

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2011-2012**

CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS

1. **Référence :** Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 5 et 6.

Préambule :

« Le maintien des tarifs pour l'année tarifaire 2011-2012 est possible puisque les ventes prévues en 2011, sur la base des tarifs actuels, incluant celles relatives au client Rio Tinto Alcan qui se sont ajoutées récemment, suffisent à récupérer l'ensemble des revenus requis 2011 du Distributeur. Le tableau 1 illustre le niveau suffisant des tarifs actuels. »

Demande :

- 1.1 Les prévisions des hausses tarifaires sur la période 2010-2012 ont été fournies dans le dossier tarifaire précédent (R-3708-2009). Veuillez fournir les prévisions des hausses ou baisses tarifaires pour 2012 et 2013. Veuillez déposer le tableau 1 pour 2012 et 2013.

2. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 9;
(ii) Finances Québec, Budget 2010-11, Renseignements additionnels sur les mesures du budget, section B, page B.15, lien internet :
<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2010-2011/fr/documents/RenseignementsAdd.pdf>

Préambule :

- (i) *« Enfin, les coûts de distribution et de services à la clientèle intègrent des réductions additionnelles découlant de l'application de la Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100) aux activités d'Hydro-Québec. En conséquence, le Distributeur a indexé les salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % et a réduit leur rémunération incitative selon la performance de 30 %. L'impact de ces mesures représente une baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011. De plus, la Loi 100 requiert d'Hydro-Québec une réduction de 10 % à l'horizon 2013 des dépenses de fonctionnement de nature administrative par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009. À la fin de 2011, Hydro-Québec aura mis en œuvre des pistes concrètes de réduction des frais corporatifs, correspondant aux frais de nature administrative au sens de la Loi 100, qui généreront des réductions récurrentes de l'ordre de 9 M\$. Ces pistes se traduisent pour le Distributeur, dont la part est évaluée à 31 %, en une réduction de 2,8 M\$, des frais corporatifs en 2011. Ainsi, l'impact de ces mesures incluant l'effet de ces modifications sur les coûts associés au service de transport*

pour la charge locale, représente une baisse de 8 M\$ sur les revenus requis de 2011 comparativement à ce qui aurait autrement été prévu. »

- (ii) Au Budget 2010-2011, le Gouvernement du Québec entend exiger de l'ensemble des organismes publics des économies atteignant 530 M\$ d'ici 2013-2014. Le Gouvernement demande une réduction des dépenses et une hausse de productivité à Hydro-Québec pour des montants de 25 M\$ en 2010-2011, de 100 M\$ en 2011-2012, de 150 M\$ en 2010-2013 et de 250 M\$ en 2013-2014.

Demande :

- 2.1 La Régie doit-elle comprendre que la contribution du Distributeur est de 8 M\$ par rapport à la réduction de 100 M\$ demandée par le Gouvernement du Québec à Hydro-Québec en 2011-2012? Veuillez élaborer.

PRÉVISION DES VENTES

3. **Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 2, page 6;
 - (ii) B-1-HQD-2, document 2, pages 12-13;
 - (iii) B-1-HQD-2, document 1, page 3;
 - (iv) B-1-HQD-2, document 2, pages 8 et 9.

Préambule :

- (i) « Ces variations s'expliquent par :

- *Croissance de 954 GWh au tarif D :*
 - *Croissance prévue du revenu personnel disponible en 2010 de 1,5 % ;*
 - *Mises en chantier de 44 000 unités en 2010 ;*
 - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*
- *Croissance consolidée de 475 GWh aux tarifs G, G9 et M :*
 - *Croissance de l'activité économique prévue au secteur industriel et au secteur général et institutionnel ;*
 - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*

Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G9 et M résultent de l'impact estimé de la réforme des tarifs généraux (modification des seuils le 1^{er} avril 2011), soit des transferts de clients du tarif G vers les tarifs G9 et M.

- *Décroissance de 1 150 GWh au tarif L :*
 - *Fermetures complètes ou partielles d'usines dans les secteurs des pâtes et papiers et de la pétrochimie ;*

- *Volumes d'achats du client Rio Tinto Alcan, découlant d'une très faible hydraulité sur son réseau, plus importants en 2010 qu'en 2011.*
 - *Croissance de 371 GWh aux contrats spéciaux qui s'explique en majeure partie par une reprise de la demande mondiale pour les produits du secteur de la fonte et de l'affinage ».*
- (ii) Tableau 5 – Comparaison de la prévision économique du Québec – Révision de mai 2010.
- (iii) Principaux paramètres économiques.
- (iv) Provisions génériques et prévision des ventes au tarif L ventilées par secteurs d'activités.

Demandes :

- 3.1 Veuillez clarifier sur quelle période la croissance de 954 GWh au tarif D se réalise.
- 3.2 Au tarif D, veuillez indiquer :
- quelle est la consommation moyenne d'une unité d'habitation mise en chantier;
 - la quantité (GWh) d'économies d'énergie prévues qui contribuent à mitiger la croissance des ventes entre 2010 et 2011.
- 3.3 Aux tarifs G et M, veuillez préciser les impacts, en GWh, de la réforme des tarifs généraux pour 2010 et 2011.
- 3.4 Au tarif L et aux contrats spéciaux, veuillez préciser les volumes d'achats du client Rio Tinto Alcan pour les années 2010 et 2011.
- 3.5 Aux contrats spéciaux, veuillez concilier la croissance prévue de 371 GWh avec les variations du prix de l'aluminium indiquées à la référence iii), ainsi qu'avec la baisse des ventes prévue de 365 GWh au tarif L entre 2010 et 2011 pour le secteur d'activité « sidérurgie, fonte et affinage » qu'on retrouve à la référence iv).
- 3.6 Veuillez concilier la décroissance 2010-2011 de 1 150 GWh au tarif L (référence i) avec la provision générique de -2 150 GWh intégrée à la prévision des ventes du tarif L pour 2011 (référence iv).
- 3.7 Veuillez concilier la croissance 2010-2011 de 371 GWh aux contrats spéciaux (référence i) avec la provision générique de -800 GWh intégrée à la prévision des ventes des contrats spéciaux pour 2011 (référence iv).

4. **Références :** (i) B-1-HQD-2, document 2, pages 12 et 13;
(ii) B-1-HQD-2, document 1, page 3.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Comparaison de la prévision économique du Québec – Révision de mai 2010.
(ii) Principaux paramètres économiques.

Demandes :

- 4.1 Pour chacun des paramètres économiques suivants, soit « croissance du PIB au Québec », « croissance du PIB manufacturier au Québec », « croissance du PIB tertiaire au Québec », « croissance de l'emploi au Québec » et « croissance du revenu personnel disponible au Québec », veuillez indiquer à combien de GWh, ventilés par tarifs, équivaut une croissance de 1,0 % (sensibilité des ventes d'électricité).
- 4.2 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et le *Conference Board of Canada* au sujet de la croissance du PIB manufacturier au Québec pour 2010 et 2011.
- 4.3 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent l'écart de prévision entre le Distributeur et la moyenne du consensus au sujet de la croissance de l'emploi au Québec pour 2011.
- 4.4 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et le Ministère des finances du Québec au sujet de la croissance du revenu personnel disponible au Québec pour 2010 et 2011.
- 4.5 Veuillez comparer, à ceux d'autres prévisionnistes reconnus, les taux de croissance suivants pour 2010 et 2011 : taux d'inflation au Canada, taux de change (référence ii). Veuillez utiliser le même format que celui de la référence (i) et expliquer tout écart significatif. Veuillez également élaborer sur la sensibilité des ventes d'électricité à chacun de ces paramètres.
5. **Référence :** B-1-HQD-2, document 2, page 16

Préambule :

Tableau 6 – Présentation et comparaison de la prévision du prix des combustibles – Révision de mai 2010.

Demandes :

- 5.1 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent les écarts de prévisions 2010 et 2011 des prix du pétrole brut entre le Distributeur et le *Energy Information Administration* d'une part, et *AJM Petroleum Consultants* d'autre part.
- 5.2 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions, les modèles statistiques et le point de livraison) qui expliquent les écarts de prévisions 2010 et 2011 des prix du gaz naturel entre le Distributeur et *Global Insight*.
- 5.3 Veuillez préciser le différentiel de lieu utilisé (« spread ») entre AECO et *Empress* pour 2010 et 2011.
- 5.4 Veuillez justifier le choix d'utiliser le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (*Empress*) plutôt que celui en vigueur à *Dawn*.
- 5.5 Veuillez indiquer à combien de GWh, ventilés par tarifs, équivaut une hausse de 1,0 % du prix du pétrole brut WTI (sensibilité des ventes d'électricité).
- 5.6 Veuillez indiquer à combien de GWh, ventilés par tarifs, équivaut une hausse de 1,0 % du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (sensibilité des ventes d'électricité).

COÛT DE LA DETTE

6. **Référence :** Pièce B-1, HQD-2, document 3.1, page 3.

Préambule :

« Le coût de la dette représente 65 % du taux de rendement sur la base de tarification. L'un des éléments importants de ce coût de la dette est le montant de la dette à long terme qui en compose le dénominateur.

Le Tableau 1 de la référence (i) montre un écart de 1 585 M\$ (ou 4,34 %) entre la *Dettes à long terme et Swaps* prévue à la décision D-2010-022 (36 527 M\$) et celle inscrite pour l'année de base 2010 (38 112 M\$).

Le Tableau 1 de la référence (i) montre également un écart important du *Cumul des résultats étendus* prévu à la décision D-2010-022 (-1 081 M\$), celui inscrit pour l'année de base 2010 (-383 M\$) et celui inscrit pour l'année témoin projetée (-68 M\$). »

Demandes :

- 6.1 Veuillez expliquer en détail l'écart entre la *Dettes à long terme et swaps* prévue dans la décision D-2010-022 et celle de l'année de base 2010 telle qu'inscrite au Tableau 1 de la référence (i).
- 6.2 Veuillez expliquer en détail l'écart entre le *Cumul des résultats étendus* prévu dans la décision D-2010-022 et la dette à long terme de l'année de base 2010 telle qu'inscrite au Tableau 1 de la référence (i).
- 6.3 En outre, veuillez expliquer la prévision du *Cumul des résultats étendus* pour l'année témoin projetée 2011.

COÛTS ÉVITÉS

7. **Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 4, pages 5 et 6;
 - (ii) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, pages 25 et 26;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8;

Préambule :

- (i) « *Conséquemment, le calcul des coûts évités en énergie prend dorénavant en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été.*

- *2011 à 2022 inclusivement :*
 - *pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 5,4 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation ;*
 - *pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,4 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation ;*
- *à compter de 2023 : le prix du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).*

Sur l'ensemble de la période de 2011 à 2027, ce nouveau signal de coût évité correspond à 5,7 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation, lorsqu'appliqué sur une charge constante (facteur d'utilisation de 100 %) ».

- (ii) « *Prix de l'énergie de court terme : Pour les années 2010 à 2012, le prix est basé sur la moyenne des prix à terme du NYMEX, du 3 mars 2009 au 2 mars 2010, à la zone A du marché de New York. À compter de 2013, le prix est indexé au prix du gaz naturel :*
- *Prix d'achat : Prix de l'énergie de court terme incluant les frais de courtage et les frais de sortie de New York (voir l'annexe 4),*

- *Prix de revente : Basé sur le prix d'achat de l'énergie de court terme ajusté sur la base des mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre du dossier de la suspension de la production d'électricité de la centrale de Bécancour ».*

(iii) Tableau 2.2a – Évolution des besoins en énergie et en puissance depuis janvier 2010.

« *Coût de l'énergie :*

- *prix de l'énergie sur les marchés de court terme pour la période 2009 à 2011, basé sur le prix de revente anticipé pour l'année 2009, soit 7,1 ¢/kWh, et appliqué à la période 2009 à 2011 ;*
- *à compter de 2012, prix de l'énergie basé sur la valeur du 2e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).*

Comparé à celui présenté au dossier R-3644-2007 cette mise à jour correspond à une hausse de l'indicateur de coût de 11 % (évalué sur la base de l'annuité croissante de 10 ans) ».

Demandes :

- 7.1 La révision des besoins en énergie, observable à la référence (iii), est-elle à l'origine de la présente révision des coûts évités ? Veuillez élaborer votre réponse à l'aide du tableau de la référence (iii).
 - 7.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le prix du 2^e appel d'offre d'énergie éolienne est pris en compte à partir de 2023.
 - 7.3 Veuillez présenter le calcul du coût évité de 5,7 ¢/kWh.
 - 7.4 Veuillez concilier le coût moyen anticipé des achats de 5,4 ¢/kWh et le revenu net moyen anticipé des reventes de 3,4 ¢/kWh avec les prix des achats de court terme et les prix de la revente présentés à la référence (iii).
 - 7.5 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les coûts évités en énergie sont indexés à l'inflation sur la période 2011-2022 et non au prix du gaz naturel tel que le fait le Distributeur dans le cadre du dossier R-3726-2010 (référence ii).
8. **Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 4, page 5;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 17;
 - (iii) R-3644-2007, B-12-HQD-15, document 4, page 6.

Préambule :

- (i) *« Considérant le profil annuel de ses besoins et des ressources à sa disposition, le Distributeur devra, au cours des prochaines années, procéder à des achats l'hiver et des ventes lors des autres mois et ce, de manière récurrente. Conséquemment, le calcul des coûts évités en énergie prend dorénavant en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de vente en été.*

[...]

- *à compter de 2023 : le prix du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation) ».*
- (ii) *« Le Distributeur compare le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux à un indicateur de prix du marché. Les indicateurs sont présentés à titre indicatif seulement car ils ne reflètent pas la réalité du Distributeur, notamment en ce qui concerne les approvisionnements de long terme. En effet, ces derniers ont été contractés dans un contexte donné et ne peuvent être remplacés par des achats de court terme ».*
- (iii) *« À la différence des autres contrats d'approvisionnement de long terme du Distributeur, les contrats d'énergie éolienne ne permettent pas d'éviter de coûts, généralement représentés par la partie variable des contrats. Dans ce cas-ci, la source d'énergie, qui est le vent, ne représente pas un coût variable ».*

Demandes :

- 8.1 Veuillez élaborer sur la réponse donnée à la référence (iii).
- 8.2 À la lumière des références (ii) et (iii), veuillez justifier l'utilisation du prix du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne en tant que coût évité de long terme.
- 8.3 Dans le contexte des surplus que connaît le Distributeur, compte tenu du fait que la majorité de ses approvisionnements postpatrimoniaux en énergie proviennent des contrats d'approvisionnements de long terme en base et cyclable conclus avec le Producteur et compte tenu des conventions d'énergie différée, veuillez commenter l'opportunité d'utiliser le prix moyen (base + cyclable ; indexation annuelle à l'inflation) de ces contrats en tant que coût évité de long terme en énergie.

9. **Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 4, page 6;
 - (ii) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, page 26;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8;
 - (iv) R-3677-2008, B-1-HQD-14, document 1, Annexe D, pages 45 et 46;
 - (v) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, page 11.

Préambule :

- (i) « *Considérant la stabilité des besoins en puissance du Distributeur et des prix de marché de la puissance, l'indicateur de coût évité en puissance demeure le même que celui présenté dans la demande R-3708-2009, à l'exception de la mise à jour de l'année de base des indicateurs utilisés.*

Coût évité en puissance

- *Jusqu'à l'hiver 2012-2013 : maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation), correspondant au coût des transactions de court terme pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;*
 - *2013-2014 et 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 ;*
 - *À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation) ».*
- (ii) « *Prix de la puissance : 2,50 \$/kW-mois jusqu'en 2013 inclusivement, augmentation graduelle pour atteindre 10 \$/kW-mois en 2016 (\$ de 2010 indexés) ».*
- (iii) *Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.*
- (iv) « *Coût en puissance*
- *maintien du signal de coût évité en puissance de 10 \$/kW-hiver (\$ 2006, annuité croissante à l'inflation). Ce prix reflète le coût de la puissance sur les marchés de court terme (produit UCAP) et est approprié pour mesurer la valeur d'options de puissance disponibles pour quelques centaines d'heures (100 à 300) ;*
 - *introduction d'un nouvel indicateur de coût pour mesurer la valeur des nouvelles options de puissance à partir de 2011 correspondant à un produit ferme, de long terme avec un facteur d'utilisation élevé. Ces besoins de puissance peuvent être qualifiés d'énergie garantie d'hiver. Ce coût sera connu de façon définitive lorsque le Distributeur aura réalisé son appel d'offres. D'ici là, le Distributeur propose d'utiliser un signal de coût générique basé sur le coût d'une turbine à gaz, évalué à 80 \$/kW-an. Pour des fins d'analyse, le Distributeur prend comme hypothèse que 50 % de l'installation lui serait dédiée et 50 % le serait à un autre marché qui aurait une pointe en été (marché au sud du Québec). Dans ce cas, le coût serait réparti entre les deux marchés, et l'indicateur de coût est alors de 40 \$/kW-hiver (\$ 2008, annuité croissante à l'inflation) ».*

- (v) « *Le Distributeur disposera ainsi d'une option de livraison pour un produit procurant une garantie de puissance et des livraisons fermes d'énergie en période d'hiver, et ce sans coût additionnel.*

[...]

Il a été convenu d'utiliser le prix de marché de la puissance UCAP dans l'état de New York comme base d'établissement de la valeur du service de modulation des rappels d'énergie et de garantie de puissance. Ce prix a l'avantage d'être transparent et de refléter la valeur d'opportunité du service obtenu. Par ailleurs, l'imposition d'un prix plancher de 2 \$US/kW-mois correspond assez fidèlement à l'historique de prix du UCAP sur le marché de New York depuis l'hiver 2005-2006, période des premiers appels d'offres de puissance du Distributeur.

La garantie de puissance complémentaire en période d'hiver procurera aux conventions amendées un caractère unique qui n'a pas son équivalent dans le marché. En effet, les conventions amendées permettront au Distributeur de disposer d'un produit garanti, sur une période de long terme, uniquement à la demande du Distributeur, et ce, en fonction des besoins identifiés trois mois avant la période de pointe, selon le calendrier convenu des préavis » (nous soulignons).

Demandes :

- 9.1 Veuillez justifier la mise à jour de l'année de base des indicateurs utilisés.
- 9.2 Veuillez indiquer de quelle manière le ralentissement de la croissance des besoins en puissance à compter de la pointe 2015-2016 est prise en compte dans le coût évité en puissance.
- 9.3 Veuillez concilier les coûts évités en puissance de long terme du présent dossier, soit 40 \$/kW-hiver à partir de 2015-2016, basés sur un coût de 80 \$/kW-an, avec les coûts évités en puissance du dossier R-3726-2010, qui sont basés sur un coût de 120 \$/kW-an à compter de 2015-2016 (référence ii). Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas utilisé les mêmes intrants dans les deux dossiers.
- 9.4 Le coût évité en puissance actuellement en vigueur est basé sur le coût d'une turbine à gaz dédiée à 50 % aux besoins du Distributeur (référence iv). Toutefois, le Distributeur mentionne que le coût évité en puissance doit correspondre, à partir de 2011, à un produit ferme, de long terme, avec un facteur d'utilisation élevé et associé à de l'énergie garantie d'hiver. Ainsi, à la lecture de la référence (v), le coût évité en puissance ne devrait-il pas être plutôt basé sur le prix de marché de la puissance UCAP, comme dans le dossier R-3726-2010 ? Veuillez élaborer.

10. **Référence :** B-1-HQD-2, document 4, page 7.

Préambule :

« Bien que la moyenne de cet écart pour 2009 (0,78 ¢/kWh) diverge par rapport aux années précédentes, la moyenne pour les années 2000 à 2009, qui est de 1,65 ¢/kWh, confirme le maintien de cette valeur. L'écart de 1,5 ¢/kWh est appliqué indifféremment en été et en hiver ».

Demandes :

10.1 Étant donné la moyenne de 1,65 ¢/kWh pour les années 2000 à 2009, veuillez justifier le maintien de l'écart pointe / hors-pointe à 1,5 ¢/kWh.

10.2 Veuillez justifier que l'écart de 1,5 ¢/kWh soit appliqué indifféremment en été et en hiver.

COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES (RA)

11. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-2, document 4, page 9 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-18, HQD-2, document 5, page 12 ;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-2, document 5, page 12 ;
 - (iv) Pièce B-1, HQD-8, document 5, page 12, tableau 7 ;
 - (v) Décision D-2010-022, pages 34-35 ;
 - (vi) Dossier R-3708-2009, HQD-16, document 1, page 155 ;
 - (vii) Dossier R-3708-2009, pièce B-18, HQD-2, doc. 5, pages 3 et 10-11.

Préambule :

(i)

RÉSULTATS DES COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX
 ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/ KWH DE 2011

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Iles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,70	169	55%	3,54	18,24
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	33,34	0	47%	0,00	33,34
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,70	888	46%	22,13	52,83
Nunavik					
Akunivik	48,43	784	56%	16,01	64,44
Aupaluk	53,32	0	51%	0,00	53,32
Inukjuak	39,63	390	61%	7,32	46,96
Ivujivik	49,28	0	55%	0,00	49,28
Kangiqsualujuaq	54,93	836	60%	16,03	70,95
Kangiqsujuaq	46,04	747	61%	14,00	60,04
Kangirsuk	45,97	1 082	55%	22,37	68,34
Kuujuuaq	47,96	418	65%	7,29	55,25
Kuujuarapik	41,62	677	66%	11,75	53,36
Puvirnituq	42,87	2 980	62%	54,73	97,60
Quaqaq	56,92	1 235	61%	23,25	80,17
Salluit	40,38	827	58%	16,29	56,67
Tasiujaq	50,98	950	60%	18,05	69,03
Umiujaq	46,85	697	55%	14,38	61,23
Schefferville	2,21	292	54%	6,21	8,42

- (ii) Le Distributeur dépose en audience, le 4 décembre 2009, une version révisée des coûts évités présentés au dossier R-3708-2009

**TABLEAU 2.1 Révisé : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,42	166	55%	3,47	17,88
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,10	871	46%	21,69	51,79
Nunavik					
Akulivik	47,48	769	56%	15,70	63,18
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	382	61%	7,18	46,03
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	820	60%	15,71	69,56
Kangisujuaq	45,14	732	61%	13,72	58,86
Kangirsuk	45,07	1 061	55%	21,93	67,00
Kuujuuaq	47,02	410	65%	7,15	54,17
Kuujuarapik	40,80	664	66%	11,52	52,32
Puvirnituq	42,03	2 921	62%	53,65	95,69
Quaqtqaq	55,80	1 211	61%	22,79	78,59
Salluit	39,59	811	58%	15,97	55,56
Tasiujaq	49,98	932	60%	17,70	67,68
Umiujaq	45,93	683	55%	14,10	60,03
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

Le Distributeur explique que « Les modifications aux résultats sont plutôt le reflet de la mise à jour de la planification des investissements. »

- (iii)

**TABLEAU 2.1 : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance			Coût évité total ¢/kWh
		\$/kW-an	Facteur d'utilisation	¢/kWh	
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,42	23	55%	0,49	14,90
Basse-Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,10	111	46%	2,76	32,86
Nunavik					
Akulivik	47,48	90	56%	1,85	49,32
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	45	61%	0,85	39,70
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	100	60%	1,91	55,76
Kangisujuaq	45,14	118	61%	2,21	47,35
Kangirsuk	45,07	192	55%	3,97	49,03
Kuujuuaq	47,02	50	65%	0,88	47,90
Kuujuarapik	40,80	115	66%	1,99	42,79
Puvirnituq	42,03	751	62%	13,80	55,83
Quaqtqaq	55,80	127	61%	2,39	58,19
Salluit	39,59	95	58%	1,87	41,45
Tasiujaq	49,98	116	60%	2,21	52,19
Umiujaq	45,93	90	55%	1,85	47,79
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

(iv)

**TABLEAU 7
PROJETS > 10 M\$ À AUTORISER (M\$)**

PROJETS	Année de base 2010	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	5,5	23,5	28,2	37,3	51,9	6,0
Travaux de raccordement du réseau de distribution						
<i>Poste Limoilou ⁽¹⁾</i>	0,4	23,0	12,7	12,9	11,2	8,4
<i>Poste St-Bruno-de-Montarville</i>	0,1	0,6	10,8	10,0		
<i>Poste Neubois</i>	3,3	4,9	6,5			
<i>Poste Charlesbourg</i>	2,6	6,0	10,2	6,0		
<i>Poste Bélanger</i>	0,4	11,2	10,4	14,5	15,2	5,0
<i>Poste Lefrançois</i>		0,6	11,2	6,8	7,6	
<i>Poste Bourassa</i>			2,6	3,9	3,2	3,9
<i>Poste Delorimier</i>			0,6	2,5	4,7	6,9
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)		47,9	2,9	1,2		
Construction de la centrale thermique - Akulivik		5,0	7,9	12,4	15,0	
Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans		0,6	9,5			
Lecture à distance de la consommation - Déploiement			134,3	318,9	230,8	56,1
Remplacement des lignes de transport - Schefferville			7,0	9,0	7,5	0,1
Évacuateurs de crues Menihék - Schefferville			1,0	7,0	7,3	0,3
Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles de la Madeleine			0,5	7,7	9,1	
Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules			1,3	2,3	2,8	6,6

(v) « *Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes :*

« [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. »

Tout effort d'efficacité énergétique ou de réduction de la demande contribue à repousser les besoins de nouvelles infrastructures. La finalité des coûts évités est essentiellement d'identifier jusqu'à quel montant il est adéquat d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique afin de repousser les besoins d'installation d'un nouvel équipement de production et réduire le déficit des réseaux autonomes. »

(vi) « *Dans les réseaux où la capacité de production existante est abondante, la croissance des besoins peut ne pas nécessiter d'investissement additionnel, dans ce cas le coût évité sera constitué des coûts variables seulement (carburant et entretien). »*

(vii) « *Le plan d'équipement d'un réseau est constitué des investissements et des charges d'exploitation nécessaires pour faire face à la croissance des besoins des clients sur un horizon de long terme, en général 15 à 20 ans. La planification s'effectue dans une optique de minimisation des coûts et de respect des critères de fiabilité. ./.. Les investissements nécessaires à la pérennité des centrales constituent une opportunité d'augmenter la puissance disponible pour répondre à la croissance des besoins.»*

« Le coût unitaire de puissance en \$/kW est obtenu en actualisant d'une part le coût d'investissements du groupe de référence et, d'autre part, les kW requis pour rencontrer les besoins. Ce coût unitaire (\$/kW) est ensuite traduit en annuité, exprimée en \$/kW-an, sur la base de la durée de vie prévue du groupe de 15 ans. ./.. Le coût évité en puissance est

ensuite exprimé en ¢/kWh en appliquant un facteur d'utilisation approprié. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 11.1 La Régie constate que les coûts évités de la référence i) sont légèrement plus élevés que ceux de la référence (ii) mais que dans certains réseaux autonomes, les coûts évités en puissance sont 5 à 10 fois plus élevés que ceux de la référence iii). Veuillez expliquer cette révision des coûts évités en RA.
- 11.2 Veuillez expliquer comment l'investissement de 13 M\$ présenté en référence iv) pour ajouter de la capacité à Cap-aux-Meules est pris en compte dans le calcul des coûts évités de ce même réseau (169 \$/kW-an).
- 11.3 Considérant l'imminence des besoins d'une nouvelle centrale à Akulivik, telle que présentée en référence iv), veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en puissance et en énergie de ce réseau se situent plutôt dans la partie inférieure à la moyenne de ces coûts pour le Nunavik.
- 11.4 La Régie comprend des références vi) et vii) que certains réseaux présentent des coûts évités en puissance nuls parce que ces réseaux sont équipés d'une capacité suffisante qui permet de n'entrevoir aucun besoin d'ajout de puissance additionnelle à l'horizon du Plan d'approvisionnement.
- Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en puissance de Kuujuaq ne sont pas nuls, considérant la nouvelle centrale thermique qui vient d'y être construite.
 - Veuillez préciser si les facteurs d'utilisation présentés aux tableaux des coûts évités sont établis sur la puissance installée ou sur la puissance garantie de chaque réseau autonome. Si un coût évité de puissance nul est indicateur d'une puissance installée suffisamment importante pour répondre à la croissance à long terme des besoins, veuillez expliquer pourquoi les réseaux pour lesquels les coûts évités de puissance sont nuls ne présentent pas, pour 2011, des facteurs d'utilisation nettement plus faibles que dans les réseaux où le manque de puissance est envisagé à l'horizon du Plan et même à très court terme.
- 11.5 La Régie comprend que le Distributeur base le calcul de ses coûts évités sur une durée de vie de 15 ans des génératrices diesel. Veuillez élaborer sur la prolongation de la durée de vie réelle de génératrices diesel dans les centrales offrant une capacité suffisante pour respecter à long terme le critère de puissance garantie, une situation qui pourrait être prolongée par le déploiement de mesures d'efficacité énergétique qui ralentiraient la croissance des besoins d'un réseau autonome.
- 11.6 Veuillez élaborer sur le signal de coût envoyé par un indicateur de coût évité nul en puissance et s'il permet effectivement au Distributeur de travailler à des stratégies pour repousser les nouveaux besoins, le maximum possible, tel que mentionné en référence (v).

11.7 Veuillez élaborer sur l'intérêt pour le Distributeur de disposer d'un indicateur de coût évité qui lui permette de promouvoir des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de puissance sur une base continue afin de pouvoir repousser le maximum possible, les besoins d'installation du prochain ajout de capacité, même dans la situation de réseaux disposant d'une capacité suffisante.

12. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 9 et 10;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, HQD-13, document 1.1, page 12 ;
 - (iii) Dossier R-3677-2008, HQD-16, document 1, pages 153-154.

Préambule :

- (i) Le Distributeur explique que le coût évité de puissance de 292 \$/kW-an à Schefferville est basé sur le coût d'achat et d'installation d'un groupe électrogène diesel de 2,7 MW, au coût de 3 M\$ et de la « *permanentsation* » de deux groupes diesel existants de 1,7 MW, au coût de 7,7 M\$, des investissements requis pour respecter le critère de puissance garantie à l'horizon de 2016. Les besoins de puissance sont requis lors des pointes causées par le chauffage électrique. Toutefois, même si les groupes hydroélectriques de la centrale Mehinek n'offrent pas la puissance garantie suffisante, la quantité d'énergie que peut produire la centrale est suffisante à l'horizon 2024 et le Distributeur maintient un signal de coût évité en énergie de 2 ¢/kWh, indexé à l'inflation.
- (ii) « *Pour le réseau de Schefferville, le coût de 344 \$/kW-an correspond à l'indicateur de coût évité de puissance déposé dans le dossier R-3677-2008 (HQD-14, document 1, annexe D) exprimé en dollars de 2010. Tel que mentionné en réponse à la question 71.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie du dossier R-3677-2008 (HQD-16. document 1), l'estimation de cette annuité croissante est associée à l'ajout d'un groupe de 10 MW au coût de 50 M\$ pour une durée de vie de 50 ans, puisqu'il s'agit de l'ajout d'une turbine dans une centrale hydraulique.* » [Nous soulignons]
- (iii) « *La puissance installée de la centrale de réserve est de 3,5 MW pour un coût d'investissement d'un peu plus de 3 M\$ ce qui se traduit par un coût de puissance de 98 \$/kW-an. Toutefois, ce coût ne doit pas être considéré comme le coût évité en puissance de Schefferville puisqu'il s'agit d'un coût de puissance établi à partir d'une solution d'appoint utilisée en cas d'extrême d'urgence (écrêtement de la pointe).*

Afin d'établir un coût évité de puissance représentatif, le Distributeur rappelle que le calcul de celui-ci doit reposer sur la notion de service équivalent, c'est-à-dire une solution d'approvisionnement qui garantit aux clients une qualité de service équivalente au service de base. À cet égard, la planification de l'offre-demande indique que le contrat d'énergie garantie est suffisant pour couvrir les besoins en énergie de l'ensemble de la clientèle sur tout l'horizon de planification. Au niveau de la puissance, de nouveaux besoins apparaissent à l'horizon 2016. Pour combler ces besoins, la solution la plus probable est

l'installation d'un quatrième groupe de 10 MW à la centrale actuelle dont le coût initial et la durée de vie utilisée génèrent un coût de puissance de 337 \$/kW-an. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 12.1 Veuillez élaborer sur le coût évité de puissance obtenu dans le présent dossier à Schefferville avec des génératrices diesel, soit 292 \$/kW-an, en comparaison des coûts évités en puissance non nuls des autres réseaux du Nunavik possédant aussi des groupes diesel d'une puissance relativement comparable.
- 12.2 Veuillez élaborer sur la valeur du coût évité de puissance obtenue pour 2011 à Schefferville avec des génératrices diesel, soit 292 \$/kW-an, en comparaison du coût évité de puissance de 98 \$/kW-an établi en 2008. Dans votre réponse, veuillez expliquer ce qui a changé dans la planification des équipements diesel à Schefferville, et ce qui justifie le triplement des coûts de la puissance fournie par la même technologie entre 2008 et 2010.
- 12.3 La Régie comprend que la proposition d'utiliser comme coût évité en énergie pour Schefferville les coûts marginaux de l'énergie additionnelle tirée de la centrale de Mehinek, implique que les groupes diesel existants et le nouveau groupe de 2,7 MW ne produiront normalement pas d'énergie et sont considérés uniquement comme des groupes de secours pour garantir la puissance en cas de bris d'un groupe hydraulique (respect du critère « (n-1) ». Dans ce cas, veuillez expliquer ce que signifie la « *permanентisation* » des groupes existants et en quoi la « *permanентisation* » des groupes existants est la solution la plus avantageuse. Veuillez justifier cet investissement de 7,7 M\$.
- 12.4 Veuillez justifier le choix de l'option d'une génératrice diesel offrant un coût évité de puissance de 292 \$/kW-an par rapport à l'option d'une turbine hydraulique additionnelle à la centrale de Mehinek, donnant un coût évité de puissance de 344 \$/kW-an. Veuillez élaborer sur la différence relative des coûts évités de puissance (environ 15%) par rapport aux avantages de l'option hydraulique de pouvoir répondre à moindre coût à des besoins futurs d'énergie à Schefferville.
- 12.5 Si la « *permanентisation* » implique que l'on s'attend à ce que les groupes diesel de Schefferville soient utilisés pour répondre sur une base saisonnière régulière à une partie des besoins en période de pointe, veuillez indiquer pourquoi on n'intègre pas dès à présent dans les coûts évités, le coût de l'énergie produite par les groupes diesel, afin d'évaluer la valeur financière des mesures de gestion de la demande et d'efficacité énergétique qui pourraient retarder au maximum l'utilisation de ces groupes, voire retarder leur « *permanентisation* ».

CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

13. **Référence :** Pièce B-1, HQD-3, document 2, page 7.

Préambule :

« En conséquence, le Distributeur demande à la Régie que sa contribution au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques soit comptabilisée dans sa base de tarification à titre de frais reportés et amortie sur 20 ans, soit la durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus. Un rendement sera calculé sur le solde non amorti au taux applicable sur la base de tarification.

Bien que la modification demandée soit tributaire d'une décision à venir de la Régie, le Distributeur a, dans la présente demande tarifaire, comptabilisé pour l'année témoin projetée 2011 des coûts d'intégration de l'ordre de 0,3 M\$ dans le compte de frais reportés « Contributions à des projets de raccordement ». Les premières dates de mises en service étant prévues en 2011, aucun coût d'intégration n'a été considéré pour l'année de base 2010. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez indiquer les contributions prévues par années de mise en service pour l'ensemble du programme des petites centrales hydroélectriques.
- 13.2 Veuillez présenter l'effet du changement en comparant les données du traitement actuel et celles du traitement proposé à la présente demande, sur la période 2011-2015.

14. **Référence :** Pièce B-1, HQD-3, document 2, page 8.

Préambule :

« Selon le plan quinquennal de révision des durées de vie, le Distributeur procèdera au cours de l'année 2010 aux travaux relatifs à la révision de la durée de vie des poteaux.

À ce jour, les analyses démontrent que la durée de vie utile des poteaux se rapprocherait de 40 ans, alors que la durée de vie actuelle est établie à 30 ans. Selon ses calculs préliminaires, le Distributeur estime que l'augmentation de la durée de vie des poteaux entraînerait un impact à la baisse sur la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 30 M\$. Compte tenu de l'avancement des travaux d'analyse et de l'importance monétaire de cet impact, le Distributeur en a tenu compte dans l'établissement de la prévision de sa charge d'amortissement de l'année témoin 2011, tel que présenté dans la pièce HQD-7, document 11. »

Demandes :

- 14.1 Veuillez élaborer sur les résultats des analyses qui démontrent que la durée de vie utile des poteaux se rapprocherait de 40 ans, alors que la durée de vie actuelle est établie à 30 ans.
- 14.2 Veuillez fournir le détail du calcul de l'impact à la baisse sur la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 30 M\$.

APPROVISIONNEMENTS

15. **Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 5;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 7;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 2, page 4.

Préambule :

- (i) *« Les besoins du Distributeur pour l'année en cours sont maintenant estimés à 179,7 TWh, soit 640 GWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2010-2011.*

Les besoins postpatrimoniaux s'établissent maintenant à 2,4 TWh pour 2010, soit 0,9 TWh de plus que prévu au dernier dossier tarifaire ».

- (ii) *« En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base ».*
- (iii) Tableau 0.1 A : Bilan en énergie, avant amendements aux conventions, selon la révision de mai 2010 – en TWh.

Demandes :

- 15.1 Pour 2010, veuillez expliquer l'écart entre les besoins de 179,7 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 177,9 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.
- 15.2 Pour 2010, veuillez expliquer l'écart entre les besoins postpatrimoniaux de 2,4 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 0,2 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.
- 15.3 Pour 2010, veuillez expliquer l'écart entre les 1,9 TWh d'énergie de contrat de base inscrits au dossier tarifaire et les 1,4 TWh d'énergie base + cyclable inscrits au dossier R-3726-2010.

16. **Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 8;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 11;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 2, page 4.

Préambule :

- (i) *« Les besoins en énergie prévus pour l'année 2011 s'élèvent à 184,8 TWh, une hausse de 5,1 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh ».*
- (ii) *« Compte tenu des besoins postpatrimoniaux évalués à 6,2 TWh, le Distributeur ferait donc face à des surplus énergétiques d'un peu plus de 5 TWh. Afin de rétablir l'équilibre offre-demande, le Distributeur prévoit utiliser un ensemble de moyens ».*
- (iii) Tableau 0.1 A : Bilan en énergie, avant amendements aux conventions, selon la révision de mai 2010 – en TWh.

Demandes :

- 16.1 Pour 2011, veuillez expliquer l'écart entre les besoins de 184,8 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 182,6 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.
 - 16.2 Pour 2011, veuillez expliquer l'écart entre les besoins postpatrimoniaux de 6,2 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 4,1 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.
 - 16.3 Pour 2011, veuillez expliquer l'écart entre les surplus énergétiques d'un peu plus de 5,0 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 0,8 TWh inscrits au dossier R-372-2010.
17. **Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, pages 8 et 9 ;
 - (ii) R-3708-2009, B-5-HQD-13, document 9, page 24.

Préambule :

- (i) *« Les besoins en énergie prévus pour l'année 2011 s'élèvent à 184,8 TWh, une hausse de 5,1 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh.*

Près de 170 GWh du volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu pour 2011 sont attribuables aux surplus qui ne peuvent être écoulés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale ».

(ii) Tableaux R-11.1 et R-11.2.

Demandes :

- 17.1 Veuillez fournir un tableau qui présente les quantités d'énergie patrimoniale inutilisée prévues et réelles pour chaque année de 2005 à 2010 inclusivement.
- 17.2 Veuillez fournir une ventilation mensuelle de l'énergie patrimoniale inutilisée pour chaque année de 2005 à 2010 inclusivement.

18. **Référence :** B-1-HQD-5, document 1, pages 8, 15 et 16.

Préambule :

Tableaux 1, 6, 7 et 8 – Reventes d'énergie

Demandes :

- 18.1 Veuillez indiquer si les revenus de reventes d'énergie sont nets, c'est-à-dire qu'ils intègrent les frais de transport sur le réseau de TransÉnergie, les frais de courtage, les frais de transit sur les réseaux voisins et les pertes sur le réseau de transport. Dans la négative, veuillez fournir les revenus de reventes d'énergie nets (M\$ et \$/MWh).
- 18.2 Veuillez indiquer si les revenus de reventes d'énergie intègrent également un ajustement à la baisse du prix unitaire de revente. Le cas échéant, veuillez préciser la valeur de cet ajustement (\$/MWh) et justifier l'intégration d'un tel ajustement pour l'année tarifaire 2011-2012, alors que le Distributeur prévoit revendre une faible quantité d'énergie sur les marchés.

19. **Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, page 8;
(ii) R-3644-2007, B-8-HQD-15, document 1, page 18;
(iii) R-3644-2007, B-8-HQD-15, document 1, page 20.

Préambule :

- (i) *« Le Distributeur a procédé à un appel d'offres pour la revente [en 2010] de la majorité de ses surplus, soit environ 800 GWh. Les surplus résiduels sont écoulés par des transactions bilatérales ».*

- (ii) Tableau R-11.1 – Revente réalisée et anticipée.
- (iii) Tableau R-11.2 – Détails des appels d’offres tenus à ce jour.

Demandes :

- 19.1 Veuillez présenter le détail des activités de revente réelles (janvier à août 2010) et anticipées (septembre à décembre 2010), selon le modèle indiqué à la référence (ii).
- 19.2 Veuillez présenter le détail des appels d’offres que le Distributeur a tenus à ce jour en 2010, selon le modèle indiqué à la référence (iii).

- 20. **Références :**
 - (i) B-1-HQD-5, document 1, page 9;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 13;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 2, page 5.

Préambule :

- (i) *« Les besoins en puissance prévus pour la pointe d’hiver 2010-2011 sont de 36 625 MW, une hausse de 575 MW par rapport à la pointe normalisée de l’hiver 2009-2010. Considérant la réserve requise de 3 627 MW, les besoins en puissance au-delà de l’électricité patrimoniale devraient s’élever à 2 810 MW ».*
- (ii) Tableau 5 – Volume des approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.
- (iii) Tableaux 0.1c et 0.1d – Bilan en puissance, avant et après amendements aux conventions, selon la révision de mai 2010 – en TWh.

Demandes :

- 20.1 Pour 2010-2011, veuillez expliquer l’écart entre les besoins postpatrimoniaux en puissance de 2 810 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 2 619 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.
- 20.2 Veuillez indiquer le coût prévu de chacun des contrats d’approvisionnements postpatrimoniaux en puissance pour 2010-2011 (M\$ et \$/MW).

- 21. **Références :**
 - (i) B-1-HQD-5, document 1, page 14;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 14, note 9;
 - (iii) B-1-HQD-5, document 1, page 15;
 - (iv) B-1-HQD-2, document 4, page 5;
 - (v) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, page 25.

Préambule :

- (i) « *Enfin, les revenus de revente sont négligeables. Ils sont estimés à 50 k\$ en 2011, pour un prix unitaire de 28,0 \$/MWh. Ils seraient de 2,6 M\$, pour un prix unitaire de 15,4 \$/MWh, si tous les surplus étaient revendus sur le marché de court terme, même lorsque le prix de revente est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale* ».
- (ii) « *L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme («forward») de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2010* ».
- (iii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.
- (iv) « *Le revenu net des reventes est estimé selon la même méthode que celle utilisée lors de la demande R-3708-2009 (HQD-2, Document 5). La période de référence pour les prix à terme a été mise à jour et s'établit, dans le présent dossier, de mai 2009 à avril 2010* ».
- (v) « *Prix de l'énergie de court terme : Pour les années 2010 à 2012, le prix est basé sur la moyenne des prix à terme du NYMEX, du 3 mars 2009 au 2 mars 2010, à la zone A du marché de New York* ».

Demandes :

- 21.1 Veuillez présenter les hypothèses retenues et les calculs établissant les estimés des revenus de revente de 50 k\$ et de 2,6 M\$.
 - 21.2 Veuillez justifier l'utilisation d'une moyenne mensuelle (avril 2010) des prix à terme de la zone M du NYISO plutôt qu'une moyenne annuelle (mai 2009 à avril 2010) de ces prix, et ce, tel qu'utilisée aux références (iv) et (v).
 - 21.3 Veuillez reproduire le tableau de la référence (iii) en utilisant la moyenne des prix à terme du NYMEX, de mai 2009 à avril 2010, à la zone A du marché de New York. Veuillez présenter les calculs établissant le coût d'achat d'énergie de court terme ainsi que le prix de revente d'énergie.
 - 21.4 À la référence (i), veuillez préciser à quelle quantité de surplus fait référence le Distributeur.
22. **Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 15;
 - (ii) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, version du 11 juin 2010, page 8;
 - (iii) Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, page 13;
 - (iv) R-3708-2009, B-5-HQD-13, document 1, pages 41 à 43.

Préambule :

- (i) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.
- (ii) « *Détailler le prix de l'électricité postpatrimoniale, en précisant les contrats d'approvisionnement, les prix et la méthode d'établissement des prix par contrat ou par combinaison de contrats et au total. Inclure le calcul des pertes et du taux de change* ».
- (iii) « *Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur d'identifier spécifiquement, dans chacun de ses dossiers tarifaires concernés à venir, les indemnités à verser à TCE en application des articles 25 et 26 de l'Entente finale, en regard des modifications tarifaires de Gaz Métro. La Régie statuera dans chaque cas sur l'opportunité d'inclure ces coûts aux revenus requis du Distributeur* ».
- (iv) Tableaux R-17.1-A, R-17.1-B, R-17.1-C, Volume et coût des approvisionnements postpatrimoniaux 2008, 2009, 2010.

Demandes :

- 22.1 Conformément à la référence (ii), veuillez indiquer le coût prévu de chacun des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux pour les années 2009, 2010 et 2011, sous format des tableaux de la référence (iv).
 - 22.2 Veuillez assurer le suivi demandé à la référence (iii). Le cas échéant, veuillez fournir le détail des calculs sous pli confidentiel.
23. **Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, pages 6 et 7;
 - (ii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8.

Préambule :

- (i) « *Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.*

Ainsi, lorsque les livraisons d'énergie du contrat de base ne sont pas requises pour ses propres besoins et que le prix de l'énergie prévu au contrat est supérieur au prix de référence, défini comme étant le prix de l'électricité à la zone M du NYISO moins l'ajustement de 5 \$/MWh, le Distributeur paie au Producteur la différence de prix pour la portion du 350 MW dont le Distributeur ne prend pas livraison. À l'inverse, lorsque le prix de l'énergie prévu au contrat est inférieur au prix de référence, le Producteur effectue un paiement au Distributeur.

[...]

En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base. Compte tenu des coûts évités de la transaction, le Distributeur estime que cette dernière lui procure un gain d'environ 22 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme ».

(ii) Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.

Demandes :

- 23.1 Veuillez identifier la transaction financière dans le dossier R-3726-2010, notamment à la référence (ii).
- 23.2 Veuillez justifier cette transaction financière dans le contexte où le dossier R-3726-2010, incluant sa mise à jour en juin 2010, n'en tenait pas compte.
- 23.3 Veuillez indiquer la date où le Distributeur a donné un préavis au Producteur. Veuillez également indiquer le délai de confirmation dont disposait le Producteur. Ce préavis et délai de confirmation sont-ils conformes aux clauses des contrats d'approvisionnement conclues entre le Distributeur et le Producteur ?
- 23.4 Veuillez présenter les motifs pour lesquels le Distributeur n'a pas procédé par appel d'offres pour revendre ces quantités d'énergie.
- 23.5 Veuillez présenter le calcul de la valeur de la transaction de 21,9 M\$, ainsi que le calcul se rattachant au scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.
24. **Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, page 11;
(ii) B-1-HQD-5, document 1, page 14;
(iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8.

Préambule :

- (i) « Deuxièmement, compte tenu de la diminution de la demande à long terme et du risque élevé de ne pas pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions, le Distributeur ne prévoit pas différer d'énergie en 2011. Il entend plutôt conclure des transactions de nature financière avec le Producteur pour les quantités d'énergie des contrats de base et cyclable qui ne seront pas différées et qui seraient autrement revendues sur les marchés de court terme. Le Distributeur prendra ainsi livraison de l'énergie des contrats en base et cyclable au besoin, notamment en période d'hiver ».

- (ii) « *Tel que mentionné à la section 2.2.1, le Distributeur reconduira en 2011 les transactions de nature financière avec Hydro-Québec Production concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. À ce titre, un montant de 19,7 M\$ est inclus dans les coûts des approvisionnements de l'année 2011, correspondant à 1,8 TWh du contrat comportant des livraisons en base. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 21 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme* ».
- (iii) Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.

Demandes :

- 24.1 Veuillez préciser et justifier les transactions financières à venir entre le Distributeur et le Producteur.
- 24.2 Veuillez identifier les facteurs qui amèneront le Distributeur à donner des préavis au Producteur. Veuillez également indiquer les délais de confirmation dont disposera le Producteur.
- 24.3 Veuillez préciser si le Distributeur entend procéder par appels d'offres pour revendre ces quantités d'énergie en 2011. Dans la négative, veuillez justifier.
- 24.4 Veuillez présenter le calcul de la valeur de la transaction de 19,7 M\$, ainsi que le calcul se rattachant au scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

25. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, pages 6, 7 et 10;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe B, page 29.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente des charges d'exploitation de 1 352,4 M\$ pour l'année témoin 2011, en hausse de 24,5 M\$ (1,8 %) par rapport au montant autorisé en 2010 et en hausse de 79,6 M\$ (6,3 %) par rapport à l'année de base en 2010.

Le Distributeur indique que 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.

(en M\$)	2009 Réal	2010 D-2010-22	4/8 2010	2011	Ecart 2011p/r D-2010-22	Écart 2011p/r 4/8 2010
Activités de base	1 155,9	1 214,1	1 195,1	1 229,2	15,1 (1,2%)	34,1 (2,9%)
Éléments spécifiques	62,0	113,8	77,7	123,2	9,4 (8,3%)	45,5 (59%)
Charges d'exploitation	1 217,9	1 327,9	1 272,8	1 352,4	24,5 (1,8%)	79,6 (6,3%)

Note : Ces données ont été redressées pour tenir compte des reclassements vers les activités de base demandés en 2011.

Source : HQD-7, document 1, pages 6, 7 et 10.

- (ii) Le Distributeur présente à l'annexe B l'établissement des charges d'exploitation 2011 des activités de base, selon sa formule paramétrique, dont le point de départ est le montant autorisé en 2010 (reclassé) de 1 214,1 M\$.

Demandes :

25.1 N'eut été de la dépense additionnelle des mauvaises créances de la clientèle grande puissance de 16,1 M\$ (HQD-7, document 4, page 3) inclus dans le montant des activités de base de l'année de base 2010, veuillez confirmer que la hausse aurait été de 50,2 M\$ (4,2%) en 2011 par rapport au montant de l'année de base 2010. Veuillez expliquer la hausse des charges d'exploitation des activités de base de 50,2 M\$ entre l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.

25.2 Veuillez refaire le calcul de l'année témoin 2011 des charges d'exploitation des activités de base selon la formule paramétrique (référence (ii)) en considérant le montant de l'année de base 2010 (excluant la dépense additionnelle des mauvaises créances de la clientèle grande puissance de 16,1 M\$) comme point de départ. Présenter le même niveau de détail que le tableau à l'annexe B.

25.3 Veuillez refaire le calcul de l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 des charges d'exploitation des activités de base selon la formule paramétrique (référence (ii)) en considérant le montant de l'année historique 2009 comme point de départ. Présenter le même niveau de détail que le tableau à l'annexe B.

26. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10, tableau 3;
 (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 13.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3 les éléments spécifiques des charges d'exploitation (en M\$), dont l'élément spécifique relié au coût de retraite.

Description	Année historique 2009	D-2010-022	Année de base 2010	Année témoin 2011	Variation D-2010-022 vs 2011
Coût de retraite	25,7	55,6	17,8	67,3	11,7

(ii) « Coût constaté au titre des prestations constituées (coût de retraite) :

Le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseils.

La diminution du coût de retraite 2010 par rapport au coût 2009 s'explique par les rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009, atténués par l'effet du lissage de la valeur de l'actif ainsi que par la baisse des taux d'intérêt des obligations corporatives AA qui ont servi à établir le taux d'actualisation au 31 décembre 2009.

La diminution observée entre le montant autorisé pour 2010 et celui de l'année de base s'explique également en grande partie par les rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009, ainsi que par la révision à la hausse du rendement prévu à long terme.

Le coût de retraite est évalué à 67,3 M\$ en 2011 soit un montant supérieur à celui autorisé pour 2010. Cette hausse est essentiellement attribuable à la baisse du taux d'actualisation anticipée aux fins de la prévision 2011. Cette hypothèse est toujours considérée la plus probable compte tenu de la baisse effective des taux d'intérêt des obligations corporatives AA depuis le 31 décembre 2009. La hausse du coût de retraite est aussi en partie attribuable à la perte actuarielle qui est amortie selon l'approche dite du « corridor » qui exige de constater dans le coût de retraite l'amortissement de la perte qui excède 10 % de l'actif ou de l'obligation du régime. En 2011, la perte actuarielle excède le « corridor », tandis qu'en 2010, elle se situe à l'intérieur de celui-ci et n'a donc aucun impact sur le coût de retraite 2010. »

Demandes :

26.1 Veuillez indiquer les dates des évaluations actuarielles réalisées par la firme externe d'actuaire conseils qui appuient le coût de retraite établi pour :

- l'année historique 2009;
- le montant autorisé 2009 (D-2010-022);
- l'année de base 2010;
- l'année témoin 2011.

26.2 Veuillez expliquer l'augmentation du coût de retraite entre le montant de base 2010 (17,8 M\$) et le montant prévu en 2011 (67,3 M\$).

- 26.3 Veuillez indiquer les hypothèses actuarielles, soit le taux d'actualisation, les taux d'intérêts des obligations corporatives AA, le taux de rendement des actifs de la caisse de retraite, le taux de croissance des salaires utilisés pour le coût de retraite de :
- l'année historique 2009;
 - le montant autorisé 2009 (D-2010-022);
 - l'année de base 2010;
 - l'année témoin 2011.
- 26.4 Veuillez fournir le détail de la perte actuarielle et son amortissement qui contribue à la hausse prévue du coût de retraite en 2011 par rapport au montant autorisé en 2010.
- 26.5 Veuillez présenter un tableau sur l'évolution du coût de retraite sur la période 2004-2011 en précisant, pour chaque année, le coût de retraite de l'année témoin, l'année de base et l'année historique.
- 26.6 Veuillez commenter sur la volatilité des projections des coûts de retraite et sur les motifs qui rendent difficiles de faire des prévisions pour l'année témoin.
27. **Référence :** Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 50 et 51, tableau R-21.1.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R--21.1 les composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec pour les années 2008 et 2009 comme suit :

« La ventilation par composante du coût de retraite n'est pas un exercice effectué par division. Le Régime de retraite d'Hydro-Québec (RRHQ) est le seul régime de retraite établi par la Société pour tous ses employés. L'obligation ainsi que le coût qui en découlent sont évalués périodiquement par une firme externe d'actuaire conseil. Le coût est par la suite réparti aux divisions de la Société en fonction de leur masse salariale respective.

Par conséquent, la quote-part du Distributeur est établie en fonction de sa masse salariale à partir du coût de retraite total de la Société. Le Distributeur n'est donc pas en mesure de fournir une ventilation par composante de son coût de retraite.

Tableau R-21.1

En millions de \$	2008 réel	2009 année de base
Coût des services rendus	285	162
Frais d'administration	31	32
Intérêts sur l'obligation	712	761
Rendement prévu des actifs	(803)	(798)
Amortissement de l'actif transitoire	(152)	(152)
Amortissement de la perte actuarielle nette	12	-
Amortissement du coût des services passés	50	50
Coût de retraite d'Hydro-Québec	135	55
Quote-part du Distributeur	45,0	18,5

Les variations observées au niveau des composantes « Coût des services rendus » et « Intérêts sur l'obligation » découlent de la hausse du taux d'actualisation.

Aux fins des projections, le coût de retraite n'est pas déterminé par composante. Il est établi globalement à partir des hypothèses les plus probables. »

Demandes :

- 27.1 Veuillez compléter le tableau 21.1 en présentant les composantes du coût de retraite de l'année historique 2009 et de l'année de base 2010. Veuillez expliquer les variations observées d'une année à l'autre.
- 27.2 Étant donné qu'aux fins de projections le coût de retraite n'est pas déterminé par composante, veuillez indiquer comment la projection 2011 a été établie et indiquer les hypothèses utilisées.
- 27.3 Étant donné que le Régime de retraite d'Hydro-Québec (RRHQ) est le seul régime de retraite établi par la Société pour tous ses employés, est-ce que du point de vue statutaire le traitement comptable des avantages sociaux futurs de tous ses employés, dont ceux du Distributeur, sera conforme aux normes IFRS à partir du 1^{er} janvier 2011? Si oui, veuillez indiquer les principales différences entre le traitement actuel maintenu par les activités réglementées et celui des IFRS.

28. **Références:**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 14, note 4;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe B, page 29;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur indique que le coût de retraite est évalué à 67,3 M\$ en 2011, « *soit 51,9 M\$ pour la part du coût de retraite attribuée au Distributeur et 15,4 M\$ dans les charges de services partagés et attribuables à la part du coût de retraite assumée par les fournisseurs de services.* »
- (ii) Le Distributeur présente à l'annexe B, l'établissement des charges d'exploitation selon la formule paramétrique qui inclut des éléments de conciliation, soit le rendement des fournisseurs et les frais corporatifs de l'année précédente et de l'année courante.
- (iii) Le Distributeur présente au tableau 1 sa part du coût de retraite à 68,0 M\$ pour l'année témoin 2011.

Demandes :

- 28.1 Est-ce que l'élément spécifique relié au coût de retraite attribuable aux charges des services partagés et les fournisseurs de services est exclu des activités de base de la formule paramétrique, notamment pour les éléments de conciliation. Si non, veuillez redresser les données de la formule paramétrique.
- 28.2 Veuillez expliquer l'écart entre la part du coût de retraite attribuée au Distributeur de 51,9 M\$ (référence (i)) et celle présentée au tableau 1 de 68,0 M\$ (référence (iii)).

29. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 11.

Préambule :

« Dans sa décision D-2010--022, la Régie fait part de sa préoccupation quant au nombre croissant d'éléments spécifiques année après année et demande au Distributeur de mieux baliser ce qui doit être considéré comme un élément spécifique en resserrant les critères.

Les critères considérés par le Distributeur pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique sont les suivants :

(...)

2. Coût découlant d'exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux (ex. : Schefferville) ;

(...)

À ces critères, le Distributeur propose d'ajouter un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$. »

Demandes :

- 29.1 Veuillez commenter sur la modification suivante du critère no 2 : Coût découlant de nouvelles exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux.
- 29.2 Pourquoi avoir choisi 2 M\$ comme seuil minimal? Avec un seuil minimal de 2 M\$, quels sont les projets présentés au tableau 3 de la pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10 qui ne se qualifieraient pas comme des éléments spécifiques.
- 29.3 Afin de resserrer les critères d'un nouvel élément spécifique, pourquoi ne pas hausser le seuil à, par exemple, 5,0 M\$. Veuillez commenter.

30. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 12.

Préambule :

« Protection de l'environnement (Critères 2 et 3 de la Section 2.1.2.1)

Dans le souci d'optimiser ses interventions en matière de protection de l'environnement, plus particulièrement dans le domaine des contaminants, le Distributeur a déterminé que des efforts préalables de caractérisation étaient nécessaires afin d'établir, avec plus d'acuité, l'état des sites, évaluer l'envergure des interventions devant y être réalisées et procéder à la réhabilitation environnementale des propriétés où des impacts sur l'environnement ont été identifiés.

Ainsi, le Distributeur prévoit pour 2011 une enveloppe globale de 4,0 M\$ pour ces activités, correspondant aux coûts additionnels qui ne figuraient pas dans les revenus requis des années antérieures. Ce budget ne couvre pas le programme d'intervention sur les sites d'entreposage de bois traités (cours à poteaux) et les actifs pour lesquels un passif a été comptabilisé relativement à la mise hors service d'immobilisations dû à des obligations environnementales.

Les efforts financiers nécessaires à la réalisation de ces travaux seront réévalués annuellement en fonction des obligations légales, des problématiques identifiées et des résultats des travaux de l'année précédente. »

(Nous soulignons)

Demandes :

- 30.1 Veuillez indiquer quels sont les types de sites qui seront couverts par ce programme et la nature de la réhabilitation nécessaire.

30.2 Veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le Distributeur prévoit lancer ce programme maintenant, en référence aux critères 2 et 3 mentionnés au préambule. En particulier :

- 1) Le Distributeur doit-il faire face à de nouvelles obligations légales?
- 2) Les problématiques identifiées sont-elles nouvelles?
- 3) En quoi les efforts de caractérisation nécessaires pour établir l'état des sites ne sont-ils pas inclus dans les activités courantes ou, le cas échéant, ne remplacent-ils pas des activités similaires du Distributeur?

31. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, pages 16 et 17;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 30 à 32.

Préambule :

- (i) *« Les effets de la détérioration du contexte économique au Québec débutée en fin 2008 affectent encore grandement l'état des comptes à recevoir du Distributeur. Cette situation se traduit par des retards de paiement des clients résultant en un vieillissement marqué de ces comptes. De plus, aucune amélioration n'est entrevue jusqu'à maintenant en ce qui a trait aux pertes anticipées pour les faillites résidentielles et commerciales.*

Ainsi, les stratégies d'intervention du Distributeur visent d'une part, à récupérer le plus rapidement possible les comptes en souffrance de 2008 et 2009 et, d'autre part, de contenir le vieillissement des comptes à recevoir de 2010 et 2011. Le Distributeur entrevoit que le contexte économique difficile de 2008 et 2009 se répercutera encore sur la clientèle résidentielle et commerciale en 2011. Cette situation, hors du contrôle du Distributeur, crée une pression à la hausse sur les charges d'exploitation. Ainsi, grâce à ses stratégies d'intervention, le Distributeur propose un rehaussement ponctuel de 21 M\$ de la charge de mauvaises créances pour 2011 comparativement à 28,3 M\$ autorisés en 2010, afin de couvrir l'impact du contexte économique sur les clientèles autres que la clientèle grande puissance. »

(Nous soulignons)

- (ii) En réponse à une demande de renseignement de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présentait les composantes de la dépense de mauvaises créances 2010 selon son modèle utilisée. Il présentait entre autres les tableaux suivants :
- Tableau R-12.1-B : Évolution de l'âge des comptes à recevoir réel (en M\$);
 - Tableau R-12.1-C : Évolution du nombre de faillites.

Demandes :

- 31.1 La Régie constate que le Distributeur maintient le rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale au même niveau que celui de l'année historique 2009. Veuillez motiver vos conclusions à l'effet que le contexte

économique difficile en 2009 se répercutera encore sur la clientèle résidentielle et commerciale en 2011.

31.2 Veuillez compléter les tableaux R-12.1-B et R-12.1-C (référence (ii)) en fournissant les données réelles 2009, les données réelles aux 31 août 2009 et 2010, les données de l'année de base 2010 ainsi que les données prévues de l'année témoin 2011.

32. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, pages 21 et 23;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 55;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 3, page 18.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose de transférer en 2011 les montants relatifs à la stratégie pour la clientèle à faible revenu vers son enveloppe globale de charges d'exploitation, compte tenu du caractère récurrent.

Description	Année historique 2009	D-2010-022	Année de base 2010	Année témoin 2011	Variation D-2010-022 vs 2011
Éléments reclassés en 2011					
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	2,2	9,6	9,6	12,4	2,8

- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur explique les écarts entre l'année de base 2009 (5,5 M\$) et l'année témoin 2010 (9,6 M\$), notamment pour les montants consacrés à l'implantation plus rapide des ententes personnalisées (piste 21). Il indique :

« Depuis le début de l'implantation de cette piste, il y a une augmentation annuelle importante des dépenses qui est occasionnée par un besoin croissant de main-d'œuvre et l'augmentation de la dépense de mauvaises créances pour les ménages à faible revenu. La deuxième année suivant l'atteinte du potentiel de 12 000 dossiers traités, les dépenses seront réduites et stabilisées. »

(Nous soulignons)

- (iii) En réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente le tableau suivant :

Tableau R-24.1 : Nombre d'ententes et de dossiers par année

Ententes pour ménages à faible revenu et nombre de dossiers traités	2008 réel	2009 prévision	2010 prévision
ententes CFR	19 965	30 000	30 000
ententes personnalisées* (EP)	1 944	3 100	4 000
nombre cumulatif de dossiers clients traités pour EP	3 807	6 250	9 070

*incluant les renouvellements annuels

Demandes :

- 32.1 Veuillez expliquer l'évolution des coûts depuis l'année historique 2009, notamment pour les montants consacrés à l'implantation plus rapide des ententes personnalisées (piste 21).
- 32.2 Veuillez compléter le tableau R-24.1 (référence (iii)) en fournissant les données de l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.
- 32.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit atteindre le potentiel de 12 000 dossiers traités en 2011 et si la deuxième année suivant l'atteinte de 12 000 dossiers traités, les dépenses seront réduites et stabilisées (référence (ii)). Veuillez justifier la stabilité des dépenses en 2011.
33. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 24;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 25.

Préambule :

La Régie cherche à savoir si les éléments spécifiques suivants ont une fin :

- Gestion des cours d'entreposage à poteaux;
- Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils.

- (i) Pour l'élément spécifique Gestion des cours d'entreposage à poteaux, le Distributeur indique :

« Entre temps, un montant de 2,9 M\$ est prévu en 2011 afin de procéder à la réhabilitation de deux ou trois cours à poteaux selon l'ampleur des travaux qui s'avèreront requis et à l'implantation d'équipements dans l'une de ces cours. Le Distributeur souligne qu'il possède présentement une trentaine de grandes cours d'entreposages de poteaux et prévoit n'en conserver à terme qu'une vingtaine.

(...)

Ainsi, bien que l'entente avec le MDDEP permettant l'établissement d'un programme ne soit anticipée qu'en 2011, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation compte tenu de sa

capacité de réalisation annuelle assez stable et de la récurrence annuelle de cette activité jusqu'à terme. »
(Nous soulignons)

- (ii) Pour l'élément spécifique Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils, le Distributeur indique :

« L'analyse et l'évaluation du programme se sont terminées à la fin 2009. Le déploiement du programme de maintenance a débuté au début de l'année 2010 et vise l'inspection d'environ 1 000 structures. (...)

Considérant ces activités comme récurrentes et relativement stables, le Distributeur propose d'intégrer le programme d'inspection et de maintenance de ses ouvrages civils à son enveloppe de base des charges d'exploitation à compter de 2011. »

Demandes :

- 33.1 Est-ce que le programme prendra fin lorsque la trentaine de cours d'entreposage de poteaux aura été inspecté. Veuillez élaborer.
- 33.2 Veuillez indiquer le nombre total d'ouvrages civils que le Distributeur possède. Est-ce que le programme prendra fin lorsque l'ensemble de ces structures aura été inspecté. Veuillez élaborer.
34. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 26;
(ii) Dossier R-3677-2009, pièce B-1, HQD-7, document 6.2, page 11.

Préambule :

L'évolution du coût total du projet Mesures de sécurité cybernétique sur la période 2008-2011 :

(en M\$)	R-3740-2010	R-3708-2009	R-3677-2008
2008	5,6	5,6	2,7
2009	8,1	8,1	7,4
2010	7,9	8,7	5,9
2011- phase 1	4,7	7,6	4,9
Sous-total	26,3	30,0	20,9
2011-phase 2	4,8		
Total	31,1	30,0	20,9

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 21; Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 64; Dossier R-3677-2009, pièce B-1, HQD-7, document 6.2, page 12.

Le Distributeur mentionne :

- (i) « Afin de protéger ses infrastructures technologiques et d'en assurer la disponibilité et la sécurité, Hydro-Québec a jugé nécessaire d'accroître ses efforts associés à la sécurité cybernétique à compter de 2008.
(...)

L'entreprise a, en février 2010, entériné la mise en place d'une deuxième série de mesures regroupées sous trois axes (actifs critiques, infrastructures et systèmes transversaux de même que gouvernance et encadrements). Ces mesures s'échelonneront sur la période 2011-2015.
(...)

Ainsi, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation compte tenu du caractère de récurrence annuelle de cette activité.(...)

En regard de ce programme corporatif, le Distributeur a prévu dans ses coûts un montant de 9,5 M\$ en 2011 dont 4,8 M\$ pour le deuxième volet. »

- (ii) « Aussi, comme les risques ont une forte probabilité d'augmenter avec les années, en raison notamment de la croissance du réseau et du contexte d'entreprise étendue, Hydro-Québec a jugé nécessaire d'accroître les efforts associés à la sécurité cybernétique. Plusieurs mesures seront mises en place à cet effet. Ces mesures sont regroupées sous les six grands axes de réalisation suivants. Leur déploiement sera échelonné entre 2008 et 2010 :

- gestion des identités et des accès ;
- mobilité des utilisateurs ;
- confidentialité des données ;
- accessibilité au périmètre de l'entreprise ;
- surveillance des actifs stratégiques de l'entreprise ;
- élévation du niveau de conformité. »

(Nous soulignons)

Demandes :

- 34.1 Veuillez indiquer quels sont les axes de réalisation présentés à la référence (ii) qui nécessitent un budget récurrent.
- 34.2 Veuillez comparer les axes du premier volet et ceux du deuxième volet et expliquer les différences, notamment pour les actifs critiques, les infrastructures et systèmes transversaux de même que la gouvernance et encadrements.

34.3 Compte tenu que les coûts associés à la deuxième série de mesures (4,8 M\$) prendront fin en 2015, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur demande le transfert des montants dans son enveloppe globale.

35. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe D, pages 37 à 39.

Préambule :

*« En conséquence, le Distributeur prévoit sur une période de 10 ans, procéder à l'inspection de tous les poteaux de plus de 20 ans et à leur retraitement, selon leur condition.
(...)*

*En conséquence, il revoit le nombre de poteaux à être inspectés sur un cycle de 10 ans à environ 1 200 000, soit 300 000 poteaux de plus que son plan initial.
(...)*

En vertu des hypothèses présentement retenues, le rythme d'inspection devrait se stabiliser, à partir de 2013, à 130 000 poteaux annuellement. »

Demandes :

35.1 Veuillez indiquer le nombre total des poteaux du réseau de distribution.

35.2 Est-ce que le programme prévoit d'inspecter de tous les poteaux lorsqu'ils atteignent 20 ans? Veuillez élaborer.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

36. **Références :** (i) B-1-HQD-7, document 2, pages 18 et 19;
(ii) R-3708-2009, B-1-HQD-7, document 2, page 18.

Préambule :

(i) *« Le Distributeur détaille les résultats de balisage pour les indicateurs de performance qui se rapprochent le plus de ceux présentés à la section 1 de la présente pièce, soit les indicateurs de coûts (indicateur 8 : CEN par abonnement et indicateur 7 : Coût total par abonnement) et les indicateurs de continuité de service (brut et redressé des pannes majeures et interruptions planifiées) présentés à la section 1.2.*

Cette façon de faire a l'avantage d'être plus simple et plus explicite quant au lien entre les résultats de balisage et les indicateurs d'efficacité du Distributeur pour lesquels des objectifs sont fixés et dont les résultats sont présentés dans la section 1 de la présente pièce ».

(ii) Tableau 5 – Classement d’Hydro-Québec Distribution de 2004 à 2007.

Demandes :

36.1 Veuillez présenter une liste de tous les indicateurs de performance compilés par *First Quartile Consulting*, aux niveaux du classement du global, des coûts, de la continuité de service et de la sécurité (voir référence ii).

36.2 Veuillez justifier le fait que le Distributeur ne présente pas les résultats de tous les indicateurs.

37. **Référence :** B-1-HQD-7, document 2, pages 20 à 23.

Préambule :

Graphiques 1 à 4 – Coût total par abonnement, Dépenses en exploitation par abonnement, Continuité de service (indice brut) – Continuité de service (indice redressé).

Demandes :

37.1 Veuillez reproduire les graphiques en ajoutant à chacun une courbe représentant les résultats de la moyenne des entreprises classées dans le premier quartile.

37.2 Veuillez expliquer, pour chacun des graphiques, les écarts entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne des participants, ainsi qu’entre le Distributeur et les entreprises classées dans le premier quartile.

38. **Références :** (i) B-1-HQD-7, document 2, page 21;
(ii) B-1-HQD-7, document 2, page 21;
(iii) B-1-HQD-7, document 2, page 22.

Préambule :

(i) « Pour la période 2004 à 2008, Hydro-Québec Distribution présente une performance [au niveau du coût global par abonnement] qui se situe dans la moyenne des entreprises participantes, à l’exception de 2007 où un écart significatif se dégage. En 2008, cet écart s’est résorbé et Hydro-Québec Distribution présente un coût total par abonnement légèrement inférieur à la moyenne des participants ».

(ii) « Après avoir présenté un coût légèrement supérieur à la moyenne en 2004 [quant aux dépenses en exploitation par abonnement], l’écart s’est creusé de 2005 à 2007 pour se résorber en partie en 2008 et revenir à 8 \$US par abonnement, comme c’était le cas

en 2004 alors que le taux de change était de 77 ¢US pour 1 \$ CAN, contre 93 ¢ en 2008. Le résultat de 2008 constitue donc une nette amélioration par rapport aux années précédentes ».

- (iii) *« L'indice brut intègre, dans son calcul, les événements majeurs et les interruptions planifiées. À cet égard, Hydro-Québec Distribution améliore sa performance relative depuis 2006, année où le Distributeur accusait un retard significatif par rapport à la moyenne des participants. Le résultat de 2008 découle, dans une large mesure, d'une détérioration marquée de la performance moyenne des entreprises de comparaison ».*

Demandes :

- 38.1 À la référence (i), veuillez expliquer l'écart significatif constaté en 2007, ainsi que la diminution de l'écart en 2008.
- 38.2 À la référence (ii), veuillez présenter les raisons pour lesquelles la performance s'est améliorée en 2008.
- 38.3 À la référence (iii), veuillez expliquer les résultats de 2006 du Distributeur et de 2008 de la moyenne des participants.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

39. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes de la masse salariale, dont les salaires de base :

Description	Année historique 2009	2010			Année témoin 2011
		D-2010-022	D-2010-022 ajusté	Année de base	
Salaire de base	485,9	531,3	507,2	488,4	509,8

Les salaires de base passent d'un montant autorisé et ajusté de 507,2 M\$ en 2010 à 509,8 M\$ en 2011, soit une hausse de 2,6 M\$ (0,5 %). Le Distributeur explique l'écart comme suit :

« Salaire de base : Incluant l'impact des ajustements organisationnels, la hausse des salaires de base de 2,6 M\$ est attribuable aux augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail et à la progression salariale des employés, compte tenu de l'évolution du nombre d'ETC sur la période (voir section 3). »

Tandis que les salaires de base passent d'un montant de l'année de base 2010 de 488.4 M\$ à 509,8 M\$ en 2011, soit une hausse de 21,4 M\$ (4,4 %).

Demande :

39.1 Veuillez quantifier les composantes de l'écart totalisant 2,6 M\$ par rapport au montant autorisé et ajusté 2010 et celui totalisant 21,4 M\$ par rapport au montant de l'année de base 2010. Veuillez indiquer le % d'augmentation des conventions collectives et le % relié à la progression salariale. Veuillez faire le lien avec la baisse de 128 ETC par rapport au nombre autorisé et ajusté 2010 et avec la hausse 51 ETC par rapport au nombre de l'année de base 2010 (pièce B-1, HQD-7, document 3, page 9, tableau 3).

40. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 3, annexe 1, page 15.

Préambule :

- (i) *« Les prévisions de masse salariale de l'année de base 2010 et de l'année témoin 2011 ont été établies en tenant compte de la Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100). En conséquence, le Distributeur a indexé les salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % et a réduit leur rémunération incitative selon la performance de 30 %, représentant un effort comparable à celui demandé au personnel de direction et d'encadrement des organismes du gouvernement. L'impact de ces mesures représente une baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011. »*
(Nous soulignons)
- (ii) Le Distributeur présente en annexe 1 les coûts unitaires de main d'œuvre, dont le salaire de base moyen des cadres.

(en dollars \$)	2009 Année historique	2010 Année de base	2011 Année témoin	Écart 2011 p/r 2010
Cadres	101 545	103 380	104 728	1,3%

Demandes :

- 40.1 Veuillez fournir le détail du calcul de la baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011. Veuillez présenter distinctement les salaires de base et les primes.
- 40.2 Veuillez expliquer l'écart entre l'indexation des salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % (référence (i)) et celui établi à partir de l'annexe 1 de 1,3 % (référence (ii)).

41. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 3, pages 8 et 9;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 3, annexe 3, pages 24 à 26;
 - (iii) Pièce B-1, HQD 7, document 2, pages 13 à 15.

Préambule :

- (i) *« Le nombre d'ETC du Distributeur s'élève à 7 809 en 2011 soit une baisse de 128 ETC par rapport au nombre autorisé de 7 937 en 2010 et une hausse de 51 ETC par rapport à ceux de l'année de base. Les principales raisons expliquant ces variations sont les suivantes :*

VARIATION	D-2010-022 vs Année témoin 2011	Année de base 2010 vs Année témoin 2011
Croissance des effectifs découlant des «Éléments spécifiques»	+ 15	+ 18
Gains d'efficience relatifs à la mise en place de SIC	- 19	- 19
Projet de Lecture à distance	+ 74	+ 54
Rappel de compteurs (obligation légale envers Mesures Canada)	- 17	- 30
Autres variations		
Croissance des activités	+ 67	+ 56
Amélioration de la performance opérationnelle	- 289	- 69
Renouvellement de la main-d'œuvre	+ 41	+ 41
	- 181 ⁽¹⁾	+ 28
TOTAL	- 128	+ 51

⁽¹⁾ Soit - 220 ETC pour les activités liées aux services à la clientèle et + 39 ETC pour les activités liées au réseau de distribution.

»

- (ii) Le Distributeur indique que près de 75 % des départs à la retraite totaux anticipés touchent les emplois liés à la mission de base de la vice-présidence Réseau de distribution. Il mentionne :

« Ainsi, les départs à la retraite, le plan de renouvellement de la main-d'œuvre, la croissance des activités de même que les mesures d'efficience amènent une croissance nette de 39 ETC en 2011 comparativement aux ETC autorisés en 2010 pour les activités liées au réseau de distribution. »

Le Distributeur indique que le 25 % restant des départs à la retraite anticipés touche surtout des emplois liés aux services à la clientèle. Il mentionne :

« Ainsi, les départs à la retraite, la révision des processus d'affaires de même que la croissance des activités amènent une décroissance nette de 220 ETC en 2010 et 2011 par rapport à ce qui avait été autorisé en 2010 pour les activités liées aux services à la clientèle. »

(iii) Conformément à la décision D-2010-022, le Distributeur présente le plan intégré d'amélioration d'efficience. Il explique une réduction de l'effectif totalisant 245 ETC en 2011 par rapport à 2010 comme suit :

- Activités de services à la clientèle (-150 ETC);
- Service offert à la clientèle affaires (-45ETC);
- Programme d'accès au service (PAS) (-13 ETC);
- Réseau de distribution (-37 ETC).

Demandes :

- 41.1 La Régie constate que les départs à la retraite, la révision des processus d'affaires et la croissance d'activités amène une croissance nette de 28 ETC en 2011 par rapport à l'année de base 2010, comparativement à une décroissance nette de 181 ETC en 2011 par rapport au nombre autorisé et ajusté en 2010. Veuillez comparer et expliquer la hauteur des variations reliées à l'amélioration de la performance opérationnelle, soit respectivement une baisse de 289 ETC et de 69 ETC.
- 41.2 Veuillez ventiler la croissance nette de 28 ETC pour les activités liées aux activités aux services à la clientèle et pour les activités liées au réseau de distribution.
- 41.3 Veuillez quantifier en M\$ la baisse de 128 ETC en 2011 par rapport au nombre autorisé et ajusté 2010 et la hausse de 51 ETC en 2011 par rapport au nombre de l'année de base 2010.
- 41.4 Veuillez détailler la croissance des effectifs de 15 ETC par rapport au nombre autorisé en 2011 et 18 ETC par rapport à l'année de base 2010 par éléments spécifiques (référence (i)). Veuillez indiquer les réductions découlant des éléments spécifiques qui ont pris fin, le cas échéant.
- 41.5 Est-ce que l'addition des 41 ETC nécessaires pour permettre l'acquisition et le transfert d'expertise (jumelage, coaching, équipe-école) est temporaire? Veuillez élaborer.
- 41.6 Veuillez expliquer l'écart entre la réduction de l'effectif totalisant 245 ETC du plan intégré d'efficience (référence (iii)) et les gains d'efficience relatifs à la mise en place de SIC et l'amélioration de la performance opérationnelle respectivement de -19 ETC et -289 ETC (référence (i)).

AUTRES CHARGES DIRECTES

42. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3.

Préambule :

Le Distributeur présente les composantes des autres charges directes, dont la rubrique Services externes et ressources financières.

Les autres services externes passent d'un montant autorisé et ajusté en 2010 de 38,9 M\$ à 73,1 M\$ en 2011, soit une hausse de 34,2 M\$ (88 %).

Les ressources financières incluent un virement des charges d'exploitation au CFR lié au projet LAD de -3,5 M\$.

Demandes :

42.1 Veuillez expliquer la hausse de 34,2 M\$ reliée aux autres services externes.

42.2 Veuillez indiquer quelles sont les ressources financières qui justifient le virement des charges d'exploitation au CFR lié au projet LAD de -3,5 M\$.

FRAIS CORPORATIFS

43. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 10, pages 4 et 5.

Préambule :

Le Distributeur présente l'évolution des frais corporatifs :

(en M\$)	2009 Réal	2010 D-2010-22	2010 Année de base	2011 Année témoin
Hydro-Québec	105,4	139,2	120,5	133,8
% Distributeur	30%	32%	31%	31%
Distributeur	32,1	43,9	37,4	42,0

Le Distributeur indique entre autres que sans la baisse non récurrente de 7 M\$, le niveau de l'année de base 2010 des frais corporatifs aurait été de 127,5 M\$.

Le Distributeur indique également :

« Dans sa décision D-2010-022, la Régie demande au Distributeur de produire un document de réflexion, lors du prochain dossier tarifaire, proposant des pistes concrètes pour contenir

l'envergure et la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur par rapport à ses charges d'exploitation et à certains indicateurs économiques.

En juin 2010, le gouvernement du Québec a adopté la Loi mettant en oeuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100). Hydro-Québec est assujettie à l'application de cette Loi en vertu de laquelle, à l'horizon 2013 une réduction de 10 % des dépenses de fonctionnement de nature administrative est requise par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009.

Les frais administratifs d'Hydro-Québec sont associés aux ressources nécessaires à la réalisation d'activités corporatives, ce qui correspond aux frais corporatifs. Ainsi, pour l'application de la Loi 100, Hydro-Québec doit établir des objectifs de réduction de ses frais corporatifs. Pour 2010, la réduction de certains postes de frais administratifs s'est traduite par une baisse des frais corporatifs par rapport à ceux qui ont été projetés lors du dossier tarifaire précédent.

(...)

L'objectif de l'entreprise en conformité avec la Loi 100 est une réduction de 10 % de ses frais administratifs à l'horizon 2013, ce qui représente une baisse de plus de 10 M\$.

(...)

La réduction des frais corporatifs découlant de l'application de la Loi 100 répond également aux préoccupations de la Régie de contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs. »

(Nous soulignons)

Demandes :

- 43.1 Veuillez détailler la baisse non récurrente de 7 M\$ et expliquer pourquoi elle est non récurrente.
- 43.2 Veuillez élaborer sur la définition du Distributeur concernant les dépenses de nature administrative applicable selon la Loi 100, qui correspondraient selon lui aux frais corporatifs.
- 43.3 Veuillez expliquer pourquoi cette définition n'inclut pas des dépenses administratives propres au Distributeur.
- 43.4 Veuillez confirmer si l'objectif d'Hydro-Québec en conformité de la Loi 100 est d'atteindre une réduction de 10 % de ses frais corporatifs, soit une dépense de 94,9 M\$ d'ici 2013 (soit 105,4 M\$ en 2009 réduit de 10 %). Si oui, veuillez expliquer pourquoi les frais corporatifs sont en hausse de 28,4 M\$ (27 %) en 2011 par rapport à 2009.

AUTRES CHARGES

44. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 11, page 4;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 11, page 4.

Préambule :

- (i) « Pour l'année 2011, le Distributeur estime à 88,2 M\$ sa prévision d'achats de combustible. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du mois d'avril 2010 qui s'avère supérieure à la référence du dossier tarifaire 2010-2011.

Le graphique 1 illustre l'évolution des prix à termes du WTI et permet de comparer les références utilisées pour les années sous examen. »

- (ii) « Pour l'année 2010, le Distributeur estime à 72,8 M\$ sa prévision d'achats de combustible. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du mois de juin 2009 qui s'avère inférieure aux références des deux derniers dossiers tarifaires. »
(Nous soulignons)

Demandes :

44.1 Veuillez estimer les coûts des combustibles pour l'année témoin 2011 en se basant sur la moyenne des prix à terme du mois de juin 2010.

44.2 Veuillez mettre à jour le graphique 1 avec les données du mois de juin 2010.

45. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 11, pages 6 et 7;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 39, tableau R-21.1.

Préambule :

- (i) « Coûts nets liés aux sorties d'actifs :

Année de base 2010

Dans sa décision D-2010-022, la Régie autorisait pour 2010 un montant de 50 M\$ composé de 30 M\$ pour des travaux récurrents de corroboration et des retraits divers et de 20 M\$ pour des travaux ponctuels de mise en conformité du registre des immobilisations. Le Distributeur maintient sa prévision de retraits d'actifs pour l'année de base 2010 au montant autorisé par la Régie.

Année témoin 2011

Pour 2011, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs à 30 M\$. La diminution de 20 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2010 provient des travaux de mise en conformité du registre des immobilisations prévus en 2010 qui n'ont pas été reconduits en 2011.

La prévision des retraits d'actifs de 30 M\$ pour 2011 se détaille comme suit :

- *Travaux de corroboration*

Un montant de 15 M\$ est prévu au titre des retraits liés à la corroboration des actifs. Cette prévision s'appuie sur l'historique des retraits émanant des travaux de corroboration réalisés en 2008 ainsi que sur la croissance anticipée des retraits découlant des exercices de corroboration qui seront réalisés en 2010. (Nous soulignons)

- *Autres retraits*

Une somme globale de 15 M\$ est estimée pour divers retraits découlant entre autres de la radiation de certains compteurs, de la mise hors service de certaines installations des réseaux non reliés et de certaines radiations de projets émanant d'événements non récurrents. »

(ii) En réponse à une demande de renseignement de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente le détail des retraits d'actifs sur la période de 2006 à 2010 :

Tableau R-21.1
(Tableau R-48.2 corrigé)

DÉTAIL DES RETRAITS D'ACTIFS SUR LA PÉRIODE 2006 À 2010 (M \$)

Année du retrait/disposition	2006	2007	2008	2009 autorisé	2010 témoin
Corroboration					
Poteaux	-	-	-	-	-
Conducteurs	0,8	-	7,6	1,3	3,0
Câbles	0,8	-	15,9	1,2	10,0
Transformateurs	9,3	-	5,8	4,5	5,0
Sous total	10,9	-	29,3	7,0	18,0
Appareils de mesure et Autres ¹	(0,3)	10,3	0,4	8,0	12,0
Total	10,6	10,3	29,7	15,0	30,0

¹ En 2006 et 2008, des revenus exceptionnels de disposition sur les biens excédentaires ont compensés les radiations d'appareils de mesure et autres.

• **Appareils de mesure:**

La répartition des radiations d'appareils de mesure sur la période 2006-2010 est la suivante:

2006: 4,5 M\$
2007: 12,8 M\$
2008: 6,1 M\$
2009: 7,0 M\$
2010: 8,0 M\$

»

Demandes :

- 45.1 Veuillez compléter le tableau R-21.1 en fournissant le détail des retraits pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 ainsi que les données réelles du 1^{er} janvier au 31 août 2010. Veuillez détailler également la rubrique Appareils de mesure et autres 2006-2011, en précisant les revenus exceptionnels le cas échéant. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 45.2 Veuillez expliquer pourquoi la prévision 2011 des travaux de corroboration s'appuie sur l'historique des retraits émanant des travaux de corroboration réalisés en 2008 plutôt qu'en 2009.
- 45.3 Veuillez indiquer la politique de radiation et de remplacement des appareils de mesure considérant que le Distributeur déposera à la Régie une demande d'autorisation du projet LAD en 2012.
- 45.4 Veuillez fournir le détail des retraits provenant des travaux ponctuels de mise en conformité du registre des immobilisations pour la période du 1^{er} janvier au 31 août 2010. Veuillez expliquer la variation par rapport au montant autorisé en 2010 en considérant le degré d'avancement des travaux.

BASE DE TARIFICATION

46. **Référence :** Pièce B-1, HQD-8, document 2, page 7.

Préambule :

Le Distributeur présente les faits marquants de l'évolution de la base de tarification sur la période 2009 à 2011, dont notamment :

« en juin 2010, conformément au chapitre 3110 du manuel de l'ICCA, intégration des impacts de la réévaluation des obligations liées à la mise hors service des immobilisations, dont la valeur

nette est de 6,5 M\$. Celles-ci concernent les centrales thermiques des réseaux autonomes, les parcs à carburants et un des postes de transformation de Menihek-Schefferville; »

Demandes :

- 46.1 Veuillez décrire le traitement comptable relié aux obligations liées à la mise hors service des immobilisations utilisé par le Distributeur et indiquer la nature des coûts capitalisés et ceux comptabilisés aux charges.
- 46.2 Veuillez fournir les composantes de la valeur nette de 6,5 M\$, par nature de coûts et par immobilisation.
47. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 2, pages 7 et 8;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 101, tableau R-52.1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente les faits marquants de l'évolution de la base de tarification sur la période 2009 à 2011, dont notamment :

« L'évolution nette de 411,4 M\$ de l'actif au titre des prestations constituées (ATPC) et des avantages complémentaires de retraite (PTPC) sur la période, soit :

ATPC : L'augmentation de l'ATPC durant cette période s'explique essentiellement par des cotisations supplémentaires versées par Hydro-Québec au régime de retraite pour 2009, 2010 et 2011 afin de combler les déficits déterminés par les évaluations actuarielles du régime de chacune des années 2009 et 2010 et déposées à la Régie des rentes du Québec ;

PTPC : Le poste PTPC variant en fonction du coût annuel des avantages complémentaires de retraite, principalement constitués de régimes d'assurance, l'augmentation résulte de la constatation progressive de l'obligation d'Hydro-Québec à l'égard des avantages sociaux futurs autres que la retraite et du coût de financement de cette obligation. »

- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-52.1 la ventilation de l'ATPC d'Hydro-Québec, comme suit :

En millions de \$	2008 réel	2009 autorisé	2009 année de base	2010 année témoin
Au 1 ^{er} janvier	828	983*	1 133	1 723
Cotisations d'Hydro-Québec	440	400	645	700
Coût de retraite d'Hydro-Québec	(135)	(175)	(55)	(175)
Au 31 décembre	1 133	1 208	1 723	2 248
Quote-part du Distributeur	369,3	400,0	561,0	730,7

*ATPC au 31 décembre 2008, tel qu'établi aux fins du dossier D-2009-016.

Demande :

47.1 Veuillez présenter les composantes de l'ATPC selon le même format que le tableau R-52,1 (référence (ii)) pour l'année historique 2009, l'année 2010 autorisée, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011. Veuillez expliquer les variations observées d'une année à l'autre.

48. **Références :** (i) Décision 2010-022, dossier R-3708-2009, page 88;
(ii) Pièce HQD-8, document 1.

Préambule :

- (i) Dans sa décision D-2010-022, la Régie demande au Distributeur d'ajuster globalement la projection de la base de tarification en 2010 (moyenne des 13 soldes d'un montant de 50 M\$, notamment pour les projets non réalisés des immobilisations en exploitation et du PGEE).
- (ii) Voici un extrait des bases de tarification présentés par le Distributeur :

(en M\$) (moyenne des 13 soldes)	2009 (Réel)	2010 (année témoin)	Réductions	2010 (D-2010-022)	2010 (année de base)	2011 (année témoin)
Immobilisations	8 108,0	8 206,7	-29,5	8 177,2	8 200,5	8 289,7
Actifs incorporels	425,6	407,5	-10,0	397,5	399,2	386,8
PGEE	502,7	646,5	-10,0	636,5	637,7	775,6
Fonds de roulement	226,3	208,0	-0,4	207,6	157,4	145,4
Réductions totales			-49,9			

Demande :

48.1 Veuillez expliquer l'augmentation des immobilisations de 23,3 M\$ (8 200,5 M\$ - 8 177,2 M\$) entre le montant de l'année de base en 2010 et le montant autorisé en 2010 et faire le lien avec les réductions demandées à la décision D-2010-022 (référence (i)).

49. **Références :**
- (i) Pièce HQD-8, document 3, pages 5 à 7, tableaux 1 à 3;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 3, page 7, tableau 3;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 106.

Préambule :

- (i) Le détail du calcul de l'encaisse réglementaire pour chacune des années 2009, 2010, 2011 est présenté respectivement dans les tableaux 1 à 3 pour un montant de 102 204 k\$, 31 617 k\$ et 24 181 k\$. Les encaisses réglementaires 2009-2010-2011 incluent les provisions pour créances douteuses suivantes :

(en k\$) (au 31 décembre)	2009 (Réel)	2010 (D-2010-022) Référence (ii)	2010 (année de base)	2011 (année témoin)
Provision pour créances douteuses	-194 514	-148 658	-198 361	-198 361

- (iii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur explique la hausse de la provision de mauvaises créances entre l'année témoin 2010 et celle autorisée en 2009 :

« Historiquement, le Distributeur utilise la provision pour mauvaises créances du 30 avril de l'année de base pour établir l'encaisse réglementaire de l'année témoin. Ainsi, l'encaisse autorisée en 2009 a été établie sur la base de la provision du 30 avril 2008 alors que celle soumise pour l'année témoin 2010 a été établie sur la base de la provision du 30 avril 2009.

Pour les mêmes raisons que celles présentées en réponse à la question 12.1, la variation de la provision pour créances douteuses (solde bilan) s'explique d'une part, par l'augmentation de la valeur des inventaires de comptes à recevoir et d'autre part, par le vieillissement de ceux-ci. En effet, la proportion des comptes de plus de 121 jours par rapport aux comptes à recevoir totaux est passée de 19 % au 30 avril 2008 à 27 % au 30 avril 2009, augmentant ainsi la valeur de la provision pour créances douteuses compte tenu du fait que le taux de provision augmente en fonction de l'âge des comptes. »

Demandes :

- 49.1 Veuillez expliquer l'écart entre la provision pour créances douteuses de l'année témoin 2011 (198,4 M\$) et celle autorisée en 2010 au dossier R-3708-2009 (148,7 M\$).
- 49.2 Veuillez indiquer la proportion (%) des comptes de plus de 121 jours par rapport aux comptes à recevoir totaux aux 30 avril 2009 et au 30 avril 2010. Veuillez expliquer la variation des proportions (référence (iii)).

INVESTISSEMENTS

50. **Références :**
- (i) Pièce B-1-HQD-8, document 5, pages 7 et 8 ;
 - (ii) Pièce B-1-HQD-8, document 5, annexe 1, page 24.

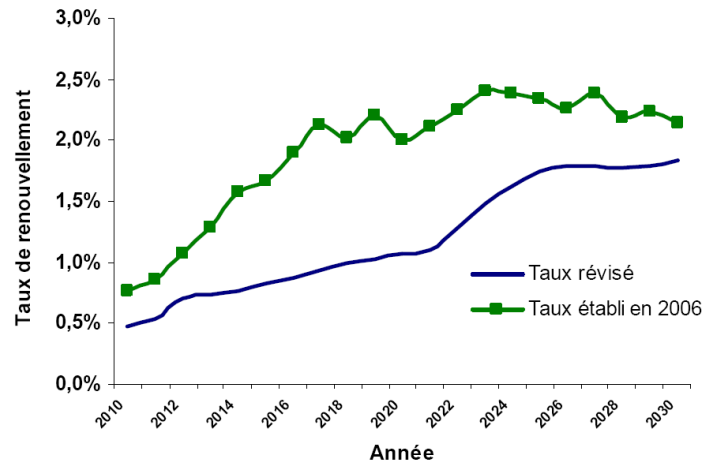
Préambule :

- (i) Le tableau 4 ainsi que la section 2.1 de la référence font mention d'une diminution du budget demandé en maintien des actifs de 43,7 M\$ par rapport au montant autorisé pour l'année 2010. De ce montant, une diminution de 29,3 M\$ est attribuable au poste « Réseau de distribution ». Ce même tableau montre aussi que des 174,8 M\$ autorisés en 2010 pour le maintien des actifs de son réseau de distribution, le Distributeur a réellement investi 135,7 M\$.

Le Distributeur présente en annexe le résultat préliminaire de ses analyses ayant pour but de quantifier le niveau d'investissement requis sur son réseau de distribution afin d'assurer la pérennité de ses installations et une qualité de service adéquate : « Les informations présentées confirment l'augmentation graduelle des besoins d'investissement liés au renouvellement du réseau de distribution, mais en atténuant les niveaux de croissance par rapport à la stratégie présentée initialement dans le dossier R-3610-2006 ». (Nous soulignons)

- (ii) La figure 2 de la référence montre la révision du taux de renouvellement global aérien du réseau de distribution par rapport aux prévisions de 2006 :

FIGURE 2
RÉVISION DU TAUX DE RENOUVELLEMENT GLOBAL AÉRIEN



Demandes :

- 50.1 Veuillez élaborer sur le fait que malgré que le résultat préliminaire de ses analyses semble montrer la pertinence d'augmenter les niveaux d'investissements en maintien des actifs du réseau de distribution afin d'assurer la pérennité de ses installations, le Distributeur a investi en 2010 une somme moins importante qu'en 2009, et demande pour 2011 l'approbation d'un budget similaire à celui investi en 2009.
- 50.2 Veuillez commenter la possibilité d'utiliser, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, une formule d'ajustement automatique de calcul des niveaux d'investissements requis. Cette formule pourrait se voir révisée au besoin si le Distributeur ou la Régie le jugeait pertinent.

51. **Référence :** Pièce B-1, HQD-8, document 5, pages 8 et 9.

Préambule :

« Les éléments suivants justifient la révision à la baisse des besoins d'investissement en technologies de l'information :

- *Révision des priorités d'affaires et mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille de projets :*
Au cours des premiers mois de 2010, le Distributeur a procédé à la révision de ses priorités d'affaires. Cet exercice l'a amené à privilégier et à mettre de l'avant des projets dont les coûts seront plutôt considérés à même ses enveloppes budgétaires aux charges et à revoir en conséquence la prévision d'investissement de son année de base 2010. Les

nouveaux mécanismes de gestion de portefeuille de projets mis en place par le Distributeur en 2010 permettent de meilleures estimations des projets d'investissement et expliquent, pour une large part, leur révision à la baisse pour 2011. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 51.1 Veuillez indiquer quels sont les projets qui sont considérés à même les enveloppes budgétaires des charges plutôt que dans la prévision des investissements.
- 51.2 Est-ce que dorénavant des projets de nature capitalisable seront comptabilisés aux charges? Est-ce que cette révision des priorités d'affaires du Distributeur découle d'une modification de principe comptable sur les charges capitalisables? Veuillez justifier.
52. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 5, pages 10 et 11;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1-HQD-13, document 1, page 109.

Préambule :

- (i) La section 2.4 du document en référence montre les investissements en croissance de la demande. Le budget demandé au poste « Alimentation des abonnés » se voit augmenté de 13,8 M\$ (pour un total de 196,8 M\$) par rapport à la demande du dossier R-3708-2009. Cette même section ne montre pas le montant demandé en « Mesure de la consommation ».
- (ii) Le tableau R-57.1 de cette référence montrait pour sa part une prévision de 36 000 nouveaux abonnés en 2011, pour un budget prévu de 183,9 M\$.

Demande :

- 52.1 Veuillez produire un tableau d'historique et prévision des nouveaux abonnements similaire à celui en référence (ii) afin de justifier la hausse prévue au présent dossier.
- 52.2 Veuillez aussi produire le montant des investissements prévus pour 2011 en « Mesure de la consommation ».
53. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 5, page 15, tableau 8;
(ii) Dossier R-3708-2009, B-1-HQD-8, document 5, page 16, tableau 8.

Préambule :

- (i) Le tableau en référence montre le montant demandé pour 2011 et les prévisions d'investissements pour le programme d'enfouissement du Distributeur :

TABLEAU 8
INVESTISSEMENTS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73 (M\$)

INVESTISSEMENTS	Année de base 2010	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Programme d'enfouissement	12,0	10,0	10,0	15,0	15,0	15,0

- (ii) Le tableau en référence montrait des montants inférieurs aux prévisions actuelles pour ce programme :

TABLEAU 8
PROJETS AUTORISÉS AVANT L'ARTICLE 73 (M\$)

PROJET	Année de base 2009	Année témoin 2010	2011	2012	2013	2014
Programme d'enfouissement	14,2	9,6	8,6	7,6	3,0	3,0

Demandes :

- 53.1 Veuillez élaborer sur les raisons justifiant la hausse du budget demandé pour 2011 par rapport aux prévisions du précédent dossier tarifaire, ainsi que la hausse des prévisions pour les années subséquentes.
- 53.2 Veuillez confirmer que les montants présentés au tableau de la référence (i) n'incluent pas des besoins d'investissement en enfouissement déjà prévus dans les projets de plus de 10 M\$ qui ont été autorisés depuis l'entrée en vigueur de l'article 73, ou dans des projets qui font ou feront l'objet d'une demande d'autorisation en vertu de cet article, notamment ceux prévus au projet conjoint du Distributeur et du Transporteur relatif au poste de Limoilou.

COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

54. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, pages 8 et 9;
 - (ii) Décision D-2009-046, dossier R-3671-2008, page 75;
 - (iii) Décision D-2009-092, dossier R-3671-2008, pages 10 et 15;
 - (iv) Dossier R-3709-2009 (demande ré-ré-amendée du 14 juillet 2010), pièce B-37-AEÉ-1, document 5, page 9.

Préambule :

- (i) « La somme de la quote-part 2009 et des dépenses du Distributeur pour 2009 totalise 49,2 M\$. Elle est composée de versements effectués à l'AEÉ soit, 16,2 M\$ le 31 mars 2009, 7,4 M\$ les 30 juin et 30 septembre 2009 et 14,6 M\$ le 31 décembre 2009, et d'un

ajustement de fin d'année de 3,6 M\$ pour ramener sur une base de comptabilisation d'exercice la quote-part 2009-2010 de 44 M\$.

(...)

En fonction des nouvelles données disponibles, le Distributeur réévalue son budget pour l'année 2010 à 49,6 M\$. Cette prévision a été établie sur la base de la quote-part 2009-2010 de 44,0 M\$ à laquelle a été ajouté un montant de 5,6 M\$ pour le programme Rénoclimat.

(...)

Finally, 54,5 M\$ ont été versés à la base de tarification 2011, soit la quote-part pour l'année 2011 estimée à 53,0 M\$ plus des intérêts de 1,5 M\$. »

(Nous soulignons)

- (ii) et (iii) La décision D-2009-046 approuve, pour 2009-2010, un revenu requis total de 63 127 693 \$ à l'AEÉ. 72,4 % (45 725 668 \$) de ce revenu requis est associé à l'électricité (soit 11,4 M\$ par trimestre).
- (iv) La demande amendée du dossier R-3709-2009, reçue le 14 juillet 2010, fait état d'un revenu requis total de l'AEÉ de 58,3 M\$ pour 2010-2011. La partie attribuable à l'électricité correspond à 41 M\$ (environ 70 %), soit 10,2 M\$ par trimestre.

Demandes :

- 54.1 Veuillez expliquer le mode d'établissement de l'ajustement de 3,6 M\$ et fournir les sources.
- 54.2 Veuillez présenter un tableau qui présente les versements effectués à l'AEÉ par trimestre pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 du Distributeur. Présenter séparément les ajustements.
- 54.3 Veuillez corroborer vos projections trimestrielles présentés au tableau demandé à la question 54.2 et les données citées aux références (ii) et (iii). Veuillez expliquer les écarts.
55. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 12;
(ii) Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 12.

Préambule :

- (i) *« Il s'agit là d'une situation exceptionnelle jamais observée dans le suivi des aléas climatiques effectué par le Distributeur depuis 1971 et sa probabilité de se reproduire est pratiquement nulle.*

Dans un tel contexte, le Distributeur demande à la Régie un traitement particulier de l'écart de revenus pour aléas climatiques constaté pour la période de janvier à avril 2010.

Selon la méthode actuelle, l'écart 2010 de 133,2 M\$ devrait normalement demeurer hors base de tarification jusqu'à son intégration à cette dernière au début de 2012 (année correspondant à la 2^e année témoin suivant celle visée par les écarts), pour être amorti à compter de cette date sur une période de cinq ans.

Le Distributeur propose plutôt, dans le présent dossier, de verser immédiatement aux revenus requis de son année témoin projetée 2011 l'excédent de l'écart constaté dépassant 100 M\$, soit 33,2 M\$. Le solde projeté du compte au 31 décembre 2010, incluant les intérêts, demeurera quant à lui hors base de tarification jusqu'à son intégration normale en 2012. Ce traitement particulier permet de réduire le coût de financement applicable aux soldes versés au compte de frais reportés. »

- (ii) *« Les écarts portés au compte de nivellement ont été calculés à partir de la normale climatique établie et utilisée par le Distributeur avant 2008. Aussi, tel que décrit dans sa demande tarifaire du dossier R-3644-2007, le Distributeur a introduit, lors de la prévision de la demande 2007, une nouvelle normale climatique.*

Un montant de 62,0 M\$ représente la portion du compte de nivellement qui excède les écarts résultant de l'utilisation de la nouvelle normale climatique et, à ce titre, ce montant n'est pas susceptible d'effacement. Pour cette raison, le Distributeur propose d'imputer cette charge au revenu requis de 2009, évitant ainsi des coûts de financement.

(...)

La Régie retient la proposition du Distributeur de verser la somme de 62,0 M\$ basée sur l'ancienne normale climatique à titre de charges dans le revenu requis de 2009. »

Demandes :

- 55.1 Veuillez présenter un tableau sur l'évolution mensuelle du compte de nivellement sur la période 2006-2011 (sans les intérêts) en fournissant pour chacun des mois, l'écart mensuel en M\$, en GWh et le revenu unitaire moyen.
- 55.2 Veuillez commenter sur la probabilité que le solde au 30 avril 2010 du compte de nivellement pourrait être atténué par les écarts de température des mois d'octobre, de novembre et de décembre 2010.
- 55.3 Veuillez commenter sur l'ampleur du solde du compte de nivellement de température au 30 avril 2010 de 133,2 M\$, observé sur 4 mois alors que la normale climatique a été changée en 2007 pour tenir compte du réchauffement climatique.

56. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 14 ;
 - (ii) Communiqué de presse de Ressources naturelles Canada du 14 septembre 2010 ;
 - (iii) Dossier R-3648-2007, pièce HQD-1, document 1, pages 32 et 33.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente l'évolution des contributions à des postes de départs privés incluses dans la base de tarification. Il détaille entre autres le premier appel d'offre A/O 2003-02 par projet, dont l'Anse-à-Valleau et Carleton.
- (ii) *« Le Québec profite de l'énergie renouvelable grâce à un investissement du gouvernement du Canada. Le ministre des Ressources naturelles, Christian Paradis, a annoncé aujourd'hui que les parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau et de Carleton recevront jusqu'à 65 millions de dollars au cours des dix prochaines années par l'intermédiaire du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable. »*
- (iii) *« En vertu des contrats d'approvisionnement de long terme signés par le Distributeur avec les fournisseurs d'énergie éolienne et approuvés par la Régie, les fournisseurs s'engagent à verser au Distributeur 75 % du total des primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable.*

Sur la base de l'échéancier prévu de mise en service des parcs éoliens mis sous contrat dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 (Éolien 990 MW) et du calendrier de livraison associé à l'appel d'offres A/O 2005-03 (Éolien 2 000 MW), près de 900 MW seront admissibles au versement de primes dans le cadre de ce programme. Déjà, le versement de 31 millions de dollars sur 10 ans, à Cartier Énergie Éolienne, a été annoncé pour le parc de Baie-des-Sables. Le Distributeur recevra, conformément aux dispositions du contrat signé avec le promoteur, 23 millions de dollars qui réduiront les coûts d'approvisionnement lors des prochaines années. »

(Nous soulignons.)

Demande :

- 56.1 Veuillez présenter le traitement réglementaire des sommes que recevra le Distributeur par l'intermédiaire du programme Éco Énergie pour les parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau et de Carleton.

PGÉE

57. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 8 et 9.

Préambule :

En référence, le Distributeur expose que les résultats anticipés pour 2010 sont supérieurs aux objectifs présentés dans le dossier R-3708-2009 et liste les principaux écarts observés :

- **Marché résidentiel :**
 - *Thermostats-bâtiments existants* : baisse anticipée du taux de bénévolat (-24 GWh);
 - *Minuteries pour filtre de piscine* : baisse du volume anticipé (-14 GWh);
 - *Récupération de frigos et congélos énergivores* : baisse du gain unitaire de 25 % (résultat anticipé de l'évaluation du programme) (-17 GWh);
 - *Fenêtres et portes-fenêtres* : augmentation de la performance énergétique de l'offre de fenêtres sur le marché et impact énergétique supérieur dans la nouvelle construction (+12 GWh);
 - *Éclairage* : hausse du volume anticipé d'ampoules fluocompactes (+10 GWh).
- **Marché affaires :**
 - *Initiatives-bâtiments* : baisse anticipée du nombre de projets soumis et du gain unitaire moyen par projet (-51 GWh).
- **Marché grandes industries :**
 - *PADIGE-analyse* : économies d'énergie supérieures à celles prévues, découlant des plans d'implantation déposés par les clients à la suite d'analyses énergétiques (+120 GWh).

Demandes :

- 57.1 Veuillez indiquer si la baisse anticipée du taux de bénévolat du programme *Thermostats-bâtiments existants* découle de l'application d'un rapport d'évaluation déposé à la Régie.
- 57.2 Veuillez indiquer si la baisse anticipée du gain unitaire du programme *Récupération de frigos et congélos énergivores* découle de l'application d'un rapport d'évaluation déposé à la Régie.
- 57.3 Dans le cas du programme *Initiatives-bâtiments*, veuillez spécifier l'écart attribuable à la baisse du nombre de projets soumis et celui attribuable à la baisse du gain unitaire moyen par projet.

- 57.4 Dans le cas du programme *Initiatives-bâtiments*, veuillez spécifier si l'écart attribuable à la baisse du nombre de projets soumis et à la baisse du gain unitaire moyen par projet découle de l'évaluation du programme déposée en 2010.
- 57.5 Veuillez élaborer sur l'écart observé dans le cas du programme *PADIGE-analyse*, compte tenu que cet écart correspond à 88 % de l'objectif global prévu pour le marché Grandes industries (GI) dans le PGEÉ 2010 (écart de 120 GWh/objectif initial du GI de 135 GWh = 88 %).
- 57.6 Veuillez indiquer le moment où le programme *PADIGE-analyse* doit être évalué.
- 57.7 Veuillez indiquer si les ajustements apportés, pour 2010, au taux de bénévolat du programme *Thermostats-bâtiments existants*, au gain unitaire du programme *Récupération de frigos et congélos énergivores* et au gain unitaire moyen du programme *Initiative-bâtiments* sont intégrés aux projections, en termes d'économie d'énergie, de ces programmes pour 2011. Si c'est le cas, veuillez quantifier ces ajustements, par programme, en termes de kWh économisés pour 2011.
58. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 8 et 9;
(ii) *Rapport de la Régie : Suivi des évaluations du PGEÉ d'HQD*, 3 août 2010, pages 9, 12, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 42 et 44.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur expose que les résultats anticipés pour 2010 sont supérieurs aux objectifs présentés dans le dossier R-3708-2009 et liste les principaux écarts observés.

En référence (ii), la Régie se prononce sur les rapports d'évaluation des programmes *Diagnostic résidentiel Mieux consommer*, *Produits efficaces-Volet éclairage*, *Appui aux initiatives-Systèmes industriels* et *Appui aux initiatives-Optimisation énergétique des bâtiments*. Elle émet quelques réserves quant aux économies d'énergie découlant des gains unitaires et des taux de certains effets de distorsion de ces programmes. Certaines de ces réserves s'assortissent d'attentes spécifiques.

Demande :

- 58.1 Veuillez indiquer la manière dont le Distributeur intègre les réserves et les attentes spécifiques de la Régie, telles qu'exposées en référence (ii). Veuillez notamment, mais non exclusivement, indiquer la manière dont ces réserves et attentes sont intégrées aux écarts entre les résultats et les objectifs du PGEÉ 2010.

59. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 13 et 14;
(ii) Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 37 et 38;
(iii) Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 41.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur indique que les objectifs d'économies d'énergie et les prévisions budgétaires pour les programmes du marché affaires *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)*, sont présentés de façon agrégée étant donné la confidentialité requise par les appels de propositions en cours pour ces programmes. Il spécifie que les informations détaillées seront fournies à la suite de l'attribution des contrats, prévue à la fin du mois de septembre 2010. Un budget conjoint de 111 M\$, ainsi que des économies d'énergie conjointes de 382 GWh sont prévus pour ces deux programmes en 2011.

Au tableau 5.4 de la référence (ii), le Distributeur présente l'aide financière prévue pour l'*OIEÉB* :

Le Distributeur spécifie que les modalités de l'*Approche sur mesure* sont modulables selon ce que le prestataire jugera utile d'offrir afin d'assurer la réalisation des projets. Cependant, l'appui financier du secteur institutionnel n'est pas ajustable, mais plutôt calculé par le progiciel d'évaluation de projets (PEP) prévu à cette fin.

Au tableau 5.5 de la référence (iii), le Distributeur présente l'aide financière prévue pour l'*OIEÉSI*.

Demandes :

- 59.1 Veuillez fournir les objectifs d'économie d'énergie et les prévisions budgétaires des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI* de façon désagrégée.
- 59.2 En ce qui a trait aux objectifs d'économie d'énergie, veuillez fournir toutes les hypothèses associées aux gains unitaires et aux effets de distorsion de chacun des volets des deux programmes.
- 59.3 Si ces éléments ne sont pas encore disponibles, veuillez prendre l'engagement de les rendre disponibles dès l'attribution des contrats.
- 59.4 Veuillez indiquer la portion du budget conjoint de 111 M\$ prévu pour les programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI* qui doit être affectée à la rémunération des partenaires.
- 59.5 Veuillez indiquer la manière dont la notion de **surcoût** des mesures d'efficacité énergétique est intégrée aux modalités d'aide financière des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.

59.6 Veuillez détailler le processus administratif que le Distributeur compte mettre en œuvre pour approuver les projets soumis aux programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI* (fournir les critères généraux d'approbation) et pour assurer le contrôle de leur réalisation.

60. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 17;
 (ii) Pièce B-1-HQD-8, document 8, annexes, page 13.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur évalue les objectifs d'économie d'énergie du *Diagnostic résidentiel* à 36 GWh pour 2011, dont 18 GWh générés par le nouveau service *Comparez-vous*. Le budget demandé est de 8 M\$, dont 4 M\$ en commercialisation.

Le Distributeur spécifie qu'il complètera en 2010 un projet-pilote pour tester le nouveau service *Comparez-vous*.

Le tableau B-1, qui présente les hypothèses de calcul utilisée en 2011, se retrouve en référence (ii). L'extrait qui suit porte spécifiquement sur le *Diagnostic résidentiel*.

Programmes	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)	Effet d'entraînement		Opportunisme
				Participants	Non-participants	
Marché résidentiel						
Diagnostic - résidentiel						
DRMC	36 055	294	10,6	n/a	n/a	n/a
Service «Comparez-vous»	406 064	63	25,4	n/a	n/a	n/a

La Régie observe, dans ce tableau, un impact énergétique net de 25,4 GWh pour le service *Comparez-vous*.

Demandes :

- 60.1 Veuillez concilier les objectifs d'économie d'énergie présentés en référence (i) et (ii).
- 60.2 Compte tenu que le projet-pilote doit être complété en 2010, veuillez expliquer les bases sur lesquelles le Distributeur évalue le gain unitaire du service *Comparez-vous*, qui correspond à plus de 20 % du gain unitaire du *Diagnostic résidentiel* (63 GWh/294 GWh = 21 %).
- 60.3 Veuillez spécifier la portion du budget demandé, de 8 M\$, qui est associée au service *Comparez-vous*.

61. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 22.

Préambule :

Au sujet du programme de *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu*, le Distributeur indique avoir reçu 72 demandes de réservation de fonds associées à 432 logements pour un potentiel d'économies d'énergie de 0,8 GWh. De ce nombre, le Distributeur a versé les appuis financiers pour 20 demandes, lesquelles représentaient 82 logements, pour un impact énergétique de 0,2 GWh.

Demande :

61.1 Veuillez expliquer pourquoi 20 demandes ont reçu l'appui financier du Distributeur, sur les 72 reçues. Veuillez élaborer sur le statut des 52 demandes n'ayant pas reçu d'appui financier.

62. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 23 et 24.

Préambule :

Au sujet du programme *Récupération de réfrigérateurs et congélateurs économes* :

« Après deux années d'exploitation, le Distributeur a réalisé un bilan du programme. Il a conclu qu'un potentiel de récupération de réfrigérateurs et congélateurs existe toujours et souhaite poursuivre le programme jusqu'en 2015. En 2011, le Distributeur exploitera le programme selon le mode actuel. Toutefois, pour la période 2012-2015, il entend revoir son modèle d'affaires pour maintenir la rentabilité du programme et tenir compte des résultats de l'évaluation.

Enfin, le Distributeur modifie certaines modalités du programme. L'aide financière par appareil récupéré sera réduite de 60 \$ à 30 \$ et, pour être admissibles, les réfrigérateurs et congélateurs devront avoir été fabriqués avant 1996.

Objectifs d'économies d'énergie et budget

Pour 2011, le Distributeur prévoit investir 19 M\$, dont 3 M\$ (16 %) en aide financière, pour des économies d'énergie de 56 GWh. Ce programme fait actuellement l'objet d'une évaluation. Les analyses préliminaires semblent indiquer que le gain unitaire de la mesure serait inférieur à l'hypothèse utilisée lors du lancement du programme. Le Distributeur anticipe, dans sa prévision énergétique pour les années 2011 à 2015, une baisse de ce gain de 25 %. Celui-ci pourrait être revu selon les résultats finaux de l'évaluation. »

Demandes :

- 62.1 Veuillez quantifier le potentiel résiduel, qui permettrait au Distributeur de poursuivre le programme jusqu'en 2015.
- 62.2 Veuillez indiquer si la réduction de l'aide financière de 60 \$ à 30 \$ est applicable dès 2011. Sinon, veuillez expliquer ce choix.
- 62.3 Veuillez indiquer si le gain unitaire utilisé dans le cadre de la demande budgétaire 2011 a déjà été ajusté à la baisse pour tenir compte des résultats des analyses préliminaires.
63. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 25 et 26.

Préambule :

Au sujet du programme *Pompes à chaleur efficaces et pompes à chaleur pour climat froid*, le Distributeur indique qu'il compte préciser, au cours des prochains mois, le potentiel associé à ces appareils.

Cependant, pour 2011, le Distributeur prévoit réaliser des économies d'énergie de 1,5 GWh avec ce programme.

Demande :

- 63.1 Veuillez expliquer sur quelles bases les objectifs du programme *Pompes à chaleur efficaces et pompes à chaleur pour climat froid* ont été établis, compte tenu que le potentiel associé à ces appareils doit encore être précisé au cours des prochains mois.
64. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 32 à 34.

Préambule :

Le Distributeur indique que l'*Approche clés en main*, qui a été mise en œuvre à l'été 2010, cible principalement les petits clients d'affaires du tarif G. Le programme offre l'installation directe et sans frais pour le client de mesures d'efficacité énergétique socialement rentables.

Le déploiement et l'exploitation du programme sont assurés par des prestataires de services externes assujettis à un contrat de performance.

Les prestataires identifient des mesures potentielles, installent les produits identifiés chez les participants en contractant les travaux auprès d'installateurs, définissent l'organisation et la logistique du programme et encadrent le travail des sous-traitants, le cas échéant.

Le budget requis pour le programme est de 82 M\$. L'aide financière représente 93 % de ce budget.

Demandes :

- 64.1 Veuillez identifier les prestataires de service externes par région.
- 64.2 Veuillez définir le contrat de performance existant entre le Distributeur et les prestataires de service externes. Veuillez notamment préciser les attentes du Distributeur en matière de coûts (totaux et unitaires), de participation, d'économies d'énergie (totales, unitaires et par usage) et de suivi (méthode et fréquence).
- 64.3 Veuillez indiquer si le coût des mesures implantées est fixé par le Distributeur (considérant séparément les coûts des appareils et de l'installation). Sinon, veuillez élaborer.
- 64.4 Veuillez indiquer si ce coût est fixe pour toutes les régions. Sinon, veuillez élaborer.
- 64.5 Veuillez confirmer que le coût total, et non seulement le surcoût des mesures efficaces, est assumé par le Distributeur.
65. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 49.

Préambule :

Le Distributeur présente les modalités de l'appui financier négocié pour le volet de chauffe communautaire de son programme de *Soutien à l'optimisation énergétique de projets de Développement urbain durable* :

« Pour le volet de chauffe communautaire, l'appui financier sera négocié au cas par cas en fonction des critères d'évaluation internes suivants :

- *Le moindre de l'écart entre :*
 - *Les coûts évités du Distributeur (à l'exclusion de la portion des coûts évités de distribution) et la perte de revenus applicable sur les quantités d'énergie produite par le système de chauffe communautaire; et*
 - *50% du coût total du système de chauffe communautaire.*
- *Les barrières commerciales à l'entrée spécifiques à chaque situation d'implantation de chauffe communautaire » (nous soulignons).*

Demandes :

- 65.1 Veuillez élaborer sur la méthode de calcul que compte utiliser le Distributeur afin de quantifier la portion des coûts évités de distribution.
- 65.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la première composante de l'aide financière de ce programme serait calculée sur la base de l'écart entre les coûts évités du Distributeur (à l'exclusion de la portion des coûts évités de distribution) et la perte de revenus applicable sur les quantités d'énergie produite par le système de chauffe communautaire, jusqu'à concurrence de 50 % du coût total du système de chauffage.
- 65.3 Veuillez élaborer et donner quelques exemples de barrières commerciales à l'entrée de systèmes de chauffe communautaires ainsi que sur leur impact sur l'aide financière éventuellement négociée pour un projet.
- 65.4 Veuillez indiquer la manière dont Distributeur entend s'assurer de l'équité de l'aide financière pour l'ensemble de la clientèle, dans le cadre d'une négociation au cas par cas selon les critères annoncés.
66. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 60 et 61.

Préambule :

« Dans sa décision D-2010-022, la Régie a demandé au Distributeur de modifier sa méthode d'analyse de robustesse économique du PGEÉ. Conformément à cette demande, le Distributeur a établi un intervalle de confiance égale à 10 % pour chacune des trois variables explicatives identifiées ci-dessus. Deux situations ont été retenues.

Dans une première situation, qualifiée de « défavorable », les coûts de programme pour le Distributeur ont été augmentés de 10 % alors que, simultanément, les économies d'énergie et les coûts évités ont été réduits de 10 %. Inversement, dans une seconde situation, considérée « favorable », les coûts de programme du Distributeur ont été diminués de 10 % tandis que les économies d'énergie et les coûts évités ont été majorés de 10 %.

Les résultats de ces analyses sont présentés dans le tableau 6.4. Deux conclusions principales se dégagent :

[...]

- 1. Le test du coût total en ressource (TCTR) est toujours positif, ce qui signifie que le PGEÉ dans son ensemble reste économiquement rentable et ce, même dans l'analyse de la situation « défavorable ».*

2. *Le test de neutralité tarifaire (TNT) est négatif dans les deux situations. Autrement dit, même dans une situation « favorable », le PGEÉ exerce une pression à la hausse sur les tarifs de l'ensemble des clients. »*

Demande :

- 66.1 Veuillez élaborer sur les motifs qui incitent le Distributeur à retenir un intervalle de confiance uniforme de 10 % pour chacune des variables de l'analyse de sensibilité. Dans votre réponse, veuillez notamment, mais non exclusivement, aborder l'aspect des variations historiques en matière de coûts des programmes, de coûts évités et d'économies d'énergie réalisées.

67. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 61 et 62.

Préambule :

« 6.3 Analyse financière

Le PGEÉ a un impact positif sur les revenus requis, ce qui se traduit par une pression à la hausse sur les tarifs. L'impact net s'explique principalement par les volumes d'économies d'énergie, lesquels impliquent une perte de revenus pour le Distributeur. Cette perte est d'autant plus importante que le Distributeur, d'une part, vise davantage les clientèles aux tarifs G et M et, d'autre part, qu'il rehausse son aide financière à ces clientèles pour atteindre les objectifs d'économies d'énergie qui leur sont associées. »

Demande :

- 67.1 Compte tenu que les choix d'intervention du Distributeur, en matière de clientèle visée et de rehaussement de l'aide financière, résultent en une pression à la hausse sur les tarifs, veuillez motiver ces choix.

68. **Référence :** Pièce B-1-HQD-8, document 8, annexes, pages 27 et 28.

Préambule :

Au tableau D-1.1 de la référence, le Distributeur présente les résultats de son analyse des données obtenues de CCÉG, soit l'évolution des paramètres du programme de géothermie (gains unitaires et surcoûts) :

TABLEAU D-1.1 : ÉVOLUTION DES PARAMÈTRES DU PROGRAMME DE GÉOTHERMIE

		Anciens paramètres	Nouveaux paramètres	Différence
Gains unitaires (kWh/année)*	Existant	11 286	11 950	+5,9 %
	Nouvelle construction	7 341	9 880	+34,5 %
Surcoûts (\$)	Existant	13 145	21 237	+62 %
	Nouvelle construction	11 744	14 491	+21 %

*Découlent d'une simulation énergétique basée sur les caractéristiques d'une habitation moyenne.

Le Distributeur présente aussi son analyse du marché de la géothermie au Québec : « *Plusieurs informations portent à croire que les clients qui optent pour la géothermie sont peu influencés par les appuis financiers et que le taux d'opportunité du programme, actuellement en évaluation, sera nettement plus élevé que celui estimé à 7 % par le Distributeur au début du programme.*

[...]

Considérant ce qui précède, et le fait que les résultats de l'évaluation du programme soient attendus à l'automne 2010, le Distributeur entend poursuivre le programme pendant au moins une année avec les mêmes appuis financiers. Cette approche prudente est appuyée par le résultat de l'analyse économique de programme qui conclut à un CTR négatif. Le Distributeur a choisi de relever le taux d'opportunité à 25 % aux fins de ses analyses économiques et financières, dans l'attente des résultats de l'évaluation ».

Demandes :

- 68.1 Veuillez commenter la possibilité pour le Distributeur d'adapter son programme afin de mieux cibler la clientèle nouvelle construction, pour qui la géothermie présente un surcoût beaucoup moins élevé que pour un bâtiment existant, tout en générant un gain unitaire appréciable.
- 68.2 Veuillez indiquer si la hausse appliquée au taux d'opportunité du programme *Géothermie* (passage de 7 % à 25 %) découle de l'application d'un rapport d'évaluation déposé à la Régie. Si oui, veuillez en indiquer la référence.
- 68.3 Veuillez présenter les résultats de l'analyse économique du programme *Géothermie* (TCTR, TP et TNT) en maintenant la valeur du taux d'opportunité du programme à 7 %.

- 68.4 Veuillez aussi présenter les résultats de l'analyse économique du programme en ne prenant en compte que la clientèle nouvelle construction et en maintenant le taux d'opportunité à 7 %.

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

69. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-9, document 2, page 3;
(ii) Rapport annuel 2009, pièce HQD-2, document 3, page 5;
(iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 144, tableau R-75.1-A et page 147, tableau R-75.1-C.

Préambule :

- (i) Le Distributeur établit la prévision des revenus autres que les ventes d'électricité à 223,6 M\$ en 2011.
- (ii) La Régie constate une sous-évaluation année après année des revenus autres que les ventes d'électricité. En 2009, une sous-évaluation par rapport au montant autorisé 2009 de l'ordre de 35 M\$ a été réalisée. Elle constate également qu'il est difficile pour le Distributeur de prévoir les revenus relatifs aux frais d'administration.
- (iii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-75.1-A le détail des revenus autres que ventes d'électricité, sur une base comparable, sur la période de 2004-2009.

Il présente également un tableau R-75.1-C qui limite son analyse aux composantes dont la nature est prévisible et récurrente, sur la période 2004-2010.

Demandes :

- 69.1 Veuillez mettre à jour et compléter les tableaux R-75.1-A et R-75.1-C (référence (iii)), sur la période 2004-2011.
- 69.2 Veuillez présenter un tableau sur l'évolution des frais d'administration sur la période 2004-2011 en précisant, pour chaque année, les frais d'administration de l'année témoin, l'année de base et l'année historique. Veuillez commenter sur la tendance constatée année après année.

70. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-9, document 2, page 4;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 151, tableau R-76.2.

Préambule :

- (i) « *Les prévisions des frais d'administration ont été établies comme suit :*
- *La prévision de l'année de base 2010 a été établie à partir des résultats réels des six premiers mois (37 M\$) et d'un estimé découlant de l'application d'un pourcentage mensuel sur les inventaires de comptes à recevoir prévus des mois de juillet à décembre 2010 (34 M\$).*
 - *Les frais d'administration totalisant 80 M\$ en 2011 ont été établis en appliquant un pourcentage mensuel aux inventaires prévus pour chacun des mois de l'année 2011. »*
- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-76.2 l'évolution des soldes des comptes à recevoir et des frais d'administration pour chacun des mois de l'année de base 2009. Ce résultat a été reconduit en 2010.

Demandes :

- 70.1 Veuillez présenter, selon le même niveau de détail que le tableau R-76.2, l'évolution des soldes des comptes à recevoir et des frais d'administration pour chacun des mois de l'année historique 2009. Veuillez expliquer les écarts par rapport au tableau de l'année de base 2009.
- 70.2 Veuillez présenter, selon le même niveau de détail que le tableau R-76.2, l'évolution des soldes des comptes à recevoir et des frais d'administration pour chacun des mois de l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.

BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS
À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

71. **Référence :** Pièce B-1, HQD-11, document 3, page 9.

Préambule :

- (i) « Le tableau suivant reproduit les taux présentés au tableau de la section 4.1 en page 9 de la référence (i).

Libellé du taux	Taux en vigueur au		écart
	1er avril 2010	1er avril 2011	
Provision pour l'exploitation et l'entretien futurs – aérien	22,90%	18,10%	-4,8%
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes – souterrain	26,40%	27,60%	+ 1,2%
Frais de gestion de matériel – aérien	18,00%	17,00%	-1,0%
Frais de gestion de matériel – souterrain	8,80%	12,50%	+ 3,7%
Frais de matériel mineur – aérien	9,60%	8,40%	-1,2%
Frais de matériel mineur – souterrain	4,50%	6,10%	+ 1,6%

Reproduction partielle du Tableau de la section 4.1 de la référence (i)

Pour justifier ces écarts, le Distributeur indique également à la page 9 de la référence (i) qu'il a procédé, comme à tous les deux ans, « à un nouveau partage des coûts relatifs à la gestion des matériaux aériens et souterrains, selon l'évolution des sorties de magasins. Cette révision a fait passer la part des coûts de gestion en aérien de 57 % à 66 %. Pour le souterrain, cette part qui était de 43 % représente maintenant 34 % ».

Demandes :

- 71.1 Veuillez expliquer la nature des frais de gestion et produire un tableau illustrant la valeur totale des frais d'ingénierie, de gestion et de matériel ainsi que la valeur totale des sorties de magasins de matériel aérien et souterrain au cours des quatre dernières années.
- 71.2 Veuillez fournir un relevé annuel de la valeur des travaux en souterrain et en aérien effectués au cours des quatre dernières années.
- 71.3 Veuillez élaborer sur la corrélation entre la valeur des sorties de magasins de matériel souterrain et la valeur des travaux en souterrain.

STRATÉGIE TARIFAIRE

72. **Références :** (i) B-1-HQD-12, document 2, page 8;
(ii) R-3708-2009, B-5-HQD-13, document 1, pages 160 et 161;
(iii) R-3708-2009, B-11-HQD-13, document 1.1, pages 57 à 60;
(iv) R-3708-2009, B-1-HQD-12, document 2, page 8.

Préambule :

- (i) Tableau 1 – Impact sur l’indice d’interfinancement du maintien des tarifs 2011.
- (ii) Tableaux R-78.2-A et R-78.2-B.
- (iii) Tableaux R-34.2-A, R-34.2-B et R-34.2-C.
- (iv) Tableau 1 – Impact sur l’indice d’interfinancement du maintien des tarifs 2010.

Demandes :

- 72.1 Veuillez présenter, tel que fait à la référence (ii), l’impact sur l’interfinancement de hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateurs qui reflètent la variation de leurs coûts de service dans le cadre du présent dossier tarifaire. Veuillez également fournir le détail des calculs.
 - 72.2 Veuillez expliquer et commenter pour chaque catégorie de consommateurs, les résultats des tableaux sur les hausses différenciées fournis à la question précédente.
 - 72.3 Veuillez expliquer, par catégories de consommateurs, les écarts entre les indices d’interfinancement (après hausses uniformes) présentés aux références (i) et (iv), notamment en énumérant chacun des facteurs qui expliquent ces écarts et en présentant leurs impacts relatifs sous forme de tableau (voir référence iii).
73. **Références :** (i) R-3708-2009, B-1-HQD-12, document 2, page 8;
(ii) R-3708-2009, B-1-HQD-12, document 2, pages 35 à 40.

Préambule :

- (i) « 2.3 Tarifs domestiques

2.3.1 Description des tarifs et de la clientèle

Les tableaux de la présente section sont établis à partir des données de référence pour la période allant du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009 ».

- (ii) Section « Position concurrentielle ».

Demandes :

- 73.1 Tel que présentée au dossier R-3708-2009, veuillez fournir une description des différents tarifs domestiques pour la période allant du 1^{er} mai 2009 au 30 avril 2010.

73.2 Tel que présentée dans le cadre du dossier R-3708-2009, veuillez déposer la position concurrentielle du Distributeur pour l'année tarifaire 2011-2012.

SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

74. **Références :** (i) R-3708-2009, Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 5;
(ii) D-2010-022 (R-3708-2009), page 133.

Préambule :

- (i) À la référence (i), le Distributeur indiquait à la page 5 que « *les premiers impacts de la réforme ne se produiront qu'à partir du 1er décembre 2009 et seront traités dans le cadre de la demande tarifaire de 2011* ».
- (ii) À la page 133 de la référence (ii), la Régie notait qu'un suivi de la réforme et de ses impacts allait être présenté par le Distributeur.

Demande :

74.1 Veuillez fournir un suivi de l'implantation des éléments de la réforme et présenter de façon détaillée, les impacts réels des modifications proposées.

75. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 16 et 17;
(ii) Pièce B-1, HQD-12, document 8, pages 3, 8 et 12.

Préambule :

- (i) Le tableau suivant présente les définitions de la puissance telles que présentées à la page 3 de la référence (ii).

« puissance » :

En vigueur au 1er avril 2010	R-3740-2010
a) petite puissance : une puissance à facturer minimale inférieure à 100 kilowatts ;	a) petite puissance : une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kilowatts ;
b) moyenne puissance : une puissance à facturer minimale égale ou supérieure à 100 kilowatts, mais inférieure à 5 000 kilowatts ;	b) moyenne puissance : une puissance à facturer minimale inférieure à 5 000 kilowatts ;
c) grande puissance : une puissance à facturer minimale égale ou supérieure à 5 000 kilowatts.	<i>inchangé</i>

À la page 8 de la référence (ii), le Distributeur propose que le tarif G puisse s'appliquer « à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kilowatts ».

Or, comme le démontre le tableau précédent, la petite puissance qui correspond actuellement à une Puissance à facturer minimale (PFM) inférieure à 100 kW correspondra à partir du 1^{er} avril 2011 à une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kW.

Par ailleurs, en page 16 de la référence (i), le Distributeur mentionne qu'il propose « d'introduire au texte des Tarifs une procédure qui lui permettrait de modifier automatiquement le tarif de plusieurs clients (transfert proactif) lors de l'introduction du changement de seuil au 1er avril 2011 ». Ces modifications automatiques telles qu'incluses à l'article 3.8 de la page 12 de la référence (ii) sont temporaires et ne s'appliqueront plus après le 31 mars 2012.

Pour ce faire, le Distributeur utilisera « deux critères pour identifier les clients qui migreront du tarif G vers le tarif M ou le tarif G-9 : une consommation annuelle de 175 000 kWh ou plus et une économie de facture de 3 % ou plus associée à l'application du nouveau tarif. Le tarif le plus avantageux sera déterminé en appliquant les tarifs G, G-9 et M en vigueur le 1er avril 2011, à la consommation des 12 dernières périodes de consommation ». ¹

« Toutefois, à cause des faibles hausses du prix de la 2^e tranche et du prix de la puissance au tarif G depuis 2009, le passage forcé du tarif G aux tarifs G-9 ou M pourrait entraîner des augmentations de facture pour certains clients. Le Distributeur propose donc de conserver pour l'instant le seuil de 100 kW au tarif G ». ²

¹ Référence (i), page 17.

² Référence (i), page 16.

Demandes :

- 75.1 Dans le contexte de la modification apportée à la définition de petite puissance, veuillez indiquer à quel tarif s'appliquerait l'abonnement d'un client commercial ayant une Puissance à facturer toujours inférieure à 50 kW. Veuillez établir l'importance relative de cette clientèle et évaluer les impacts des éléments de réforme proposés sur la facture moyenne de cette clientèle.
- 75.2 Veuillez expliquer comment le premier critère de 175 000 kWh a été établi ?
- 75.3 Veuillez donner une ventilation des augmentations de facture moyennes engendrées par le passage forcé du G aux tarifs G-9 ou M ?
- 75.4 Veuillez segmenter la clientèle du G selon les impacts des modifications proposées sur la facture moyenne.
76. **Référence :** Pièce B-1, HQD-12, document 8, page 21, 22 et 32;

Préambule :

L'article 4.3 de la page 21 de la référence (i) stipule que « *la puissance à facturer au tarif M correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est jamais inférieure à la puissance à facturer minimale telle qu'elle est définie à l'article 4.4* ».

À l'article 4.4 de la page 22 de la référence (i), le Distributeur propose d'éliminer le seuil minimal de 100 kilowatts à partir du 31 mars 2011. Ainsi, la Puissance à facturer minimale serait désormais uniquement équivalente à « *65 % de la puissance maximale appelée ...* ».

En ce qui concerne le tarif G-9, l'article 4.14 de la page 32 de la référence (i), le Distributeur propose que l'abonnement de courte durée du tarif G-9 ne s'applique plus à l'usage de petite puissance, mais seulement à l'usage de moyenne puissance. Ces modifications ont pour effet d'étendre l'application du tarif G-9 aux abonnements admissibles ayant une PFM inférieur à 5 000 kW plutôt qu'à 100 kW comme c'est le cas actuellement.

Demandes :

- 76.1 Veuillez indiquer si des clients actuels du tarif M vont voir leur facture réduite en raison du retrait du seuil de 100 kilowatts de la définition de Puissance à facturer minimale à l'article 4.4 ? Dans l'affirmative, indiquer le nombre de ces clients et les réductions de facture moyennes en utilisant les données de la période d'hiver 2009-2010.

76.2 À la lumière des modifications apportées aux définitions de puissance ainsi qu'aux domaines d'application des tarifs G, M et G-9, veuillez indiquer les scénarios de migration de clientèles entre ces différents tarifs.

PGÉÉ EN RESEAUX AUTONOMES (RA)

77. **Références :**
- (i) Dossier R-3677-2008, HQD-6, document 2, page 3 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, HQD-9, document 1, page 4 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-9, document 1, page 4 ;
 - (iv) Dossier R-3708-2009, Pièce B-11, HQD-13, doc. 1.1, page 14 ;
 - (v) Pièce B-1, HQD-10, document 3, pages 48 et 49.

Préambule :

- (i) Le déficit des réseaux autonomes a été de 162,6 M\$ en 2007.
- (ii) Le déficit des réseaux autonomes a été de 167,9 M\$ en 2008.
- (iii) Le déficit des réseaux autonomes a été de 178,6 M\$ en 2009. Il est anticipé à 179,7 M\$ pour 2010. Le Distributeur prévoit qu'il atteindra 201,7 M\$ en 2011. Le revenu requis de 2011 est de 232 M\$ pour les réseaux autonomes.
- (iv) « *Le Distributeur ne peut fournir de cible (d'économies) en mazout pour l'horizon 2015 dans les réseaux autonomes dans le cadre du présent dossier.* »
- (v) Les tableaux 30 et 31 présentent une façon de répartir la base de tarification et les coûts de prestation en réseau autonome. Au tableau 31, les charges brutes directes représentent 57,8 M\$, les achats de combustible 83,4 M\$ et l'amortissement 29,3 M\$.

Demandes :

- 77.1 Veuillez mentionner les mesures concrètes que le Distributeur a déjà intégrées dans sa prévision des revenus requis et des revenus de vente afin de réduire le déficit des réseaux autonomes en 2011.
- 77.2 Le cas échéant, veuillez indiquer à quel niveau se situerait le déficit des réseaux autonomes sans ces mesures.

78. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 14, tableau 4.1 ;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 42-43 et 44, tableau 5.6 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 26-27 et 28, tableau 5.2 ;
 - (iv) Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 5 et 9, tableaux A 1 et A-5 ;
 - (v) Décision D-2010-022, pages 34, 98 et 150;
 - (vi) Décision D-2008-133, pages 53-54.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente le budget 2011 en M\$ entiers. Sur un total de 333 M\$ du PGEÉ, le Distributeur prévoit dépenser (en chiffres entiers) dans les réseaux autonomes :
 - 0 M\$ dans le marché résidentiel avec 0 GWh d'impact
 - 2 M\$ dans le marché Affaires avec 3 GWh d'impact
 - 1 M\$ dans le Tronc commun
- (ii) Le tableau 5.6 montre la répartition du budget et des impacts du PGEÉ dans le marché Affaires des RA : 1 474 k\$ pour 2,895 GWh/an ajoutés, certains programmes, couvrant plusieurs régions des RA ont des budgets inférieurs à 10 k\$.

TABLEAU 5.6 : OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET

Programme	Réseaux autonomes	Impact énergétique (MWh éq.)	Budget (en milliers \$)
OIEÉB	• IDLM/Anticosti	248	60
	• Nunavik	224	73
	• Schefferville ¹ /Lac-Robertson	83	30
	• La Romagne/Ottawa	15	6
OIEÉSI	• IDLM	224	34
Produits efficaces – moteurs/éclairage	• IDLM/Anticosti/Schefferville/Nunavik	36	6
	• La Romagne/Ottawa		
Approche clés en main	• IDLM/Anticosti	1 549	1 265
	• Schefferville/Lac-Robertson	516	
Total		2 895	1 474

¹ Voir la pièce HQD-12, Document 5 sur les suivis demandés par la Régie pour Schefferville

- (iii) « Au marché résidentiel, tous les programmes sont disponibles et accessibles aux clients des réseaux autonomes »

TABLEAU 5.2 : OBJECTIFS ET BUDGET EN RÉSEAUX AUTONOMES - 2011

Programmes	Réseaux autonomes	Impact énergétique (MWh éq. ajoutés)	Budget (en milliers \$)
Visites Conseils	• Schefferville*/Lac Robertson	230	146
Mieux consommer - résidentiel	• IDLM/Anticosti	158	67
	• Nunavik	50	32
	• Schefferville*/Lac Robertson	22	3
	• La Romaine/Opticawan	8	2
Total		469	250

* Voir la pièce HQD-12, Document 5 sur les suivis demandés par la Régie pour Schefferville

(iv) Pour la période 2003-2015 un budget de 10 M\$ (+ 6 M\$ de Tronc commun) est consacré aux RA sur un total du PGEÉ de près de 3 milliards (2 843 M\$). Pour le marché résidentiel, à partir de 2011, les budgets semblent tomber à zéro. Pour le marché Affaires, les budgets sont en forte décroissance à partir de 2012.

(v) *« Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes : « [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. » Tout effort d'efficacité énergétique ou de réduction de la demande contribue à repousser les besoins de nouvelles infrastructures. La finalité des coûts évités est essentiellement d'identifier jusqu'à quel montant il est adéquat d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique afin de repousser les besoins d'installation d'un nouvel équipement de production et réduire le déficit des réseaux autonomes. »*

« La Régie note la volonté du Distributeur de poursuivre le dialogue avec les communautés des réseaux autonomes afin d'identifier, en commun, les mesures permettant de réduire la facture énergétique de ces communautés et de réduire le déficit des réseaux autonomes. »

« La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats de sa réflexion sur les réseaux autonomes touchant les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui peuvent être rentables dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. »

(vi) La Régie *« demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer, en partenariat avec des tierces parties, des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur. »*

Demandes :

78.1 Veuillez expliquer sur quelles bases le Distributeur établit le budget du PGEÉ pour l'ensemble des réseaux autonomes.

- 78.2 Veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le Distributeur prévoit un essoufflement des retombées du PGEÉ en RA dès 2012 dans le marché Affaires et dès 2011 dans le marché résidentiel.
- 78.3 En considérant que les coûts évités en réseaux autonomes sont globalement très supérieurs aux coûts évités en réseau intégré, veuillez indiquer si le Distributeur a pris ou entend prendre des initiatives autres que celles mentionnées aux références (i) à (iv) et qui tiennent spécifiquement compte de ces coûts évités.
- 78.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé de faire appel à des ressources externes pour obtenir des propositions en réponse à la croissance des besoins des réseaux autonomes, que ce soit par des mesures d'efficacité énergétique, de gestion de la pointe ou des solutions permettant de combler des besoins par des ressources locales, conventionnelles ou non.
79. **Références :**
- (i) Décision D-2010-022, page 35 ;
 - (ii) Décision D-2008-133, pages 53-54 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 28 et 44 ;
 - (iv) Dossier R-3708-2009, pièce A-24-3, pages 41-42 (notes sténographiques) ;
 - (v) Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 9 ;
 - (vi) Dossier R-3648-2007, HQD-2, document 1, page 33 ;
 - (vii) Décision D-2008-133, page 51 ;
 - (viii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepDDR1_vs_%20Regie_EtatPlanApprov_23janv09.pdf pages 12 à 16 ;
 - (ix) Pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 10 et 11.

Préambule :

- (i) « Une réflexion s'impose de la part du Distributeur sur ses approvisionnements en électricité en réseaux autonomes. Cette réflexion devrait toucher les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui peuvent être rentables à ce niveau de prix. » [Nous soulignons]
- (ii) La Régie « demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer, en partenariat avec des tierces parties, des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur. »
- (iii) Tableaux 5.2 et 5.6
- (iv) « Schefferville est un réseau qui est alimenté par de l'hydraulique et la quantité d'énergie disponible est largement suffisante pour combler les besoins présents et futurs de nos clients. À Schefferville ce qui est l'enjeu c'est les prochains moyens de puissance. Alors la

question qu'on se pose dans ces cas-là c'est compte tenu que la croissance est au rendez-vous, que les clients sont chauffés à l'électricité pour beaucoup, qu'il y a d'autres clients qui sont présents en pointe, à un moment donné dans la planification on va voir venir un besoin de puissance additionnel. » [nous soulignons]

et page 42 à propos des coûts évités en réseau autonome :

« c'est une approximation et c'est un indicateur de coût pour lequel on dit qu'en l'ayant inscrit comme ça, ça va nous amener à poser des gestes les meilleurs, le plus vite possible. L'idée étant évidemment d'avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. Sachant que dans les réseaux autonomes essentiellement la croissance vient beaucoup de l'addition du nombre de ménages et ça c'est une réalité avec laquelle on doit vivre. »

- (v) Le Distributeur explique qu'il prévoit investir 10,7 M\$ à court terme pour rencontrer le critère de puissance garantie qui deviendra insuffisante à Schefferville dès 2016.
- (vi) *« La population de la région de Schefferville se chauffe majoritairement à l'électricité. Le Distributeur poursuit sa réflexion sur le moyen à privilégier pour assurer la fiabilité de l'alimentation électrique : construction d'une centrale thermique en réserve froide, installation de groupes électrogènes de secours à certains endroits stratégiques ou délestage de certaines charges . À la fin de l'année 2006, on comptait 746 abonnements sur le territoire de Schefferville. »* [Nous soulignons]
- (vii) La Régie écrit (en donnant le sens « puissance » à « demande ») : *« La Régie note qu'aucun programme commercial pouvant agir sur la demande n'est prévu à l'horizon 2017. Elle demande au Distributeur de considérer un programme de réduction de la demande qui pourrait retarder l'augmentation de la capacité de production à Schefferville. Si le Distributeur conclut qu'un ajout de capacité est tout de même requis, il devra fournir, dans sa demande d'autorisation, ses conclusions sur le programme de réduction de la demande qu'il a considéré. »*
- (viii) Lors de l'évaluation de l'État d'avancement 2008 du Plan d'Appro (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepDDR1_vs%20Regie_EtatPlanApprov_23janv09.pdf pages 12 à 16) la Régie demande de faire le point sur les mesures de gestion de la demande en puissance et l'introduction de la bi-énergie, ce à quoi le Distributeur répond que *« La stratégie du Distributeur pour l'alimentation de Schefferville demeure inchangée par rapport à ce qui est énoncé au Plan. »*
- (ix) Le Distributeur présente son Plan d'intervention en efficacité énergétique spécifique à Schefferville.

Demandes :

- 79.1 Dans la présentation des objectifs et des budgets de différents programmes 2011 en efficacité énergétique, Schefferville est citée à plusieurs reprises dans les tableaux 5.2

et 5.6 de la référence (iii), regroupée avec d'autres régions ou d'autres réseaux autonomes. Veuillez préciser quel budget sera spécifiquement consacré à Schefferville, toutes les fois que Schefferville est ainsi mentionnée.

79.2 La Régie constate que la stratégie du Distributeur pour l'alimentation de Schefferville est revenue à celle qui était annoncée en 2007, c'est-à-dire que le manque de puissance sera comblé par des génératrices diesel. Veuillez mentionner les mesures de gestion de la puissance qu'envisage le Distributeur à Schefferville. Si aucune mesure de réduction de la puissance à la pointe n'est envisagée, veuillez justifier pourquoi.

80. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 13 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce A-24-3, pages 41-42 (notes sténographiques) ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 13.

Préambule :

- (i) *« si une conversion massive vers le mazout devait survenir, elle occasionnerait des pertes pour le Distributeur en raison de l'énergie achetée auprès de NALCOR mais qui serait dorénavant inutilisée. »*
- (ii) *« Schefferville est un réseau qui est alimenté par de l'hydraulique et la quantité d'énergie disponible est largement suffisante pour combler les besoins présents et futurs de nos clients. À Schefferville ce qui est l'enjeu c'est les prochains moyens de puissance. Alors la question qu'on se pose dans ces cas-là c'est compte tenu que la croissance est au rendez-vous, que les clients sont chauffés à l'électricité pour beaucoup, qu'il y a d'autres clients qui sont présents en pointe, à un moment donné dans la planification on va voir venir un besoin de puissance additionnel. » [Nous soulignons]*
- (iii) *« Il [le Distributeur] propose de poursuivre la transition amorcée vers les tarifs applicables au sud du 53^e parallèle. »*

Demandes :

80.1 La Régie comprend que Schefferville est un réseau autonome qui a la particularité d'avoir une puissance à la pointe directement attribuable au chauffage électrique, ce qui n'est pas le cas des autres réseaux autonomes au Nord du 53^e parallèle. Cette particularité demande une réflexion sur le critère de la puissance garantie, puisque la demande de pointe correspond à des besoins de chaleur. Veuillez élaborer sur la prise en compte, pour le respect du critère de puissance garantie pour le réseau autonome de Schefferville, de la capacité thermique de systèmes de chauffage d'appoint à combustible.

80.2 Veuillez indiquer, parmi les plus importants bâtiments de Schefferville, le potentiel d'installation de chaudières de pointe au combustible pour réduire la demande en période

pointe causée par le chauffage électrique. Veuillez également indiquer, parmi les plus importants clients de type institutionnel, communautaire ou Affaires, les possibilités d'accueillir les groupes diesel à « *permanentiser* ». En considérant la réduction de la demande en période de pointe causée par le chauffage électrique, grâce à ces chaudières d'appoint et/ou à la récupération de chaleur facilitée sur les groupes diesel de pointe ainsi « *permanentisés* », veuillez élaborer sur les possibilités d'éviter ou de retarder les besoins d'ajout d'un nouveau groupe de 2,7 MW.

- 80.3 Compte-tenu des coûts évités plus bas en énergie à Schefferville (2,21 ¢/kWh au lieu de 5,4 ¢/kWh en réseau intégré) et plus élevés en puissance (300 \$/kW-an au lieu de 10 \$/kW-an), compte-tenu de l'effacement plus élevé par abonné à cause des conditions climatiques et des caractéristiques socio-économique qui prévalent à Schefferville, compte-tenu des investissements de 11 M\$ envisagés par le Distributeur pour garantir la pointe causée par le chauffage électrique, veuillez élaborer sur l'opportunité et l'intérêt d'une offre de bi-énergie adaptée au contexte climatique et économique de Schefferville, pour le Distributeur d'une part, et pour les résidents de Schefferville qui voudraient échapper à la transition graduelle vers le tarif D, d'autre part.

IDÉE ET PISTE

81. **Référence :** Pièce B-1, HQD-8 document 8, pages 45-47.

Préambule :

Le Distributeur indique qu'« *il poursuivra l'optimisation de ses outils de prospection que sont les programmes IDÉE et PISTE* », et qu'il poursuivra ses efforts de promotion « *afin d'accroître la visibilité et la notoriété des deux programmes.* » Il précise que « *les critères d'admissibilité des programmes IDÉE et PISTE seront ajustés pour tenir compte des nouveaux programmes d'efficacité énergétique offerts aux clients du marché Affaires.* »

Le Distributeur indique que le programme IDÉE sera doté d'un budget de 1,2 M\$ en 2011. 57 propositions de projets dans tous les marchés ont été reçues depuis 2004 pour des projets d'expérimentation ou de démonstration; 6 projets sont en cours dont 4 se termineront en 2010 et 2 se prolongeront en 2011.

Le Distributeur indique que le programme PISTE sera doté d'un budget de 2 M\$ en 2011. 49 propositions de projets dans tous les marchés ont été reçues depuis la mise en place de ce programme pour des projets-pilotes; 10 sont en cours dont 4 se termineront en 2010 et 2 se prolongeront en 2011.

Demandes :

- 81.1 Considérant la nature exploratoire des programmes IDÉE et PISTE, veuillez élaborer sur le besoin d'ajuster les critères d'admissibilité à ces 2 programmes pour tenir compte des nouveaux programmes offerts par le Distributeur aux clients du marché Affaires.
- 81.2 Sur l'ensemble des propositions soumises aux programmes IDÉE et PISTE, veuillez indiquer combien de celles-ci ont abouti à un programme d'expérimentation ou de démonstration IDEÉ ou à un projet-pilote PISTE. Parmi ces projets-pilotes ou ces programmes d'expérimentation ou de démonstration, veuillez indiquer lesquels ont permis d'aboutir au succès de nouvelles applications, à de nouveaux marchés ou à de nouvelles façons de mettre en marché des mesures d'efficacité énergétique.
- 81.3 Veuillez élaborer sur les motifs qui ont fait que des propositions n'ont pas conduit à un programme d'expérimentation ou de démonstration IDÉE ou à un projet-pilote PISTE.
- 81.4 Veuillez présenter le processus menant de la soumission d'un projet IDÉE ou PISTE par un entrepreneur à son acceptation par le Distributeur et en préciser les délais. Veuillez élaborer sur les mesures envisagées par le Distributeur afin que ces deux programmes aient plus de succès.
- 81.5 Compte-tenu de la cible d'économies d'énergie que devra atteindre le PGEÉ au-delà de 2015, veuillez élaborer sur le potentiel des programmes IDÉE et PISTE à générer de nouvelles mesures ou de nouveaux programmes d'efficacité énergétique qui dépassent l'évolution tendancielle du marché, ou à générer de nouvelles façons de les offrir sur le marché pour atteindre une nouvelle clientèle.

BI-ÉNERGIE ET TARIF DT

82. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, page 33 ;
(ii) Dossier R-3708-2009, HQD-13, document 3, page 10 ;
(iii) Suivi 2008 du Plan d'Approvisionnement, réponse à la DDR 2 de la Régie, page 4
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepDDR-2_vsRegie_EtatPlanApprov_23fev09.pdf .

Préambule :

(i)

TABLEAU 3.1 – NOMBRE DE CLIENTS AU TARIF DT

2008	122 000
2009	125 300
2010	126 900

(ii)

Tableau R-9

	2008	2009	2010
Conversions vers TAE (milliers)	35,0	15,0	15,0
Clients au tarif DT (milliers)	125,4	126,4	127,3

(iii)

Tableau R – 1.1

	2006	2007	2008
Conversions « tout à l'électricité » (TAE) ¹	12 500 – 15 000	12 500 – 15 000	20 000 – 25 000
Demandes d'adhésion au tarif DT reçues	3 335	2 335	8 100
Demandes d'adhésion au tarif DT complétées ²	3 378	2 375	7 027

¹ Estimation d'Hydro-Québec Distribution.

² Certaines demandes d'adhésion reçues l'année précédente peuvent être complétées au début de l'année suivante.

Demandes :

82.1 Veuillez compléter les données du tableau en référence (i), en y ajoutant les données sur les conversions vers le TAE et celles sur les conversions vers le tarif DT des références (ii) et (iii), mises à jour de façon à avoir un portrait sur les cinq années de 2006 à 2011.

83. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, page 34 ;
 (ii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, pages 35-36.

Préambule :

(i) « ... un sondage effectué auprès de la clientèle en août 2009 montre que 80 % des clients actuels à la bi-énergie qui feraient face à un bris majeur (nécessitant un investissement important) conserveraient leur système et ce, sans aide financière de la part du

Distributeur. Cela démontre le très fort taux d'opportunisme auquel aurait à faire face un éventuel programme d'aide financière. »

./.

« Pour répondre à la demande de la Régie, le Distributeur a réalisé des analyses afin d'évaluer la pertinence et la rentabilité d'octroyer une aide financière visant à limiter le nombre de clients bi-énergie désireux de se convertir au tout à l'électricité (TAE). » [Nous soulignons]

- (ii) *« Du point de vue des clients, ces analyses montrent un gain net de 14,7 M\$. Ce gain résulte tant de l'appui financier du Distributeur que de l'application de sa stratégie tarifaire qui porte la hausse du tarif D essentiellement sur le prix de la deuxième tranche alors que pour le tarif DT, elle s'applique uniquement sur le prix de pointe. En considérant la stratégie tarifaire actuelle, la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial, qui entrera en vigueur dès 2014, affectera davantage le tarif D que le tarif DT, accordant ainsi à la bi-énergie un avantage concurrentiel supplémentaire et assurant en grande partie l'intérêt économique des clients à rester à la bi-énergie.*

Du point de vue du Distributeur, l'octroi d'une aide financière ne serait pas justifié économiquement puisque cette aide aurait peu d'impact sur le marché de la bi-énergie et ne ferait qu'exercer une pression à la hausse sur les tarifs de 44,2 M\$ que l'ensemble de la clientèle aurait à supporter. Cette pression à la hausse s'explique par l'intérêt naturel des clients à rester à la bi-énergie. N'étant pas en mesure de déterminer a priori les intentions des clients, le Distributeur accorderait alors des subventions à la totalité des clients bi-énergie renouvelant leur système. Ce faisant, il éviterait des conversions au mieux pour 20 % des clients recevant l'appui financier, puisque le taux d'opportunisme avoisine les 80 %. De plus, rien n'indique au Distributeur que les conversions pourraient être évitées par un appui financier, les motivations des clients à se convertir et l'influence qu'ils subissent à cet effet pouvant être de nature autre qu'économique. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 83.1 Veuillez déposer la méthodologie et les résultats du sondage qui permet au Distributeur d'affirmer que le taux d'opportunisme avoisine les 80 % et préciser qui a effectué ce sondage.
- 83.2 Veuillez déposer les analyses du Distributeur sur la pertinence et la rentabilité d'octroyer une aide financière visant à limiter le nombre de conversions de clients bi-énergie au tout à l'électricité (TAE). Veuillez indiquer les passages de ces documents permettant au Distributeur d'affirmer que l'octroi d'une aide financière aurait peu d'impact sur le marché de la bi-énergie que l'ensemble de la clientèle aurait à supporter une pression à la hausse sur les tarifs de 44,2 M\$.
- 83.3 Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur à l'effet qu'il y a un intérêt naturel des clients à rester à la bi-énergie uniquement grâce aux avantages du tarif DT par rapport au tarif D, avec le nombre des conversions au TAE, fourni en réponse à la question 83.2.

84. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, page 36 ;
(ii) Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 15.

Préambule :

- (i) « ... le Distributeur ne peut recommander d'offrir une aide financière à la clientèle bi-énergie. Il poursuivra plutôt sa stratégie tarifaire visant à maintenir l'intérêt des clients pour le tarif DT, lequel sera renforcé par la hausse prévue du coût de l'électricité patrimoniale. »
- (ii) « Enfin, les hausses tarifaires associées à la fourniture d'électricité patrimoniale permettront, à partir de 2014, d'accroître les économies des clients bi-énergie et ainsi, consolider davantage le parc bi-énergie existant. »

Demande :

- 84.1 Veuillez présenter le scénario des variations relatives des tarifs D et DT envisagées par le Distributeur à partir de 2014. Veuillez expliquer en quoi la hausse des coûts de fourniture d'électricité patrimoniale renforcera l'intérêt de la clientèle pour le tarif DT et consolidera davantage le parc bi-énergie existant.

85. **Références :** (i) Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 12-13 ;
(ii) Pièce HQD-12, document 2, page 14 ;
(iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 171 ;

Préambule :

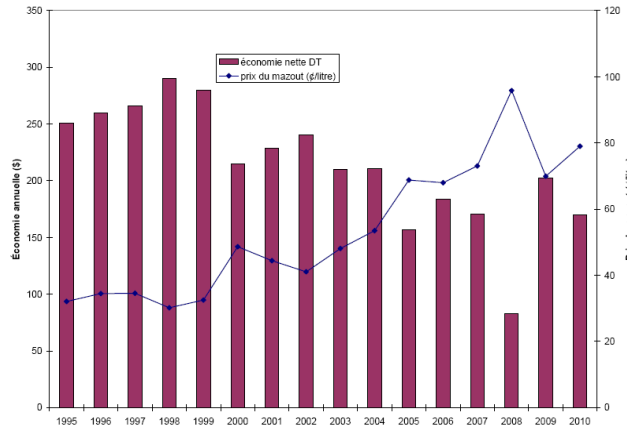
- (i) « Pour que la contribution de la bi-énergie au plan d'approvisionnement se concrétise et se maintienne dans le futur, les clients adhérant au tarif DT doivent continuer de trouver un intérêt à fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe. La stratégie tarifaire contribue à atteindre cet objectif.

La rentabilité du client bi-énergie au tarif DT dépend de son économie de facture par rapport au tarif D, de ses achats de combustible et de l'écart entre les frais d'entretien d'un système bi-énergie par rapport à un système électrique. Cette économie totale incite le client à demeurer au tarif DT et sert ultimement à financer une partie du différentiel des coûts d'acquisition du système bi-énergie par rapport à un système électrique. »

- (ii)

Demande de renseignements n° 1 de la Régie à Hydro-Québec Distribution

FIGURE 2
 ÉVOLUTION DE L'ÉCONOMIE NETTE EN FONCTION DU PRIX DU MAZOUT



(iii)

Tableau R-85.1-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

Demandes :

- 85.1 Veuillez préciser les nombres d'heures, d'une part, et de degrés-jours de chauffage, d'autre part, au-dessus et en-dessous de -12°C, utilisés pour établir les données du tableau en référence (iii) et indiquer à quelles normales climatiques correspondent ce nombre d'heures et de degrés-jours en-dessous de -12°C.
- 85.2 Veuillez indiquer si la figure en référence (ii) a été établie pour le cas type de la maison moyenne du tableau R-85.1-A en référence (iii) et confirmer qu'il s'agit d'une maison sans piscine ni climatisation.
- 85.3 Veuillez préciser si les valeurs climatiques utilisées pour générer la figure 2 en référence (ii) et les données du tableau R-85.1 en référence (iii) ont été mises à jour depuis le lancement du programme bi-énergie.
- 85.4 Veuillez fournir une version n°2 de la figure 2 utilisant les données climatiques réelles des années 1995 à 2010.

- 85.5 Veuillez fournir une version n°3 de la figure 2, utilisant toujours les données climatiques réelles des années 1995 à 2010 mais montrant le différentiel de coût entre un client au tarif D et un client au tarif DT qui se chaufferait en mode TAE.
- 85.6 Veuillez indiquer si un niveau d'économie inférieur à 200 \$/an pour la résidence moyenne sans piscine et non climatisée est suffisant pour convaincre tous les clients au tarif DT de s'effacer à la pointe et, le cas échéant, de réinvestir dans leur système de chauffage au mazout. Veuillez accompagner votre réponse de deux graphiques similaires à celui fourni en réponse à la question précédente, le premier établi pour le cas type de la résidence unifamiliale moyenne à Montréal équipée de la climatisation et l'autre pour la même résidence équipée de la climatisation et d'une piscine moyenne en précisant si elle est chauffée ou non. Dans ces deux cas, la Régie veut savoir combien de tels clients au tarif DT économisent ou perdent par rapport au tarif D s'ils se chauffent en mode TAE.
- 85.7 Veuillez indiquer quelles mesures prend le Distributeur pour vérifier que sa clientèle au tarif DT s'efface effectivement à la pointe.
86. **Référence :** Décision D-2010-022, page 109.

Préambule :

« La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un programme commercial visant à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie, sans affecter le nombre de clients actuels de l'industrie du chauffage au mazout. »

Demande :

- 86.1 Veuillez préciser les démarches et les avenues envisagées par le Distributeur pour répondre à cette demande de la Régie.

TARIF DH

87. **Références :**
- (i) Pièce HQD-12, document 6, page 22 ;
 - (ii) Pièce HQD-12, document 2, page 12 ;
 - (iii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9, HQD-16, document 1, pages 103 – 104.

Préambule :

- (i) *« Au début du mois de mars 2010, les participants ont reçu une lettre les informant de la fin du PHTJ et de leur retour au tarif D au 1^{er} avril... »*

- (ii) « *Le Distributeur propose donc pour l'instant de maintenir le statu quo en matière de tarification dynamique.* »
- (iii) à propos du tarif DH : « *... le Distributeur peut d'ores et déjà mentionner que la structure de ce tarif ne reflète plus la structure de ses coûts évités. ./.. Le tarif DH a été défini pour les fins d'un projet pilote en 1993 dans un contexte d'entreprise intégrée. Le Distributeur considère que ce tarif, dans sa forme actuelle, n'a plus sa raison d'être. Non seulement ce tarif s'adresse-t-il uniquement aux clients chauffant à l'électricité, mais sa structure, en termes de niveau de prix et de plages horaires de leur application, n'est pas alignée sur les signaux de prix actuels. Le tarif DB testé dans le cadre du projet pilote peut être considéré comme une actualisation du tarif DH qui tient compte des coûts marginaux actuels tout en s'adressant à l'ensemble des clients résidentiels. » [nous soulignons]*

Demande :

87.1 Veuillez expliquer les raisons de maintenir le tarif DH en vigueur.