

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



**PRÉVISION DES VENTES**

- 1. Références :**
- (i) B-1, HQD-2, document 2, page 6 ;
  - (ii) B-9, HQD-13, document 1, page 7 ;
  - (iii) B-9, HQD-13, document 1, page 10 ;
  - (iv) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 27.

**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. »*
- (ii) « La consommation moyenne annuelle d'une unité d'habitation est d'environ 20 000 kWh.

[...]

*Le déploiement d'économies d'énergie additionnelle de 2010 à 2011 réduit la croissance de 300 GWh. »*

(iii) « Une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible en 2010 occasionnerait, en 2011, des ventes additionnelles de 200 GWh au total pour les tarifs D et DM. »

(iv) « Tableau 23 – Impacts de la hausse tarifaire sur certains cas types d'habitation. »

**Demandes :**

- 1.1** À l'aide des références (ii) et (iii), veuillez présenter le calcul de la croissance de 954 GWh au tarif D.

**Réponse :**

**Les 44 000 mises en chantier de 2010 se traduiraient en 43 000 nouveaux ménages en 2011 et occasionneraient des ventes additionnelles d'environ 860 GWh au tarif D lorsque estimées avec une consommation moyenne annuelle de 20 000 kWh par ménages. La croissance du revenu personnel disponible de 1,5 % en 2010 occasionnerait, en 2011, des ventes additionnelles d'environ 300 GWh au tarif D. Le déploiement d'économies d'énergie en 2011 contribue à mitiger la croissance d'environ 300 GWh. Une croissance d'environ**

**860 GWh résulte de ces principaux éléments d'explication auxquels s'ajoutent des facteurs de croissance de moindre importance.**

- 1.2** À l'aide de la référence (iv), veuillez indiquer à quel(s) type(s) d'habitation correspondent les nouvelles unités d'habitation mise en chantier en 2010 dont la consommation moyenne annuelle est de 20 000 kWh.

**Réponse :**

**La consommation annuelle moyenne d'une unité d'habitation, utilisée dans les analyses de sensibilité de la prévision de la demande du Distributeur, est de 20 000 kWh. Elle est plus élevée que la consommation du client domestique moyen présentée à la référence (iv) parce qu'elle tient compte de la prépondérance du chauffage électrique dans les nouvelles constructions et de la consommation moyenne plus élevée des nouvelles constructions unifamiliales. Enfin, elle est estimée avant la prise en compte des économies d'énergie découlant des interventions commerciales en déploiement.**

- 1.3** Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (iv).

**Réponse :**

**Le tableau R-1.3 présente la mise à jour du tableau de la référence (iv).**

**Seule la consommation associée au client moyen domestique a changé puisque celle-ci réfère à la consommation moyenne des abonnements au tarif D qui varie d'une année à l'autre. En revanche, les habitations sont des cas types, ce qui signifie que leur consommation respective reste inchangée.**

**Tableau R-1.3**

| Tarifs D et DM                                   | Client moyen domestique | Logement     | Petite maison | Moyenne maison<br>- Chauffé à l'électricité - | Grande maison<br>- 32 054 kWh | Très grande maison | Maison imposante | Grand client<br>100 kW | Client 1 <sup>re</sup> tranche<br>10 950 kWh | Multi-logement<br>124 160 kWh |
|--|-------------------------|--------------|---------------|---|-------------------------------|--------------------|------------------|------------------------|--|-------------------------------|
|  | 16 334 kWh              | 11 590 kWh   | 20 494 kWh    | 26 484 kWh                                    | 32 054 kWh                    | 42 818 kWh         | 62 840 kWh       | 411 700 kWh            |  |                               |
| <b>Actuel - 1<sup>er</sup> avril 2010</b>        | 1 198 \$                | 826 \$       | 1 471 \$      | 1 913 \$                                      | 2 330 \$                      | 3 138 \$           | 4 642 \$         | 32 606 \$              | 745 \$                                       | 8 899 \$                      |
| <b>Tarif proposé - 1<sup>er</sup> avril 2011</b> | 0 \$<br>0,00%           | 0 \$<br>0,0% | 0 \$<br>0,0%  | 0 \$<br>0,0%                                  | 0 \$<br>0,0%                  | 0 \$<br>0,0%       | 0 \$<br>0,0%     | 0 \$<br>0,0%           | 0 \$<br>0,0%                                 | 0 \$<br>0,0%                  |

- 2. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 7 ;  
(ii) B-9, HQD-13, document 1, page 10.

**Préambule :**

(i) « La croissance de 954 GWh aux catégories tarifaires D et DM se réalise de 2010 à 2011. Toutefois, cette croissance s'explique principalement par la croissance du revenu personnel disponible de 2010 et partiellement par les mises en chantier de 2010. Le Distributeur estime qu'il y a une année de décalage entre l'augmentation du revenu disponible et la concrétisation de cet effet de richesse en une variation de la consommation d'électricité. De plus, il y a un décalage entre les mises en chantier et la formation de nouveaux ménages qui est attribuable au temps de construction et d'occupation des logements. En moyenne, ce décalage est de 3 à 12 mois selon le type d'habitation. »

(ii) « • Une hausse de 1 % de la croissance du PIB manufacturier en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles de 200 GWh au total pour les tarifs G, G9, M et L.

• Une hausse de 1 % de la croissance du PIB tertiaire en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles de 20 GWh au total pour les tarifs G, G9, M et L.

• Une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles de 20 GWh au total pour les tarifs G, G9, M et L.

• Une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible en 2010 occasionnerait, en 2011, des ventes additionnelles de 200 GWh au total pour les tarifs D et DM. »

**Demande :**

**2.1** Veuillez confirmer qu'il n'y a pas de décalage entre les variations des valeurs du PIB manufacturier et du PIB tertiaire et la variation de la consommation d'électricité, et ce, contrairement à la croissance du revenu personnel disponible et le nombre de mise en chantiers pour lesquels il existe un décalage. Dans la négative, veuillez préciser les périodes de décalage.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme qu'une variation de la valeur du PIB manufacturier ou du PIB tertiaire entraîne une variation de la consommation d'électricité dans la même année.**

**Au secteur commercial et institutionnel, l'impact du revenu personnel disponible et du PIB tertiaire est modélisé par l'accroissement du stock**

de surfaces de plancher commerciales et institutionnelles. Selon les équations économétriques utilisées par le Distributeur, il n'y a pas d'année de décalage, le revenu personnel disponible et le PIB tertiaire influencent directement l'accroissement de stock de surfaces de plancher. Toutefois, comme il s'agit de la constitution d'un stock, le revenu personnel disponible et le PIB tertiaire des années passées déterminent aussi la demande d'électricité à ce secteur pour une année donnée. Dans ce cas, le Distributeur a présenté la sensibilité des ventes d'électricité du secteur commercial et institutionnel d'une année aux variations du revenu personnel disponible et du PIB tertiaire de la même année.

Enfin, au secteur industriel, les variations du PIB manufacturier ont un impact direct sur les ventes d'électricité. Ces variations traduisent d'abord les fluctuations de la production industrielle et ensuite les investissements en capital physique. Comme l'impact est direct, le Distributeur a présenté la sensibilité des ventes d'électricité d'une année aux variations du PIB manufacturier de la même année.

- 3. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 12 ;  
(ii) Budget 2010-2011, Plan budgétaire, Finances Québec, 30 mars 2010, pages B.28 et B.29.

**Préambule :**

(i) « Dans son plan budgétaire 2010-2011, publié en mars 2010 lors du dépôt du budget, le ministère des Finances a fourni ses prévisions sur les perspectives économiques du Québec au tableau B.6 de la page B.28

[<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2010-2011/fr/documents/PlanBudgetaire.pdf>].

L'indicateur présenté par le Ministère est le revenu personnel disponible par habitant. Le tableau 5, cité dans la référence (i), aurait dû mentionner qu'il s'agissait de la croissance du revenu personnel disponible réel par habitant.

Lorsque, pour des fins de comparaison, le revenu personnel disponible par habitant, prévu par le ministère de Finances, est ramené à la définition de la variable prévue par le Distributeur (revenu personnel disponible réel), il correspond à une croissance annuelle prévue de 0,9 % en 2010 et de 0,5 % en 2011.

L'écart entre les deux prévisions s'explique ainsi : pour l'année 2010, le Distributeur anticipe une meilleure performance du marché du travail et pour l'année 2011, le Ministère anticipe une inflation plus élevée (2,9 % versus 2,0 % pour le Distributeur). »

(ii) Tableau B.6 – Perspectives économiques du Québec  
Tableau B.7 – Perspective économiques du Québec – Comparaison avec le secteur privé

**Demandes :**

**3.1** Veuillez clarifier la différence entre l'indicateur « prix à la consommation » du tableau B.6 présenté à la référence (ii) et l'indicateur « hausse des prix » au tableau B.7 de la même référence.

**Réponse :**

L'indice des prix à la consommation est utilisé par convention pour mesurer l'inflation et l'évolution du pouvoir d'achat (revenu personnel disponible réel).

Statistique Canada définit le concept d'IPC ainsi :

« L'indice des prix à la consommation (IPC) est un indicateur de la variation des prix à la consommation que connaissent les Canadiens. Pour l'établir, on compare au fil du temps le coût d'un panier fixe de produits achetés par les consommateurs. Puisque le panier comprend des produits d'une quantité et d'une qualité constantes ou équivalentes, l'indice reflète uniquement une fluctuation pure des prix.

[...]

L'IPC est couramment utilisé comme indicateur de la variation du niveau général des prix à la consommation ou du taux d'inflation. Comme la variation des prix a un effet sur le pouvoir d'achat du dollar, l'IPC est utile pour pratiquement tous les Canadiens. Les consommateurs peuvent comparer la fluctuation de l'IPC à la variation de leur revenu personnel et ainsi suivre et évaluer l'évolution de leur situation financière. »

[[www.statcan.gc.ca](http://www.statcan.gc.ca) / Définitions, sources de données et méthodes / Indice des prix à la consommation (IPC) / Aperçu]

La hausse de prix utilisée au tableau B.7 de la référence (ii) est l'indice implicite des prix (« *déflateur du PIB* »). C'est un indice de prix général à la production. Il sert presque exclusivement à transformer le PIB nominal en PIB réel, soit en retirant l'effet de la variation des prix pour conserver uniquement l'effet de la variation du volume de l'activité économique globale.

- 3.2** Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur utilise l'indicateur « prix à la consommation » plutôt que l'indicateur « hausse des prix » en tant qu'indicateur d'inflation.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1**

- 3.3** Veuillez présenter le calcul des croissances annuelles de 0,9 % en 2010 et de 0,5 % en 2011 du revenu personnel disponible réel par habitant qui seraient prévues par le Ministère des Finances.

**Réponse :**

**Le revenu personnel disponible réel correspond au revenu personnel disponible réel de l'ensemble de la population. Il faut donc multiplier le revenu personnel disponible par habitant par la population totale et ensuite diviser par l'indice des prix à la consommation pour obtenir la hausse de revenu personnel disponible réel (hausse du pouvoir d'achat au Québec).**

**Tableau R-3.3**

**Calcul de la hausse du revenu personnel disponible réel obtenue à partir des données des perspectives économiques du Québec du ministère des Finances du Québec au tableau B.6.**

|  | 2009    | 2010        | 2011        |
|--|---------|-------------|-------------|
| Revenu personnel disponible par habitant (\$)            | 25 730  | 26 223      | 26 882      |
| Population (milliers)                                    | 7 829   | 7 905       | 7 971       |
| Revenu personnel disponible total (millions \$)          | 201 440 | 207 293     | 214 276     |
| Revenu personnel disponible total (en variation %)       | -       | 2,9%        | 3,4%        |
| Inflation (variation annuelle de l'IPC)                  | 0,6%    | 2,0%        | 2,9%        |
| <b>Revenu personnel disponible réel (en variation %)</b> | -       | <b>0,9%</b> | <b>0,5%</b> |



4. **Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 15 ;  
(ii) B-9, HQD-13, document 1, pages 15-16.

**Préambule :**

(i) « Une hausse de 1 % du prix du pétrole brut WTI en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles inférieures à 5 GWh en 2011 (sensibilité à court terme) au total pour les tarifs G, G9, M et L.

*Pour ce qui est de la ventilation par tarifs, voir la réponse à la question 4.1. »*

(ii) « Une hausse de 1 % du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles inférieures à 5 GWh en 2011 (sensibilité à court terme) au total pour les tarifs G, G9, M et L.

*Pour ce qui est de la ventilation par tarifs, voir la réponse à la question 4.1. »*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez indiquer à combien de GWh au secteur domestique équivaut une hausse de 1,0 % du prix du pétrole brut WTI.

**Réponse :**

**Bien qu'il s'avère que le prix du pétrole brut influence le nombre de conversions et les taux de diffusion utilisés dans les modèles technico-économiques, le Distributeur ne dispose pas de sensibilité ou d'élasticité de la demande d'électricité au secteur résidentiel et agricole à une variation du prix du pétrole brut.**

- 4.2 Veuillez indiquer à combien de GWh au secteur domestique équivaut une hausse de 1,0 % du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta.

**Réponse :**

**Bien qu'il s'avère que le prix du gaz naturel influence le nombre de conversions et les taux de diffusion utilisés dans les modèles technico-économiques, le Distributeur ne dispose pas de sensibilité ou d'élasticité de la demande d'électricité au secteur résidentiel et agricole à une variation du prix du gaz naturel.**

## COÛT DE LA DETTE

5. **Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 16 et 17.

### Préambule :

En réponse à la demande 6.1 de la pièce B-9, le Distributeur affirme que l'augmentation entre les deux évaluations, soit celle prévue initialement dans la décision D-2010-022 et la nouvelle valeur pour l'année de base 2010 s'explique comme suit :

|   |                  |
|---|------------------|
| <b>O Programme d'emprunt net supérieur à celui prévu initialement :</b>                         | <b>1,9 G\$</b>   |
| <b>O Variation des dettes et swaps attribuables aux écarts de taux d'intérêt et de change :</b> | <b>(0,3 G\$)</b> |
|   | <hr/>            |
|   | <b>1,6 G\$</b>   |

En réponse à la demande 6.3 de la pièce B-9, le Distributeur affirme que « *la diminution du Cumul des résultats étendus entre l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 s'explique essentiellement par la disparition des valeurs associées aux transactions de couverture de flux de trésorerie venant à échéance au cours de ces deux années* ». [nous soulignons]

### Demandses :

5.1 Veuillez donner la valeur des emprunts nets prévus initialement en 2010 et donner les raisons qui ont expliqué un écart de 1,9 G\$ entre la valeur initiale et la valeur des emprunts nets réalisés au cours de cette même année.

### Réponse :

**La variation du volume d'emprunts constatée pour l'année 2010, entre la Dette à long terme et swaps de la présente demande tarifaire et celle de l'année dernière (R-3708-2009), découle majoritairement du volume d'émissions plus élevé que prévu réalisé en 2009. Cette variation s'explique comme suit :**

**Tableau R-5.1  
Variation du volume d'emprunts constatée pour 2010**

|                            | Demande<br>tarifaire 2011 | Demande<br>tarifaire 2010 | Impact sur le<br>niveau de dette<br>2010 |
|----------------------------|---------------------------|---------------------------|--|
| 2009 (emprunts prévus)     |                           | 2,0 G \$                  |  |
| 2009 (emprunts réels)      | 4,2 G \$                  |                           | 2,2 G \$                                 |
| 2010 (emprunts prévus)     | 1,5 G \$                  | 2,0 G \$                  |  |
| (impact notionnel 13 mois) | 0,6 G \$                  | 0,8 G \$                  | (0,2 G \$)                               |
| Moins: Rachat de dettes    | 0,1 G \$                  | --                        | 0,1 G \$                                 |
|                            |                           |                           | <b>1,9 G \$</b>                          |

**Le programme d'emprunts supérieur à celui prévu initialement en 2009 s'explique principalement par deux éléments, soit d'une part des décaissements non prévus associés à la gestion de risque de crédit<sup>1</sup> et d'autre part par un préfinancement pour l'année 2010, dans un contexte de conditions favorables de marché.**

**Les décaissements associés à la gestion du risque de crédit n'ont pratiquement pas d'impact sur le coût de la dette. Quant au préfinancement, il résulte dans l'année courante en un coût de portage (différence entre le coût d'emprunt et les revenus générés par le placement). Ce coût n'est pas intégré dans le calcul du coût de la dette réglementaire. Dans l'année suivante (ici 2010), le préfinancement se traduit par un impact favorable sur le coût moyen de la dette lorsque ce dernier est supérieur au taux de la nouvelle émission, ce qui est le cas présentement. En effet, l'émission préfinancée a un impact favorable à la baisse sur le coût de la dette pour les 13 mois de calcul du solde moyen de la dette alors que l'impact serait moindre si la dette avait été émise en cours d'année.**

**5.2** Veuillez donner la valeur des emprunts nets prévus en 2011 et illustrer les scénarios ainsi que leur probabilité que la valeur des emprunts nets réalisés en 2011 soit supérieure ou inférieure à la valeur prévue.

<sup>1</sup> Hydro-Québec utilise des swaps afin de couvrir le risque de change des dettes émises en devise et pour gérer la part de la dette à taux fixe et à taux flottant. Afin de réduire les risques de crédit, des ententes sont négociées avec les contreparties financières afin de limiter la valeur au marché des portefeuilles de produits dérivés. Ces ententes donnent lieu à des décaissements ou encaissements de fonds.

**Réponse :**

Le niveau d'emprunts prévu pour 2011 est de 3,5 G \$, tel que mentionné à l'annexe 5 de la pièce HQD-2, Document 3.2. Il a été établi essentiellement en fonction des besoins de fonds prévus dans le cadre financier de l'entreprise.

Le niveau d'emprunts pourrait fluctuer selon les opportunités favorables de préfinancement que pourrait offrir le marché et selon l'évolution des besoins d'encaissements ou de décaissements associés à la gestion de risque de crédit. Il est donc difficile d'établir une distribution de probabilité sur le niveau de financement.

Toutefois, en raison des possibilités de préfinancement, la probabilité de dépasser le programme d'emprunts est plus grande que celle de le diminuer. C'est d'ailleurs cette situation qui a été observée au cours des dernières années.

- 5.3** Veuillez élaborer davantage sur la « disparition » et l'évolution prévue des valeurs associées aux transactions de couverture de flux de trésorerie. En outre, présenter un tableau illustrant les valeurs associées aux transactions et leurs échéances.

**Réponse :**

La diminution du *Cumul des résultats étendus* entre l'année témoin projetée 2011 et l'année de base 2010 s'explique en majeure partie par la disparition des valeurs associées aux transactions de couverture de flux de trésorerie venant à échéance au cours de ces deux années. Le premier tableau illustre l'évolution prévue des valeurs associées à ces transactions alors que le deuxième détaille les dettes ou swaps et leurs échéances.

Il importe de prendre note que la diminution du *Cumul des résultats étendus*, due aux échéances, a un effet net pratiquement nul sur le dénominateur, étant donné qu'elle est compensée par la diminution de la valeur de *Dettes à long terme et swaps* correspondant à ces échéances.

**Tableau R-5.3-1**  
**Évolution prévue des valeurs associées aux transactions de couverture  
de flux de trésorerie venant à échéance au cours de 2010 et 2011**

| <i>Cumul des résultats étendus</i>       | 2011                  | 2010               | Écart            |
|--|-----------------------|--------------------|------------------|
|  | Année témoin projetée | Année de base      |                  |
| <i>Dettes couvrant les ventes</i>        | (386,1 M\$)           | (557,4 M\$)        | 171,3 M\$        |
| <i>Swaps couvrant les ventes</i>         | (197,5 M\$)           | (304,5 M\$)        | 107,0 M\$        |
| <i>Dettes/swaps</i>                      | 515,9 M\$             | 479,0 M\$          | 36,9 M\$         |
| <b>Total Cumul des résultats étendus</b> | <b>(67,7 M\$)</b>     | <b>(382,9 M\$)</b> | <b>315,2 M\$</b> |

**Tableau R-5.3-2**  
**Détail de l'écart des dettes, swaps et leur échéance**

| Détail de l'écart                 | Libellé                   | Mois d'échéance  | Montant                 |
|-----------------------------------|---------------------------|------------------|-------------------------|
| <i>Dettes couvrant les ventes</i> | JL                        | Mai 2011         | 166,4 M\$               |
|                                   | MT#241                    | Décembre 2011    | 2,9 M\$                 |
|                                   | MT#248                    | Décembre 2011    | 2,0 M\$                 |
|                                   |                           |                  | <u>171,3 M\$</u>        |
| <i>Swaps couvrant les ventes</i>  | Swap 1300                 | Mai 2011         | 0,2 M\$                 |
|                                   | Swap 1350                 | Mai 2011         | (0,8 M\$)               |
|                                   | Swap 479B                 | Mai 2010         | 44,8 M\$                |
|                                   | Swap 495                  | Juin 2010        | 21,8 M\$                |
|                                   | Swap 538                  | Juillet 2010     | 5,4 M\$                 |
|                                   | Swap 573A                 | Juillet 2010     | 10,1 M\$                |
|                                   | Swap 540                  | Septembre 2010   | 2,4 M\$                 |
|                                   | Swap 482B                 | Octobre 2010     | 23,1 M\$                |
|                                   |                           | <u>107,0 M\$</u> |                         |
| <i>Autres - dettes/swaps</i>      | Variation de juste valeur |                  | <u>36,9 M\$</u>         |
| <b>TOTAL</b>                      |                           |                  | <b><u>315,2 M\$</u></b> |

### COÛTS ÉVITÉS

6. **Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, pages 23-24 ;  
(ii) B-9, HQD-13, document 1, page 56.

**Préambule :**

(i) « Le coût évité est établi sur la base du prix d'un approvisionnement additionnel nécessaire au comblement de besoins additionnels à approvisionner ou du prix de la revente provenant de surplus à écouler. Le Distributeur considère que les contrats en base et cyclable avec le Producteur, signés en 2006, ne sont pas représentatifs du coût marginal d'un approvisionnement de long terme. Depuis 2006, le Distributeur a complété quatre autres appels d'offres de long terme. Dans chaque cas, les prix obtenus sont nettement au-dessus de ceux des contrats conclus avec le Producteur.

De plus, les quantités d'énergie qui sont différées, en vertu des conventions d'énergie différée avec le Producteur, ne constituent pas un signal de coût évité puisqu'elles devront faire l'objet de rappels avant la fin des conventions. Le coût associé à l'énergie différée n'est pas un coût évité puisqu'il entraîne un déboursé ultérieur, au moment des rappels d'énergie. Compte tenu du contexte actuel de surplus énergétiques et des mesures mises en place par le Distributeur afin de gérer le solde du compte d'énergie différée, le Distributeur maintient qu'il n'est pas opportun de retenir ce moyen aux fins de l'établissement des coûts évités [...]. »

(ii) « Si le Distributeur avait revendu sur les marchés l'énergie du contrat de base ne pouvant plus être différée, il aurait assumé une perte de 21,9 M\$ attribuable au prix de revente inférieur au prix de l'énergie du contrat de base, ainsi qu'un montant de 21,9 M\$ à titre de frais de reventes. Le gain associé à la transaction réalisée avec le Producteur correspond donc au total de ces frais de reventes évités. »

**Demande :**

**6.1** Veuillez expliquer pourquoi le coût associé à l'énergie différée n'est pas considéré par le Distributeur comme étant un coût évité alors que le prix de la transaction financière conclue avec le Producteur correspond à un prix de revente provenant de surplus à écouler.

**Réponse :**

**La conclusion des transactions avec le Producteur s'inscrit dans le contexte de surplus énergétiques qui s'étendent sur une longue période. Elles permettent au Distributeur de gérer le solde du compte d'énergie différée afin qu'il soit ramené à zéro à la fin des contrats.**

**Tel que le Distributeur l'explique à la section 1.2 de la pièce HQD-5, document 1, l'alternative à ces transactions de vente aurait été de prendre livraison de l'énergie du contrat de base (près de 2 TWh) et la revendre sur les marchés de court terme. Or, le prix de la revente est précisément le signal de coût évité que retient le Distributeur pour la période 2011-2022. En outre, c'est la revente, et non les transactions avec le Producteur, qui correspond au moyen à la marge déployé par le Distributeur afin de rétablir l'équilibre offre-demande.**

- 7. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 27 ;  
(ii) R-3726-2010, B-1, HQD-1, document 2.1, pages 11-12.

**Préambule :**

(i) « Dans le dossier R-3726-2010, le prix de la puissance de court terme est de 2,5 \$/kW-mois (ou 10 \$/kW-hiver) et le prix de la puissance de long terme est de 10 \$/kW-mois (ou 40 \$/kW-hiver). Ils étaient basés sur les coûts évités en puissance, qui sont les mêmes que dans le présent dossier, outre le changement d'année de référence.

La référence (v) réfère au prix pour les appels de puissance complémentaire, convenu entre le Distributeur et le Producteur, dans le cadre du renouvellement des conventions d'énergie différée. »

(ii) « Prix de la puissance, exprimé en \$US/kW-mois, s'appliquant au mois de la période d'hiver et correspondant au plus élevé de: i) 2 \$US, et ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York Rest of State », pour le mois applicable, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » (voir Note 2 ci-dessous) – ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO. »

**Demandes :**

- 7.1** Veuillez confirmer que le prix pour les appels de puissance complémentaire est basé sur le prix de marché de la puissance UCAP pour les mois applicables.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

- 7.2** Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le coût évité en puissance utilisé par le Distributeur pour le long terme ne réfère plus au prix de marché de la puissance UCAP.

**Réponse :**

**Jusqu'à l'horizon 2014-2015, le Distributeur prévoit être en mesure de combler l'ensemble de ses besoins de puissance sur les marchés de court terme. Toutefois, à compter de l'hiver 2015-2016, de nouveaux moyens devront être mis en place afin d'assurer l'équilibre offre-demande. Compte tenu que ces nouveaux moyens pourraient provenir de l'extérieur de la zone de réglage et que ceux-ci pourraient entraîner**

des investissements en transport étant donné la capacité des interconnexions, le Distributeur considère que le coût évité en puissance de long terme devrait tendre à un niveau supérieur à celui du signal de court terme correspondant au prix de marché de la puissance UCAP.

- 7.3 Veuillez préciser quel serait le coût (\$/kW-an) d'une turbine à gaz dédiée à 50 % aux besoins du Distributeur à l'horizon 2015 alors que le Distributeur a estimé ce coût à 80 \$/kW-an en 2008.

**Réponse :**

Selon l'information dont dispose le Distributeur, l'évaluation du coût générique de 80 \$/kW-an est toujours valable. Ce coût pourra être réévalué avec plus de précision une fois que seront connus les résultats d'un appel d'offres en puissance que le Distributeur entend lancer au cours des prochaines années. Il pourra aussi être revu, au besoin, en fonction de l'évolution des marchés de puissance.

8. **Référence :** B-9, HQD-13, document 1, page 28.

**Préambule :**

*« La différence étant peu significative [entre la moyenne de 1,65 ¢/kWh pour les années 2000 à 2009 et l'écart de 1,5 ¢/kWh], le Distributeur considère qu'elle ne justifie pas la modification de l'hypothèse concernant l'écart entre les prix de pointe et hors-pointe. »*

**Demande :**

- 8.1 Veuillez indiquer pour quelles raisons le Distributeur considère qu'un écart de 10 % (0,15/1,50) n'est pas significatif en ce qui a trait à l'écart des prix de pointe et hors-pointe.

**Réponse :**

Le Distributeur souhaite simplement assurer une stabilité du signal de prix, compte tenu de la grande variabilité de l'écart pointe/hors-pointe dans le temps. Par exemple, et tel que présenté au tableau 1.1 de la pièce HQD-2, document 4, cet écart varie entre 0,78 ¢/kWh en 2009 et 2,20 ¢/kWh en 2005.

De plus, les analyses de rentabilité du PGEÉ sont peu sensibles à un tel écart entre les prix de pointe et hors-pointe. En effet, pour l'essentiel



des usages pris en compte dans le PGEÉ, et pour toutes les catégories de clients, la consommation se répartit presque également entre les heures de pointe et les heures hors-pointe. Voir également la réponse à la question 15 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.1 du dossier R-3644-2007.

### **COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES (RA)**

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 33 ;
  - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 35 ;
  - (iii) Dossier R-3708, Pièce B-18, HQD-2, document 5, pages 10-11.

#### **Préambule :**

- (i) En réponse à une précision technique demandée par la Régie, le Distributeur explique que les facteurs d'utilisation des réseaux présentés dans le tableau des coûts évités (et qui servent à convertir les coûts évités de puissance en coûts évités par unité d'énergie) ne sont pas basés sur le facteur d'utilisation de la capacité garantie ou installée des équipements, mais plutôt sur la puissance maximale appelée sur le réseau.
- (ii) « *La valeur des coûts évités en puissance dans les réseaux autonomes est tributaire de trois facteurs : la taille des groupes qui seront nécessaires, l'année où ils seront requis, et enfin, le type particulier de moyen de production pour répondre à des besoins de puissance ferme.* » (nos soulignés)
- (iii) « *Le coût évité en puissance, exprimé en \$/kW-an, correspond aux coûts d'investissements de chaque groupe de production de référence prévu sur l'horizon de planification, et prend en compte sa durée de vie (15 ans) et la puissance requise pour rencontrer les 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.* »

#### **Demandes :**

- 9.1** Considérant que les coûts évités de puissance sont établis en fonction du coût d'installation d'équipements d'une capacité donnée à installer réellement, veuillez justifier que le facteur d'utilisation basé sur la pointe annuelle historique enregistrée sur le réseau est effectivement approprié. Dans votre réponse, veuillez expliquer comment on peut obtenir une juste allocation des coûts par kWh livré par

la capacité additionnelle à installer si on ne se base pas sur le facteur d'utilisation de la capacité de ces équipements.

**Réponse :**

L'établissement du coût évité en puissance exprimé en ¢/kWh consiste à répartir le coût de la puissance sur toutes les heures où un usage ou une catégorie de clients est présent à la pointe. Pour ce faire, le Distributeur utilise un facteur d'utilisation (FU). Ce facteur n'est pas déterminé a priori et ne peut correspondre au FU de la capacité des équipements installés. Le FU approprié varie en fonction de l'usage et de la présence à la pointe de cet usage. Ainsi, pour un usage de chauffage, un FU de 35 % est utilisé. Il représente le rapport entre l'énergie consommée annuellement par cet usage et celle qui aurait été consommée si la puissance de cet usage à la pointe des besoins avait été utilisée toutes les heures de l'année. Un usage de climatisation, qui n'est pas présent en pointe, n'aura pas de coût de puissance associé.

Inversement, la durée d'utilisation du groupe installé ne va pas dépendre d'un usage en particulier, mais est plutôt le résultat de la planification opérationnelle de la centrale. Le groupe sera sollicité sur la base d'éléments tels que le niveau de la demande à chacune des heures, la disponibilité de chacun des groupes de la centrale, le rendement de ceux-ci et tous les éléments qui permettent au Distributeur de répondre à la demande au moindre coût.

**9.2** Le cas échéant, veuillez corriger le tableau en page 9 de la Pièce B-1, HQD-2, document 4.

**Réponse :**

**Sans objet.**

**CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES**

**10. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 41.

**Préambule :**

*« L'évaluation de la durée de vie utile des poteaux est effectuée à partir de modèles statistiques qui considèrent les différentes causes de retraits possibles tels le*

vieillessement, le renouvellement, le déplacement ou l'enfouissement des poteaux. Des informations obtenues des exercices de balisage et d'autres facteurs influents, telles les conditions d'utilisation, la localisation géographique ou les contraintes légales, sont également pris en compte dans cette évaluation.

Les résultats les plus récents découlant de la poursuite des analyses et du travail de validation comptable basé sur l'inspection des poteaux vétustes et sur la prise en compte des autres causes de retrait justifieraient l'utilisation d'une durée de vie utile se rapprochant plutôt de 40 ans. »

[Nous soulignons]

**Demande :**

**10.1** Veuillez présenter les résultats des exercices de balisage concernant la durée de vie utile des poteaux.

**Réponse :**

**Le tableau R-10.1 présente les résultats des exercices de balisage effectués par le Distributeur**

**TABLEAU R-10.1  
Résultats des exercices de balisage – Durée de vie utile des poteaux**

| <b>Entreprise (1)</b> | <b>Localisation géographique</b> | <b>Taille (2)</b> | <b>Durée de vie utile</b> |
|-----------------------|----------------------------------|-------------------|---------------------------|
| 1                     | USA                              | Grande            | 35                        |
| 2                     | USA                              | Moyenne           | 40                        |
| 3                     | Canada                           | Moyenne           | 40                        |
| 4                     | Canada                           | Grande            | 40                        |
| 5                     | USA                              | Grande            | 30                        |
| 6                     | USA                              | Grande            | 32                        |
| 7                     | Canada                           | Moyenne           | 60                        |
| 8                     | USA                              | Moyenne           | 44                        |
| 9                     | Canada                           | Moyenne           | 40                        |

**Moyenne: 40**

(1) Le balisage relatif à la durée de vie des poteaux a été effectué dans le cadre d'un groupe de travail. Une entente a été signée quant à la confidentialité des données obtenues à l'intérieur de ce groupe.

(2) **Moyenne:** 100,000 < Nombre de clients < 1,000,000

**Grande:** Nombre de clients > 1,000,000

**11. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 41, tableau R-14.2.

**Préambule :**

En réponse à une demande de renseignements sur le détail du calcul de l'impact sur la charge d'amortissement annuelle des poteaux de l'ordre de 30 M\$, le Distributeur présente le tableau suivant :

**TABLEAU R-14.2**  
Impact de la révision de durée de vie utile sur la charge  
d'amortissement

| Charge d'amortissement annuelle         | M\$  |
|---|------|
| Simulation - Amortissement 30 ans       | 66,1 |
| Simulation - Amortissement 40 ans       | 35,9 |
| Diminution de la charge d'amortissement | 30,2 |

**Demande :**

**11.1** Veuillez décrire la méthodologie utilisée pour établir l'impact du changement de la durée de vie utile des poteaux sur la charge d'amortissement annuelle ainsi que sur le niveau de précision. Est-ce que le Distributeur a pris en compte chaque actif de façon spécifique?

**Réponse :**

**Pour établir les impacts de la révision de durée de vie utile des poteaux, le Distributeur a pris en compte chaque actif de façon spécifique: son coût, son amortissement cumulé, sa durée de vie écoulée et sa durée de vie restante. Cette méthode de calcul fournit donc au Distributeur le meilleur degré de précision possible.**

**APPROVISIONNEMENTS**

**12. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 45 ;  
(ii) R-3708-2009, B-5, HQD-13, document 9, page 24.

**Préambule :**

(i) « L'électricité patrimoniale inutilisée est par définition la différence négative entre la somme des valeurs horaires du volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale et le volume maximal de 178,860 TWh représentant l'engagement annuel maximal du Producteur relatif à l'électricité patrimoniale (décret 1277-2001 du 24 octobre). Ce calcul peut se faire seulement sur une base annuelle. Il est donc impossible de fournir une ventilation mensuelle de l'énergie patrimoniale inutilisée pour chaque année de 2005 à 2010 inclusivement. »

(ii) Tableau R-11.2

Électricité patrimoniale inutilisée (TWh)

| janv-09 | févr-09 | mars-09 | avr-09 | mai-09 | juin-09 | juil-09 | août-09 | sept-09 | oct-09 | nov-09 | déc-09 | Total |
|---------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|-------|
| 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0    | 0,7    | 0,7     | 0,7     | 0,7     | 0,7     | 0,6    | 0,4    | 0,1    | 4,5   |

**Demande :**

**12.1** Veuillez fournir une ventilation mensuelle de l'énergie patrimoniale inutilisée pour chacune des années de 2005 à 2010 inclusivement, tel que produit à la référence (ii).

**Réponse :**

Tel que le mentionne le Distributeur en réponse à la question 17.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, page 45, l'électricité patrimoniale réellement inutilisée prend son sens uniquement sur une base annuelle. À titre indicatif seulement, il est possible d'avoir une estimation des quantités prévues d'électricité patrimoniale inutilisée sur une base mensuelle. C'est d'ailleurs l'information que le Distributeur a produit à la référence (ii) pour l'année 2009 sur la base de quatre mois réels et huit mois prévisionnels, et qu'il présente ci-dessous pour l'année 2010 (en date de mai 2010).

**Tableau R-12.1-1**

Électricité patrimoniale inutilisée (TWh)

| janv-10 | févr-10 | mars-10 | avr-10 | mai-10 | juin-10 | juil-10 | août-10 | sept-10 | oct-10 | nov-10 | déc-10 | Total |
|---------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|-------|
| 0,3     | 0,2     | 0,2     | 0,1    | 0,0    | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,1    | 0,2    | 0,3    | 1,5   |

De la même manière, il est possible d'estimer ce qu'aurait pu être la répartition mensuelle de l'électricité patrimoniale réellement inutilisée. Cette information est produite au tableau suivant.

**Tableau R-12.1-2**

Électricité patrimoniale inutilisée (TWh)

| Années | janvier | février | mars | avril | mai | juin | juillet | août | septembre | octobre | novembre | décembre | Total |
|--------|---------|---------|------|-------|-----|------|---------|------|-----------|---------|----------|----------|-------|
| 2009   | 0,0     | 0,0     | 0,2  | 0,4   | 0,5 | 0,5  | 0,5     | 0,5  | 0,5       | 0,4     | 0,3      | 0,1      | 3,9   |
| 2008   | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0   | 0,0 | 0,0  | 0,0     | 0,0  | 0,0       | 0,0     | 0,0      | 0,0      | 0,0   |
| 2007   | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0   | 0,0 | 0,0  | 0,0     | 0,0  | 0,0       | 0,0     | 0,0      | 0,0      | 0,0   |
| 2006   | 0,4     | 0,4     | 0,3  | 0,1   | 0,0 | 0,0  | 0,0     | 0,0  | 0,0       | 0,1     | 0,2      | 0,3      | 1,9   |
| 2005   | 0,0     | 0,1     | 0,0  | 0,0   | 0,0 | 0,0  | 0,0     | 0,0  | 0,0       | 0,0     | 0,0      | 0,1      | 0,3   |

**Le Distributeur réitère cependant que ces données sont imparfaites et approximatives étant donné que le concept d'électricité patrimoniale inutilisée mensuelle et horaire n'existe pas. À titre d'exemple, la Régie sera à même de constater que les données pour l'année 2009 présentées au tableau ci-dessus diffèrent grandement de celles présentées à la référence (ii). Le Distributeur remet donc en question l'utilité de produire cette information.**

- 13. Références :** (i) B-1, HQD-5, document 1, page 7 ;  
(ii) B-1, HQD-5, document 1, page 14.

**Préambule :**

(i) « 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) « 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. »

**Demande :**

**13.1** Outre les quantités faisant l'objet de transactions financières, veuillez indiquer les quantités d'énergie qui seront différées en 2010 et en 2011.

**Réponse :**

**En 2010, le Distributeur ne différera pas d'énergie au-delà des quantités différées au cours des mois de mars et avril 2010, soit 350 MW du contrat de base pour les deux mois, ainsi que 50 MW et 250 MW du contrat cyclable en mars et en avril respectivement.**

Pour les fins d'établissement des coûts d'approvisionnements, le Distributeur prévoit ne pas différer d'énergie des contrats de base et cyclable en 2011. Toutefois, le Distributeur réévaluera au moment opportun l'intérêt de réaliser de nouvelles transactions avec le Producteur pour 2011, en fonction de l'évolution prévue du solde du compte d'énergie différée.

## **COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE**

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 7 ;
  - (ii) Pièce B-1, HQD-2, document 1, page 3 ;
  - (iii) Pièce C-5-8 ACEFQ, page 5.

### **Préambule :**

(i) et (ii) Le Distributeur utilise le taux d'inflation au Canada de 2 % pour la progression des autres charges.

(iii) Dans sa preuve, l'ACEFQ indique :

*« Nous recommandons qu'HQD utilise comme taux d'inflation prévue à court terme (pour l'année de base et l'année témoin) la moyenne des prévisions du taux d'inflation des organisations effectuant des prévisions économiques.*

*Nous recommandons aussi qu'HQD fournisse les prévisions d'inflation propres au Québec et qu'elle compare son efficience à ce taux en plus du taux d'inflation pour le Canada, pour tenir compte de la situation économique propre à son marché d'affaires (en effet on observe du précédent tableau un écart de près de 10% entre l'inflation cumulée au Québec et celle cumulée au Canada entre 2001 et 2011). »*

### **Demandes :**

- 14.1** Dans un contexte où les activités du Distributeur se passent au Québec, veuillez élaborer sur l'utilisation du taux d'inflation du Canada plutôt que celui du Québec. Veuillez fournir le taux d'inflation du Québec et indiquer quel serait l'impact de son utilisation en 2011.

### **Réponse :**

**Le Distributeur utilise le taux d'inflation au Canada puisque ce dernier est reconnu et largement utilisé tant par l'ensemble des agents économiques que par Hydro-Québec. Par ailleurs, le Distributeur juge qu'en moyenne l'écart historique entre l'inflation au Québec et l'inflation au Canada est peu significatif (écart des taux de croissance**

annuels moyens inférieur à 0,1 % sur la période 1979-2009) et ne justifie pas l'usage de deux indicateurs distincts.

Pour 2011, la moyenne des prévisions<sup>2</sup> du taux d'inflation au Québec est de 2,2 %. L'utilisation de ce taux aurait pour impact d'augmenter l'enveloppe de charges d'exploitation de 1,1 M\$.

**14.2** Veuillez commenter les recommandations citées à la preuve de l'ACEFQ (référence (iii)).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14.1.**

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 29, annexe B ;
  - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 12, page 10 ;
  - (iii) Pièce C-12-3, FCEI, page 10.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente dans sa formule paramétrique des charges d'exploitation un facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, passant de 9,3 M\$ (0,8 %) pour l'année 2010 (D-2010-022) à 16,0 M\$ (1,4 %) pour l'année témoin 2011.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur confirme que les abonnements augmentent de 57 188 (1,43 %) soit : (4 048 932 en 2011 – 3 991 744 en 2010). Le facteur de croissance de 1,43 % est appliqué aux charges d'exploitation établies à des fins statutaires de l'année 2010, soit  $1,43 \% \times 1\,119,2 \text{ M}\$ = 16,0 \text{ M}\$$ .

(iii) « La FCEI juge qu'il y a un manque d'information en ce qui a trait à la sensibilité des charges d'exploitation au nombre d'abonnés. L'étude de ce lien est critique à l'élaboration d'une formule d'établissement des charges qui représente adéquatement la réalité du Distributeur. En

---

<sup>2</sup> Moyenne des prévisions de l'inflation au Québec des organismes suivants : CBOC (avril 2010), Mouvement Desjardins (avril 2010), Banque de Montréal (avril 2010), Banque TD (novembre 2009), Banque Royale du Canada (avril 2010), IHS Global Insight (janvier 2010), Ministère des Finances du Québec (mars 2010).



*présumant que l'ensemble des coûts sont fixes, la formule transfert toutes les économies d'échelles au Distributeur. Cela paraît inacceptable, d'autant plus que le Distributeur admet ne pas avoir analysé le coût marginal associé à l'addition de client.*

*Par conséquent, la FCEI demande que le Distributeur présente, au prochain dossier tarifaire, une analyse détaillée du coût marginal associé à l'addition de nouveaux clients.*

*En ce qui concerne le présente dossier tarifaire et considérant qu'aucune information n'est disponible pour faire un choix éclairée, la FCEI recommande à la Régie d'utiliser une proportion de 50 % de coûts fixe dans l'application de la formule, soit la valeur médiane du domaine des valeurs possibles. Bien que cette valeur soit tout aussi arbitraire que la valeur de 100 % utilisée à l'heure actuelle, elle représente le scénario mitoyen. »*

**Demandes :**

**15.1** Veuillez indiquer quelle est la position du Distributeur sur la prise en compte des coûts fixes sur son facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas favorable à la prise en compte des coûts fixes sur son facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements.**

**Le Distributeur convient que certains coûts sont fixes et ne varient pas avec le nombre d'abonnements. En revanche, il constate que certains coûts augmentent plus rapidement que la croissance des abonnements.**

**Compte tenu du fait que la structure d'information comptable ne permet pas l'établissement du coût marginal associé à l'addition de nouveaux abonnements ni d'isoler la portion des coûts fixes de la portion des coûts variables, le Distributeur a opté pour l'utilisation d'une donnée paramétrique pour évaluer la croissance de ses coûts attribuables à la croissance de ses activités.**

**Le Distributeur a privilégié l'utilisation du nombre d'abonnements puisqu'il est en lien direct avec sa mission de base qui est de planifier et d'exploiter le réseau et d'assurer les services à la clientèle. Une corrélation directe est ainsi établie entre l'évolution du nombre d'abonnements et l'évolution des coûts d'exploitation. Le nombre d'abonnements a d'ailleurs été reconnu dans les dossiers tarifaires antérieurs comme étant le meilleur inducteur de coûts lors de l'établissement des indicateurs d'efficience.**

Par ailleurs, le respect de l'enveloppe globale des charges d'exploitation établie à 1 229,2 M\$ représente un défi pour le Distributeur. La modification d'un paramètre de la formule d'établissement de ces charges (dans le cas présent, le facteur de croissance) amènerait inévitablement la modification d'autres paramètres, tel le choix du facteur d'efficacité découlant des actions de gestion courantes. Le modèle doit donc être évalué de façon globale.

Finalement, le modèle paramétrique utilisé par le Distributeur pour établir l'enveloppe des charges d'exploitation s'inspire de façon générale du modèle de la réglementation incitative qui comprend généralement un facteur de croissance reconnu intégralement malgré la présence implicite de coûts fixes. Ainsi, dans les cas du modèle de Gaz Métro, le volume projeté est utilisé alors que le modèle de Gazifère privilégie la croissance du nombre de clients. Leur formule respective ne prévoit aucun ajustement pour la prise en compte de coûts fixes.

**15.2** Veuillez commenter la recommandation présentée à la référence (iii) à l'égard de l'utilisation d'une proportion estimée à 50% de coûts fixes dans l'application de la formule paramétrique des charges d'exploitation (soit 50 % de 16,0 M\$ pour 2011). Le cas échéant veuillez estimer une proportion de coûts fixes.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 15.1.

**16. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 12 ;  
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 82, tableau R-32.2.

**Préambule :**

(i) L'application des critères de récurrence et de stabilité des coûts a amené le Distributeur à proposer le reclassement des éléments spécifiques suivants :

|  |           |                             |                  |                     |                             |                  |                     |                         |
|--|-----------|-----------------------------|------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|---------------------|-------------------------|
| <b>Éléments<br/>reclassés<br/>2011</b> | <b>en</b> | 2008<br>Année<br>historique | 2009<br>Autorisé | 2009<br>Année<br>de | 2009<br>Année<br>historique | 2010<br>Autorisé | 2010<br>Année<br>de | 2011<br>Année<br>témoin |
|--|-----------|-----------------------------|------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|---------------------|-------------------------|

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

| (en M\$)                     | e           |             | base        | e           |             | base        |             |
|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Clientèle à faible revenu    | 1,3         | 5,5         | 5,5         | 2,2         | 9,6         | 9,6         | 12,4        |
| Gestion des cours de poteaux | 3,2         | 2,5         | 2,5         | 1,5         | 2,9         | 2,9         | 2,9         |
| Ouvrages civils              |             | 4,0         | 4,0         | 1,7         | 4,0         | 4,0         | 4,0         |
| Mesures de sécurité          | 5,6         | 8,1         | 8,1         | 8,1         | 8,7         | 7,9         | 9,5         |
| cybernétique                 |             |             |             |             |             |             |             |
| <b>Total</b>                 | <b>10,1</b> | <b>20,1</b> | <b>20,1</b> | <b>13,5</b> | <b>25,2</b> | <b>24,4</b> | <b>28,8</b> |

Sources : Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 61 et pièce B-1, HQD-7, document 1, page 21, annexe A.

| Éléments reclassés en 2010 ( et autorisés D-2010-022) (en M\$) | 2008 Année historique | 2009 Autorisé | 2009 Année de base | 2009 Année historique | 2010 Autorisé | 2010 Année de base | 2011 Année témoin |
|--|-----------------------|---------------|--------------------|-----------------------|---------------|--------------------|-------------------|
| Alimentation Schefferville                                     | 6,8                   | 9,4           | 9,4                | 6,0                   | 9,1           | 9,1                | 9,3               |
| Maîtrise de la végétation                                      | 55,3                  | 59,8          | 56,7               | 54,7                  | 61,1          | 60,5               | 61,7              |
| <b>Total</b>   | <b>62,1</b>           | <b>69,2</b>   | <b>66,1</b>        | <b>60,7</b>           | <b>70,2</b>   | <b>69,6</b>        | <b>71,0</b>       |

Sources : Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3; décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 61 et pièce B-1, HQD-7, document 1, page 21, annexe A.

- (ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente le cumulatif des dossiers traités pour les ententes personnalisés :

Tableau R-32.2

| Stratégie pour la clientèle à faible revenu             |                       |                    |                   |
|---|-----------------------|--------------------|-------------------|
| Nombre d'ententes personnalisées et de dossiers traités | année historique 2009 | année de base 2010 | année témoin 2011 |
| Ententes CFR  | 28 616                | 30 000             | 30 000            |
| Ententes personnalisées (EP)*                           | 3 491                 | 3 500              | 5 200             |
| Cumulatif de dossiers traités pour EP                   | 6 684                 | 8 900              | 12 000            |

\* incluant les renouvellements annuels

**Demandes :**

**16.1** La Régie se questionne sur la stabilité des coûts à ce stade-ci. La Régie constate que les éléments reclassés en 2011 ont totalisé 20,1 M\$ (montant autorisé 2009) par rapport à 13,5 M\$ (montant réel 2009), soit un écart favorable de 6,6 M\$ (33 %). Les données réelles 2010 ne sont pas encore connues. Veuillez commenter.

**Réponse :**

**Dans le cas des éléments sous examen, le Distributeur est d'avis que les données historiques ne sont pas un bon indicateur des sommes que le Distributeur compte engager dans les années ultérieures. Il évalue que, de façon prospective, les actions qui seront déployées nécessiteront des sommes à la hauteur des montants demandés en 2010 et 2011.**

**Ainsi, la stabilité des coûts de ces éléments spécifiques constatée sur la période 2010 et 2011 (Autorisé 2010 : 25,2 M\$, Année de base 2010 : 24,4 M\$ et Année témoin 2011 : 28,8 M\$) et anticipée pour les années suivantes amène le Distributeur à proposer leur reclassement vers ses activités de base dès 2011.**

**16.2** Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur de procéder au reclassement d'un élément spécifique vers ses activités de base selon un critère de stabilité des coûts basé sur des données réelles seulement.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.1.**

**16.3** En ce qui a trait à l'élément spécifique *Stratégie pour la clientèle à faible revenu*, la Régie constate 6 684 dossiers et 2,2 M\$ en 2009 comparativement à 12 000 dossiers et 12,4 M\$ prévus en 2011. Veuillez expliquer la variation du coût moyen unitaire des ententes personnalisées entre les données 2009 et 2011.

**Réponse :**

**Le coût unitaire ne peut pas se calculer sur les dossiers traités cumulatifs mais bien sur les ententes de l'année. L'augmentation des coûts moyens unitaires s'explique essentiellement par les**

modifications apportées par le Distributeur afin d'accroître l'aide consentie aux clients qui respectent les ententes personnalisées de même qu'à des modifications visant la présentation de l'ensemble des coûts associés aux clients ayant fait l'objet d'ententes personnalisées. Ces modifications se détaillent comme suit :

**Ententes personnalisées réussies :**

- En 2009, les radiations de dettes sont faites sur 25% de la dette initiale à chaque année pendant quatre ans et le soutien à la consommation atteint un maximum de 40%.
- En 2011, les radiations de dettes sont faites sur 50% de la dette initiale à chaque année pendant deux ans et le soutien à la consommation atteint un maximum de 50%.

Les changements apportés aux modalités des ententes personnalisées visent l'atténuation de deux enjeux importants, soit l'échec des ententes et leur abandon par certains clients.

**Ententes personnalisées non réussies :**

- En 2009, les coûts reliés aux échecs n'étaient pas comptabilisés à même l'élément spécifique « Stratégie pour la clientèle à faible revenu ».
- En 2011, le Distributeur présente les coûts reliés aux échecs des ententes personnalisées à même l'élément reclassé « Stratégie pour la clientèle à faible revenu ».

En effet, les ententes personnalisées ne permettent pas de trouver solution à toutes les situations des clients à faible revenu. Étant donné l'engagement du Distributeur à maintenir le service d'électricité auprès des clients à faible revenu, les clients qui ne respectent pas l'entente personnalisée continuent de consommer de l'électricité. Dans les cas où certains de ces clients subissent une interruption de service pour non paiement de leur facture, il y a rétablissement de service au moment du paiement des frais d'interruption de service et du premier versement d'une entente. Les clients qui n'ont pas respecté l'entente personnalisée voient leurs dettes se détériorer. Plusieurs d'entre eux retournent au comportement de fuite. Ils représentent donc un plus grand risque qui se reflète dans la dépense de mauvaises créances par des provisions sur les comptes finaux et actifs. À terme, les dettes des clients à faible revenu qui persistent dans le comportement de fuite se transforment en radiation.

**16.4** En ce qui a trait à la charge reliée à la *Maîtrise de la végétation*, veuillez expliquer la hausse de 5,8 M\$ (10,6 %) entre l'année historique 2009 et l'année de base 2010.

**Réponse :**

Tel que mentionné en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie dans le cadre du rapport annuel 2009 à la pièce HQD-10, document 1, le Distributeur effectue une gestion globale et dynamique de ses charges d'exploitation établies à des fins internes (excluant la charge de retraite) en fonction des opportunités et de l'évolution de son contexte d'affaires, tout en visant le respect de l'enveloppe budgétaire globale sous son contrôle.

Ainsi, en vue de compenser l'impact défavorable de l'augmentation des dépenses de mauvaises créances de 2009 attribuables au contexte économique, le Distributeur a déployé certaines mesures dont la réduction punctuelle et temporaire des activités de maîtrise de la végétation.

Le Distributeur est d'avis que cette mesure de réduction ne pourrait être reconduite de façon récurrente sans affecter la qualité ou la fiabilité de son service. Ainsi, en continuité avec les dossiers tarifaires R-3610-2006 et suivants, le Distributeur prévoit consacrer en 2011 un montant de l'ordre de 60 M\$ à la maîtrise de la végétation, et ce, afin de permettre d'atteindre le cycle moyen d'élagage de la végétation souhaité.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 76 ;
  - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 77 ;
  - (iii) Pièce C-12-3, FCEI, page 16.

**Préambule :**

- (i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur fournit plus de détails concernant le programme de protection de l'environnement. Il mentionne que :

*« Le programme vise l'ensemble des propriétés du Distributeur dont les terrains occupés par les centres de services, les centres administratifs, les centrales thermiques de même que les postes.*

*Les travaux qui seront réalisés dans le cadre de ce programme visent à :*

- *Effectuer des évaluations sommaires de l'ensemble des propriétés afin d'identifier celles présentant des risques de contamination ;*
- *Dans les cas où des risques de contamination ont été identifiés, réaliser des travaux de caractérisation afin d'établir avec plus de précision l'état du site et évaluer l'envergure des interventions requises ;*
- *Procéder à la réhabilitation environnementale des propriétés où des impacts sur l'environnement ont été identifiés.*

*Ces travaux de réhabilitation incluent la décontamination des sols et des eaux souterraines, de même que la mise en place de mesures de contrôle, de confinement et de suivi de la contamination. »*

- (ii) « De nouvelles obligations reliées à la gestion des terrains contaminés, plus particulièrement en ce qui a trait aux sols contaminés et à l'eau souterraine sont en place depuis quelques années. Le Distributeur a élaboré une stratégie de gestion de ses sites contaminés de concert avec les autres divisions d'Hydro-Québec. Cette stratégie consistait dans un premier temps à faire l'inventaire des sites et des données existantes afin de cibler les sites ayant un potentiel de contamination en vue de mettre en place un programme s'appliquant à l'ensemble des propriétés.

*Cette meilleure connaissance permet maintenant au Distributeur d'intensifier ses actions en matière de protection de l'environnement par la mise en place de ce programme. »*  
[Nous soulignons]

- (iii) Dans sa preuve, FCEI mentionne que :

*« Deuxièmement, bien qu'une intention générale soit énoncée, aucun objectif précis n'est défini. Vise-t-on à caractériser et réhabiliter tous les sites ou seulement certains d'entre eux? Vise-t-on une réhabilitation totale ou partielle? Combien de sites doivent être caractérisés? Il est difficilement compréhensible que cette information ne soit pas au dossier considérant que le Distributeur indique disposer d'un inventaire de ses sites.*

*Troisièmement, bien que les demandes de renseignements aient permis d'obtenir un peu d'information sur les interventions des dernières années, on ne sait pas le nombre de caractérisation que le Distributeur prévoit faire avec les 4 M\$ demandés (ce qui représente une multiplication par quatre du budget réel 2009). On ne dispose non plus d'aucune information sur le nombre total de caractérisations/réhabilitations à réaliser, sur le coût moyen prévu, ainsi que sur l'horizon temporel de l'élément spécifique. »*

**Demandes :**

- 17.1** Veuillez préciser le nombre de sites concernés pour chacune des propriétés suivantes : les terrains occupés par les centres de services, les centres administratifs, les centrales thermiques de même que les postes (référence (i)).

**Réponse :**

|   |                              |
|---|------------------------------|
| <b>Centres de services &amp; centres administratifs :</b> | <b>potentiel de 89 sites</b> |
| <b>Centrales thermiques :</b>                             | <b>potentiel de 24 sites</b> |
| <b>Postes :</b>   | <b>potentiel de 34 sites</b> |

**17.2** Veuillez préciser les nouvelles obligations qui sont en place *depuis quelques années*, ainsi que celles qui existaient antérieurement. Veuillez également préciser comment le Distributeur répondait aux obligations antérieures et à celles qui ont été en vigueur depuis quelques années.

**Réponse :**

**En mars 2003, des modifications substantielles ont été apportées à la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) pour régir la protection des terrains et leur réhabilitation en cas de contamination, cela par l'imposition d'obligations spécifiques pour certaines catégories d'activités, dont certaines effectuées par le Distributeur. Contrairement à ce qui prévalait auparavant, la loi prévoit des situations précises pour lesquelles il existe désormais une obligation légale de caractériser<sup>3</sup> et réhabiliter<sup>4</sup> un terrain.**

**Avant l'entrée en vigueur de ces exigences, il n'existait pas d'obligation pour le Distributeur de caractériser ou réhabiliter ses terrains. Chaque situation faisait l'objet d'une prise en charge au cas par cas lorsqu'une contamination était révélée.**

**Depuis, le Distributeur a élaboré une stratégie de gestion de ses sites contaminés, de concert avec les autres divisions d'Hydro-Québec, afin de cibler les sites ayant un potentiel de contamination qui devront faire l'objet d'interventions au cours des prochaines années, que ce soit en raison d'exigences légales ou de son devoir de diligence raisonnable.**

---

<sup>3</sup> Ordonnance du MDDEP (art. 31.49 LQE);  
Cessation définitive d'une activité industrielle désignée (AID) (art. 31.51 LQE);  
Changement d'utilisation d'un terrain sur lequel s'est exercée une AID (art.31.53 LQE).

<sup>4</sup> Ordonnance du MDDEP (art. 31.43 LQE);  
Cessation définitive d'une AID (art. 31.51 LQE);  
Changement d'utilisation d'un terrain sur lequel s'est exercée une AID (art. 31.54 LQE);  
Réhabilitation volontaire avec dépassement des valeurs limites règlementaires (art. 31.57 LQE).



**17.3** Veuillez répondre aux interrogations citées à la référence (iii) :

- Vise-t-on à caractériser et réhabiliter tous les sites ou seulement certains d'entre eux?
- Vise-t-on une réhabilitation totale ou partielle?
- Combien de sites doivent être caractérisés?
- Quel est le nombre de caractérisations que le Distributeur prévoit faire avec les 4 M\$ demandés?
- Quel le nombre total de caractérisations/réhabilitations à réaliser, le coût moyen prévu, ainsi que l'horizon temporel de l'élément spécifique?

**Réponse :**

**Sous question 1 :**

**Outre les sites spécifiquement exclus qui ne comportent aucune activité susceptible de générer des impacts environnementaux, tous les sites devront être évalués, caractérisés et réhabilités lorsque requis.**

**Sous question 2 :**

**La réhabilitation d'un site est généralement déterminée en fonction de la cessation définitive d'une activité industrielle désignée (AID) (art. 31.51 LQE), du changement d'utilisation d'un terrain sur lequel s'est exercée une AID ou lorsqu'un terrain présente un risque de migration des contaminants chez un voisin (31.52 LQE). Selon les résultats de la caractérisation, la réhabilitation pourra être complète ou partielle. Seuls les contaminants relatifs à une activité désignée qui excèdent les valeurs limites réglementaires seront visés.**

**Sous question 3 :**

**Voir la réponse à la question 17.1.**

**Sous question 4 :**

**Vingt trois caractérisations sont prévues pour 2011. De même, dix réhabilitations sont également prévues pour 2011.**

**Sous question 5 :**

**Nombre total de caractérisations/réhabilitations à réaliser : Voir la réponse à la question 17.1.**

**Coût moyen prévu : Le Distributeur ne possède pas la réponse à cette question. Le coût des caractérisations est tributaire de plusieurs variables dont entres autres, l'ampleur de la contamination, le type de contaminants, le type de sol et la présence d'eau souterraine contaminée ou non.**

**Horizon temporel :** Selon la connaissance actuelle des sites visés, le Distributeur prévoit réaliser son programme sur un horizon de 10 ans. Cette période pourrait varier en fonction des résultats des travaux de caractérisation et de la complexité des problématiques rencontrées.

**17.4** Advenant le cas où la Régie n'autorisait pas le budget spécifique relié à la protection de l'environnement de 4 M\$, veuillez commenter sur la capacité du Distributeur de réaliser les évaluations sommaires et les travaux de caractérisation des sites à même son budget des activités de base.

**Réponse :**

Le Distributeur évaluerait alors la possibilité d'étaler sur une plus longue période la réalisation des travaux visés par ce programme, tout en s'assurant du respect des exigences légales auxquelles il doit se conformer et de son devoir de diligence raisonnable.

Le Distributeur est toutefois d'avis que l'intensification des travaux en matière de protection de l'environnement est souhaitable puisqu'elle permettra la réalisation d'interventions plus rapidement, réduisant ainsi possiblement les coûts de réhabilitation.

**COÛT DE RETRAITE**

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10, tableau 3 ;
  - (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 13 ;
  - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 67 ;
  - (iv) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 72, tableau R-27.1.

**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<br>2009 | D-2010-022 | Année de base<br>2010 | Année témoin<br>2011 | Variation<br>D-2010-022<br>vs 2011 |
|------------------|--------------------------|------------|-----------------------|----------------------|------------------------------------|
| Coût de retraite | 25,7                     | 55,8       | 17,8                  | 67,3                 | 11,7                               |

(ii) Le Distributeur indique que le coût de retraite est évalué à 67,3 M\$ en 2011 soit un montant supérieur de 11,7 M\$ à celui autorisé pour 2010. Il explique que :

*« 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. »*

[Nous soulignons]

*(iii) « La perte actuarielle non amortie au 1<sup>er</sup> janvier 2011 est constituée du solde non amorti au 1<sup>er</sup> janvier 2010, augmenté principalement de l'impact de la baisse du taux d'actualisation et de la révision des hypothèses de mortalité et de retraite. Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, la perte actuarielle en excédant du « corridor » est établie à 1 487 M\$ et l'amortissement constaté dans le coût de retraite 2011 est de 124 M\$. »*

La Régie évalue que la quote-part de l'amortissement constaté pour le Distributeur est de l'ordre de 40 M\$.

(iv) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-27.1 les composantes du coût de retraite de l'année historique 2009 et de l'année de base 2010.

**Demandes :**

**18.1** Veuillez fournir le détail du calcul de la perte actuarielle excédant le « corridor » établie à 1 487 M\$ (référence (iii)) et faire le lien avec la note 21 du Rapport annuel 2009 d'Hydro-Québec à la page 89.

**Réponse :**

**Le tableau R-18.1 présente la conciliation entre la perte actuarielle nette non amortie au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et la perte actuarielle non amortie en excédant du corridor au 1<sup>er</sup> janvier 2011 .**

**Tableau R-18.1  
Conciliation de la perte actuarielle**

| <b>Conciliation de la perte actuarielle</b>   | <b>en M\$</b> |
|---|---------------|
| <b>Perte actuarielle nette non amortie au 1<sup>er</sup> janvier 2010<sup>1</sup></b>                     | <b>2 412</b>  |
| ▪ <b>Perte découlant de la baisse du taux d'actualisation (de 6,17 % à 5,73 %)</b>                        | <b>976</b>    |
| ▪ <b>Perte découlant de la révision des hypothèses de mortalité et de retraite</b>                        | <b>499</b>    |
| ▪ <b>Gain sur le rendement de l'actif</b>   | <b>- 32</b>   |
| <b>Perte actuarielle nette non amortie au 1<sup>er</sup> janvier 2011</b>                                 | <b>3 855</b>  |
| <b>Perte actuarielle reportée découlant du lissage de l'actif</b>   | <b>-900</b>   |
| <b>Montant non amortissable résultant de l'utilisation du corridor (10 % X 14 680 000 \$)<sup>2</sup></b> | <b>-1 468</b> |
| <b>Perte actuarielle non amortie en excédant du corridor au 1<sup>er</sup> janvier 2011</b>               | <b>1 487</b>  |

<sup>1</sup> Équivaut à la perte actuarielle nette non amortie au 31 décembre 2009, présentée à la note 21 du Rapport annuel 2009 d'Hydro-Québec à la page 89.

<sup>2</sup> Le corridor de 10 % est calculé sur le plus élevé des deux montants suivants : soit l'obligation du régime ou soit la valeur lissée de l'actif du régime, au début de l'exercice. Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, selon l'évaluation des actuaires, l'obligation du régime est estimée à 14 680 000 \$ alors que la valeur lissée de l'actif est estimée à 14 290 000 \$.

**18.2** Le Distributeur explique la hausse de 11,7 M\$ par rapport au montant autorisé en 2010, entre autres par l'amortissement de la perte actuarielle évalué par la Régie à 40 M\$. Veuillez expliquer et quantifier le solde de l'écart.

**Réponse :**

**Le tableau R-18.2 présente les explications de la variation du coût de retraite d'Hydro-Québec entre l'année 2010 autorisée et l'année témoin 2011.**

**Tableau R-18.2**  
**Conciliation du coût de retraite d'Hydro-Québec**  
**(année 2010 autorisée / année témoin 2011)**

| <b>Conciliation du coût de retraite d'HQ</b>                     | <b>en M\$</b> |
|--|---------------|
| <b>Coût de retraite de l'année autorisée 2010</b>                | <b>175</b>    |
| ▪ <b>Baisse du taux d'actualisation (de 6,04 % à 5,73 %)</b>     | <b>125</b>    |
| ▪ <b>Révision des hypothèses de mortalité et de retraite</b>     | <b>83</b>     |
| ▪ <b>Gain sur le rendement de l'actif</b>                        | <b>- 112</b>  |
| ▪ <b>Révision de l'hypothèse de rendement prévu à long terme</b> | <b>- 63</b>   |
| ▪ <b>Autres</b>  | <b>2</b>      |
| <b>Coût de retraite de l'année témoin 2011</b>                   | <b>210</b>    |

L'ensemble des éléments expliquant l'écart entre le coût de retraite de l'année autorisée 2010 et de l'année témoin 2011 ont contribué à la hausse de l'amortissement de la perte actuarielle constaté dans le coût de retraite de l'année témoin 2011.

Le coût de retraite directement imputé au Distributeur représente environ 32 % du coût de retraite d'Hydro-Québec, soit sa quote-part avant l'impact de la prestation de travail et de la charge de retraite provenant de l'ensemble des fournisseurs. Concernant l'impact de la charge de retraite provenant de l'ensemble des fournisseurs, voir la réponse à la question 20.1.

**18.3** Veuillez expliquer la hausse du coût de retraite de 49,5 M\$, passant de 17,8 M\$ (année de base 2010) à 67,3 M\$ (année témoin 2011).

**Réponse :**

La hausse du coût de retraite s'explique principalement par la baisse du taux d'actualisation de 6,17 % à 5,73 % et par la révision des hypothèses de mortalité et de retraite. Le rendement sur l'actif vient réduire le coût.

Le tableau R-18.3 présente les explications de la variation du coût de retraite d'Hydro-Québec entre l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.

**Tableau R-18.3**  
**Conciliation du coût de retraite d'Hydro-Québec**  
**(année de base 2010 / année témoin 2011)**

| <b>Conciliation du coût de retraite d'HQ</b>  | <b>en M\$</b> |
|---|---------------|
| <b>Coût de retraite de l'année de base 2010</b>   | <b>21</b>     |
| ▪ <b>Baisse du taux d'actualisation</b>   | <b>137</b>    |
| ▪ <b>Révision des hypothèses de mortalité et de retraite</b>                                  | <b>83</b>     |
| ▪ <b>Rendement de l'actif - lissage</b>   | <b>- 30</b>   |
| ▪ <b>Augmentation de la masse salariale et des taux de cotisations salariales - effet net</b> | <b>- 1</b>    |
| <b>Coût de retraite de l'année témoin 2011</b>  | <b>210</b>    |

Le coût de retraite directement imputé au Distributeur représente environ 32 % du coût de retraite d'Hydro-Québec, soit sa quote-part avant l'impact de la prestation de travail et de la charge de retraite provenant de l'ensemble des fournisseurs. Concernant l'impact de la charge de retraite provenant de l'ensemble des fournisseurs, voir la réponse à la question 20.1.

**18.4** Veuillez compléter le tableau R-27.1 (référence (iv)) pour les composantes du coût de retraite autorisé en 2010 et de l'année témoin 2011. Si les données sont non disponibles, veuillez en indiquer les raisons.

**Réponse :**

**Tableau R-18.4  
Composantes du coût de retraite (en M\$)**

|   | Année<br>historique<br>2009 | Année<br>autorisée<br>2010 | Année<br>de base<br>2010 | Année<br>témoin<br>2011 |
|---|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Coût des services rendus                    | 161                         | 252                        | 229                      | 283                     |
| Frais d'administration                      | 30                          | 32                         | 34                       | 34                      |
| Intérêts sur l'obligation                   | 760                         | 769                        | 778                      | 836                     |
| Rendement prévu des actifs                  | (787)                       | (823)                      | (918)                    | (965)                   |
| Amortissement de l'actif transitoire        | (152)                       | (152)                      | (152)                    | (152)                   |
| Amortissement de la perte actuarielle nette | -                           | 47                         | -                        | 124                     |
| Amortissement du coût des services passés   | 50                          | 50                         | 50                       | 50                      |
| Coût de retraite d'Hydro-Québec             | 62                          | 175                        | 21                       | 210                     |
| Quote-part du Distributeur <sup>1</sup>     | 19,7                        | 58,5                       | 6,6                      | 68,0                    |

<sup>1</sup> La quote-part du Distributeur représente environ 32 % du coût de retraite d'Hydro-Québec. Les montants de la quote-part du Distributeur présentés pour l'année historique 2009 et l'année de base 2010 ont été révisés par rapport au tableau R-27.1 produit en réponse à la question 27.1 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie (HQD-13, document 1, page 72), afin d'exclure l'impact de la prestation de travail.

**19. Référence :** Pièce B-15, pièce HQD-13, document 4.1, annexe A, en liasse, pages 14 et 45.

**Préambule :**

En complément de réponse à la question 2 de la demande de renseignements no 1 de l'AQCIE/CIFQ, Le Distributeur indique à la page 14 du document :

*« Les hypothèses actuarielles utilisées pour la comptabilisation des coûts et obligations découlant du Régime de retraite d'Hydro-Québec pour l'exercice financier 2009 sont celles retenues par le groupe de travail formé par Hydro-Québec, et elles sont établies en conformité avec la norme décrite au chapitre 3461 du Manuel de l'ICCA. Ce groupe de travail est composé de représentants d'Hydro-Québec ainsi que de représentants de Aon Conseil. Ces hypothèses sont celles jugées les plus probables par la direction d'Hydro-Québec. Les hypothèses et méthodes sont validées chaque année par le groupe de travail.*

*Les écarts qui surviendront entre l'expérience réelle et celle attendue en vertu des hypothèses actuarielles utilisées seront les sources de gains et pertes révélées lors d'évaluations actuarielles futures. »*

Le Distributeur présente à la page 45 du document le détail du coût de retraite 2011, mesuré au 30 avril 2010.

|   |            |
|---|------------|
| <b>Coût prévu selon les IFRS</b>  | <b>250</b> |
| Amortissement des pertes d'expérience, car les pertes non amorties excèdent le corridor de 10 % (l'impact provient principalement de la baisse observée du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure, du lissage de l'actif) | + 124      |
| Amortissement du coût des services passés   | + 50       |
| Amortissement de l'actif transitoire  | - 152      |
| Hausse du rendement prévu de l'actif, due à un actif lissé plus élevé que l'actif à la juste valeur   | - 62       |
| <b>Coût résultant selon les PCGR</b>  | <b>210</b> |

La Régie comprend que le coût de retraite du Distributeur est de 68,0 M\$, soit 32 % de 210 M\$, pour l'année témoin 2011.

**Demande :**

**19.1** Veuillez expliquer et détailler par composantes le coût de retraite prévu de 250 M\$ pour l'année témoin 2011.

**Réponse :**

**La prévision du coût de retraite de l'année témoin 2011 (base IFRS) a été établie le 30 avril 2010 à partir d'un taux d'actualisation à 5,73 % et d'un taux de rendement prévu à long terme de 6,75 %.**



**Tableau R-19.1  
Composantes du coût de retraite prévu (en M\$)**

|  | <b>Année témoin<br/>2011<br/>IFRS</b> |
|--|---------------------------------------|
| <b>Coût des services rendus</b>        | <b>283</b>                            |
| <b>Frais d'administration</b>          | <b>34</b>                             |
| <b>Intérêts sur l'obligation</b>       | <b>836</b>                            |
| <b>Rendement prévu des actifs</b>      | <b>(903)</b>                          |
| <b>Coût de retraite d'Hydro-Québec</b> | <b>250</b>                            |
| <b>Quote-part du Distributeur</b>      | <b>80,9</b>                           |

**20. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 74, tableau R-28.2.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au R-28.2 la conciliation de la charge de retraite pour l'année 2011.

| (en M\$)                     | 2009<br>Année<br>historique | 2010<br>D-2010-022 | 2010<br>Année de base | 2011<br>Année témoin |
|------------------------------|-----------------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|
| Coût de retraite             | 19,7                        | 58,5               | 6,6                   | 68,0                 |
| HQD                          | -4,7                        | -13,6              | -1,6                  | -16,1                |
| Prestation de travail<br>CSP | 10,7                        | 10,7               | 12,8                  | 15,4                 |
| Éléments<br>spécifiques      | 25,7                        | 55,6               | 17,8                  | 67,3                 |

Sources: Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 74, tableau R-28.2 ; pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1 ; pièce B-1, HQD-7, document 9, page 4, tableau 2 et pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10, tableau 3.

**Demande :**

**20.1** Veuillez expliquer pourquoi les coûts de retraite associés au Centre de services partagés n'évoluent pas au même rythme que ceux du Distributeur, notamment pour l'année de base 2010.

**Réponse :**

Dans le cadre du processus de planification, la portion de la charge de retraite qui provient de l'ensemble des fournisseurs de services (non pas seulement du Centre de services partagés), tel que mentionné dans le tableau ci-haut, est évaluée lors de l'établissement des ententes clients-fournisseurs pour l'année suivante. Cette évaluation est intégrée dans les demandes tarifaires pour l'année témoin projetée. Il n'y a pas de réévaluation par la suite pour ces ententes.

**21. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 67, tableau R-26.3.

**Préambule :**

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.3 les hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer le coût de retraite. Il indique, entre autres, que le taux d'actualisation et le taux d'intérêt des obligations corporatives AA sont respectivement de 5,73 % pour l'année témoin 2011 comparativement à 6,17 % pour l'année de base 2010.

**Demande :**

**21.1** Veuillez mettre à jour la prévision du taux d'intérêt des obligations corporatives AA anticipée aux fins de la prévision 2011 avec les données à ce jour. Est-ce que le taux de 5,73 % est toujours considéré le plus probable à ce jour? Veuillez fournir les sources économiques qui appuient le taux attendu de 5,73 % et, le cas échéant, le taux mis à jour.

**Réponse :**

La plus récente estimation du taux d'actualisation aux fins de la prévision 2011, établie en date du 30 septembre 2010, est de 5,33 %. Les sources économiques qui appuient ce taux sont décrites à la page 20 de l'évaluation actuarielle portant sur la comptabilisation des coûts et obligations découlant du Régime de retraite de l'exercice financier 2009, présentée à l'annexe A du complément de réponse à la question 2 de la demande de renseignements n°1 de l'AQCIE/CIFQ (HQD-13, document 4.1, annexe A).

**22. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 69, tableau R-26.5.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau R-26.5 l'évolution du coût de retraite sur la période 2004-2011.

| (en M\$) | Autorisé | Année de base | Année historique |
|----------|----------|---------------|------------------|
| 2004     | -18,2    | 0,0           | 0,0              |
| 2005     | 18,2     | 48,7          | 47,8             |
| 2006     | 70,5     | 96,8          | 87,9             |
| 2007     | 96,8     | 90,5          | 98,3             |
| 2008     | 78,2     | 62,8          | 50,4             |
| 2009     | 57,2     | 25,4          | 25,7             |
| 2010     | 55,6     | 17,8          | nd               |
| 2011     | 67,3     | nd            | nd               |

La Régie constate que depuis 2008 il y a une surévaluation du coût de retraite autorisé par rapport aux années de base et aux années historiques.

**Demandes :**

**22.1** Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de retraite.

**Réponse :**

**Le Distributeur considère que l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de retraite ne constitue pas le mécanisme le plus approprié pour se prémunir, si cela est nécessaire, de la variabilité de ces coûts.**

**Tout d'abord, le Distributeur tient à rappeler que la somme cumulative des écarts entre les montants autorisés et les montants réels pour les six années pour lesquelles des données complètes sont disponibles, soit 2004 à 2009, est de l'ordre de - 7 M\$. Force est de constater d'une part, qu'il n'y a pas eu de surfacturation du coût de retraite pour la période considérée et que d'autre part, la sous facturation est marginale et ne soulève aucune préoccupation pour le Distributeur.**

**Tel qu'expliqué dans le dossier R-3677-2008, le coût de retraite relève en partie de la gestion de la masse salariale du Distributeur. À cet égard, dans sa décision D-2009-016, la Régie n'a d'ailleurs pas retenu la proposition des intervenants de créer un compte de frais reportés pour les coûts de retraite sur la base que les variations positives ou**

**négatives des prévisions budgétaires relatives au coût de retraite font partie des aléas et risques du Distributeur. Elle a en outre clairement signifié que la création d'un tel compte ne respecterait pas l'imputation des coûts aux bonnes générations de clients et entraînerait des coûts de financement. Il s'agit là d'éléments toujours pertinents qui doivent être considérés dans les réflexions sur le choix du mécanisme le plus approprié pour capter, si requis, les écarts de prévision des coûts de retraite.**

**De plus, le Distributeur constate que la création d'un compte de frais reportés va à l'encontre du principe de l'harmonisation des états financiers réglementaires à ceux à vocation générale car il amène une disparité réglementaire / statutaire additionnelle et ce, particulièrement dans le contexte du passage aux normes internationales (IFRS) au 1<sup>er</sup> janvier 2012. La compréhension actuelle du Distributeur est que les actifs/passifs réglementaires ne seront plus reconnus en vertu des IFRS. En outre, la Régie a maintes fois souligné sa préoccupation concernant le nombre de compte de frais reportés.**

**Par ailleurs, le Distributeur serait prêt à explorer des pistes pour réduire la volatilité incluant une mise à jour potentielle de la prévision du coût de retraite comme celle relative au taux de rendement et ce, même si elle constitue une entorse au principe réglementaire de limiter les mises à jour en cours de dossier tarifaire, principe reconnu par la Régie notamment dans le cadre des discussions sur le coût des combustibles dans le dossier R-3677-2008 (D-2009-016). Cependant, le Distributeur estime qu'il s'agit d'une avenue qui doit être évaluée à sa juste valeur tenant compte des délais et des contraintes à opérationnaliser une telle mise à jour puisque plusieurs composantes des revenus requis en sont affectées, ce qui n'est pas le cas pour la mise à jour du taux de rendement. Parmi ces composantes se retrouvent le coût de retraite attribuable au Distributeur, aux fournisseurs de services et imputé aux prestations de travail, le rendement sur la base de tarification via l'impact sur l'ATPC, le rendement des fournisseurs via l'impact sur leurs ATPC ainsi que la charge locale puisqu'une mise à jour des revenus requis du Transporteur devrait aussi être effectuée. Finalement un ajustement serait également nécessaire dans le calcul des coûts alloués aux contrats spéciaux.**

**À cet égard, le Distributeur tient à rappeler que le régime de retraite étant un régime corporatif, la variabilité du coût de retraite affecte tant le Distributeur que le Transporteur.**

**22.2** Advenant le cas où la Régie juge nécessaire la création d'un compte d'écarts relié à l'ensemble des coûts de retraite, veuillez indiquer les composantes de ce compte. Par exemple, est-ce que le rendement des écarts de prévision de l'ATPC inclus dans la base de tarification devrait en faire partie? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

**Advenant le cas où la Régie juge nécessaire la création d'un compte d'écarts relié à l'ensemble des coûts de retraite, les éléments suivants devraient en principe y être comptabilisés :**

- **Les écarts de prévision par rapport au réel du coût de retraite du Distributeur, des fournisseurs de service ainsi que les écarts du coût de retraite imputé aux prestations de travail,**
- **Le rendement sur les écarts de prévision par rapport au réel de l'ATPC inclus dans la base de tarification,**
- **L'écart de rendement des fournisseurs,**
- **Des coûts de financement.**

**23. Référence :** Pièce C-5-8, ACEFQ, page 7.

**Préambule :**

Dans sa preuve, l'ACEFQ souligne que les coûts de retraite constituent un élément qui fluctue de manière importante et propose les mécanismes suivants :

*« ... qu'il y a lieu de penser à des mécanismes pour stabiliser cette dépense et réduire les écarts prévisionnels en plus ou moins (quitte à instaurer un CFR ou à demander à HQD de valider ses prévisions lors de la remise à jour du taux de rendement vers le mois de février). Tout comme la valeur de l'actif (qui est lissé sur un certain nombre d'années) et de la perte actuarielle qui est amortie pour la partie excédant 10% de l'actif ou de l'obligation du régime de retraite (HQD-7 doc. 1, page 13) on pourrait adopter un mécanisme de lissage, ou une moyenne mobile, sur 3 ou 5 ans, pour la dépense de retraite afin de stabiliser cette dépense et réduire les écarts. »*

**Demande :**

**23.1** Veuillez commenter les propositions suivantes :

- valider ses prévisions lors de la remise à jour du taux de rendement vers le mois de février ;
- adopter un mécanisme de lissage, ou une moyenne mobile, sur 3 ou 5 ans, pour la dépense de retraite afin de stabiliser cette dépense et réduire les écarts.

**Réponse :**

Pour la première proposition, voir la réponse à la question 22.1. Cependant, le Distributeur considère que l'exercice de révision devrait, le cas échéant, être effectué avant le mois de février pour être en mesure de déposer à la Régie une mise à jour en temps opportun pour la révision des tarifs du Distributeur au premier avril de chaque année.

Si le Distributeur avait adopté une moyenne mobile sur trois ans, le coût de retraite aurait été établi à 45,2 M\$ pour 2008 et 78,0 M\$ pour 2009. Force est de constater que cette estimation n'aurait pas été plus représentative du coût réel que l'évaluation actuarielle qui en a été effectuée pour ces années. Quant à la proposition de moyenne mobile sur 5 ans, l'historique n'est pas suffisamment grand pour pouvoir effectuer les calculs.

Le Distributeur considère qu'il ne s'agit pas de mécanismes applicables, le passé pouvant difficilement être garant du futur en matière d'évolution des coûts de retraite. A contrario, leur évaluation se doit de continuer à être un processus établi à partir de données futures.

- 24. Référence :** Pièce C-4-7, AQCIE/CIFQ, *Evidence*, Rapport préparé par Robert D. Knecht, page 11.

**Préambule :**

*« I therefore conclude that it would be reasonable for the Régie to reconsider its rejection of a reconciliation mechanism, particularly in light of the substantial over-recovery of actual costs experienced in each of the past three years (2008 - 2010). In the alternative, the Régie should direct HQD to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund. I recognize that developing such a mechanism may be difficult if HQ operates only a single combined pension plan. However, without some regulatory protection, ratepayers*

*may continue to pay for pension costs that are not yet incurred by HQD, but which they may need to pay for again in the future. »*

[Nous soulignons]

**Demande :**

**24.1** Veuillez commenter la recommandation de l'AQCIE/CIFQ, soit : *“to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund”*.

**Réponse :**

**Hydro-Québec offre un seul régime de retraite à l'ensemble de ses employés.**

**Le coût de retraite d'Hydro-Québec est établi par une évaluation actuarielle de comptabilisation produite par des actuaires indépendants, en conformité avec le chapitre 3461 « Avantages sociaux futurs » du *Manuel de l'ICCA*. L'objectif de la comptabilisation est de répartir de manière appropriée le coût du régime de retraite sur les exercices durant lesquels les employés fournissent les services correspondants. Ce coût est une composante de la rémunération globale offerte par Hydro-Québec.**

**Les cotisations d'Hydro-Québec sont déterminées par une évaluation actuarielle de capitalisation et une analyse de la solvabilité du régime. Cette évaluation est encadrée par les normes de capitalisation et de solvabilité prescrites par la *Loi sur les régimes complémentaires de retraite* (« *Loi RCR* ») ainsi que par les normes professionnelles reconnues par l'Institut canadien des actuaires. L'objectif de cette évaluation est de fournir les moyens financiers pour faire face aux obligations du régime et garantir le versement des prestations.**

**Ces évaluations visent des objectifs distincts. Sur une base annuelle aucune corrélation entre le coût et les cotisations ne peut être établie puisque les méthodes et hypothèses utilisées peuvent être différentes. En aucune façon, le coût de retraite ne peut être utilisé pour déterminer les cotisations à verser.**

**La quote-part du coût de retraite imputable au Distributeur correspond à environ 32 % du coût de retraite d'Hydro-Québec. Le Distributeur ne verse pas de cotisations à la caisse du régime de retraite puisqu'il s'agit d'un régime universel couvrant l'ensemble des employés d'Hydro-Québec.**

Le contexte légal et fiscal des régimes de retraite au Québec ainsi que le Règlement concernant le Régime de retraite d'Hydro-Québec (RRHQ) font en sorte qu'il est difficilement concevable que la Régie puisse mettre en place un mécanisme de cotisations minimales, d'autant plus que ce mécanisme ne viserait que le Distributeur et qu'il s'éloignerait de l'exercice de fixation des tarifs.

Le RRHQ est encadré par le *Règlement numéro 734*, règlement qui prescrit entre autres, les cotisations patronales et salariales à verser à la caisse du régime, ainsi que les règles d'utilisation du surplus du régime. Ce règlement découle d'une entente qui est négociée entre Hydro-Québec et ses employés.

Par ailleurs, comme le RRHQ est un régime complémentaire de retraite sous la juridiction du Québec, il est régi par la « *Loi RCR* ». Pour maintenir son enregistrement, le RRHQ est soumis aux règles qui y sont prescrites, dont *l'article 210.1* qui a pour effet d'interdire tout versement à l'employeur de quelque partie de la caisse de retraite, en cours d'existence du régime. En d'autres termes, une fois que l'employeur a versé les cotisations au régime, il n'est plus possible d'obtenir un remboursement, même pour des montants qui auraient été versés en trop. Le mécanisme de cotisations minimales proposé par l'AQCIE/CIFQ entraînerait le versement de cotisations en excédant des besoins réels de financement de la caisse de retraite pour toutes les années où les cotisations établies par l'évaluation de capitalisation (solvabilité) seraient inférieures au coût comptable. Le régime en situation d'excédent pourrait alors risquer de perdre son statut de régime de retraite enregistré et devenir automatiquement imposable. Dans ce contexte, les cotisations seraient supérieures au coût du service et ne seraient plus admissibles.

Finalement, un tel mécanisme aurait aussi pour conséquence de faire augmenter le coût de retraite. Compte tenu qu'Hydro-Québec ne pourrait se prévaloir ni d'un remboursement de la caisse, ni d'un congé de cotisations (cotisations devant toujours être au moins égales au coût), les cotisations versées en excédant se traduiraient éventuellement par des bonifications de régime.

#### **EFFICIENCE ET PERFORMANCE**

25. **Références :**
- (i) B-1, HQD-7, document 2, pages 20 à 23 ;
  - (ii) B-9, HQD-13, document 1, page 90 ;
  - (iii) R-3708-2009, B-1, HQD-7, document 2, pages 19, 20 et 22.



**Préambule :**

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

(ii) « L'information sur les résultats moyens des entreprises faisant partie du premier quartile n'est pas une information produite par la firme First Quartile Consulting. »

(iii) Tableaux 6 à 8 – Performance Continuité de service d'Hydro-Québec Distribution, Performance Service d'Hydro-Québec Distribution, Performance Coûts d'Hydro-Québec Distribution.

**Demande :**

**25.1** À la référence (iii), la Régie constate que les résultats de performance pour l'ensemble des entreprises du premier quartile étaient disponibles. Veuillez reproduire les graphiques de la référence (i) en ajoutant à chacun une courbe représentant les résultats des entreprises classées dans le premier quartile.

**Réponse :**

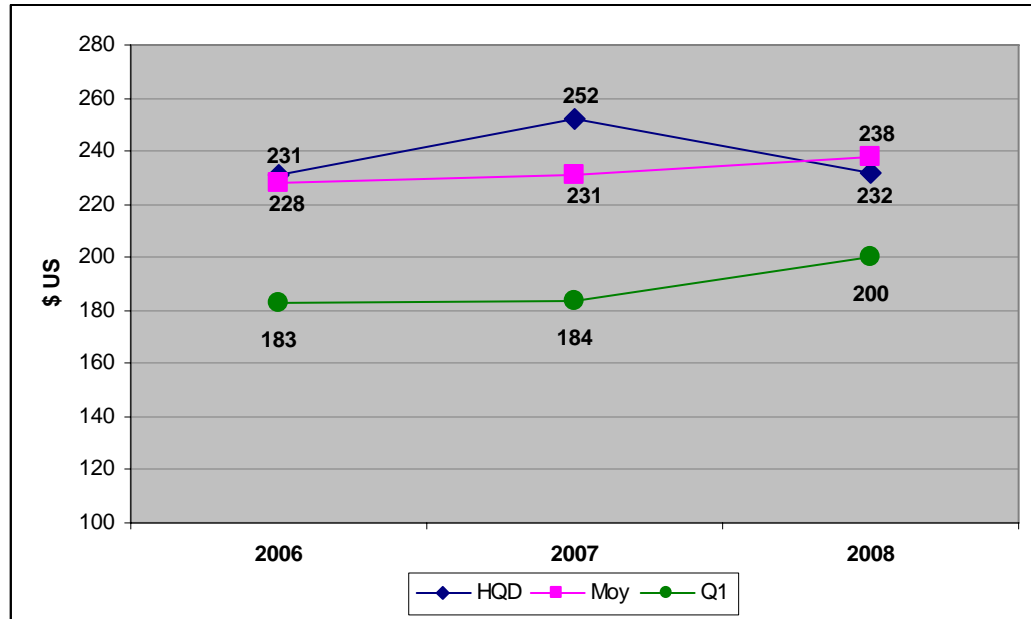
**En référence (ii), la Régie demandait de produire le résultat moyen des entreprises faisant partie du premier quartile. Cette information n'a pas été produite car le résultat moyen pour les entreprises faisant partie du premier quartile n'est pas calculé.**

**Les quartiles servent à séparer les populations en groupes. Ainsi, dans le cas du premier quartile (Q1), le résultat permet de déterminer la frontière qui départage 25 % des participants les plus performants des 75 % restants. Le deuxième quartile (Q2) est la valeur qui permet de séparer les populations situées entre le deuxième et le troisième quartiles. Cela correspond aussi à la médiane puisque le deuxième quartile permet de séparer l'ensemble des participants en deux groupes de même taille.**

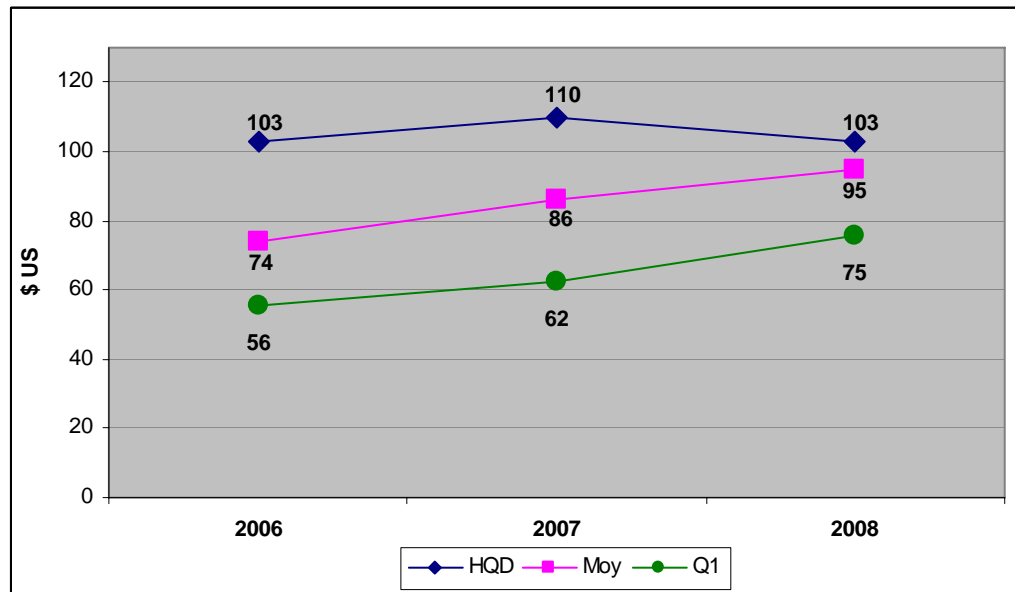
**En résumé, un quartile ne correspond pas à la moyenne d'un groupe, mais à la frontière qui le sépare du quartile suivant.**

**Les graphiques R-25.1-A à R-25.1-D reprennent les informations produites dans la preuve pour les années 2006 à 2008 en y ajoutant la valeur associée au premier quartile.**

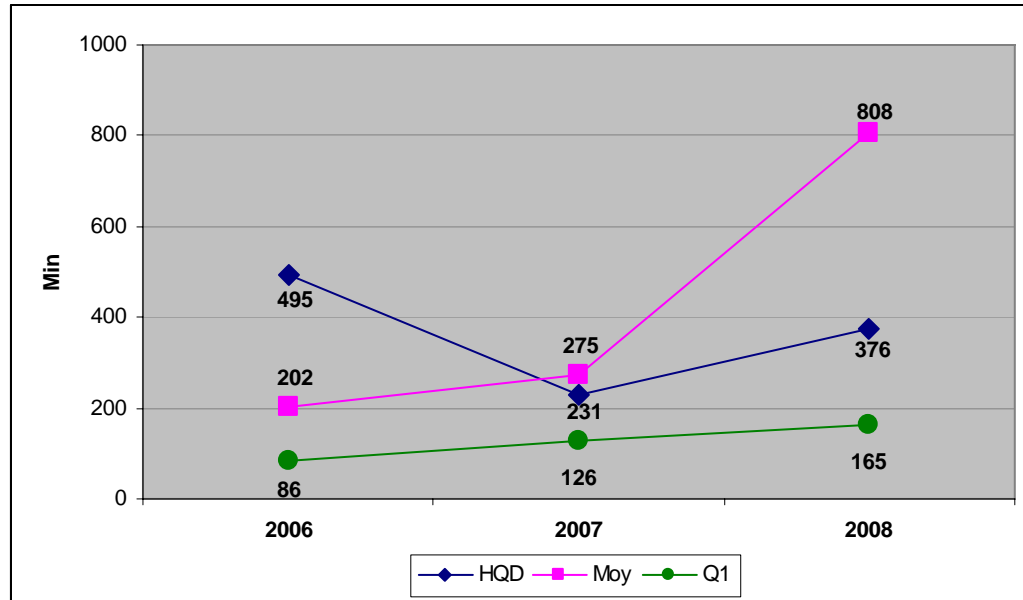
**Graphique R-25.1-A**  
**Coût total par abonnement**



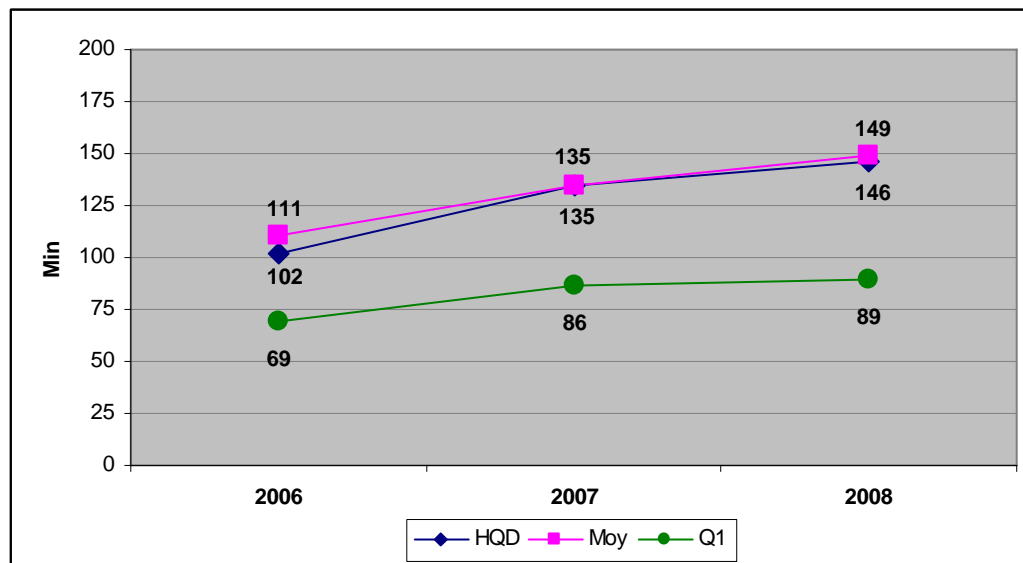
**Graphique R-25.1-B**  
**Dépenses en exploitation par abonnement**



**Graphique R-25.1-C**  
**Continuité de service (indice brut)**



**Graphique R-25.1-D**  
**Continuité de service (indice redressé)**



Notons que dans le calcul des quartiles, chaque indicateur est traité de façon indépendante. Cela signifie que le groupe d'entreprises faisant partie du premier quartile n'est pas le même d'un indicateur à l'autre.

Dans l'appréciation que le Distributeur fait des résultats, les quartiles informent davantage de la dispersion des résultats que d'un standard à atteindre. Par contre, la moyenne est un repère plus significatif car toutes les entreprises y sont considérées.

- 26. Références :**
- (i) B-1, HQD-7, document 2, pages 20 à 23 ;
  - (ii) B-9, HQD-13, document 1, page 90 ;
  - (iii) R-3708-2009, B-1, HQD-7, document 2, pages 16 et 17.

**Préambule :**

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

(ii) « *Le Distributeur n'est pas en mesure d'expliquer l'écart entre sa performance et celle de la moyenne des entreprises de comparaison. Cela exigerait de connaître les raisons particulières qui expliquent le niveau de performance de chaque entreprise de comparaison. Or ces données ne sont pas connues. Les graphiques tout comme le classement par quartiles font ressortir les écarts ; ils ne les expliquent pas.* » [nous soulignons]

(iii) « *Ces programmes [de balisage] visent une meilleure compréhension du mode de fonctionnement des organisations. Ils sont complétés par une étude approfondie des initiatives les plus porteuses d'amélioration. L'approche méthodologique diffère de celle utilisée par le passé. Elle comporte davantage d'échange de données qualitatives et descriptives sommaires par opposition à l'échange de grandes quantités de données opérationnelles détaillées.*

[...]

*Bien que le balisage soit d'abord orienté vers l'échange des meilleures pratiques, une portion évaluation, sous forme d'indicateurs, est maintenue dans le modèle proposé par 1QC.* » [nous soulignons]

**Demande :**

**26.1** Considérant les meilleures pratiques d'affaires ainsi que les modes de fonctionnement des organisations participantes aux exercices de balisage, veuillez élaborer sur les écarts entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne

des participants, et ce, pour chacun des graphiques de la référence (i). Également, veuillez préciser comment le Distributeur évalue les pistes d'amélioration de sa propre performance.

**Réponse :**

**Le Distributeur reconnaît qu'il serait pertinent de comprendre les écarts de performance entre les participants au balisage sur la base des indicateurs globaux de Coût total par abonnement et de Charges d'exploitation nettes par abonnement. Or, dans la pratique, il n'est pas possible de produire cette analyse pour deux raisons.**

- 1. Les tentatives faites dans ce sens dans le passé ont montré qu'il y a trop d'éléments de coûts disparates à prendre en considération. Ces éléments (par exemple, les éléments spécifiques, les frais financiers ou les coûts différés) viennent noyer l'effet d'une pratique d'affaires ou d'un mode d'organisation sur l'écart que l'on souhaite expliquer, sans compter les facteurs d'ordre technique tels l'âge des réseaux et les conditions particulières d'exploitation qui devraient également être pris en considération. Le constat est que l'information à recueillir de la part de chaque participant serait très grande, voire excessive, et difficile à traiter, sans pour autant permettre d'aboutir à des pistes d'amélioration concrètes et porteuses d'efficacité. Ce constat est le même en ce qui a trait aux indicateurs de continuité de service, à l'exception peut-être des indices bruts où les grands écarts s'expliquent généralement par des catastrophes naturelles de grande ampleur.**
- 2. Les participants ne veulent pas se lancer dans un exercice qui est plus de nature comptable qu'opérationnelle, ce qui explique le changement dans l'approche méthodologique. En effet, il est possible, par le biais d'une étude approfondie et des échanges entre les participants, de cerner, pour une activité donnée, ce qui apparaît être une bonne approche à des problèmes communs. Ces pistes sont ensuite étudiées au sein de chaque organisation pour valider si elles sont pertinentes, considérant les situations particulières de chacun, avant de les implanter. Les analyses sont menées sans qu'un rapprochement avec les résultats globaux soit nécessaire.**

**Ainsi, sur la base de l'information recueillie par le biais des questionnaires de balisage, les tentatives visant à expliquer la totalité des écarts entre les participants au sujet des indicateurs globaux deviennent rapidement spéculatives.**

**MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS**

- 27. Références :** (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 94 ;  
(ii) Dossier R-3708-2009, B-5, HQD-13, document 1, page 75.

**Préambule :**

- (i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur quantifie 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 des salaires de base :

*« L'écart de 2,6 M\$ entre les salaires de base de l'année témoin 2011 et ceux de l'année autorisée et ajustée 2010 s'explique principalement comme suit :*

- Diminution de 128 ETC (-10,0 M\$) ;
- Augmentations salariales de 1,6 % accordées en vertu des conventions collectives (+8,1 M\$) ;
- Progression salariale de 1 % (+5,1 M\$).

*L'écart de 21,4 M\$ entre les salaires de base de l'année témoin 2011 et ceux de l'année de base 2010 s'explique essentiellement comme suit :*

- Croissance de 51 ETC (+5,7 M\$) ;
- Augmentations salariales de 1,6 % accordées en vertu des conventions collectives (+7,8 M\$) ;
- Progression salariale de 1 % (+4,9 M\$).

*Par ailleurs, les écarts résiduels s'expliquent essentiellement par la variation de la proportion d'effectifs temporaires ainsi que par l'évolution de la composition de la main-d'œuvre. »*

- (ii) Le Distributeur présente une diminution des salaires de base de 6,5 M\$ en 2010 par rapport au montant autorisé en 2009 relative à l'augmentation de la proportion d'effectifs temporaires ainsi qu'au rajeunissement de la main-d'œuvre.

**Demandes :**

- 27.1** Compte tenu du mouvement de personnel dû, entre autres, aux départs à la retraite, veuillez quantifier la diminution des salaires de base de l'année témoin 2011 relativement au rajeunissement de la main-d'œuvre et le cas échéant à l'augmentation de la proportion d'effectifs temporaires :
- par rapport au montant autorisé 2010 ;
  - par rapport à l'année de base 2010.

**Réponse :**

Les écarts résiduels non quantifiés à la référence (i) totalisent :

- - 0,6 M\$ entre les données de l'année témoin 2011 et le montant autorisé en 2010 ;
- +3,0 M\$ entre les données de l'année témoin 2011 et ceux de l'année de base 2010.

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir d'informations plus détaillées que celles déjà produites. Le calendrier réglementaire fait en sorte que la préparation du dossier tarifaire devance le processus budgétaire détaillé du Distributeur. Cependant, les données projetées de l'année témoin s'appuient sur le processus budgétaire en étant établies de façon globale et correspondent aux meilleures données disponibles au moment du dépôt de la preuve.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il établit son enveloppe de charges d'exploitation selon une méthode paramétrique. Ainsi, pour les fins de son dossier tarifaire, l'augmentation d'une rubrique de charges d'exploitation implique une diminution équivalente d'une ou plusieurs autres rubriques de coûts.

**27.2** En considérant les explications additionnelles fournies à la question précédente, veuillez expliquer les soldes résiduels, des écarts totaux de 2,6 M\$ et 21,4 M\$.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 27.1.**

**27.3** Veuillez indiquer quel est le traitement budgétaire des postes vacants. Est-ce que la prévision des salaires de base de 2011 tient compte des postes vacants? Veuillez quantifier.

**Réponse :**

Le Distributeur tient compte d'un certain niveau de postes vacants dans l'établissement des salaires de base de l'année témoin mais ne peut toutefois quantifier leur nombre.

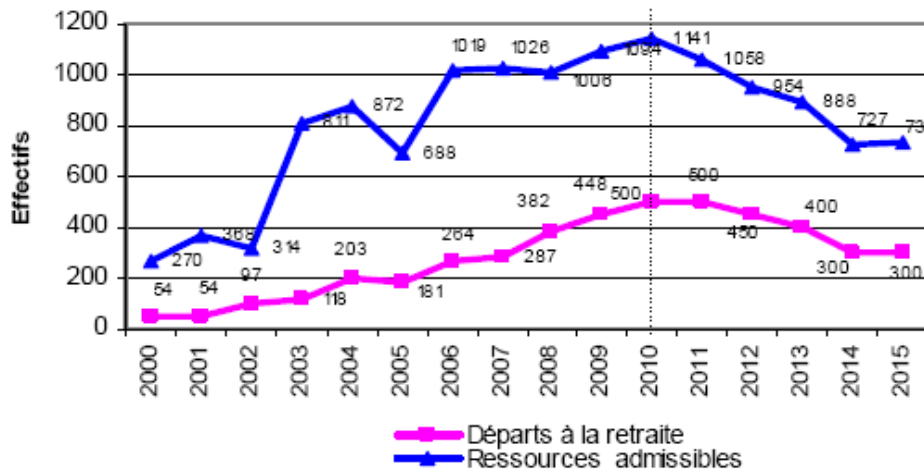
Ainsi, les salaires de base de l'année historique 2009 et de l'année de base 2010 ont servi de point de départ pour l'établissement de ceux de l'année témoin 2011. Le Distributeur estime que le niveau de postes vacants des années 2009 et 2010 implicite à l'estimation des salaires est représentatif de celui de 2011.

**28. Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 23, annexe 3.

**Préambule :**

Le Distributeur présente l'évolution réelle et prévue des départs à la retraite sur la période 2000-2015.

**Nombre d'employés HQD admissibles à la retraite et nombre de départs à la retraite par année**



À compter de 2010, les données sur le nombre de départs à la retraite sont estimées.

**Demande :**

**28.1** Veuillez compléter le tableau suivant et expliquer les réductions de postes :

|                        | 2009<br>Année<br>historique | 2010<br>Année<br>de base | 2011<br>Année<br>témoin |
|------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Ressources admissibles | 1 006                       | 1 094                    | 1 141                   |
| Départs à la retraite  | 448                         | 500                      | 500                     |
| Réductions de postes   |                             |                          |                         |

**Réponse :**

L'information demandée n'est pas disponible car les départs à la retraite ne se traduisent pas automatiquement par des réductions de postes. À titre d'exemple, le poste d'un employé ayant pris sa retraite peut être comblé suite à son départ tandis qu'une réduction de poste



sera constatée dans une autre unité, en fonction de la révision des processus d'affaires, rendant ainsi le suivi global impossible.

Rappelons que 75 % de ces départs à la retraite touchent les emplois liés au réseau de distribution pour lesquels le Distributeur n'anticipe aucune réduction de postes puisque ces départs se produiront au moment où il doit maintenir sa capacité de réalisation et faire face à la croissance de ses activités. Dans ce contexte, l'intégration graduelle de la relève se soldera par une légère hausse du nombre d'effectifs pour une période transitoire.

Cette croissance est toutefois compensée par l'opportunité offerte par les départs à la retraite liés aux activités de services à la clientèle qui représentent 25 % des départs totaux.

#### FRAIS CORPORATIFS ET LOI 100

- 29. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 10, page 4 ;  
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 102 et 103 ;  
(iii) Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 72.

#### Préambule :

- (i) Le Distributeur présente l'évolution des frais corporatifs :

| (en M\$)       | 2009<br>Réal | 2010<br>D-2010-22 | 2010<br>Année de<br>base | 2011<br>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                 |

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 10, page 4 et dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 10, page 4.

- (ii) La Régie comprend que l'objectif d'Hydro-Québec eu égard à l'application de la Loi 100 est d'atteindre une réduction de 10 % de ses frais corporatifs de l'année historique 2009, soit une dépense de 94,9 M\$ d'ici 2013 (105,4 M\$ en 2009 réduit de 10 %).

Le Distributeur indique qu'Hydro-Québec entend respecter la Loi 100. La Régie s'étonne dans ce contexte de la hauteur du budget de 133,8 M\$ de l'année témoin 2011 supérieur de 38,9 M\$ par rapport au montant réduit de 10 % de l'année historique 2009.

- (iii) Dans sa décision D-2010-022, la Régie mentionne :

« Par ailleurs, la Régie s'interroge sur les variations des charges relatives aux frais corporatifs du Distributeur qui évoluent à la hausse sans contrôle possible par ce dernier.

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. »

**Demandes :**

**29.1** Veuillez expliquer la hausse de 15,1 M\$ (14 %) entre les frais corporatifs d'Hydro-Québec de l'année historique 2009 et l'année de base 2010.

**Réponse :**

**La hausse des frais corporatifs entre l'année historique 2009 et l'année de base 2010 s'explique comme suit :**

| <b>SOMMAIRE ÉCARTS FRAIS CORPORATIFS (M\$)</b> |   |                 |               |              |
|--|---|-----------------|---------------|--------------|
|  | <b>Affaires corporatives et secrétariat général</b> | <b>Finances</b> | <b>Autres</b> | <b>Total</b> |
| <b>Indexation des activités</b>                | <b>3,0</b>  | <b>1,2</b>      | <b>0,8</b>    | <b>5,0</b>   |
| <b>Reports de projets et autres</b>            | <b>2,0</b>  | <b>2,6</b>      | <b>2,0</b>    | <b>6,6</b>   |
| <b>Activités spécifiques (1)</b>               | <b>3,5</b>  | <b>0,0</b>      | <b>0,0</b>    | <b>3,5</b>   |
|  | <b>8,5</b>  | <b>3,8</b>      | <b>2,8</b>    | <b>15,1</b>  |

Note 1: Dont projet de démonstration pour le véhicule électrique 1,2M\$.

**29.2** Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur à l'effet que ses frais corporatifs soient réduits graduellement dès 2011 pour atteindre la réduction de 10 % du montant de l'année historique sur un horizon de 2013.

**Réponse :**

**Le Distributeur réitère qu'il n'est pas visé directement par la Loi 100.**

L'application de la Loi 100 se fait en tenant compte des caractéristiques propres à chaque société, tel qu'indiqué à l'article 15.

Pour Hydro-Québec, selon ses caractéristiques commerciales, l'application de la Loi 100 se traduit par une réduction des frais corporatifs, tel que précisé en réponse à la question 43.2 de la demande de renseignements n°1 de la Régie (HQD-13, document 1, page 102).

La réduction des frais corporatifs est établie en terme relatif par rapport à une prévision qui prend en compte l'évolution du coût de retraite, l'indexation de la masse salariale selon les conventions collectives en vigueur et les activités répondant à des besoins spécifiques de l'entreprise, tel que précisé en réponse à la question 43.4 de la demande de renseignements n°1 de la Régie (HQD-13, document 1, page 103).

**29.3** Veuillez présenter les pistes concrètes pour contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs en lien avec la décision D-2010-022 (référence (iii)) par rapport à l'année historique 2009.

**Réponse :**

Tel que précisé en réponse à la question 2 de la demande de renseignements n°1 de l'ACEF Outaouais (HQD-13, document 2, page 4), les pistes de réduction seront identifiées au moment de la planification annuelle des activités. Ces pistes concrètes peuvent comprendre différentes mesures dont l'efficiencia associée à la révision des processus.

**30. Référence :** Projet de loi 100 (2010, chapitre 20), article 15 et article 11, pages 10 et 9.  
<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2010C20F.PDF>

**Préambule :**

Les articles 15 et 11 du projet de loi 100 :

**15.** Le conseil d'administration d'une société d'État doit adopter une politique visant, compte tenu des caractéristiques de cette société, la réduction des dépenses prévue par les premier et deuxième alinéas de l'article 11.

**11.** Les organismes du réseau de la santé et des services sociaux, les organismes du réseau de l'éducation et les universités doivent, au terme de l'exercice débutant en 2013, avoir réduit leurs dépenses de fonctionnement de nature administrative d'au moins 10 % par rapport aux dépenses de fonctionnement de même nature engagées pendant l'exercice débutant en 2009.

À cette fin, les organismes du réseau de la santé et des services sociaux et les organismes du réseau de l'éducation doivent notamment prendre les mesures nécessaires afin que, au terme de leur exercice débutant en 2010, la somme de leurs dépenses de publicité, de formation et de déplacement ait été réduite de 25 % par rapport à la somme de ces dépenses de l'exercice précédent.

De même, les universités doivent notamment prendre les mesures nécessaires afin que, au terme de leur exercice débutant en 2010, la somme de leurs dépenses de formation et de déplacement ait été réduite de 25 % par

Le présent article n'a pas pour effet de soustraire un organisme ou une université à l'application de la Loi favorisant le développement et la reconnaissance des compétences de la main-d'œuvre (L.R.Q., chapitre D-8.3).

**Demandes :**

**30.1** Selon l'article 15 de la Loi 100, quelle est la politique d'Hydro-Québec visant les dépenses de publicité, de formation et de déplacement applicable au Distributeur. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

La politique « Nos finances » déjà en vigueur à Hydro-Québec, précise qu'Hydro-Québec gère ses coûts de façon rigoureuse par l'amélioration constante et la maîtrise de ses processus et qu'elle doit établir une planification financière qui lui permette d'atteindre ses objectifs.

Compte tenu des caractéristiques commerciales de l'entreprise, l'application des deux premiers paragraphes de l'article 11 concerne pour Hydro-Québec les frais corporatifs qui représentent les dépenses de nature administrative de l'entreprise.

**30.2** Veuillez présenter les réductions prévues dans les prévisions de l'année de base 2010 et de l'année témoin 2011 associées aux dépenses de publicité, de formation et de déplacement du Distributeur.

**Réponse :**

**Tel que présenté en réponse à la question 30.1, l'application de la Loi 100 concerne les frais corporatifs. Les réductions prévues sont reflétées à la rubrique « frais corporatifs » du Distributeur et ont été présentées dans la pièce HQD-7, Document 10 de la présente demande tarifaire.**

**30.3** Veuillez indiquer distinctement les coûts attribués à la dépense de publicité, de formation et de déplacement pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011. Veuillez indiquer également à quelles rubriques du coût de service appartiennent ces dépenses.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 30.2.**

#### **AUTRES CHARGES**

**31. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 107, tableau R-45.1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau R-45.1 le détail des retraits d'actifs sur la période 2006 à 2011.

**TABLEAU R-45.1**  
**(TABLEAU R-21-1 COMPLÉTÉ)**  
**Détail des retraits d'actifs sur la période 2006 à 2011 (M\$)**

| Année du retrait/disposition         | 2006          | 2007        | 2008        | 2009        | 2010<br>(année base) | 2010<br>(1er janvier<br>au 31 août) | 2011<br>(année témoin) |
|--------------------------------------|---------------|-------------|-------------|-------------|----------------------|-------------------------------------|------------------------|
| <b>Corroborations</b>                |               |             |             |             |                      |                                     |                        |
| Poteaux                              | -             | -           | -           | -           | -                    | -                                   | -                      |
| Conducteurs                          | 0,8           | -           | 7,6         | -           | 3,0                  | 3,0                                 | 3,0                    |
| Câbles                               | 0,8           | -           | 15,9        | -           | 10,0                 | 9,1                                 | 7,0                    |
| Transformateurs                      | 9,3           | -           | 5,8         | 1,3         | 5,0                  | 4,3                                 | 5,0                    |
| <b>Sous total</b>                    | <b>10,9</b>   | <b>-</b>    | <b>29,3</b> | <b>1,3</b>  | <b>18,0</b>          | <b>16,4</b>                         | <b>15,0</b>            |
| <b>Appareils de mesure et autres</b> |               |             |             |             |                      |                                     |                        |
| Appareils de mesure                  | 4,5           | 12,8        | 6,1         | 7,5         | 8,0                  | 1,8                                 | 4,5                    |
| Autres <sup>(1)</sup>                | (4,8 )        | (2,5 )      | (5,7 )      | 4,0         | 4,0                  | 1,0                                 | 10,5                   |
| <b>Sous total</b>                    | <b>(0,3 )</b> | <b>10,3</b> | <b>0,4</b>  | <b>11,5</b> | <b>12,0</b>          | <b>2,8</b>                          | <b>15,0</b>            |
| <b>Mise en conformité</b>            | <b>-</b>      | <b>-</b>    | <b>-</b>    | <b>-</b>    | <b>20,0</b>          | <b>4,1</b>                          | <b>-</b>               |
| <b>Total</b>                         | <b>10,6</b>   | <b>10,3</b> | <b>29,7</b> | <b>12,8</b> | <b>50,0</b>          | <b>23,3</b>                         | <b>30,0</b>            |

<sup>(1)</sup> Inclut les retraits et revenus RHSP ainsi que les radiations diverses non récurrentes.

**Demande :**

**31.1** Veuillez expliquer et détailler la hausse de 6,5 M\$ attribuable à la rubrique Autres, entre les données de l'année historique 2009 et celles de l'année témoin 2011. Veuillez préciser les revenus exceptionnels le cas échéant.

**Réponse :**

La hausse de 6,5 M\$ attribuable à la rubrique "Autres", entre les données de l'année historique 2009 et celles de l'année témoin 2011 s'explique principalement par des revenus constatés en 2009 découlant essentiellement de la vente de surplus d'actifs tels que des métaux, des véhicules ou du matériel de bureau.

Il est difficile pour le Distributeur de prévoir de façon précise ce type de revenu qui est influencé à la fois par le niveau de surplus d'actifs disponible à la vente, ainsi que par la volatilité du prix de vente de certains types d'actifs.

**BASE DE TARIFICATION**

**32. Référence :** Pièce B-1, HQD-8, document 3.

**Préambule :**

Le tableau suivant présente l'évolution de l'encaisse réglementaire incluse dans la base de tarification (moyenne des 13 soldes) :

| (en M\$) | Autorisé | Année de base | Année historique |
|----------|----------|---------------|------------------|
| 2007     | 325,6    | 322,2         | 336,4            |
| 2008     | 331,3    | 306,3         | 257,6            |
| 2009     | 232,3    | 164,7         | 113,7            |
| 2010     | 90,0     | 37,0          | nd               |
| 2011     | 24,8     | nd            | nd               |

Sources : D-2008-024, R-3644-2007, page 64 ; D-2009-016, R-3677-2008, page 70 ; D-2010-022, R-3708-2009, page 86 et pièce B-1, HQD-8, document 1.

Le tableau suivant présente l'évolution de la provision pour créances douteuses incluse dans le calcul de l'encaisse réglementaire (au 31 décembre).

| (en M\$) | Autorisé | Année de base | Année historique |
|----------|----------|---------------|------------------|
| 2007     | -53,0    | -59,7         | -51,0            |
| 2008     | -59,7    | -89,0         | -132,7           |
| 2009     | -89,0    | -148,7        | -194,5           |
| 2010     | -148,7   | -198,4        | nd               |
| 2011     | -198,4   | nd            | nd               |

Sources : Pièce HQD-8, document 3 des dossiers R-3610-2006 ; R-3644-2007 ; R-3677-2008 ; R-3708-2009 et R-3740-2010.

La Régie constate que depuis 2008, la base de tarification réelle inclut une encaisse réglementaire inférieure au montant autorisé. Une des raisons principales provient de la prévision d'une des composantes du calcul de l'encaisse réglementaire, soit la provision pour créances douteuses.

**Demande :**

**32.1** Veuillez indiquer comment le Distributeur peut améliorer ses prévisions budgétaires concernant la provision pour créances douteuses.

**Réponse :**

Conscient de l'impact défavorable de la hausse de la provision pour créances douteuses sur l'encaisse réglementaire, le Distributeur évalue actuellement le processus d'établissement des prévisions budgétaires concernant la provision pour créances douteuses et rendra compte à la Régie de son analyse dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

### COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

- 33. Référence :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 10, tableau 6 ;
  - (ii) Dossier R-3738-2010, B-12, HQT-13, document 1, pages 63 et 64.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente les éléments suivants qui composent le compte de frais reportés *Contributions à des projets de raccordement* :
  - « contribution relative au projet du village cri de Waskaganish (D-2003-214) ;
  - contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du transporteur ;
  - autres contributions reçues ou versées pour des immobilisations selon le cadre réglementaire du Transporteur et du Distributeur de même que les frais et revenus d'entretien y afférents. »

**TABLEAU 6**  
**ÉVOLUTION DU CFR DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

|                                       | Solde au<br>01/01/2009 | MES<br>2009  | Amort.<br>2009 | Solde au<br>31/12/2009 | MES<br>2010  | Amort.<br>2010 | Solde au<br>31/12/2010 | MES<br>2011  | Amort.<br>2011 | Solde au<br>31/12/2011 |
|---------------------------------------|------------------------|--------------|----------------|------------------------|--------------|----------------|------------------------|--------------|----------------|------------------------|
| <b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>        | 73,2                   |              | (1,4)          | 71,8                   |              | (2,2)          | 69,6                   |              | (2,2)          | 67,4                   |
| Coûts de raccordement <sup>(1)</sup>  | 64,3                   |              | (0,0)          | 63,4                   |              | (1,7)          | 61,7                   |              | (1,7)          | 60,0                   |
| Charges d'entretien et d'exploitation | 8,9                    |              | (0,6)          | 8,4                    |              | (0,6)          | 7,9                    |              | (0,6)          | 7,4                    |
| <b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>           | <b>(11,6)</b>          | <b>(1,2)</b> | <b>0,3</b>     | <b>(12,5)</b>          | <b>(3,6)</b> | <b>0,8</b>     | <b>(15,3)</b>          | <b>(0,2)</b> | <b>1,2</b>     | <b>(14,3)</b>          |
| Contributions internes                | (10,1)                 | (1,8)        | 0,2            | (11,7)                 | (3,2)        | 0,7            | (14,2)                 | (0,2)        | 1,1            | (13,3)                 |
| Frais d'entretien                     | 0,2                    | 0,2          |                | 0,4                    | 0,4          |                | 0,8                    |              |                | 0,8                    |
| Revenus d'entretien                   | (1,7)                  | 0,4          | 0,1            | (1,2)                  | (0,8)        | 0,1            | (1,8)                  |              | 0,1            | (1,8)                  |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>61,7</b>            | <b>(1,2)</b> | <b>(1,1)</b>   | <b>59,3</b>            | <b>(3,6)</b> | <b>(1,4)</b>   | <b>54,3</b>            | <b>(0,2)</b> | <b>(1,0)</b>   | <b>53,1</b>            |

(1) Conformément à la décision D-2010-020, la charge d'amortissement a été établie selon la méthode de l'amortissement linéaire à compter du 1er janvier 2010.



- (ii) En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur présente l'évaluation de la contribution annuelle du Distributeur pour l'année 2011 dans l'hypothèse où la politique d'ajouts actuellement en vigueur était maintenue. L'évaluation de la contribution requise du Distributeur est de 64,2 M\$.

**Tableau R36.1**  
**Évaluation de la contribution annuelle du Distributeur pour 2011**

| Numéro de la décision de la Régie                       | Projet                               | Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans | Allocation maximale du Transporteur | Mise à jour des coûts | Ecart entre l'allocation max. et les coûts |
|---|--------------------------------------|--|-------------------------------------|-----------------------|--|
|   |                                      | MW   | en M\$                              | en M\$                | en M\$                                     |
| D-2009-140  | Chomedey - poste source 315-120 kV   | 0,0  | -                                   | 20,1                  | (20,1)                                     |
| D-2009-075  | Poste Mistissini / Waconichi         | 6,8  | 4,1                                 | 35,6                  | (31,5)                                     |
| D-2010-115  | Ligne 120 kV Beauceville / Ste-Marie | 0,0  | -                                   | 30,6                  | (30,6)                                     |
| D-2010-029  | Ligne Notre-Dame et Berr             | 0,0  | -                                   | 4,8                   | (4,8)                                      |
| D-2007-41   | Poste Hauterive                      | 70,8                                       | 34,4                                | 29,5                  | 4,9  |
| N/A   | Poste Landry                         | 52,9                                       | 31,5                                | 13,3                  | 18,2                                       |
| N/A   | Poste L'Annonciation                 | 14,3                                       | 8,5                                 | 9,4                   | (0,9)                                      |
| N/A   | Poste Bols-Francis                   | 17,0                                       | 10,1                                | 8,1                   | 2,0  |
| N/A   | Poste Ste-Agathe                     | 22,9                                       | 13,6                                | 6,4                   | 7,2  |
| N/A   | Poste Leneuf (poste source)          | 0,0  | -                                   | 5,6                   | (5,6)                                      |
| N/A   | Autres projets < 5 M\$ (Note 1)      | 27,0                                       | 16,1                                | 10,8                  | 5,3  |
| <b>Total</b>  |                                      | <b>211,8</b>                               | <b>118,4</b>                        | <b>174,2</b>          | <b>-55,8</b>                               |
| <b>Plus 15% des frais d'exploitation et d'entretien</b> |                                      |  |                                     |                       | <b>-8,4</b>                                |
| <b>Contribution requise du Distributeur</b>             |                                      |  |                                     |                       | <b>64,2</b>                                |

Note 1 : Pour l'ensemble de ces petits projets, une hypothèse des MW additionnels sur 20 ans associés à ce budget de 10,8 M\$ a été extrapolée à partir du ratio des MW de croissance par M\$ investi, identifié pour les cinq projets précédents dont la valeur était inférieure à 25 M\$ donc, non-soumis individuellement pour autorisation à la Régie. Ces MW seront précisés en 2011.

#### **Demandes :**

- 33.1** Veuillez confirmer qu'aucune contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur n'est incluse dans la base de tarification du Distributeur pour l'année témoin 2011.

#### **Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

- 33.2** Veuillez expliquer la base d'établissement de la prévision 2011 du Distributeur concernant sa contribution annuelle aux projets d'investissement en croissance du Transporteur.

#### **Réponse :**

**La prévision 2011 du Distributeur a été établie en tenant compte de la proposition de modification de la politique d'ajouts du Transporteur.**

**33.3** Advenant le cas où la Régie refusait le changement de méthode proposée par le Transporteur dans le dossier R-3738-2010, quel est l'impact sur le dossier tarifaire du Distributeur?

**Réponse :**

**Advenant le cas où la Régie refusait le changement de méthode proposée par le Transporteur, il n'y aurait aucun impact sur le dossier tarifaire du Distributeur. La contribution du Distributeur serait exigible en 2012 lorsque les données réelles des projets seraient connues et, le cas échéant, elle serait intégrée au dossier tarifaire 2013.**

**34. Référence :** Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 14.

**Préambule :**

Le Distributeur présente les contributions relatives aux postes de départ privés aux projets d'éoliennes, ainsi que la valeur actualisée sur 20 ans des frais d'entretien y afférents. Il indique que :

*« À compter de 2011, le Distributeur prévoit recevoir des remboursements de la part des producteurs privés (-70,9 M\$), puisqu'il estime que l'allocation qui leur sera versée par le Transporteur pour le remboursement des postes de départ excédera le maximum prévu au contrat d'approvisionnement en électricité.*

*En effet, puisqu'au moment du déboursé, l'allocation maximale aux tarifs et conditions du Transporteur sera supérieure à celle en vigueur lors de la signature du contrat, le Distributeur prévoit recevoir des sommes importantes. »*

**Demande :**

**34.1** Veuillez expliquer le traitement réglementaire qui résulte en un remboursement total de 70,9 M\$ au moyen d'un exemple significatif. Veuillez fournir le détail du calcul du remboursement (contribution et frais d'entretien).

**Réponse :**

Le montant maximum de remboursement auquel un producteur privé a droit pour son poste de départ est fixé au contrat d'approvisionnement en électricité<sup>5</sup>. Tout montant reçu du Transporteur par le promoteur qui excède le maximum prévu au contrat d'approvisionnement, doit être remboursé au Distributeur selon les conditions prévues aux contrats et approuvées par la Régie (D-2005-129 et D-2008-132).

À titre d'exemple, pour un parc éolien d'une puissance installée de 100 MW et d'une tension de raccordement de 120 kV, le maximum prévu au contrat d'approvisionnement pour le remboursement du poste de départ est de 11 M\$ incluant une majoration des coûts de 15% pour les frais d'entretien et d'exploitation. La formule permettant de calculer le montant à payer (ou à recevoir) par le Distributeur est la suivante :

|  |                   |
|--|-------------------|
| <p><i>Remboursement maximal du coût du poste de départ en vertu du contrat d'approvisionnement du Distributeur soit:</i></p> <p><i>Les coûts réels du poste de transformation et du réseau collecteur majorés de 15% pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation jusqu'à concurrence d'un maximum de 110 \$/kW multiplié par la puissance installée</i></p> <p><i>100 MW * 110 \$/kW * 1000</i></p>     | <p>11,0 M\$</p>   |
| <p><u>Moins</u> : <i>Contribution maximale du Transporteur soit :</i></p> <p><i>Les coûts réels du poste de départ (incluant la majoration de 15% pour les frais d'entretien et d'exploitation) jusqu'à concurrence d'un maximum<sup>6</sup> de 77\$/kW pour le poste et de 185 \$/kW pour le réseau collecteur multiplié par la puissance installée</i></p> <p><i>100 MW *((77 \$/kW + 185 \$/kW)*1000)</i></p> | <p>(26,2 M\$)</p> |
| <p><i>Estimation du montant à payer (ou à recevoir) par le Distributeur</i></p>  | <p>(15,2 M\$)</p> |

Le remboursement ainsi obtenu est présenté en réduction du compte de frais reportés "Contributions à des postes de départ privés" dans la base de tarification, tel que présenté dans la demande tarifaire R-3708-2009.

<sup>5</sup> Le montant maximum a été déterminé en fonction des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* en vigueur lors du lancement de l'appel d'offres.

<sup>6</sup> Montants prévus à l'appendice J, Section B.1 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, en vigueur à la date de signature de l'entente de raccordement (D-2010-032 et D-2010-041).

- 35. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 16, tableau 10 ;  
(ii) Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, page 18.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente l'évolution du compte de *pass-on*.

**TABLEAU 10**  
**ÉVOLUTION DU COMPTE DE PASS-ON (M\$)**

| HORS BASE DE TARIFICATION            | Pass-on<br>2006 | Pass-on<br>2007 | Pass-on<br>2008 | Pass-on<br>2009 | Pass-on<br>2010 | Total  | Impact<br>revenus<br>requis |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------|-----------------------------|
| Solde au 31 décembre 2008            | (6,3)           | 12,0            | (57,4)          |                 |                 | (51,7) | (59,7)                      |
| Opérations en 2009                   |                 |                 |                 |                 |                 |        |                             |
| Versé aux revenus requis             | 6,3             | (12,0)          | 95,3            |                 |                 | 89,6   | (89,6)                      |
| Intérêts                             |                 |                 | 2,8             |                 |                 | 2,8    |                             |
| Écart de l'année                     |                 |                 |                 | (30,8)          |                 | (30,8) |                             |
| Solde au 31 décembre 2009            | 0,0             | 0,0             | 40,7            | (30,8)          |                 | 9,9    | (89,6)                      |
| Opérations en 2010                   |                 |                 |                 |                 |                 |        |                             |
| Versé aux revenus requis             |                 |                 | (38,2)          | 23,7            |                 | (14,5) | 14,5                        |
| Intérêts                             |                 |                 | 0,2             | (0,5)           |                 | (0,3)  |                             |
| Écart de l'année (estimation 4/8)    |                 |                 |                 |                 | 30,7            | 30,7   |                             |
| Solde provisoire au 31 décembre 2010 | 0,0             | 0,0             | 2,7             | (7,6)           | 30,7            | 25,8   | 14,5                        |
| Opérations en 2011                   |                 |                 |                 |                 |                 |        |                             |
| Versé aux revenus requis             |                 |                 | (2,7)           | 7,6             | (30,7)          | (25,8) | 25,8                        |
| Solde provisoire au 31 décembre 2011 | 0,0             | 0,0             | 0,0             | 0,0             | 0,0             | 0,0    | 25,8                        |

- (ii) Dans sa décision D-2007-12, la Régie accepte les modalités suivantes :
- calculer les écarts afférents au compte de *pass-on* sur une base annuelle et non sur une base mensuelle ;
  - procéder au calcul du coût de financement au taux moyen du coût du capital sur la variation entre le solde final du compte de *pass-on* et le solde au 31 décembre de l'année de base, le coût de financement courant à partir du 1er janvier suivant ;
  - disposer le compte de *pass-on* sans étalement.

**Demande :**

**35.1** Veuillez expliquer pourquoi des intérêts de 2,7 M\$ reliés au compte de *pass-on* 2008 ont été calculés et versés aux revenus requis 2011 plutôt qu'en 2010. Veuillez expliquer les modalités applicables au calcul des intérêts de 2,7 M\$ et faire le lien avec les modalités acceptées par la Régie à la référence (ii).

**Réponse :**

Dans le cadre du dossier tarifaire R-3677-2008, la Régie a autorisé pour l'année 2008 un montant créditeur de *pass-on* de 95,3 M\$, établi sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés. Dans son rapport annuel 2008 à la pièce HQD-4, document 3, le Distributeur a établi le solde réel du compte de *pass-on* de 2008 à 57,4 M\$ créditeur.

Dans sa requête tarifaire R-3708-2009, le Distributeur a versé au revenu requis de 2010, l'écart entre le montant constaté dans les revenus requis 2009 et le solde réel de 2008, soit 37,9 M\$, additionné des intérêts. Toutefois, le Distributeur a estimé à 0,3 M\$ les intérêts sur cet écart, alors qu'ils auraient dû être de 2,8 M\$ soit :

$$37,9 \text{ M\$} \times 7,421 \% \text{ (taux de rendement autorisé pour l'année 2009)} = 2,8 \text{ M\$}$$

Les intérêts versés aux revenus requis de 2011 intègrent l'écart de 2,5 M\$ des intérêts 2009, soit 2,8 M\$ - 0,3 M\$, additionné des intérêts de 0,2 M\$ pour l'année 2010.

**PGEÉ**

**APPROCHE CLÉS EN MAIN**

- 36. Références :**
- (i) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33 ;
  - (ii) Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 102 ;
  - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 33 et 34 ;
  - (iv) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 150 ;
  - (v) Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 13.

**Préambule :**

En 2009, à la référence (i), le Distributeur résumait la nouvelle *Approche clés en main*. Il spécifiait notamment qu'un « *appui financier, couvrant une part significative des coûts totaux, est octroyé pour l'achat et l'installation de ces équipements.* » [nous soulignons]

Le budget requis 2010 de l'*Approche clés en main* était de 11 M\$, dont 5 M\$ en aide financière.

À la référence (ii), la Régie approuve le budget total des programmes destinés aux clientèles affaires du Distributeur.

À la référence (iii), le Distributeur indique que l'*Approche clés en main*, mise en œuvre à l'été 2010, offre l'installation directe et sans frais pour le client de mesures d'efficacité énergétique socialement rentables. Le budget requis pour le programme en 2011 est de 82 M\$. L'aide financière représente 93 % de ce budget.

À la référence (iv), en réponse à une question de la Régie, le Distributeur indique que le programme est en cours depuis le 20 septembre 2010.

À la référence (v), le Distributeur prévoit un taux d'opportunisme de 10 % pour l'*Approche clés en main*.

**Demandes :**

**36.1** Veuillez concilier les modalités d'appui financier prévues en 2009, sur la base desquelles la décision D-2010-022 a été rendue, et celles de la référence (iii). Veuillez notamment expliquer que l'appui financier, qui devait couvrir « *une part significative des coûts totaux* » permette désormais de couvrir la totalité des coûts des participants.

**Réponse :**

**Au moment du dépôt du dossier R-3708-2009, le Distributeur était au tout début de la phase de conception et développement du programme et la possibilité de ne pas payer la totalité du coût des mesures restait à analyser. Depuis, le Distributeur a poursuivi sa réflexion sur la base du balisage réalisé auprès de 13 distributeurs d'électricité nord-américains. Les principaux constats de ce balisage sont que :**

- **L'approche générant le plus d'économies d'énergie est celle de l'installation clés en main des mesures ;**
- **Près de la moitié des programmes examinés paient 100 % du coût de la mesure et la grande majorité plus de 70 % ;**
- **En Ontario, où la contribution financière est plafonnée par client, les clients se limitent à ce qui leur est offert et ne contribuent pas financièrement à réaliser des mesures additionnelles. Plusieurs opportunités d'économie d'énergie sont ainsi perdues (opportunités manquées) à défaut d'un appui financier plus substantiel.**

**Le Distributeur a poursuivi sa réflexion en 2009 et 2010. Des analyses de sensibilité portant sur le niveau de l'aide financière ont démontré un lien direct entre le niveau de financement et le taux de participation. De plus, l'analyse de divers scénarios d'aide financière a permis de conclure que le fait de couvrir la totalité du coût des mesures installées présente les avantages suivants :**

- **Économies d'énergie supérieures ;**
- **Bénéfices nets (TCTR) accrus pour la société ;**
- **Simplicité de gestion.**

Par ailleurs, le Distributeur a également pris en compte le faible taux de participation des petits commerces (moins de 1 %) aux programmes actuels. Dans ce contexte, une approche robuste où l'appui financier couvre la totalité du coût des mesures permet de rejoindre efficacement ce segment de marché et d'atteindre les objectifs du PGEÉ.

**36.2** Compte tenu que l'*Approche clés en main* devait être mise en œuvre à l'été 2010, mais que le programme n'a été lancé que le 20 septembre 2010, veuillez indiquer la portion d'aide financière (sur les 5 M\$ prévus dans le dossier R-3708-2009) qui devrait effectivement être allouée aux participants.

**Réponse :**

Le budget présenté à la pièce HQD-8, document 8 du dossier R-3740-2010 reflète la stratégie privilégiée d'un programme couvrant la totalité du coût des mesures installées (voir la réponse à la question 36.1). Ainsi, le montant dédié à l'aide financière est passé de 5 M\$ à 9 M\$ :

**Tableau R-36.2**

| Dossier     | Objectifs d'économies d'énergie | Aide financière | Budget 2010 (pour 6 mois) |
|-------------|---------------------------------|-----------------|---------------------------|
| R-3708-2009 | 13 GWh                          | 5 M\$           | 11 M\$                    |
| R-3740-2010 | 13 GWh                          | 9 M\$           | 12 M\$                    |

Le programme n'a toutefois pu être lancé que le 20 septembre 2010, accusant ainsi quelques mois de retard. Pour cette raison, le Distributeur anticipe réaliser, pour l'année 2010, des économies d'énergie de 3 GWh et un investissement de 2 M\$ en aide financière.

**36.3** Compte tenu que l'*Approche clés en main* devait être mise en œuvre à l'été 2010, que la preuve du Distributeur date du 2 août 2010 et que le programme n'a été lancé que le 20 septembre 2010, veuillez préciser les bases sur lesquelles les budgets et les objectifs de ce nouveau programme ont été établis. Veuillez notamment expliquer que le budget de l'*Approche clés en main* passe de 11 M\$ en 2010 à 82 M\$ en 2011.

**Réponse :**

Les objectifs et budgets prévus pour l'année 2010 tiennent compte d'une période de rodage. Cette période est particulièrement importante pour optimiser les processus et l'approche chez les participants. À partir de 2011, le programme aura atteint sa vitesse de croisière et le nombre d'installations prévues atteindra 11 500 et les économies d'énergie 121 GWh.

Pour l'année 2011, l'aide financière aux participants représente 93 % du budget demandé de 82 M\$, soit 76 M\$. Ce budget ne sera donc dépensé que si les économies d'énergie sont au rendez-vous.

- 36.4** Veuillez élaborer sur les hypothèses ayant permis au Distributeur d'évaluer le taux d'opportunité de l'*Approche clés en main*, compte tenu qu'il s'agit d'un nouveau programme, lancé le 20 septembre 2010 et que dans aucun autre programme actuel du PGEÉ le Distributeur n'assume la totalité des coûts des mesures.

**Réponse :**

Pour les fins de l'analyse économique, le Distributeur rappelle qu'il doit émettre des hypothèses sur les gains unitaires, les taux de participation, les effets de distorsion et les coûts de programme. Dans le cas de l'*Approche clés en main*, le taux d'opportunité de 10 % a été établi à l'étape de conception du programme sur la base des informations disponibles, soit les résultats d'autres programmes du Distributeur et un balisage réalisé sur des programmes semblables offerts par 13 distributeurs d'électricité nord-américains.

Cette hypothèse est jugée conservatrice sachant que moins de 1 % des clients au tarif G ont participé aux programmes du Distributeur jusqu'ici. Ce segment de clients présente plusieurs barrières à la participation aux programmes d'efficacité énergétique. Par exemple, plusieurs d'entre eux étant locataires, ils ne peuvent s'engager à améliorer leurs équipements et bâtiments.

Enfin, le Distributeur entend mandater des firmes externes pour réaliser des évaluations en mode continu. Ces évaluations permettront de vérifier l'ensemble des hypothèses et, au besoin, de les ajuster en fonction de la réalité observée.

- 37. Références :** (i) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33 ;  
(ii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33 ;  
(iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 149 à 152.

**Préambule :**



À la référence (i), le Distributeur résumait la nouvelle *Approche clés en main* :

- « Un diagnostic identifiant les opportunités d'efficacité énergétique est effectué, sans frais pour le client.
- Pour les cas plus complexes, une analyse énergétique plus approfondie est réalisée, toujours sans frais pour le client.
- À la lumière des résultats du diagnostic ou de l'analyse énergétique, un rendez-vous est proposé pour l'installation des équipements éconergétiques les plus intéressants [...] par des entrepreneurs qualifiés. [...]
- Le cas échéant, des recommandations sont formulées pour d'autres produits couverts par le programme Produits efficaces (par exemple, les équipements autonomes de réfrigération).

*En plus des retombées directes provenant de l'installation de produits efficaces, cette approche de diagnostics et d'analyses énergétiques permettra d'identifier d'autres opportunités d'intervention pour cette clientèle, ce qui pourrait mener à l'introduction de nouveaux produits. » [nous soulignons].*

À la référence (ii), le Distributeur indique que la répartition attendue des mesures d'économies d'énergie est estimée à 60 % de mesures visant l'éclairage, 24 % de mesures liées au contrôle (par exemple, les thermostats électroniques) et 16 % de nombreuses autres petites mesures.

À la référence (iii), le Distributeur indique qu'un seul prestataire a obtenu le contrat dans chaque agglomération, soit Lumen, une division de Sonepar Canada.

**Demandes :**

**37.1** Veuillez indiquer si les pourcentages se retrouvant à la référence (ii) sont basés sur le nombre de mesures implantées ou sur les économies d'énergie de ces mesures.

**Réponse :**

**Les pourcentages sont calculés sur la base des économies d'énergie prévues par type de mesures.**

**37.2** Veuillez détailler les *nombreuses autres petites mesures* constituant 16 % des mesures totales, en indiquant l'usage couvert par ces mesures.

**Réponse :**

**Les principales autres petites mesures possibles sont :**

- **Contrôle de l'éclairage des comptoirs réfrigérés (temps d'éclairage) ;**
- **Pour l'eau chaude :**
  - **Isolant des systèmes d'eau chaude ;**
  - **Pistolets de rinçage à faible débit ;**
  - **Réduction du débit d'eau des robinets ;**
- **Pour la force motrice :**
  - **Moteurs efficaces (pompage, ventilation) ;**
  - **Entraînements à vitesse variable ;**
- **Modules économiseurs pour les unités de toit ;**
- **Vestibules à l'entrée ;**
- **Récupération de chaleur pour les unités de toit.**

- 38. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 34 ;
  - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 150 à 152 ;
  - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 14.

**Préambule :**

À la référence (i), le budget requis en 2011 pour l'*Approche clés en main* est de 82 M\$. L'aide financière représente 93 % de ce budget.

À la référence (ii), le Distributeur indique qu'un seul prestataire a obtenu le contrat dans chaque agglomération, soit Lumen, une division de Sonepar Canada.

En matière de rémunération du prestataire de service, le Distributeur spécifie que, pour ce contrat, les paiements se répartissent sous deux modes de rémunération pour chacune des régions :

- *« une rémunération forfaitaire pour le déploiement, la commercialisation et le coût de gestion des activités du programme ; et*
- *une rémunération à prix unitaire moyen selon le nombre d'installations réalisées chez les clients. »*

En ce qui a trait au coût des mesures : *« Les différents soumissionnaires étaient tenus d'indiquer au Distributeur le coût des mesures (appareils et installation), lequel faisait partie des critères de sélection des prestataires. Une fois le soumissionnaire retenu, le coût des mesures a fait l'objet de négociations avec le Distributeur. »*

Extrait du tableau 4.1, à la référence (iii) :

**TABLEAU 4.1 : BUDGET 2011 PAR POSTES BUDGÉTAIRES (M\$) <sup>1</sup>**

| Programmes et activités d'HQD | GWh | Développement | Commercialisation | Exploitation | Aide financière | Suivi et évaluation | Total |
|-------------------------------|-----|---------------|-------------------|--------------|-----------------|---------------------|-------|
| Approche clés en main         | 121 | 0             | -                 | 6            | 76              |                     | 82    |

**Demandes :**

**38.1** Veuillez expliquer qu'en référence (ii), le Distributeur prévoit une rémunération forfaitaire « *le déploiement, la commercialisation et le coût de gestion des activités du programme* », mais qu'en référence (iii), aucun budget ne soit associé au *Développement* ou à la *Commercialisation* de l'*Approche clés en main*.

**Réponse :**

**Les budgets de commercialisation et de déploiement sont inclus dans le budget d'exploitation du programme puisque ces activités sont confiées au prestataire. Un budget de 408 k\$ est prévu pour le développement du programme en 2011.**

**38.2** Veuillez distinguer les budgets prévus pour chacune des régions.

**Réponse :**

**La répartition régionale du budget a été estimée sur la base des économies d'énergie prévues par région puisqu'une grande part du budget est constituée d'aide financière.**

**Tableau R-38.2  
Répartition régionale du budget, des économies d'énergie et du  
nombre d'installations pour l'année 2011**

| Région   | Régions couvertes  | %   | Économies d'énergie prévues (GWh) | Budget (M\$) | Nombre d'installations |
|----------|--|-----|-----------------------------------|--------------|------------------------|
| Région 1 | Montréal, Montérégie et Estrie   | 46  | 56                                | 38           | 5 304                  |
| Région 2 | Capitale Nationale, Chaudières-Appalaches, Mauricie, Centre-du-Québec, Saguenay-Lac-Saint-Jean, Bas Saint-Laurent, Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine, Côte-Nord, Nord du Québec et réseaux autonomes | 31  | 37                                | 25           | 3 536                  |
| Région 3 | Laurentides, Lanaudière, Laval, Outaouais, Abitibi-Témiscamingue   | 23  | 28                                | 19           | 2 644                  |
|          |  | 100 | 121                               | 82           | 11 484                 |

**38.3** Veuillez quantifier la rémunération totale et unitaire associée aux installations chez les participants.

**Réponse :**

Le budget d'aide financière, soit 76 M\$ en 2011, inclut le coût des mesures et leur installation. Il a été établi à la suite d'un processus d'appel de propositions rigoureux. Le versement au prestataire est conditionnel à la réalisation des analyses énergétiques et des installations chez les participants.

Le budget d'exploitation incorpore les coûts de gestion et de contrôle du Distributeur ainsi que la rémunération du prestataire. Celle-ci est une information contractuelle négociée et, à ce titre, elle doit demeurer confidentielle.

**38.4** Veuillez fournir la liste détaillée des mesures incluses dans l'*Approche clés en main*, ainsi que leurs coûts (en distinguant les appareils et l'installation).

**Réponse :**

**L'Approche clés en main prévoit l'installation des mesures suivantes, en plus de celles présentées en réponse à la question 37.2 :**

|  |
|--|
| 1- Réglettes T-8 de 1 lampe  |
| 2- Réglettes T-8 de 2 lampes   |
| 3- Réglettes T-8 de 8 pieds et de 4 lampes   |
| 4- Luminaires de type industriel ouvert T-8 de 8 pieds de 4 lampes de 4 pieds                                |
| 5- Luminaires sodium à haute pression incluant cellule photo-électrique intégrée de type « Applique murale » |
| 6- Ensembles de conversion T-8 (de 1 à 4 lampes)   |
| 7- Ensembles de conversion d'indicateur de sortie DEL, type vissé seulement                                  |
| 8- Lampes T-8 de 3 000°K, 3 500°K ou 4 100°K   |
| 9- Lampes fluo compactes de substitution à vis   |
| 10- Lampes halogènes efficaces   |
| 11- Lampes sodium haute pression (SHP)   |
| 12- Thermostats électroniques  |

**Tel qu'indiqué en réponse à la question 64.3 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, le coût des mesures faisait partie des critères de sélection des prestataires. Dans leurs soumissions, les prestataires devaient soumettre, pour chacun des équipements, un prix unitaire moyen et fournir le nom de deux fabricants ainsi que les modèles qu'ils entendaient utiliser en cours de contrat.**

**Enfin, une fois le prestataire choisi, les coûts des mesures ont fait l'objet d'une négociation. Puisqu'ils constituent une information contractuelle, ils doivent demeurer confidentiels.**

**38.5** Advenant la possibilité que la Régie n'autorise pas la totalité du budget demandé pour l'Approche clés en main, veuillez détailler les pénalités et les coûts fixes associés au contrat liant le Distributeur à Lumen.

**Réponse :**

Considérant que le contrat avec le prestataire et le type de rémunération prévue sont en lien direct avec l'atteinte des objectifs d'économies d'énergie, une réduction du budget du programme aurait indubitablement un impact négatif sur l'atteinte des objectifs d'économies d'énergie pour l'année 2011 et de la cible à l'horizon 2015 et occasionnerait un coût unitaire plus élevé.

Le contrat comporte une clause de résiliation. Une décision de la Régie exigeant une baisse du budget du programme obligerait toutefois le Distributeur à renégocier les modalités du contrat avec le prestataire.

- 39. Références :** (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 149 à 152 ;  
(ii) Pièce B-13, HQD-8, document 8, page 14.

**Préambule :**

En référence (i), le Distributeur fait état des indicateurs du contrat de performance souscrit par le prestataire de service. L'un de ces indicateurs est l'atteinte des objectifs fixés en GWh économisés et en nombre d'installations, à l'échelle du Québec et par région.

Le Distributeur spécifie ces objectifs pour l'ensemble du Québec.

Le Distributeur prévoit suivre rigoureusement et régulièrement les résultats obtenus. Il spécifie :

*« En plus de déposer l'ensemble de ses processus, ainsi que leur mise à jour, le prestataire est tenu de déposer un plan de suivi et de contrôle.*

*Il permettra au Distributeur et au prestataire de :*

- suivre les résultats (par exemple, les gains énergétiques, le nombre de participants, le nombre et les types de produits installés ou la satisfaction) ; et*
- contrôler la qualité (par exemple, la saisie de l'information et le respect des garanties) et les coûts afférents au programme (concordance entre les produits installés et facturés).*

*Le Distributeur fera de plus un suivi périodique des activités suivantes :*

- 1) contrôle de la qualité des informations contenues dans les rapports du prestataire ;*
- 2) visites ad hoc lors des installations aux fins de contrôle ;*
- 3) sondage auprès des participants ; et*
- 4) évaluation de la conformité des opérations du prestataire. » [nous soulignons].*

Le Distributeur indique également qu'il réalise, à tous les six mois, à compter du 30 juin 2011, une évaluation des résultats afin de dresser un bilan et que ce processus de suivi est maintenu pour toute la durée du programme.

Extrait du tableau 4.1, à la référence (ii) :

**TABLEAU 4.1 : BUDGET 2011 PAR POSTES BUDGÉTAIRES (M\$) <sup>1</sup>**

| Programme et activité d'HQD | GWh | Développement | Commercialisation | Exploitation | Aide financière | Suivi et évaluation | Total |
|-----------------------------|-----|---------------|-------------------|--------------|-----------------|---------------------|-------|
| Approche clés en main       | 121 | 0             | -                 | 6            | 76              |                     | 82    |

**Demandes :**

**39.1** Veuillez fournir les objectifs de l'*Approche clés en main* par région, en termes d'économie d'énergie et d'installations.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 38.2.**

**39.2** Veuillez lister les processus du prestataire de service et veuillez déposer son plan de suivi et de contrôle.

**Réponse :**

**Le contrat exige du prestataire de services qu'il démontre son contrôle sur toutes les activités du programme, notamment :**

- l'admissibilité des participants au programme ;
- la validation de la qualité des informations obtenues auprès des participants ;
- la qualité des informations saisies dans l'outil de gestion ;
- la validation de la satisfaction de la clientèle ;
- la méthode d'inspection et de suivi des travaux d'installation ;
- le respect du retrait et du recyclage des produits remplacés ;
- la production des différents rapports en temps opportun.

**Le prestataire de services est responsable de mettre en place les procédures de contrôle suffisantes et pertinentes assurant la fiabilité des informations financières, le respect des pratiques de saine gestion et la conformité aux lois et à la réglementation en vigueur.**

**Le Distributeur finalisera, à la suite d'une période de rodage (de septembre à décembre 2010), le plan de contrôle du prestataire par l'ajout de procédures rigoureuses de contrôle des paiements, d'un plan**

**d'assurance-qualité ainsi que d'une évaluation en mode continu sous la responsabilité d'une firme externe spécialisée.**

**39.3** Veuillez élaborer sur les méthodes envisagées pour la réalisation du suivi périodique dont il est question en référence.

**Réponse :**

**Les méthodes envisagées par le Distributeur pour le suivi périodique sont :**

- **la vérification et le contrôle mensuels des paiements ;**
- **le suivi mensuel des statistiques des activités du prestataire (par exemple, nombre de sollicitations, d'analyses, d'installations, produits installés, délais de traitement) ;**
- **le suivi mensuel des principaux indicateurs (notamment budget, GWh, appui financier, frais d'exploitation, appui financier moyen par installation, kWh moyen par installation, quantité de produits par installation, taux de pénétration) ;**
- **la réalisation d'attestations techniques, sur les sites d'installation, pour s'assurer du respect des contrats et de la conformité du nombre de mesures installées selon le nombre déclaré par le prestataire de services ;**
- **la réalisation de sondages auprès des clients évaluant, entre autres, leur satisfaction et l'influence du programme sur leur décision de passer à l'action ;**
- **la mise en œuvre d'un plan d'évaluation en mode continu.**

**Le Distributeur veut s'assurer que tous les déboursés soient validés par des procédures de contrôle et de vérification rigoureuses et approuvées par son contrôleur interne.**

**Le Distributeur impose au prestataire l'utilisation d'un outil informatique pour la gestion et le suivi des projets. Cet outil permet de suivre le statut des projets des clients, les mesures proposées et celles installées chez les participants et donc de suivre l'évolution des économies d'énergie et des coûts du programme.**

**La fréquence de réalisation des rapports permet une grande flexibilité, avec la possibilité d'obtenir l'information sur une base hebdomadaire, mensuelle et annuelle.**



**39.4** Outre l'évaluation réalisée par le Distributeur, veuillez indiquer le moment où une évaluation de programme, par un tiers, est prévue.

**Réponse :**

**L'évaluation du programme *Approche clés en main*, réalisée par une firme externe spécialisée, débutera au cours du 2<sup>e</sup> semestre de l'année 2011 et se fera en mode continu.**

**39.5** Veuillez expliquer qu'aucun budget ne soit prévu en référence (ii) pour le *Suivi et l'évaluation*, malgré le suivi périodique prévu par le Distributeur en référence (i).

**Réponse :**

**Les budgets des activités de suivi et d'évaluation sont inclus dans le budget du tronc commun pour l'ensemble des programmes des marchés résidentiel et affaires. Il en est de même pour l'*Approche clés en main* et pour les programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.**

**PGÉÉ  
*OIEÉB* et *OIEÉSI***

**40. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 13 et 14 ;  
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 5, pages 29 et 30.

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur fait état d'un budget conjoint de 111 M\$ pour les programmes *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)*.

À la référence (ii), le Distributeur confirme que le ou les prestataires de service de l'*OIEÉB* et de l'*OIEÉSI* seront connus à la fin du mois d'octobre, puisque les soumissions ont été reçues le 16 septembre 2010.

**Demande :**

**40.1** Advenant la possibilité que la Régie n'autorise pas la totalité du budget demandé pour l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI*, veuillez détailler les pénalités et les coûts fixes associés aux contrats liant le Distributeur aux prestataires de service de ces programmes. Veuillez prendre l'engagement de répondre à cette demande dès que l'information sera disponible, si ce n'est pas encore le cas.

**Réponse :**

**Le Distributeur souhaite d'abord préciser que seul le programme OIEÉB présente un contrat liant le Distributeur à un prestataire externe. Le programme OIEÉSI sera, quant à lui, géré à l'interne.**

**Voir la réponse à la question 38.5.**

**41. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 137, 141 et 142.

**Préambule :**

**Tableau R-59.1  
Budget 2011 par postes budgétaires (M\$)<sup>1</sup>**

| Programmes et activités d'HQD  | GWh        | Développement | Commercialisation | Exploitation | Aide financière | Suivi et évaluation | Total      |
|--------------------------------|------------|---------------|-------------------|--------------|-----------------|---------------------|------------|
| <b>OIEEB</b>                   |            |               |                   |              |                 |                     |            |
| Commercial                     | 95         | 0             | 0                 | 9            | 30              | -                   | 39         |
| Institutionnel                 | 41         | 0             | 0                 | 3            | 10              | -                   | 14         |
| Nouvelle construction          | 54         | 0             | 0                 | 4            | 14              | -                   | 18         |
|                                | <b>190</b> | <b>1</b>      | <b>1</b>          | <b>16</b>    | <b>53</b>       | <b>-</b>            | <b>71</b>  |
| <b>OIEÉSI</b>                  |            |               |                   |              |                 |                     |            |
| Petites et moyennes Industries | 58         | 2             | 1                 | 5            | 10              | -                   | 18         |
| Grandes Industries             | 133        | 0             | 1                 | 4            | 17              | -                   | 22         |
|                                | <b>191</b> | <b>2</b>      | <b>3</b>          | <b>9</b>     | <b>26</b>       | <b>-</b>            | <b>40</b>  |
| <b>TOTAL</b>                   | <b>382</b> | <b>3</b>      | <b>3</b>          | <b>25</b>    | <b>80</b>       | <b>-</b>            | <b>111</b> |

<sup>1</sup> Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

*« b. Un deuxième processus, assumé par le Distributeur, concerne la gestion et l'administration des contrats des prestataires. Les trois domaines d'application de ce processus sont présentés au tableau 59.6-B. »*

Tableau 59.6-B

|   | Domaine   | Activités   |
|---|---|---|
| 1 | Gestion et administration du contrat du prestataire | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi des résultats (GWh) en fonction des objectifs</li> <li>• Suivi des dépenses en fonction des budgets (coûts d'opération et aide financière)</li> </ul>  |
| 2 | Gestion de l'information                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Production de tous les rapports de suivi et gestion (par exemple, suivi des GWh, suivi des dépenses, journaux de bord ou sommaire exécutif)</li> </ul>   |
| 3 | Assurance-qualité, vérification et contrôle         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vérification de la conformité des GWh crédités aux dossiers</li> <li>• Vérification du respect des modalités et encadrements</li> <li>• Audits des dossiers du mandataire par le contrôleur du Distributeur et des vérificateurs externes</li> </ul> |

**Demandes :**

**41.1** Veuillez expliquer qu'aucun budget ne soit prévu pour le suivi et l'évaluation des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*, malgré que le processus assumé par le Distributeur dans le cadre de l'*OIEÉB* (tableau 59.6-B) prévoit des activités d'audits externes et internes.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 39.5.**

**41.2** Veuillez détailler les activités d'*Assurance-qualité, vérification et contrôle* du tableau 59.6-B, en spécifiant notamment la fréquence de ces activités, leur nature et le recours, ou non, à des ressources externes pour leur réalisation.

**Réponse :**

Les activités d'assurance-qualité, vérification et contrôle seront réalisées en continu dans le cadre des activités d'exploitation. Il est prévu, dans les conditions fixées par le Distributeur, qu'une approbation des dossiers soit requise. Ces conditions sont, par exemple, les dossiers qui font l'objet d'une plainte relative à un conflit d'intérêts réel ou apparent, ceux pour lesquels les sommes qui pourraient être versées en appui financier sont supérieures à certains niveaux préalablement fixés par le Distributeur ou tout autre dossier ciblé par le Distributeur.

Les différentes mesures de contrôle mises en place et réalisées par le Distributeur sont notamment :

- Un plan d'assurance-qualité administratif qui prévoit une évaluation annuelle sous forme d'audits de projets pour lesquels les clients ont reçu un appui financier. Cette évaluation permet de s'assurer de la qualité de l'information, du respect des processus et des encadrements et de l'application des pouvoirs d'approbation relatifs à ces programmes ;
- Des attestations de travaux en continu d'au moins 15 % des projets réalisés ;
- Un plan d'assurance-qualité technique dont le contenu et la fréquence sont à déterminer en début de programme.

Aucune ressource externe n'est présentement prévue pour ces activités, outre la possibilité d'une vérification externe des livres et registres chez le prestataire.

42. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 137.

Préambule :

**Tableau R-59.2  
Hypothèses de calcul 2011**

| Programmes et activités d'HQD  | Nombre *<br>(unités/projets) | Gain unitaire<br>moyen net**<br>(kWh/an) | Impact énergétique<br>(GWh ajoutés nets) | Effet d'entraînement |                  | Opportunisme |
|--------------------------------|------------------------------|--|--|----------------------|------------------|--------------|
|                                |                              |  |  | Participants         | Non-participants |              |
| <b>OIEÉB</b>                   |                              |  |  |                      |                  |              |
| Commercial                     | 1 471                        | 64 496                                   | 95                                       | 0%                   | 0%               | 15%          |
| Institutionnel                 | 1 277                        | 31 844                                   | 41                                       | 0%                   | 0%               | 16%          |
| Nouvelle construction          | 90                           | 605 520                                  | 54                                       | 0%                   | 0%               | 20%          |
| <b>OIEÉSI</b>                  |                              |  |  |                      |                  |              |
| Petites et moyennes industries | 389                          | 150 509                                  | 58                                       | 0%                   | 10%              | 25%          |
| Grandes industries             | 100                          | 1 326 741                                | 133                                      | 0%                   | 0%               | 5%           |

**Demandes :**

42.1 Veuillez élaborer sur les hypothèses ayant permis au Distributeur d'évaluer les taux d'opportunisme des divers volets de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI, compte tenu qu'il s'agit de nouveaux programmes et que dans aucun autre programme actuel du PGEÉ le Distributeur n'assume la totalité des coûts des mesures.

**Réponse :**

Dans les nouveaux programmes OIEÉB et OIEÉSI, il n'est pas prévu que le Distributeur assume la totalité des coûts des mesures. En effet,

l'appui financier consenti aux participants est calibré, soit selon une portion du surcoût des mesures, soit selon une portion du coût total des mesures tel qu'expliqué en réponse à la question 43.2. Seuls les programmes *Approche clés en main* et *Rénovation énergétique – MFR* prévoient que le Distributeur assume la totalité du coût des mesures.

Pour ce qui est des hypothèses qui sous-tendent les taux d'opportunisme, le nouveau modèle d'affaires du programme *OIEÉB* permet une plus grande flexibilité au niveau de la commercialisation et une offre adaptée aux besoins des clients résultant en une plus forte synergie avec les différents intervenants de marché. Ce modèle d'affaires aura un impact significatif sur la prise de décision des clients pour la réalisation de projets en efficacité énergétique, ce qui permet d'anticiper un taux d'opportunisme plus bas que celui observé dans le programme *Initiatives – bâtiments*.

Pour le nouveau programme *OIEÉSI*, les taux d'opportunisme proviennent d'évaluations indépendantes :

- Pour les petites et moyennes industries, le taux de 25 % provient de l'évaluation de programme couvrant les années 2006-2008. Les résultats obtenus de l'administration du questionnaire aux participants et aux non participants ont été utilisés pour déterminer ce taux.
- Pour les grandes industries, le taux de 5 % découle d'un balisage réalisé en 2006 qui comparait les taux d'opportunisme de différents programmes en Amérique du Nord comparables à celui du Distributeur quant à leurs modalités, notamment celle touchant la période minimale de retour sur l'investissement.

C'est sur la base de ces informations que les taux d'opportunisme du tableau R-59.2 ont été établis.

**42.2** Veuillez indiquer à quoi réfèrent l'astérisque (\*) et le double-astérisque (\*\*) du tableau R-59.2.

**Réponse :**

Les notes du tableau R-59.2 réfèrent à :

\* Nombre d'unités ou de projets net des effets de distorsion, lorsqu'applicable.

\*\* Gain unitaire moyen net des effets de distorsion et des effets croisés, lorsqu'applicable.

**43. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 139 à 141.

**Préambule :**

Le Distributeur distingue les projets en opportunité naturelle et ceux en devancement.

Il spécifie que, dans le cadre du programme *OIEÉB*, les opportunités en devancement sont reconnues uniquement pour l'*Approche sur mesure* d'un bâtiment existant au secteur commercial. Toutes les autres opportunités captées sont considérées comme des opportunités naturelles, pour lesquelles l'aide financière est basée sur le surcoût de la mesure encouru par le client.

Dans le cas de l'*OIEÉSI*, la notion de surcoût s'applique uniquement à deux volets offerts en *Services de soutien à l'investissement* soit le volet d'*Agrandissement, nouvelle construction ou ajout de ligne de production* et le volet de *Mesures prescriptives*. Pour les autres volets des *Services de soutien à l'investissement*, le calcul des économies d'énergie se fait à partir de la situation réelle des systèmes industriels du projet.

**Demandes :**

**43.1** Veuillez distinguer les projets en opportunité naturelle et le tendanciel.

**Réponse :**

**Dans le cas d'un projet en opportunité naturelle, le Distributeur intervient auprès de son client afin qu'il ajoute à un projet déjà planifié des mesures d'efficacité énergétique qui visent des équipements ou structures de bâtiments en fin de vie utile. Dans ces cas, et pour être admissibles aux programmes, les mesures doivent présenter une efficacité supérieure au tendanciel du marché et les économies admissibles sont calculées par rapport à cette référence.**

**Le tendanciel du marché est défini comme la pratique courante du marché.**

**43.2** Veuillez confirmer que l'ensemble des programmes existants et passés du PGEÉ ne promeuvent pas tous des projets en devancement.

**Réponse :**

**Grâce aux interventions en devancement des programmes d'efficacité énergétique, le client investit et devance le remplacement de ses équipements actuels alors que normalement, il aurait planifié les**

remplacer plus tard. Ainsi, le devancement implique nécessairement une démarche beaucoup plus proactive et soutenue auprès des clients (accompagnement) et un appui financier plus élevé que dans les situations de remplacement naturel.

Au marché résidentiel, la majorité des programmes existants et passés sont conçus sur la base d'une intervention en opportunité naturelle. Par exemple, lorsque le Distributeur fait la promotion de mesures efficaces en matière d'éclairage, d'électroménagers, de portes et fenêtres, de téléviseurs, il considère intervenir en opportunité naturelle en influençant le choix du client dans le contexte d'un remplacement planifié, ou nécessaire en raison d'un bris.

Au marché affaires, les anciens programmes *Initiatives – bâtiments*, *Initiatives – systèmes industriels*, *PIBGE* et le programme *Produits efficaces* étaient également conçus sur la base d'une intervention en opportunité naturelle.

Par contre, pour les clients au tarif L, dans le cadre du programme *PIIGE*, la plus grande part des projets admissibles constituaient des projets de devancement.

- 43.3** Advenant le cas où la Régie ne retenait pas les arguments du Distributeur, en matière d'aide financière (*surcoût* versus *coût total des mesures*), veuillez quantifier l'impact sur le budget et sur les objectifs des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.

**Réponse :**

Les niveaux d'appui financier ont été calibrés afin de permettre de répondre aux besoins des clients pour la réalisation de leurs projets en efficacité énergétique.

Toute modification du budget d'appui financier aura un impact direct et proportionnel sur la capacité du prestataire (pour *OIEÉB*) et du Distributeur à atteindre les objectifs prévus aux programmes.

- 44. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 140.

**Préambule :**

Extrait du tableau R-59.5 :

| OIEÉSI                               |                   | NOUVELLES MODALITÉS 2011  |    |
|--------------------------------------|-------------------|---|----|
|                                      |                   | PMI   | GI |
| Services d'identification de projets | audit énergétique | <ul style="list-style-type: none"> <li>Audit énergétique gratuit pour les grands sites ayant une facture annuelle d'électricité d'au moins 200 k\$ (sans analyse de rentabilité)</li> </ul> |    |

**Demande :**

**44.1** Veuillez élaborer sur l'utilité d'un audit énergétique sans analyse de rentabilité, pour le participant et pour le Distributeur.

**Réponse :**

Le volet *Audit* vise à entrer en contact avec le client et à le sensibiliser, de façon concrète, sur les possibilités en efficacité énergétique dans son usine. L'audit permet d'identifier les équipements peu efficaces (à consommation élevée) et à encourager le client à poursuivre dans une démarche d'efficacité énergétique. Le client intéressé pourra ensuite entreprendre, avec un partenaire externe, une étude plus poussée de sa consommation électrique dans le cadre du volet *Analyse*, laquelle permettra d'identifier plus précisément les mesures d'efficacité énergétique appropriées et leur rentabilité ou de procéder directement avec un projet de modernisation.

Le cas échéant, le Distributeur se créditera des économies d'énergie, si elles ne sont pas admissibles à un autre programme, puisque l'implantation de ces mesures découlera de ses interventions auprès du client.

**45. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 143.

**Préambule :**

Extraits du schéma 59.6-C :



|   |
|---|
| <b>ÉTAPE 3</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Vérification de la conformité du projet</li><li>• Vérification possible sur les lieux des travaux</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Approbation du projet réalisé</li><li>• Avis de validation technique**</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Demande de versement de l'appui financier et des taxes</li><li>• Formulaire <i>Information requises relativement au Relevé 27</i> - Déclaration du client</li></ul> |

\*\* Un avis de fin de validation technique est transmis au client, pour tous les projets, qu'il y ait ou non vérification sur les lieux.

**Demandes :**

**45.1** Veuillez élaborer sur la nature et l'utilité du *Relevé 27-Déclaration du client*. Veuillez notamment indiquer pourquoi cette étape est sous la responsabilité du Distributeur.

**Réponse :**

Le gouvernement du Québec a mis en place une mesure qui vise à renforcer l'observation des lois fiscales. Cette mesure prévoit que les ministères provinciaux, organismes gouvernementaux et certaines sociétés d'État doivent produire une déclaration de renseignements, le Relevé 27, qui indique le total de certains montants versés.

À titre de société d'État, Hydro-Québec doit émettre une déclaration de renseignements « Paiement du gouvernement – Relevé 27 » à l'égard des subventions et des paiements contractuels qu'elle verse. La responsabilité d'émettre le Relevé 27 revient normalement à l'entité qui a versé la subvention ou payé pour les services. Le Distributeur fournit les informations requises à même le système d'Hydro-Québec pour permettre l'émission des relevés.

En ce qui a trait à la section Déclaration du client, incluse dans le même document, elle permet d'obtenir la confirmation du respect des critères et modalités du programme et de la mise en œuvre des mesures par le client.

**45.2** Veuillez expliquer qu'un avis de validation technique soit transmis au participant, pour tous les projets, qu'il y ait ou non vérification sur les lieux.

**Réponse :**

D'abord, le Distributeur précise que cette activité de l'étape 3 du « processus d'obtention de l'appui financier » concerne uniquement le volet Mesures prescriptives de *OIEÉSI*.

La validation technique de tous les dossiers ne requiert pas une visite sur les lieux, elle peut se faire par l'examen des factures d'achat et d'installation pour chacune des mesures présentées ainsi que des données saisies dans l'outil de calcul automatisé du Distributeur. L'avis de validation technique du dossier est alors transmis aux participants.

La vérification sur les lieux se fait seulement lorsque le projet est ciblé pour fins d'attestation.

**46. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 5, pages 33 et 34.

**Préambule :**

En réponse à la question 10.11 de la FCEI :

« Les mesures du volet prescriptif sont les suivantes :  
*Climatisation Ventilation Chauffage (CVC) :*

- *gestion de l'air neuf*
- *température d'alimentation des systèmes CVC centraux*
- *gestion du temps de fonctionnement des systèmes CVC centraux*
- *régulation du débit de ventilation*
- *régulation du point de consigne de température dans les zones*
- *système de refroidissement dans les systèmes CVC centraux*
- *unité de fenêtre ou unité murale*
- *récupération de chaleur dans les systèmes CVC centraux*
- *centrale thermique*
- *hotte de cuisson*

*Éclairage :*

- *remplacement d'une technologie installée par une technologie plus performante*
- *régulation (par exemple, mesures de contrôle, commande centralisée et détecteurs d'occupation ou d'éclairage naturel)*

*Enveloppe thermique :*

- *murs*
- *toits*
- *fenêtres. »*

**Demande :**

**46.1** Veuillez détailler le coût de ces mesures (en distinguant les appareils et l'installation).

**Réponse :**

Ce que le Distributeur a défini comme une approche prescriptive est en fait une approche multi-mesures ciblant la performance énergétique d'un bâtiment, appliquée à l'aide d'un outil normalisé. Le principe sous-jacent à cette approche est d'offrir des solutions simples et adaptées aux petits projets. Cet outil intègre la notion de référence permettant de calculer les économies d'énergie admissibles au programme de même que l'appui financier à verser au participant pour l'implantation de mesures (¢/kWh).

Dans ce contexte, ce volet de programme n'a pas été développé en analysant les caractéristiques des mesures prises individuellement.

L'outil de calcul automatisé a été développé par le Distributeur et une équipe de chercheurs du LTÉ. Il a été élaboré à partir d'outils de simulation reconnus et de l'historique des projets multi-mesures réalisés dans des bâtiments types représentatifs de ceux présents dans le marché québécois.

**PGÉE**

***PADIGE***

- 47. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 134 ;
  - (ii) *Rapport de la Régie : Suivi des évaluations du PGÉE d'HQD*, 3 août 2010, page 4 ;
  - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 4.2, page 4.

**Préambule :**

À la référence (i), au sujet de l'écart observé dans le cas du programme *PADIGE-analyse*, le Distributeur explique que cet écart provient principalement d'une implantation réalisée chez un client relativement à un projet d'électrolyse. Il ajoute :

*« Compte tenu de l'application rigoureuse de cet encadrement mis en place par le Distributeur et du nombre restreint de clients participant au programme, le Distributeur ne prévoit pas réaliser une évaluation externe de ce programme. »*

À la référence (ii) :

« Lorsqu'elle approuve le financement des programmes et des interventions concernant l'efficacité énergétique, la Régie de l'énergie (la Régie) doit notamment s'assurer, selon l'article 85.30 de la Loi sur la Régie de l'énergie, de l'atteinte des objectifs visés par ces programmes et interventions.

Depuis les premiers dossiers d'efficacité énergétique soumis par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur), le suivi des résultats et leur validité est une préoccupation majeure pour la Régie. Elle spécifie d'ailleurs au Distributeur l'importance qu'elle accorde au mesurage ou aux diverses techniques qui permettent de valider les résultats du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) » (dans cette dernière citation, la Régie réfère aux décisions D-2003-110, D-2004-60, D-2005-79 et D-2006-56).

À la référence (iii) :

« Néanmoins, le Distributeur juge nécessaire que les détenteurs de contrats spéciaux puissent maintenir leur accès au volet Analyse énergétique de OIÉÉSI (anciennement PADIGE) offrant à cette catégorie de clients, un soutien technique et un accompagnement afin de s'assurer de l'optimisation de leur consommation énergétique » (nous soulignons).

**Demandes :**

**47.1** Veuillez indiquer si la réalisation du projet d'électrolyse, dont il est question en référence (i), était déjà prévue à long terme par le client concerné.

**47.1.1** Si oui, veuillez indiquer si l'octroi de l'aide financière par le Distributeur a permis de devancer l'implantation de ce projet.

**47.1.1.1** Si oui, veuillez quantifier ce devancement, en termes d'années.

**Réponse :**

Les études du client, supportées par le programme **PADIGE – analyse**, ont permis au client d'identifier les activités et projets d'efficacité énergétique qu'il a inscrits dans un plan d'action initié en 2007. Plusieurs projets du client ont été inscrits, par la suite, au programme **PIIGE**. Le plan d'action inclut également d'autres projets ou actions permettant des économies d'énergie dont la période de récupération de l'investissement est inférieure à un an. Le projet d'efficacité énergétique associé à l'électrolyse fait partie de cette seconde catégorie. L'implantation des améliorations identifiées lors des analyses **PADIGE** et inscrites au plan d'action du client s'étale sur plusieurs années. Le Distributeur fait un suivi périodique avec le client des gains obtenus.

La disponibilité des ressources techniques dédiées à ces projets d'efficacité énergétique s'est accrue grâce à l'aide des programmes de

**Distributeur.** L'attrait de la reconnaissance Écolectrique, statut régulier et Élite, a également incité le client à agir avec célérité dans la mise en œuvre de son plan d'action.

Le Distributeur estime en conséquence que le programme *PADIGE* et son activité de reconnaissance Écolectrique ont contribué à la réalisation du projet d'efficacité énergétique associé à l'électrolyse chez ce client. Il ne considère pas avoir provoqué le devancement du projet, mais plutôt sa réalisation.

- 47.2** Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur, à la référence (i), à l'effet qu'il ne prévoit pas réaliser une évaluation externe du *PADIGE-analyse* avec le fait que la Régie doit s'assurer de l'atteinte des objectifs visés par le PGEÉ (référence (ii)), compte tenu que le *PADIGE* sera intégré au volet *Analyse énergétique* de *OIEÉSI* (référence (iii)).

**Réponse :**

Dans un souci constant d'efficience, le Distributeur considère que l'application rigoureuse de l'encadrement exposé à la section 2 de la pièce HQD-8, document 8, annexe E du dossier R-3708-2009, est suffisante pour que la Régie puisse s'assurer de l'atteinte des objectifs visés par le programme *PADIGE-analyse*.

À partir de 2011, l'offre *PADIGE-analyse* s'insérant dans le programme *OIEÉSI* et s'adressant par conséquent à la petite et moyenne industrie également, le plan d'évaluation de ce programme inclura aussi le volet *analyse*.

**PGEÉ  
ÉVALUATION**

- 48. Référence :** Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 55 et 56.

**Préambule :**

*« En 2011, le Distributeur travaillera à l'évaluation des programmes les plus importants en termes d'économies d'énergie. Tel que présenté dans le tableau 5.10, neuf programmes au marché résidentiel et trois au marché affaires feront l'objet d'une évaluation afin d'ajuster, au besoin, les paramètres des programmes à l'évolution des marchés et de valider l'impact énergétique réel des programmes. »*

**Demande :**

**48.1** Veuillez mettre à jour le tableau 5.10, pour y faire figurer le plan d'évaluation complet du PGEÉ, en indiquant pour chacun des programmes, le moment prévu de son évaluation, ainsi que le type d'évaluation dont il est question. Veuillez également inclure à ce tableau les programmes ayant pris fin en 2010, ainsi que ceux qui seront intégrés, sous une autre forme, aux programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.

**Réponse :**

Dans un souci constant d'efficacité, le Distributeur considère que seuls les programmes répondant à certains critères doivent être évalués par des évaluateurs externes. Jusqu'à ce jour, les critères du Distributeur ont été, notamment :

- l'importance relative des économies d'énergie en cause ;
- le degré de précision des économies d'énergie présumées ;
- l'importance des effets de distorsion, tels l'opportunisme et l'entraînement ;
- la possibilité d'utiliser les hypothèses associées à des mesures déjà évaluées dans des programmes similaires ;
- la rigueur inhérente aux modalités des programmes (par exemple, les encadrement et le mesurage avant et après).

Considérant ce qui précède, quatorze programmes au marché résidentiel, sept programmes au marché affaires – commercial et institutionnel et un programme au marché affaires – industriel seront évalués au cours de la période 2011-2013, tel que présenté dans le tableau R-48.1.

**TABLEAU R48.1 : CALENDRIER D'ÉVALUATION (2011-2013)**

| #                         | Noms des programmes / volets                                     | Fréquence (a) | Types   | Année de dépôt (Régie) |
|---------------------------|--|---------------|---------|------------------------|
| <b>Marché résidentiel</b> |  |               |         |                        |
| 1.                        | Influence Tronc commun   | Continu       | M, I    | 2011                   |
| 2.                        | Comparez-vous  | Ponctuel (c)  | P, M, I | 2013                   |
| 3                         | Récupération de frigos et congélos énergivores                   | Continu       | M, I    | 2011                   |
| 4.                        | Remplacement de frigos MFR                                       | Ponctuel      | P, M, I | 2013                   |
| 5.                        | MC - Volet Éclairage   | Continu       | M, I    | 2011                   |
| 6.                        | MC - Volet Thermostats – Marché existant                         | Continu       | M, I    | 2011                   |
| 7.                        | MC - Volet Thermostats – Nouvelle construction                   | Continu       | M, I    | 2011                   |
| 8.                        | MC - Volet Électroménagers                                       | Ponctuel      | M, I    | 2011                   |
| 9.                        | MC - Volet Minuteries  | Ponctuel      | M, I    | 2011                   |
| 10.                       | Rénovation énergétique MFR – Volets Social, OBNL et Coopératives | Ponctuel (b)  | P, M, I | 2011                   |
| 11.                       | Géothermie   | Ponctuel      | P, M, I | 2011                   |
| 12.                       | Produits électroniques   | Ponctuel (c)  | P, M, I | 2012                   |
| 13.                       | Pompes à chaleur   | Ponctuel (c)  | P, M, I | 2013                   |
| 14.                       | Récupération de la chaleur des eaux grises                       | Ponctuel      | P, M, I | 2013                   |

M : Évaluation de marché ; I : Évaluation d'impact énergétique ; P : Évaluation de processus  
MC : Mieux Consommer – résidentiel ;

| #   | Noms des programmes / volets                                | Fréquence    | Types   | Année de dépôt (Régie) |
|---|---|--------------|---------|------------------------|
| <b>Marché affaires – Commercial et Institutionnel</b> |   |              |         |                        |
| 1.  | Initiatives – bâtiments G et M                              | Continu      | M, I    | 2011                   |
| 2.  | Initiatives – systèmes industriels                          | Continu      | M, I    | 2011                   |
| 3.  | OIEÉB (commercial, institutionnel et nouvelle construction) | Continu (c)  | P, M, I | 2013                   |
| 4.  | Approche clés en main                                       | Continu (c)  | P, M, I | 2013                   |
| 5.  | PE – Éclairage  | Continu      | P, M, I | 2011                   |
| 6.  | Réfrigération   | Ponctuel     | P, M, I | 2012                   |
| 7.  | Éclairage public et extérieur                               | Ponctuel (c) | P, M, I | 2013                   |
| <b>Marché affaires – Industriel</b>                   |   |              |         |                        |
| 1.  | OIEÉSI (PMI et GI)  | Continu (c)  | P, M, I | 2013                   |

PE : Produits efficaces

- (a) Les évaluations de processus ne sont pas faites en mode continu.
- (b) Le volet OBNL ne sera pas évalué en tant que tel mais ses résultats seront établis à partir de ceux obtenus dans les évaluations des volets Social et Coopératives.
- (c) Dans la mesure où les budgets et les modalités de ces programmes sont approuvés par la Régie.

**PGÉÉ**  
**RÉSEAUX AUTONOMES**

**49. Référence :** (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 196.

**Préambule :**

(i) « *La plus grande composante de coût étant le combustible, le Distributeur met de grands efforts à diminuer sa consommation. Concrètement, il optimise l'exploitation des centrales afin d'en maximiser le rendement, il en récupère la chaleur lorsque cela est rentable...* » [souligné de la Régie]



**Demande :**

- 49.1** Veuillez donner une liste et une description des projets de récupération de chaleur développés dans les réseaux autonomes, en dehors des bâtiments du Distributeur où se trouvent les groupes Diesel.

**Réponse :**

**La récupération de chaleur sert principalement à chauffer les bâtiments du Distributeur où se trouvent les groupes diesel et ceux adjacents. Actuellement, aucun projet n'alimente un client externe. Un site aux Îles-de-la-Madeleine présente un potentiel de remplacement du chauffage au mazout d'un client par de la chaleur provenant de la centrale thermique. Selon le résultat des négociations avec le client, le Distributeur pourra procéder à une évaluation plus poussée des coûts de ce projet potentiel.**

- 50. Référence :** (i) Pièce B-9, HQD-13, document 8, page 11.

**Préambule :**

(i) «*les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes au niveau de l'isolation et de l'étanchéité des habitations. Ces deux facteurs peuvent expliquer en partie le niveau élevé de consommation dans cette région.* »

**Demande :**

- 50.1** Veuillez indiquer si des audits énergétiques ont été effectués dans d'autres RA en plus de celui de Schefferville. Si oui, veuillez en déposer les résultats.

**Réponse :**

**Non, aucun audit énergétique n'a été effectué dans d'autres réseaux autonomes.**

**REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ**

- 51. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 164, tableau R-69.2.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau R-69.2 l'évolution des frais d'administration sur la période 2004-2011.

| (en M\$) | Autorisé | Année de base | Année historique |
|----------|----------|---------------|------------------|
| 2004     | 24,1     | 28,7          | 29,5             |
| 2005     | 28,4     | 28,0          | 30,5             |
| 2006     | 28,4     | 33,4          | 40,7             |
| 2007     | 33,4     | 39,6          | 43,5             |
| 2008     | 40,6     | 49,0          | 57,8             |
| 2009     | 47,0     | 64,4          | 64,2             |
| 2010     | 62,0     | 71,2          | nd               |
| 2011     | 80,0     | nd            | nd               |

La Régie constate que les frais d'administration prévus sont sous-évalués par rapport aux données réelles, à chaque année à compter de 2006.

**Demande :**

**51.1** Vu les écarts constatés aux années antérieures, veuillez commenter sur la possibilité que la Régie reconnaisse un budget pour l'année témoin 2011 haussé de 15 % pour tenir compte d'une estimation des frais d'administration basée sur les données historiques.

**Réponse :**

**Le Distributeur s'oppose à un tel ajustement. Le Distributeur considère avoir déjà suffisamment ajusté à la hausse le niveau anticipé de ses frais d'administration en présentant pour 2011 une prévision supérieure de 12 % à celle de l'année de base et de 29 % à celle autorisée pour 2010.**

**STRATÉGIE TARIFAIRE**

- 52. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 178 ;  
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 10.

**Préambule :**

- (i) Tableau R-73.1-B – Tarif D : Description de la clientèle – 2009-2010  
(ii) Tableau 3 – Tarif D : Description de la clientèle 2008-2009

**Demande :**

**52.1** Veuillez expliquer la baisse du nombre total d'abonnements au tarif D entre le dossier tarifaire actuel et le précédent.

**Réponse :**

Les tableaux de description de la clientèle présentent les plus récentes données de facturation de chaque client ayant au moins une année d'historique (365 jours). Ces données constituent les données de référence et sont utilisées aux fins de toutes les analyses tarifaires. Le Distributeur effectue ses analyses sur la presque totalité de la clientèle tout en excluant les abonnements dont les données de facturation ne couvrent pas toute la période d'hiver au moment de leur extraction et les locaux inoccupés pendant une période de plus de 30 jours. Le nombre de clients retenus pour les analyses varie donc d'une année à l'autre.

Voir également la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1, du dossier R-3541-2004, la réponse à la question 18 de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-15, document 11 du dossier R-3644-2007 et la réponse à la question 2.4 de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-16, document 12, du dossier R-3677-2008.

- 53. Références :**
- (i) B-9, HQD-13, document 1, page 181 ;
  - (ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 14.

**Préambule :**

- (i) Tableau R-73.1-H – Tarif DT : Description de la clientèle – 2009-2010
- (ii) « Le tarif DT regroupe 125 383 abonnements au 31 décembre 2008, soit une hausse nette de 3 219 abonnés par rapport à 2007. De ces quelque 125 400 abonnements, 107 590 ont été retenus pour la période du 1<sup>er</sup> mai 2008 au 30 avril 2009. Ces abonnements généraient des ventes de 2,5 TWh et des revenus de 148 M\$. Le tarif DT permet également un effacement de 840 MW à la pointe du réseau. »

**Demande :**

**53.1** Veuillez préciser et expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne retient pas tous les abonnements sur une année pour établir les ventes totales et les revenus totaux.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 52.1.**

- 54. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 181 ;  
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 14.

**Préambule :**

- (i) Tableau R-73.1-I – Tarif DH : Description de la clientèle – 2009-2010
- (ii) « *Le tarif DH compte présentement 147 clients qui génèrent 0,21 M\$ pour des ventes de 3 GWh.* »

**Demande :**

- 54.1** Veuillez expliquer la baisse du nombre total d'abonnements au tarif DH entre le dossier tarifaire actuel et le précédent.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 52.1. De plus, au tarif DH, il y a eu trois désistements entre 2009 et 2010.**

- 55. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 184 ;  
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 24.

**Préambule :**

- (i) Tableau R-73.1-O – Tarif G : Description de la clientèle 2009-2010
- (ii) Tableau 18 - Tarif G : Description de la clientèle 2008-2009

**Demande :**

- 55.1** Veuillez expliquer la hausse du nombre total d'abonnements au tarif G entre le dossier tarifaire actuel et le précédent, particulièrement au secteur commercial.

**Réponse :**

**Tel que mentionné à la note 4 de la pièce HQD-1, document 3, page 13, du dossier tarifaire R-3541-2004, la clientèle du tarif G est composée en grande majorité de petits locaux commerciaux dont l'activité est plus instable et moins prévisible que celle des entreprises aux tarifs M et L ou de la clientèle domestique. Il est courant pour ce type de local de**

rester inoccupé pendant de longues périodes après une fermeture. Le cas échéant, ces abonnements deviennent inactifs dans le système de facturation ou donnent lieu à des profils de consommation incomplets, qui ne peuvent être retenus à des fins d'analyse. Ce facteur explique en partie la variabilité du nombre d'abonnements d'une année à l'autre.

Depuis 2004, le nombre d'abonnements retenus dans les données de référence du tarif G a varié, à la hausse comme à la baisse, mais la structure de la clientèle est restée stable. La catégorie commerciale est la plus représentée au tarif G et regroupe, cette année encore, 88 % des abonnements de ce tarif.

Voir également la réponse à la question 52.1.

### **SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX**

- 56. Références :** (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 172 à 176 ;  
(ii) Pièce B-1, HQD-12, document 8, page 3.

**Préambule :**

En réponse aux demandes 72.1 à 72.3 de la pièce B-9, le Distributeur présente une série de tableaux utilisant les catégories *Domestique*, *Petite puissance*, *Moyenne puissance* et *Grande puissance*.

À la référence (ii), le Distributeur propose de modifier les définitions de la Petite puissance et de la Moyenne puissance.

**Demandes :**

- 56.1** Veuillez confirmer que les tableaux de la référence (i) utilisent les définitions de puissance en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2010. En outre, veuillez reproduire le tableau R-72.1-A en y ajoutant les niveaux d'interfinancement selon les nouvelles et anciennes définitions de puissance.

**Réponse :**

Conformément au principe de l'année témoin projetée adopté par la Régie dans sa décision D-2003-93, les données ayant servi à établir les tableaux cités à la référence (i) sont fondées sur la prévision des coûts, des ventes et des revenus de l'année témoin projetée 2011. Tel que mentionné à la pièce HQD-2, document 2 (page 6), la prévision des ventes et des revenus intègre l'impact estimé pour 2011 de la réforme des tarifs généraux et utilise la version révisée des définitions de puissance de la référence (ii). Comme il est précisé en réponse à la

question 3.3 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, la prévision inclut l'hypothèse d'un transfert de 6 492 clients du tarif G (2 329 GWh) vers les tarifs M et G-9 au cours de l'année 2011.

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir les niveaux d'interfinancement selon les anciennes définitions de puissance. En effet, un tel exercice requerrait non seulement de produire une nouvelle prévision des ventes et des revenus, mais impliquerait, aux fins de répartition des coûts, de reconstituer la totalité des caractéristiques de consommation et des facteurs de répartition par catégories de consommateurs en fonction de ces définitions.

Par contre, à la section 6 de la pièce HQD-12, document 2 du dossier R-3708-2009, le Distributeur a présenté son analyse de segmentation des coûts, afin entre autres de valider la pertinence des seuils d'application des tarifs en fonction de la réforme. Cet exercice a permis d'évaluer, pour une année donnée, l'impact du transfert des clients à la fin de la réforme (soit environ 16 200) sur l'évolution des niveaux d'interfinancement et d'intrafinancement des segments étudiés. Il y était démontré, notamment, que les effets sur les niveaux d'interfinancement des tarifs généraux étaient peu importants.

**56.2** Veuillez commenter l'impact de la réforme tarifaire sur les données des autres tableaux de la référence (i).

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 56.1. Par ailleurs, les variations des indices d'interfinancement des catégories Petite puissance et Moyenne puissance entre 2010 et 2011 s'expliquent non seulement par la réforme des tarifs, mais également par l'ensemble des autres facteurs mentionnés à la référence (i).

#### **BI-ÉNERGIE ET TARIF DT**

- 57. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 214 et 226 ;
  - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 212 ;
  - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 217.

**Préambule :**

- (i) « L'affirmation est basée sur un sondage réalisé en 2009 par la firme CROP auprès de 400 clients au tarif DT. Le taux de 80 % représente le pourcentage de ces clients ayant répondu qu'ils envisageraient de renouveler leur équipement à la bi-énergie si un bris majeur devait survenir au cours des quatre prochaines années et cela, sans que la perspective d'un appui financier leur ait été présentée. Une marge d'erreur de moins de 7 % est associée aux résultats du sondage. » puis « De plus, le sondage CROP (./.) confirme que la très grande majorité des clients s'effacent effectivement en pointe. »
- (ii) Le tableau R-82.1 indique que les conversions du mazout au TAE se sont faites à un rythme de 8 000 à 35 000 par année de 2006 à 2011, alors que les conversions du mazout vers la bi-énergie ne représentent que 20 % du total de la clientèle qui quitte chaque année le chauffage 100 % au mazout pour la bi-énergie ou le TAE. Le tableau indique également que 3 000 abonnés au tarif DT abandonnent la bi-énergie chaque année.
- (iii) « La majorité des clients au tarif DT conservent actuellement une perception positive de la bi-énergie, ce que confirment les résultats du sondage de CROP (93 % se disent très ou assez satisfaits). »

**Demandes :**

**57.1** La Régie comprend que les clients (par ailleurs très satisfaits ou assez satisfaits à 93 % du système qu'ils ont acquis) ont été interrogés sur leurs intentions de renouveler leur équipement à la bi-énergie dans l'hypothèse qu'un bris majeur survienne au cours des quatre prochaines années et cela, sans que la perspective d'un appui financier leur ait été présentée. Veuillez indiquer si le Distributeur a également posé la question aux clients qui font face à la réalité de devoir investir un certain montant pour réparer leur système de chauffage au mazout afin de prolonger la vie de leur système bi-énergie. Si oui, veuillez indiquer le taux de réponses positives.

**Réponse :**

**Non. Le Distributeur n'a aucun moyen de connaître les clients qui font effectivement face à la décision de devoir investir pour réparer leur système. Par ailleurs, la formulation utilisée dans le sondage de CROP référait à l'intention du client bi-énergie de se convertir à une autre source d'énergie advenant un bris de la composante mazout de son système qui nécessiterait des réparations importantes.**

**Ainsi, un client bi-énergie affirmant ne pas avoir l'intention de remplacer son système advenant un bris majeur de la composante mazout est réputé vouloir rester à la bi-énergie. Dans ce cas, il est prêt à effectuer toutes les réparations nécessaires pour prolonger la vie utile de son système, l'ultime réparation étant le remplacement de la**

composante. Le Distributeur en déduit également que le client affirmant ne pas vouloir remplacer son système en cas de bris majeur serait encore plus enclin à demeurer à la bi-énergie si le bris de son système était mineur.

Par ailleurs, comme les réponses à cette question réfèrent à des intentions de conversion et qu'elles ont été récoltées en palier (très, assez, peu ou pas du tout probable de se convertir), le Distributeur devait appliquer des probabilités de conversion aux intentions de conversion présentées dans le rapport. Ainsi, une hypothèse de 80 % de réalisation a été appliquée aux 16 % des clients disant qu'ils se convertiraient très probablement alors qu'une hypothèse de 50 % a été appliquée pour les 15 % ayant répondu qu'une conversion était assez probable. C'est ainsi que le Distributeur a estimé que 20 % des clients bi-énergie se convertiraient advenant un bris majeur de leur système ( $80 \% \times 16 \% + 50 \% \times 15 \% = 20 \%$ ) et conséquemment, que 80 % d'entre eux resteraient à la bi-énergie. Le Distributeur souligne que ces hypothèses sont relativement conservatrices car des taux de réalisation plus bas entraîneraient un taux de maintien à la bi-énergie (donc, d'opportunisme) encore plus élevé.

**57.2** Veuillez indiquer si l'élaboration du sondage CROP et/ou l'analyse de ses résultats a fait l'objet d'échanges avec les membres de l'industrie du chauffage au mazout. Le cas échéant, veuillez indiquer quel pourcentage de clients au mazout ou à la bi-énergie acceptent de procéder aux travaux nécessaires proposés par les chauffagistes suite à un bris majeur du système de chauffage au mazout, et quel pourcentage préférera plutôt se chauffer en mode TAE.

**Réponse :**

L'industrie n'a pas participé à l'élaboration du sondage, ni à son analyse.

Toutefois, le positionnement du Distributeur établi en 2009 a déjà fait l'objet d'échanges avec les associations qui représentent les membres de l'industrie du mazout. Le Distributeur a aussi présenté les motifs qui appuyaient son positionnement, lesquels découlent principalement du sondage de CROP et du niveau des coûts évités et de la perte de revenus du maintien à la bi-énergie. L'AQCM a accepté ce positionnement dans la mesure où il n'allait pas à l'encontre de leur principale préoccupation, à savoir la consolidation du parc de chauffage principal au mazout.



**57.3** La Régie constate que 80 % des clients qui quittent le chauffage tout au mazout chaque année préfèrent le TAE plutôt que la bi-énergie. Veuillez élaborer sur le fait que le tarif DT, malgré son incitatif économique, n'arrive pas à en attirer plus de 20 % et proposer des pistes de solution pour en attirer plus.

**Réponse :**

Bien que le Distributeur ait la volonté d'accroître l'économie des clients DT par le biais de la stratégie tarifaire afin de préserver son parc bi-énergie, il n'en demeure pas moins que plusieurs facteurs intangibles incitent les clients à délaisser le mazout comme source principale et de ne pas l'envisager comme source secondaire de chauffage (à travers la bi-énergie), par exemple la crainte d'un déversement de mazout, le fait que le mazout soit associé à une source polluante, l'envie d'avoir un système plus simple, la pression des assureurs pour le remplacement hâtif du réservoir, le désir de la clientèle de récupérer une partie de l'espace dédié au système ou au réservoir, ou encore la qualité de la relation avec leur fournisseur de mazout. Le sondage montre d'ailleurs que 90 % des clients qui ont complètement délaissé le mazout comme source principale de chauffage connaissaient la bi-énergie et que, de ceux-ci, seulement 15 % ont dit l'avoir rejeté pour des considérations économiques.

Lors du dossier tarifaire R-3708-2009, le Distributeur avait fait valoir qu'il n'était pas possible, par le biais d'un programme de subvention, de convertir à la bi-énergie les 80 % des clients chauffés au mazout qui choisissent le TAE sans fragiliser davantage l'industrie du mazout et par ricochet, sans mettre en péril l'approvisionnement en mazout de son propre parc bi-énergie. Le Distributeur entendait plutôt poursuivre sa stratégie tarifaire de hausser uniquement le prix en pointe afin d'accroître l'économie du client et ultimement, son intérêt d'être et de rester à la bi-énergie.

Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait au Distributeur de développer un programme pour le maintien à la bi-énergie sans affecter le nombre de clients actuels de l'industrie du chauffage au mazout. Conformément à cette décision, le Distributeur n'a donc pas étudié les pistes de solution visant à attirer davantage de clients actuellement au mazout, mais s'est concentré sur celles visant à préserver son parc bi-énergie actuel.

**57.4** Veuillez déposer le rapport préparé par la firme CROP sur son enquête auprès de la clientèle bi-énergie. Veuillez également déposer les objectifs qui ont été confiés au consultant, la méthodologie qu'il a adoptée (ce qui inclut les questions posées et la méthode d'échantillonnage), et les résultats du sondage, si ces éléments ne font pas partie de ce rapport.

**Réponse :**

**Le rapport de la firme CROP est déposé sous pli confidentiel.**

- 58. Références :**
- (i) Dossier R-3708-2009, Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 170-173 ;
  - (ii) Dossier R-3708-2009, Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 71 ;
  - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 214-217 ;
  - (iv) D-2010-022, pages 108 et 109, paragraphes 456 et 457.

**Préambule :**

- (i) Dans le tableau R-85.1-E en page 173, le Distributeur expose la marge de manœuvre dont il dispose lorsqu'un client fonctionne en mode bi-énergie plutôt qu'en mode TAE, au moyen de valeurs actualisées sur une période de 10 ans. Pour ce faire, il évalue que le client bi-énergie lui évite des coûts d'approvisionnement de 6 570 \$ (13 333 \$ - 6 763 \$) mais lui crée une perte de revenu par rapport au client TAE de 4 576 \$ (8 238 \$ - 3 662 \$). La Régie comprend donc que le tarif DT est « rentable » puisqu'il « rapporte » au Distributeur une valeur nette de 1 994 \$ malgré les économies offertes au client grâce au tarif DT.

Cette évaluation est basée sur les hypothèses du tableau R-85.1 B en page 171, ce qui inclut entre autres, les coûts évités du dossier R-3708, basés sur la valeur de revente des surplus globaux du Distributeur sur une base annuelle.

La Régie comprend du tableau R-85.1-D en page 172 que le Distributeur conclut que cette marge de manœuvre n'est pas suffisante pour compenser entièrement un client qui déciderait d'acheter puis d'entretenir pendant 10 ans un système bi-énergie complet entièrement neuf plutôt qu'un système TAE neuf.

- (ii) À la demande la Régie, le Distributeur produit le tableau R-37.5-A pour des périodes de 20 et 30 ans. On y apprend que la marge de manœuvre du Distributeur, telle que définie précédemment est de 5 460 \$ sur une période de 20 ans.
- (iii) Le Distributeur explique comment une aide financière à la bi-énergie se traduirait par une hausse tarifaire de 44,2 M\$. La Régie comprend que l'analyse s'appuie sur les tableaux R-83.2-A et R-83.2-B de la page 215 qui reprennent, mis à jour, les hypothèses des références i) et ii). La Régie croit comprendre du tableau R-83.2-B que le

Distributeur émet l'hypothèse que son programme subventionnerait 30 179 clients en 20 ans pour 5 120 clients non-opportunistes qui seraient « associés » au programme.

Le Distributeur ne présente pas le programme d'aide financière à la base de cette analyse.

- (iv) La Régie se base sur la marge de manœuvre du Distributeur pour lui demander d'aider sa clientèle existante à ne pas abandonner la bi-énergie.

**Demandes :**

**58.1** Veuillez définir les termes « *Renouvellements bi-énergie totaux* » et « *Renouvellement bi-énergie associés au programme* » du Tableau R-83.2-B en référence (iii) et justifier les valeurs respectives de 30 179 et 5 120.

**Réponse :**

**Le terme « renouvellements bi-énergie totaux » réfère à tous les clients bi-énergie qui feront face, au cours des cinq prochaines années, à un bris majeur de leur système et qui devront réinvestir dans leur système. Les renouvellements bi-énergie totaux incluent tant les renouvellements tendanciels que ceux associés au programme.**

**Le terme « renouvellements bi-énergie associés au programme » réfère aux clients bi-énergie qui, sans programme, auraient choisi de se convertir au TAE lors d'un bris majeur de leur système bi-énergie, mais qui, grâce au programme, réinvestiront plutôt dans leur système.**

**Les valeurs de 30 179 et de 5 120 s'appuient d'abord sur des hypothèses d'occurrence de bris, lesquelles dépendent de l'âge des différents types de système de chauffage bi-énergie (air chaud, eau chaude et air chaud avec thermopompe). Un taux de renouvellement, qui diffère selon qu'un appui financier est offert à la clientèle ou non, est ensuite appliqué au nombre de systèmes subissant un bris au cours d'une année donnée.**

**58.2** Veuillez décrire avec détail le programme commercial que le Distributeur a envisagé dans l'analyse de la référence (iii) pour viser, tel que lui demandait la Régie à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie. Veuillez expliquer avec détail les coûts impliqués dans ce programme, le % d'aide accordé au client pour les différentes interventions prévues par le Distributeur sur le système de chauffage au mazout et à quel coût, comment le Distributeur a tenu compte du remplacement périodique des réservoirs, etc. Veuillez également préciser si ces hypothèses ainsi que les éléments déclencheurs ont été discutés avec l'industrie du chauffage au mazout.

**Réponse :**

Dans un premier temps, le Distributeur a déterminé que le programme commercial visant le maintien du parc bi-énergie financerait la totalité du surcoût sur 10 ans du client bi-énergie dans la situation la plus coûteuse, soit le renouvellement complet de son système par rapport à sa conversion au TAE. Puisqu'il visait 100 % du surcoût (énergie, investissement et entretien), le Distributeur n'a donc pas fait d'hypothèses précises quant à l'occurrence de bris par composante. Il a plutôt introduit une probabilité que le système subisse un bris suffisamment important pour que le client envisage de changer de source de chauffage.

Dans un deuxième temps, le Distributeur a établi quels seraient les coûts de développer, de commercialiser et d'exploiter un tel programme sur une période de 5 ans. De la valeur actualisée des coûts de 816 k\$ présentée sous la rubrique « coûts de commercialisation du programme d'aide financière » au tableau R-83.2-C de la pièce HQD-13, document 1, 20 % seraient consacrés au développement du programme, 45 % à sa commercialisation (communications) et 35 % à son exploitation (gestion de l'aide financière).

Quant aux éléments déclencheurs, à savoir les motifs pour lesquels les clients envisagent une conversion de leur système, ils ont fait l'objet d'échanges informels avec une quinzaine de membres de l'industrie (pétrolières, installateurs et manufacturiers). Leur perception du marché converge avec les motifs mentionnés par la clientèle dans le cadre du sondage.

**58.3** Veuillez fournir les tableaux R-83.2 A à C en format Excel permettant de visualiser les éventuelles feuilles de calcul annexes et les formules.

**Réponse :**

**Voir le fichier Excel joint à la présente pièce.**

**58.4** Veuillez présenter les tableaux R-83.2 A à C avec l'hypothèse de travail d'un taux d'opportunisme de 0 %.

**Réponse :**

Les tableaux suivants présentent les tableaux R-83.2-B et R-83.2-C modifiés pour refléter un taux d'opportunisme égal à 0 %. Le tableau R-

**83.2-A n'est pas repris puisqu'il n'est pas affecté par cette nouvelle hypothèse de travail.**

**R-58.4-A – mise à jour du tableau R-83.2-B**

| <b><u>Autres intrants et hypothèses</u></b>      |   |
|--|---|
| Horizon de l'analyse                             | 20 ans  |
| Horizon du programme d'aide financière           | 5 ans   |
| Renouvellements bi-énergie totaux                | 30 179  |
| Renouvellements bi-énergie associés au programme | 30 179  |
| Coûts évités                                     | HQD-2, document 4                             |
| Tarifs D et DT                                   | Voir stratégie tarifaire explicitée en preuve |
| Prix du mazout                                   | Prévisions mai 2010                           |
| Coût en capital prospectif                       | 5,913% (D-2010-022)                           |
| Inflation  | 2%  |
| Coût GES   | 15 \$ la tonne (\$2009)                       |
| Taxes (TPS et TVQ)                               | 13,925% en 2011, 14,975% par la suite         |

**R-58.4-B – mise à jour du tableau R-83.2-C**

| <b>COÛTS ACTUALISÉS (\$2011) - HORIZON 20 ANS</b>   |                        |
|---|------------------------|
| <b>Coût d'opération – Chauffage à la bi-énergie</b>   |                        |
| <b>Facture énergétique - Clients fonctionnant à la bi-énergie</b>   | <b>701 074 760 \$</b>  |
| Facture de mazout incluant les taxes  | 205 034 516 \$         |
| Facture d'électricité incluant les taxes  | 496 040 243 \$         |
| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE DES CLIENTS – Maintien à la bi-énergie</b>                                   |                        |
| <b>Facture énergétique - Clients fonctionnant à la bi-énergie</b>   | <b>701 074 760 \$</b>  |
| Facture de mazout incluant les taxes  | 205 034 516 \$         |
| Facture d'électricité incluant les taxes  | 496 040 243 \$         |
| <b>=&gt; Gain sur la facture d'énergie si chauffage bi-énergie</b>  | <b>0 \$</b>            |
| <b>Différentiel de coût associé au système bi-énergie</b>   | <b>232 118 398 \$</b>  |
| Coûts de renouvellement du système bi-énergie nets de l'aide financière   | 232 118 398 \$         |
| Différentiel des frais d'entretien bi-énergie p/r à bi-énergie  | 0 \$                   |
| <b>Gain net des clients - maintien à la bi-énergie (1)</b>  | <b>-232 118 398 \$</b> |
| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE DES CLIENTS – Conversion TAE</b>   |                        |
| <b>Facture énergétique - Clients fonctionnant TAE</b>   | <b>902 426 343 \$</b>  |
| Facture de mazout incluant les taxes  | 0 \$                   |
| Facture d'électricité incluant les taxes  | 902 426 343 \$         |
| <b>=&gt; Gain sur la facture d'énergie si chauffage TAE</b>   | <b>-201 351 583 \$</b> |
| <b>Différentiel de coût associé au système TAE</b>  | <b>117 601 522 \$</b>  |
| Coût de conversion TAE  | 164 720 300 \$         |
| Différentiel des frais d'entretien TAE p/r à bi-énergie   | -47 118 778 \$         |
| <b>Gain net des clients - conversion bi-énergie vers TAE (2)</b>  | <b>-318 953 105 \$</b> |
| <b>Gain des clients au maintien de la bi-énergie<br/>p/r à la conversion TAE (1) - (2)</b>                      | <b>86 834 707 \$</b>   |
| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE HQD – Maintien à la bi-énergie p/r à conversion TAE</b>                      |                        |
| <b>Coûts évités par le Distributeur</b>   | <b>334 571 908 \$</b>  |
| <i>coût de l'énergie \$</i>   | 113 208 785 \$         |
| <i>coût de la puissance \$</i>  | 97 982 054 \$          |
| <i>coût de transport \$</i>   | 94 811 702 \$          |
| <i>coût de la distribution \$</i>   | 34 611 616 \$          |
| <i>coût en émission de gaz à effet de serre \$</i>  | -6 042 249 \$          |
| <b>Coût de l'aide financière</b>  | <b>40 102 488 \$</b>   |
| Coût de commercialisation du programme d'aide financière  | 816 083 \$             |
| <b>Perte de revenus - maintien bi-énergie (tarif DT - tarif D)</b>  | <b>353 483 534 \$</b>  |
| <b>Coûts nets du maintien à la bi-énergie p/r à la conversion TAE</b>   | <b>-59 830 197 \$</b>  |
| <b>Rentabilité pour le Distributeur d'un programme d'aide financière visant le<br/>maintien à la bi-énergie</b> | <b>-59 830 197 \$</b>  |

**En supposant un taux d'opportunité égal à 0 %, les coûts de l'aide financière et de commercialisation restant inchangés, il est possible de**

constater d'une part, une croissance du gain des clients bi-énergie, et d'autre part, une détérioration de la rentabilité pour le Distributeur.

Cette détérioration s'explique essentiellement par l'évolution des tarifs d'électricité, qui permet d'accroître les économies au tarif DT. En effet, le Distributeur ne dispose plus de marge de manœuvre nécessaire pour développer un programme d'aide financière visant à inciter le client à rester à la bi-énergie puisque la perte de revenus devient supérieure aux coûts évités.

**58.5** Veuillez produire une version mise à jour des tableaux R-85.1 E de la référence (i) et R-37.5-A de la référence (ii) en fonction des nouveaux coûts évités, prix du mazout et coût en capital prospectif.

**Réponse :**

**R-58.5-A – mise à jour du tableau R-85.1-E**

| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE HQD – Conversion à la bi-énergie vs conversion TAE</b> |                  |
|---|------------------|
| <b>COÛTS ACTUALISÉS (\$2011) SUR UN HORIZON DE 10 ANS</b>                                 |                  |
| <b><u>CLIENT BI-ÉNERGIE</u></b>   |                  |
| <b>Coûts pour le Distributeur : Mazout vers Bi-énergie</b>                                | <b>4 373 \$</b>  |
| <i>coût de l'énergie \$</i>   | 4 260 \$         |
| <i>coût de la puissance \$</i>  | 0 \$             |
| <i>coût de transport \$</i>   | 0 \$             |
| <i>coût de la distribution \$</i>   | 0 \$             |
| <i>coût en émission de gaz à effet de serre \$</i>  | 113 \$           |
| <b>Revenus provenant de la conversion bi-énergie (tarif DT)</b>                           | <b>3 641 \$</b>  |
| <b>Coûts nets d'une conversion mazout vers bi-énergie (1)</b>                             | <b>731 \$</b>    |
| <b><u>CLIENT TAE</u></b>  |                  |
| <b>Coûts pour le Distributeur : Mazout vers TAE</b>                                       | <b>10 348 \$</b> |
| <i>coût de l'énergie \$</i>   | 5 737 \$         |
| <i>coût de la puissance \$</i>  | 1 548 \$         |
| <i>coût de transport \$</i>   | 2 246 \$         |
| <i>coût de la distribution \$</i>   | 816 \$           |
| <i>coût en émission de gaz à effet de serre \$</i>  | 0 \$             |
| <b>Revenus provenant de la conversion TAE (tarif D)</b>                                   | <b>10 541 \$</b> |
| <b>Coûts nets d'une conversion mazout vers TAE (2)</b>                                    | <b>-193 \$</b>   |
| <b>Marge de manœuvre du Distributeur (2) - (1)</b>  | <b>-925 \$</b>   |

**Du tableau R-58.5-A, il appert que le Distributeur ne dispose d'aucune marge de manœuvre sur l'horizon de 10 ans pour développer un programme d'aide financière visant à convertir à la bi-énergie un client au mazout.**



**R-58.5-B – mise à jour du tableau R-37.5-A**

| <b>COÛTS ACTUALISÉS (\$2011) - Horizon</b>  | <b>10 ans</b>    | <b>20 ans</b>    | <b>30 ans</b>    |
|---|------------------|------------------|------------------|
| <b>Coût d'opération – Chauffage au mazout (fournaise air chaud)</b>   |                  |                  |                  |
| <b>Facture énergétique - Client fonctionnant au mazout</b>  | <b>24 782 \$</b> | <b>43 132 \$</b> | <b>55 813 \$</b> |
| Facture de mazout incluant les taxes  | 17 346 \$        | 30 237 \$        | 39 234 \$        |
| Facture d'électricité incluant les taxes  | 7 436 \$         | 12 895 \$        | 16 579 \$        |
| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE DU CLIENT – Conversion à la bi-énergie (système bi-énergie intégrée air chaud)</b> |                  |                  |                  |
| <b>Facture énergétique - Client fonctionnant à la bi-énergie</b>  | <b>15 266 \$</b> | <b>25 881 \$</b> | <b>33 015 \$</b> |
| Facture de mazout incluant les taxes  | 3 649 \$         | 6 360 \$         | 8 253 \$         |
| Facture d'électricité incluant les taxes  | 11 618 \$        | 19 521 \$        | 24 763 \$        |
| <b>=&gt; Gain sur la facture d'énergie si chauffage bi-énergie p/r au mazout</b>                                      | <b>9 515 \$</b>  | <b>17 251 \$</b> | <b>22 798 \$</b> |
| <b>Différentiel de coût associé au système bi-énergie p/r au mazout</b>   | <b>3 947 \$</b>  | <b>4 170 \$</b>  | <b>4 324 \$</b>  |
| Différentiel des coûts d'acquisition bi-énergie p/r à mazout nets de l'aide financière                                | 3 623 \$         | 3 623 \$         | 3 623 \$         |
| Différentiel des frais d'entretien bi-énergie p/r à mazout  | 325 \$           | 548 \$           | 701 \$           |
| <b>Gain net des clients - conversion mazout vers la bi-énergie (1)</b>  | <b>5 568 \$</b>  | <b>13 081 \$</b> | <b>18 474 \$</b> |
| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE DU CLIENT – Conversion TAE (système électrique air chaud)</b>                      |                  |                  |                  |
| <b>Facture énergétique - Client fonctionnant TAE</b>  | <b>19 544 \$</b> | <b>35 423 \$</b> | <b>46 947 \$</b> |
| Facture de mazout incluant les taxes  | 0 \$             | 0 \$             | 0 \$             |
| Facture d'électricité incluant les taxes  | 19 544 \$        | 35 423 \$        | 46 947 \$        |
| <b>=&gt; Gain sur la facture d'énergie si chauffage TAE p/r au mazout</b>   | <b>5 238 \$</b>  | <b>7 709 \$</b>  | <b>8 866 \$</b>  |
| <b>Différentiel de coût associé au système TAE p/r au mazout</b>  | <b>-330 \$</b>   | <b>-832 \$</b>   | <b>-1 177 \$</b> |
| Différentiel des coûts d'acquisition TAE p/r à mazout   | 400 \$           | 400 \$           | 400 \$           |
| Différentiel des frais d'entretien TAE p/r au mazout  | -731 \$          | -1 232 \$        | -1 577 \$        |
| <b>Gain net des clients - conversion mazout vers TAE (2)</b>  | <b>5 568 \$</b>  | <b>8 542 \$</b>  | <b>10 043 \$</b> |
| <b>Gain du client d'une conversion à la bi-énergie vs à la conversion TAE (2) - (1)</b>                               | <b>0 \$</b>      | <b>4 539 \$</b>  | <b>8 431 \$</b>  |
| <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE HQD – Conversion à la bi-énergie vs conversion TAE</b>                             |                  |                  |                  |
| <b>Coûts évités par le Distributeur</b>   | <b>5 975 \$</b>  | <b>11 072 \$</b> | <b>14 568 \$</b> |
| coût de l'énergie \$  | 1 477 \$         | 3 322 \$         | 4 760 \$         |
| coût de la puissance \$   | 1 548 \$         | 3 141 \$         | 4 234 \$         |
| coût de transport \$  | 2 246 \$         | 3 517 \$         | 4 262 \$         |
| coût de la distribution \$  | 816 \$           | 1 282 \$         | 1 556 \$         |
| coût en émission de gaz à effet de serre \$   | -113 \$          | -191 \$          | -244 \$          |
| <b>Coût de l'aide financière</b>  | <b>1 641 \$</b>  | <b>1 641 \$</b>  | <b>1 641 \$</b>  |
| <b>Perte de revenus - conversion bi-énergie plutôt que TAE (tarif DT - tarif D)</b>                                   | <b>6 899 \$</b>  | <b>13 836 \$</b> | <b>19 300 \$</b> |
| <b>Coûts nets d'une conversion à la bi-énergie vs conversion TAE</b>  | <b>-2 566 \$</b> | <b>-4 406 \$</b> | <b>-6 373 \$</b> |
| <b>Rentabilité pour le Distributeur d'une aide financière visant la conversion à la bi-énergie d'un client mazout</b> | <b>-2 566 \$</b> | <b>-4 406 \$</b> | <b>-6 373 \$</b> |

Du point de vue du client, le tableau R-58.5-B permet de constater que sur l'horizon de 10 ans, l'aide financière permet d'éliminer son surcoût d'être à la bi-énergie par rapport au TAE. Sur les horizons de 20 et de 30 ans, l'accroissement du gain est attribuable à la stratégie tarifaire visant l'augmentation de l'économie au tarif DT.

Du point de vue du Distributeur, le tableau R-58.5-B permet de reconfrmer le constat du tableau R-58.5-A, à savoir que l'octroi d'une

aide financière visant à convertir à la bi-énergie un client au mazout n'est pas rentable sur un horizon de 10 ans. Ce constat s'accroît sur l'horizon de 20 et de 30 ans.

- 58.6** Veuillez élaborer sur la marge de manœuvre mise à jour et sur les possibilités de l'utiliser pour prolonger la durée de vie d'un système bi-énergie, suite à un bris d'équipement de chauffage au mazout, lorsque vient le moment, par exemple, de remplacer un réservoir à mazout trop âgé ou pour rassurer les nouveaux propriétaires d'une maison à la bi-énergie au moyen d'une vérification complète de leur installation.

**Réponse :**

La marge de manœuvre établie dans le cadre du dossier R-3708-2009 ne peut pas être comparée à l'analyse économique du présent dossier. L'analyse présentée dans le dossier R-3708-2009 n'incluait aucune hausse des tarifs d'électricité, ce qui signifie que la perte de revenus associée aux clients bi-énergie était sous-estimée. Par conséquent, cette analyse surestimait la marge de manœuvre dont disposait le Distributeur pour convaincre le client mazout de se convertir à la bi-énergie (voir la réponse à la question 37.5 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.1 du dossier R-3708-2009).

Par ailleurs, dans le présent dossier, le Distributeur a intégré, outre la différence de coûts évités, l'effet de la stratégie tarifaire. En supposant la poursuite de la stratégie tarifaire actuelle, soit de faire porter la hausse uniquement sur le prix en pointe, il en ressort que la perte de revenus associée à une conversion à la bi-énergie comparée à une conversion au TAE serait supérieure aux coûts évités.

De plus, le présent dossier tarifaire ne traite pas de la même situation puisque l'analyse porte sur le maintien du parc bi-énergie actuel. De même, il prend en compte les paramètres de nature commerciale propres à un programme visant le maintien de la bi-énergie, à savoir le taux d'opportunité et les coûts de programme. En effet, l'analyse du marché révèle que sans aucune contribution du Distributeur, 80 % de la clientèle bi-énergie maintiendrait son adhésion au tarif DT à la suite d'un bris majeur. Cette portion de la clientèle DT maintiendrait donc son adhésion, indépendamment de l'aide financière du Distributeur. Le Distributeur devrait par ailleurs verser à l'ensemble des clients (opportunistes et non-opportunistes) l'aide financière, car il ne peut discriminer ces clients. C'est donc pour cette raison que, même s'il était possible de dégager une marge de manœuvre pour financer le maintien au tarif DT, le Distributeur continuerait à privilégier la stratégie

**tarifaire comme piste de solution la plus appropriée pour maintenir l'intérêt du client à rester à la bi-énergie.**

- 59. Références :** (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 216 ;  
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 215.

**Préambule :**

- (i) Tableau R-83.2-C.

À la ligne *Facture d'électricité incluant les taxes de la section Maintenance à la bi-énergie*, la Régie comprend que la clientèle au tarif DT représente des ventes totales de 84 M\$. À la ligne *Facture d'électricité incluant les taxes de la section Conversion TAE*, le Distributeur indique que si la clientèle à la bi-énergie se convertissait au TAE, les ventes totales à cette clientèle passeraient à 153 M\$, soit une augmentation de 82 % des revenus.

À la ligne *Pertes de revenus - maintien bi-énergie (tarif DT – tarif D)* de la dernière section du Tableau, le Distributeur indique des pertes de 60 M\$ (59 962 330 \$).

- (ii)

**Tableau R-83.2-A**

| <b>Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal</b> | <b>Consommation</b> |
|--|---------------------|
| 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 :**

**59.1** La Régie comprend de la référence (ii) que la clientèle bi-énergie représente des pertes dans le volume des ventes de 3 163 kWh par abonné typique qui consomme un volume total de 26 484 kWh (somme des 2 premières lignes de la référence). En se convertissant au TAE, le client bi-énergie typique consommerait donc 29 647 kWh d'électricité. La conversion au TAE par rapport au maintien de la bi-énergie représente donc une augmentation de 12 % dans le volume des ventes d'électricité.

Veuillez expliquer le calcul qui montre que la conversion des clients de la bi-énergie au TAE représenterait pour le Distributeur une augmentation de 82 % de la valeur des ventes d'électricité.

**Réponse :**

Tout d'abord, un client bi-énergie qui s'efface ne consomme pas la même quantité d'électricité qu'un client TAE. Les besoins de chauffage des locaux sont identiques, que le client soit TAE ou bi-énergie, mais puisque le client bi-énergie s'efface en période de pointe (qu'il consomme du mazout plutôt que de l'électricité en période de pointe), il consomme 3 163 kWh de moins que le client TAE. Il est d'ailleurs clairement indiqué dans le tableau R-83.2-A cité en préambule que les 14 035 kWh correspondent au chauffage des locaux en périodes de pointe et hors pointe. Par conséquent, un client bi-énergie qui se convertit TAE consommerait non pas 29 647 kWh mais plutôt 26 484 kWh. Ainsi, les ventes d'électricité augmenteraient de 3 163 kWh, soit 13,6 %.

En sus de cet effet volume, la variation des revenus du Distributeur doit invariablement tenir compte de l'effet prix car la conversion d'un client bi-énergie au TAE implique un changement de tarif (du tarif DT au tarif D). Chaque kWh consommé sera dorénavant facturé à un nouveau prix. Comme le prix applicable pour 95 % de la consommation facturée à la bi-énergie est inférieur tant au prix de la 1<sup>re</sup> tranche qu'au prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D, la conversion d'un client bi-énergie au TAE implique une augmentation des revenus supérieure à l'augmentation des ventes.

C'est la combinaison de ces deux effets qui explique l'augmentation de 82 % des revenus.

Voir également le chiffrier Excel fourni en réponse à la question 58.3.

**59.2** Veuillez exposer toutes les hypothèses et les explications sur le calcul qui indique une perte de revenus de 59 962 330 \$.

**Réponse :**

Le chiffrier Excel fourni en réponse à la question 58.3 expose toutes les hypothèses et les calculs établissant cette perte de revenus. Voir également la réponse à la question 59.1.