révision des durées d'utilité pour les actifs suivants :

- Conducteurs moyenne tension;
- Câbles aériens basse tension;

Réponse :

Les dossiers de révision des durées d'utilité de tous les actifs constituent des documents de travail internes. Cependant, le Distributeur tient à réitérer que dans le cadre de leur examen des états financiers consolidés intermédiaires, les auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG, ont eu accès à ces dossiers et ont rencontré les experts du Distributeur qui ont répondu à leurs questions. Voir à cet effet la réponse à la question 9.4.

- 9.2 Veuillez fournir les graphiques pertinents qui justifient les révisions des durées de vie d'utilité pour les actifs visés à la référence (i).

Réponse :

Le Distributeur présume que le graphique auquel la question réfère est le graphique du taux de survie des poteaux présenté à la pièce HQD-7, document 1 à la page 36. Cependant, il tient à souligner que pour l'établissement de la durée d'utilité de ses actifs, il utilise une méthodologie adaptée aux particularités de chacun. En conséquence, il ne dispose pas de graphique spécifique pour toutes les catégories d'actifs visés à la référence (i).

- 9.3 Veuillez indiquer pour ces actifs visés à la référence (i) les durées de vie physique, initiales et révisées. Veuillez expliquer les variations.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur tient à apporter une correction à la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, page 29 : La durée de vie physique des poteaux est de 66 ans et non de 60 ans.

Le tableau R-9.3 présente la durée de vie physique établie lors de la révision des durées d'utilité des actifs visés à la référence (i)

**Tableau R-9.3
DURÉES DE VIE PHYSIQUE**

| Catégories d'immobilisations corporelles | Durée initiale | Durée révisée |
|--|---------------------------|---------------------------|
| Conducteurs moyenne tension | Non disponible | 79 ans¹ |
| Câbles aériens basse tension | Non disponible | 60 ans² |
| Canalisations souterraines en béton | Non disponible | 75 ans¹ |
| Poteaux | 56 ans¹ | 66 ans¹ |

Note 1 : Moyenne
Note 2 : Minimum

Le Distributeur ayant développé au cours des années une expertise lui permettant d'évaluer et de consigner la durée d'utilité de ses actifs, la durée de vie physique des actifs visés à la référence (i) n'a pas été systématiquement établie lors des révisions des durées d'utilité précédentes. Ainsi, seule la durée de vie physique initiale des poteaux est présentée au tableau R-9.3.

La révision de la durée d'utilité des équipements informatiques ayant été entreprise par le groupe Technologie pour l'ensemble des divisions, l'exercice de révision a été effectué sans établir de durée de vie physique, tel que défini par le Distributeur pour les autres actifs qui lui sont propres. Le travail a porté sur l'analyse des équipements détenus, l'âge moyen de remplacement, les politiques d'entretien et les périodes de garantie.

- 9.4 Veuillez déposer l'opinion des auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG sur les résultats des révisions de durée de vie d'utilité des actifs visés à la référence (i) aux fins des états financiers à vocation générale .

Réponse :

Les auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG, n'ont pas émis d'opinion spécifique sur les résultats des révisions de durée d'utilité des actifs. Ils ont cependant, dans le cadre de leur examen des états financiers consolidés intermédiaires au 30 septembre 2012, pris connaissance de la documentation supportant ces révisions.

Voir à cet effet, la lettre préparée par les auditeurs externes et déposée en annexe.

PROJET LAD

10. **Références :** (i) Pièce B-0082, page 43, R 16.1, tableau R-16.1;
(ii) Pièce B-0082, page 43, R 16.2;
(iii) Pièce B-0082, page 46, R 17.2, tableau R-17.2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-16.1 le détail des impacts sur les revenus requis soumis dans chacun des dossiers, R-3814-2012 et R-3770-2011.

TABLEAU R-16.1
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD (EN M\$)

| | R-3814-2012 | | | | R-3770-2011 | | |
|--|------------------------------|--------------|-----------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | Années historiques 2010-2011 | 2012 | | Année témoin 2013 | Travaux préparatoires | 2012 | 2013 |
| | | D-2012-024 | Année de base * | | | | |
| Charges d'exploitation | - | - | - | 27,7 | - | 18,4 | 15,9 |
| Charges d'exploitation | 3,8 | 13,2 | 8,0 | 20,5 | 5,2 ¹ | 13,2 ¹ | 25,8 ¹ |
| Gains | - | (0,7) | - | (5,0) | - | (0,3) ² | (9,9) ² |
| Revenus autres que ventes d'électricité | (0,3) | - | - | - | - | - | - |
| Compte d'écarts-Projets majeurs | (3,5) | (12,5) | (8,0) | 12,2 ⁷ | (5,2) ³ | 5,5 ^{3,8} | - |
| Autres charges | (0,1) | (2,9) | (1,0) | 40,0 | (0,2) | 22,3 | 62,8 |
| Amortissement | 0,1 | 9,7 | 3,9 | 16,4 | 0,2 | 12,0 | 24,1 |
| Amortissement des nouveaux actifs | 0,1 | 2,3 | 1,2 | 7,6 | 0,2 ³ | 4,6 ⁵ | 20,5 ⁵ |
| Amortissement accéléré des anciens compteurs | - | 7,4 | 2,7 | 8,8 | - | 7,4 ⁴ | 3,6 ⁴ |
| Sorties d'actifs | - | 9,9 | 0,5 | 18,0 | - | 9,9 ⁴ | 38,7 ⁴ |
| Compte d'écarts-Projets majeurs | (0,2) | (22,5) | (5,4) | 5,6 | (0,4) ³ | 0,4 ³ | - |
| Amortissement et sorties d'actifs | (0,1) | (19,6) | (4,4) | 4,5 | (0,2) | 0,2 | - |
| Rendement de la base de tarification | (0,1) | (2,9) | (1,0) | 1,1 | (0,2) | 0,2 | - |
| Rendement de la base de tarification | 0,1 | 2,9 | 1,0 | 6,4 | 0,2 ³ | 2,5 ⁵ | 13,8 ⁵ |
| Revenus autres | - | - | - | (0,9) | - | (0,4) | (1,8) |
| Revenus de mise en conformité | - | - | - | (0,9) | - | (0,4) ² | (1,8) ² |
| Total | - | - | - | 73,2 | - | 42,8 | 90,7 |

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

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

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

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

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

⁶ Voir le tableau 11 de la pièce HQD-8, document 7, page 18.

⁷ Le montant comprend 0,7 M\$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

⁸ Le montant comprend 0,3 M\$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

(ii) Le Distributeur indique que :

« Dans les dossiers R-3770-2011 et R-3776-2011, le Distributeur prévoyait le début du déploiement massif dès le deuxième trimestre de 2012.

Le Distributeur prévoit, dans le cadre du dossier R-3814-2012, le début du déploiement massif à compter du premier trimestre de 2013. »

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-17.2 la conciliation des investissements et des mises en service présentés dans chacun des dossiers, R-3814-2012 et R-3770-2011.

**TABLEAU R-17.2
INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICE DU PROJET LAD (EN M\$)**

| | R-3770-2011 | | | R-3776-2011 | | | R-3814-2012 | | |
|--------------------|-------------|-------|-------|-------------|-------|-------|-------------|------|-------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2011 | 2012 | 2013 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Investissements | 36,7 | 86,6 | 247,1 | 36,7 | 86,6 | 247,1 | 38,8 | 44,4 | 182,5 |
| Mises en service | 7,1 | 106,0 | 251,0 | 7,1 | 106,0 | 251,0 | 9,5 | 11,4 | 185,7 |
| Stocks de mesurage | - | - | - | - | - | - | 1,9 | 4,6 | 14,3 |

Demandes :

10.1 Veuillez déposer une mise à jour des prévisions annuelles jusqu'à la fin du projet LAD considérant le report de 9 mois.

- Fournir la mise à jour des pièces du dossier R-3770-2011 suivantes:
Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 34, tableau 4;
Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 37, tableau 6;
Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 49, tableau 12;
Pièce B-0016, HQD-2, document 1, page 30, tableau R 10.3;
Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 42, tableau 8;
- Fournir les prévisions annuelles des investissements, des mises en service et des stocks de mesurage du projet LAD :
Pièce B-0082, HQD-13, document 1, page 46, tableau R-17.2.

Réponse :

Le début des installations des compteurs de nouvelle génération était initialement prévu à la fin du second trimestre 2012. Les premières installations de compteurs auront lieu environ 8 mois plus tard, soit au début du premier trimestre 2013. Ce retard n'aura pas pour effet de retarder la date prévue de fin du déploiement massif de l'IMA et n'aura que peu d'impacts sur les coûts et gains totaux du projet.

Le Distributeur soumet respectueusement que les données au-delà de l'année témoin dépassent d'une part, le fardeau de preuve du présent dossier tarifaire et d'autre part, l'ordonnance de suivi de la phase 1 du projet LAD demandée par la Régie dans sa décision D-2012-127.

En conséquence, le Distributeur dépose la mise à jour des pièces suivantes du dossier R-3770-2011, au soutien de la preuve déposée au dossier tarifaire 2013-2014 :

- **B-0006, HQD-1, document 1, tableau 4 ;**

- B-0006, HQD-1, document 1, tableau 6 ;
- B-0016, HQD-2, document 1, tableau R-10.3.

Quant à la mise à jour du tableau 12 de la pièce B-0006, HQD-1, document 1 du dossier R-3770-2011, le Distributeur réfère au tableau 11 de la pièce B-0041, HQD-8, document 7 du présent dossier qui présente l'impact sur les revenus requis pour 2013 des montants comptabilisés au compte d'écart depuis le 31 décembre 2010.

Par ailleurs, le tableau 8 de la pièce B-0006, HQD-1, document 1 du dossier R-3770-2011, illustrant l'analyse financière et impacts du projet LAD sur les revenus requis, ne fait pas l'objet d'une mise à jour pour la présente réponse, l'analyse financière étant présentée seulement en appui à la demande d'autorisation de tout projet d'investissement de plus de 10 M\$.

Enfin, le tableau R-17.2 de la pièce B-0082, HQD-13, document 1 présenté en préambule contient déjà l'information demandée pour 2011, 2012 et 2013.

Le tableau R-10.1-A présente la mise à jour du tableau 4 de la pièce B-0006, HQD-1, document 1 du dossier R-3770-2011 pour les années 2010 à 2013. Le Distributeur souligne que le détail des charges d'exploitation pour 2012 (année de base) et 2013 (année témoin) a été présenté au tableau R-16.3 en réponse à la question 16.3 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce B-0082, HQD-13, document 1.

TABLEAU R-10.1 A : COÛTS DU PROJET LAD 2010-2013

| k\$ (courants) | Travaux préparatoires | | |
|--|-----------------------|---------------|----------------|
| | 2012 | 2013 | |
| Investissements | 38 840 | 44 356 | 182 459 |
| Infrastructures technologies d'informations (TI) | 20 323 | 14 654 | 10 739 |
| Bureau de projet | 7 072 | - | - |
| Sous-total | 11 444 | 29 702 | 171 720 |
| Compteurs achat et installation | 4 429 | 844 | 140 882 |
| Équipement de télécommunications | 3 015 | 10 539 | 20 576 |
| Bureau de projet | 4 000 | 18 319 | 6 165 |
| Frais d'emprunt à capitaliser | - | - | 1 388 |
| Autres | - | - | 2 709 |
| Charges d'exploitation | 3 905 | 7 961 | 20 482 |
| Relocalisation des ressources | - | - | - |
| Technologies d'informations | - | 6 919 | 7 808 |
| Télécommunications | 1 796 | 542 | 1 834 |
| Charges diverses | 2 109 | 500 | 10 840 |
| TOTAL | 42 745 | 52 317 | 202 941 |

Le tableau R-10.1-B présente la mise à jour du tableau 6 de la pièce B-0006, HQD-1, document 1 du dossier R-3770-2011 pour les années 2012 et 2013.

TABLEAU R-10.1-B : GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD 2012-2013

| k\$ (courants) | 2012 | 2013 |
|------------------------|------|----------------|
| Masse salariale | - | (4 110) |
| Autres gains | - | (1 736) |
| Total | - | (5 846) |

Le tableau R-10.1-C présente la mise à jour du tableau R-10.3 de la pièce B-0016, HQD-2, document 1 du dossier R-3770-2011 pour les années 2012 et 2013.

**TABLEAU R-10.1-C :
AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RADIÉS 2012-2013**

| M\$ | | |
|---|-------|---------|
| | 2012 | 2013 |
| Amortissement des appareils en service | 21,2 | 21,4 |
| Amortissement additionnel (évité) | 2,7 | 8,8 |
| Charges de radiation des appareils en service | 0,5 * | 18,0 |
| | 24,4 | 48,2 |
| Nombre d'appareils radiés | - | 998 751 |

Note * : Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs du projet pilote qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.

10.2 Veuillez expliquer pourquoi les dépenses reliées aux stocks de mesurage incluses dans la base de tarification en 2013 de 14,3 M\$ (référence (iii)) ne font pas partie du coût du projet LAD présenté au dossier R-3770-2011. Veuillez expliquer la nature de cette dépense et justifier le montant de 14,3 M\$.

Réponse :

Dans le cadre du dossier R-3770-2011, le Distributeur a tenu compte du niveau des investissements et des mises en service afin d'évaluer la rentabilité du projet LAD. Le montant de 14,3 M\$ représente un stock de sécurité nécessaire pour assurer un déploiement continu des compteurs. Le coût des équipements de mesurage est imputé aux investissements du projet lors de leur installation, coïncidant avec le moment de la sortie des compteurs de l'inventaire, conformément aux principes comptables de l'entreprise.

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0082, page 52;
 - (ii) Pièce B-0082, pages 52 et 53;
 - (iii) Pièce B-0082, page 54.

Préambule :

(i) « Or, depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le contexte énergétique a significativement changé. Non seulement les besoins à approvisionner sont en baisse de près de 110 TWh sur la période 2012-2027, mais l'offre s'est accrue de près de 30 TWh sur la même période. Cette évolution accentue le déséquilibre entre l'offre et la demande et se traduit par des surplus importants qui affectent la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur pour rappeler les quantités d'énergie accumulées dans le compte d'énergie différée. Il n'est donc plus possible de compter sur d'éventuels besoins à combler qui justifieraient le rappel de l'énergie que le Distributeur différerait aujourd'hui ». [nous soulignons]

(ii) « Le mode de gestion des Conventions appliqué à ce jour est d'ailleurs conforme aux principes qu'avait annoncés le Distributeur lors de sa demande d'approbation des premières Conventions (Phase I du Plan d'approvisionnement 2008-2017, dossier R-3648-2007). Lors du dépôt du dossier, le Distributeur évoquait déjà les risques associés à l'incertitude liée à la variabilité de la demande :

Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement structurel important), le Distributeur pourrait limiter le recours à son option d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à l'échéance de l'Entente. Inversement, un scénario de demande plus élevé aurait pour effet d'accroître l'avantage du scénario d'énergie différée ». [nous soulignons]

(iii) « Actuellement, le Distributeur dispose de la marge de manœuvre requise pour faire face à un scénario de demande plus fort. Toutefois, il ne dispose d'aucune flexibilité pour faire face à une demande plus faible ou à l'ajout de ressources. Si une telle situation survenait, le Distributeur doit éviter de se retrouver dans l'incapacité de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro. Ainsi, pour éviter un tel dénouement, le Distributeur doit, en conformité avec le principe de précaution, gérer les Conventions de manière prudente et responsable, et ce, dans le respect de ses obligations contractuelles ». [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Compte tenu qu'en seulement deux ans, soit depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le contexte énergétique a significativement changé, veuillez indiquer si le Distributeur considère qu'un tel changement, soit à la hausse ou soit à la baisse, pourrait se produire à l'horizon 2020-2027. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur considère que le contexte énergétique est en constante évolution et qu'un changement significatif, tel celui survenu après le dépôt du dossier R-3726-2010, pourrait effectivement se produire au cours des prochaines années.

Voir également la réponse à la question 11.2.

11.2 Veuillez évaluer la probabilité qu'un scénario de demande plus forte survienne à l'horizon 2020-2027. Veuillez quantifier l'impact marginal en TWh d'un tel scénario.

Réponse :

Le Distributeur réfère la Régie aux scénarios d'encadrement de la prévision de la demande présentés dans le cadre des plans d'approvisionnement et des états d'avancement.

De plus, tel qu'énoncé en réponse à la question 20.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1, le Distributeur tient à rappeler qu'il dispose de la marge de manœuvre suffisante pour faire face à un scénario de demande à la hausse. Par contre, advenant un scénario de demande plus faible ou un ajout de ressources, il ne dispose d'aucune flexibilité pour ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant la fin des Conventions.

À cet égard, le Distributeur tient à souligner que, dans le cas d'une hausse de la demande, par exemple un ajout de charge majeure, le délai entre l'annonce de la nouvelle charge et la concrétisation du projet est suffisamment long pour lui permettre d'ajuster sa planification. Par contre, une baisse de la demande, par exemple une fermeture d'usine, intervient généralement dans un délai court et souvent sans préavis. En d'autres mots, il existe une asymétrie au niveau de l'information entourant les variations importantes de la demande, notamment de celle dont dispose le Distributeur pour faire face à une baisse de la demande.

Finalement, le Distributeur rappelle qu'il planifie l'utilisation des Conventions sur la base du scénario moyen de la demande qui est régulièrement mis à jour. De cette façon, le Distributeur s'assure d'ajuster sa planification sur une base régulière en prenant en compte l'évolution de la demande, à la hausse comme à la baisse.

11.3 Veuillez évaluer la probabilité qu'un scénario de demande plus faible ou l'ajout de ressources surviennent à l'horizon 2020-2027. Veuillez quantifier l'impact marginal en TWh d'un tel scénario.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2.

11.4 Veuillez définir le principe de précaution, tel que mentionné à la référence (iii).

Réponse :

Le Distributeur détermine ses actions afin de se prémunir contre le risque de variation de la demande et, plus particulièrement, le risque de variation de la demande à la baisse. Étant donné la situation de surplus persistants, le Distributeur gère les Conventions de façon à maintenir la flexibilité nécessaire pour faire face à une baisse de la demande. Par conséquent, le Distributeur agit avec prudence, et ce, dans l'intérêt de sa clientèle.

Voir aussi la réponse à la question 11.2.

- 12. Références :** (i) Pièce B-0082, page 55;
(ii) Pièce B-0082, page 58.

Préambule :

(i) « *Les Conventions permettent aussi de bénéficier, à l'horizon 2020-2027, de rappels d'énergie d'environ 1,4 TWh par année, à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme.*

[...]

En plus de ces bénéfiques, la gestion proposée par le Distributeur permet de continuer à différer des livraisons d'énergie à partir de 2017 qui autrement se seraient traduites par de l'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui s'ajouterait aux avantages préalablement mentionnés ».

(ii) « *En raison des conditions de marché défavorables à la revente, au moment de la préparation du présent dossier tarifaire, les surplus qui auraient fait l'objet de revente sur les marchés se traduisent plutôt par une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui permet de minimiser les coûts d'approvisionnement ».*

Demande :

12.1 Considérant que, d'une part, le Distributeur ne planifie aucun recours à l'énergie différée sur la période 2013-2017, et que d'autre part l'énergie rappelée a un coût

unitaire plus élevé que l'électricité patrimoniale, veuillez préciser comment une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée permet de minimiser les coûts d'approvisionnement.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que le contrat en base est un contrat de type *take-or-pay* (livraisons en base). Les Conventions lui donnent la possibilité d'en différer les livraisons, à condition de pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant la fin des contrats.

Les retours d'énergie sont planifiés pour répondre à des besoins d'énergie ferme associée à une garantie de puissance. Ils constituent l'unique moyen dont dispose le Distributeur pour écouler l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée.

De plus, tel que stipulé dans les 8^e et 9^e Attendus, le but des Conventions est l'approvisionnement des marchés québécois et non de procéder à des arbitrages sur les prix.

Par ailleurs, les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée reflètent la problématique de surplus. Or, tel qu'expliqué en réponse à la question 23.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, la revente des surplus liés à ce déséquilibre énergétique n'est, d'une part, pas possible en raison de la disponibilité des capacités de transport et, d'autre part, pas rentable dans un contexte de prix de marché bas. Une hausse des quantités d'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui constitue une revente, représente donc l'option la plus économique et, de ce fait, va dans le sens d'une minimisation des coûts.

- 13. Références :**
- (i) Dossier R-3799-2012, pièce A-0004, page 66;
 - (ii) Pièce B-0082, page 57;
 - (iii) État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement, page 25
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/État%20d'avancement_2009.pdf;
 - (iv) Dossier R-3775-2011, pièce B-0005, page 10;
 - (v) Dossier-R-3799-2012, pièces B-0012, page 19 et B-0025, page 25.

Préambule :

- (i) Par sa décision D-2012-144, la Régie approuve la prolongation de l'Entente d'intégration éolienne de 2005 jusqu'à l'approbation de nouvelles ententes. Dans ce

dossier R-3799-2012, le Distributeur indique en audience : « *Si j'avais à conclure - et je me fais violence avec cette conclusion - si on voit un enjeu de coûts et il n'y en a pas d'enjeu de coûts compte tenu de tout ce que je viens de vous dire, le forum pour l'aborder, c'est les tarifaires. On n'est pas sous 49 ici, on est vraiment en approbation, on est en 74.2* »

(ii) Le coût de la puissance complémentaire prévu pour 2013 (31,9 M\$) est calculé sur la base d'une puissance contributive des éoliennes de 15 % soit : 1735 MW x (35 % – 15 %) x 91,89 \$/kW. Le Distributeur ajoute que : « *le Distributeur rappelle que les prix déterminés à l'article 6 de l'Entente et associés à chacun des services (service d'équilibrage éolien et puissance complémentaire) ne peuvent être interprétés comme une indication de leur valeur respective.* »

(iii) En octobre 2009, le Distributeur déposait une étude sur la contribution des éoliennes à la pointe du réseau et indiquait : « *À propos du résultat des études déposées en annexe, le Distributeur tient particulièrement à souligner que les analyses sur la contribution en puissance des éoliennes (service de planification des ressources) montrent que les 3 000 MW sous contrat comporteront une contribution en puissance de 900 MW, correspondant à 30 % de la puissance installée. Cette conclusion est prise en compte dans les analyses de fiabilité présentées au «North American Electric Reliability Corporation» (NERC) et au NPCC au cours de l'automne.* »

(iv) Le Distributeur et le Producteur se sont entendus lors de l'Entente Globale de Modulation sur le fait que la puissance propre aux éoliennes à prendre en compte était de 30 %.

(v) Après la décision D-2011-193 du 19 décembre 2011 refusant l'approbation de l'Entente globale de Modulation et avant le lancement de l'appel de qualification QA/O 2012-01 le Distributeur a demandé au Producteur de prolonger l'Entente d'intégration éolienne, et de modifier la liste des parcs éoliens couverts par cette entente sans changement aux prix prévus à cette entente. La capacité installée des parcs éoliens était alors prévue augmenter sensiblement.

Demande :

13.1 Veuillez justifier pourquoi le Distributeur n'a pas demandé au Producteur, lors de la discussion de la prolongation de l'Entente (référence (v)) d'actualiser à 30 % la puissance contributive estimée des éoliennes plutôt que de maintenir celle de 15 % estimée en 2005.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'Entente d'intégration éolienne de 2005 a été renouvelée, aux mêmes conditions, et conformément à la décision de la Régie D-2012-144 rendue dans le cadre du dossier R-3799-2012.