

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

PRÉVISION DES VENTES

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

Préambule :

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

Ces variations s'expliquent par :

- **Croissance de 828 GWh au tarif D :**
 - Mises en chantier de 43 000 unités en 2011 ;
 - Conversions nettes du chauffage aux combustibles vers l'électricité de 15 000 unités en 2011 ;
 - Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.
- **Croissance consolidée de 515 GWh aux tarifs G, G-9 et M :**
 - Croissance de l'activité économique prévue au secteur commercial et institutionnel ;
 - Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.

Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD-12, document 2, section 7.

- **Décroissance de 1 297 GWh au tarif L :**
 - Contrat temporaire au tarif L du client Rio Tinto Alcan se terminant le 15 juillet 2011 ;
 - Risques de rationalisations additionnelles de production, principalement dans le secteur des pâtes et papiers, qui se traduisent par l'intégration de provisions dans la prévision. Celles-ci sont compensées en partie par la croissance du secteur minier.
- **Croissance de 1 388 GWh aux contrats spéciaux qui s'explique essentiellement par une consommation accrue du client Rio Tinto Alcan sur son contrat de base après l'expiration de son contrat au tarif L le 15 juillet 2011. »**

(ii) Tableau sur les provisions génériques 2011 et 2012.

(iii) Tableau 2 – Prévision des ventes au tarif L pour les années 2011 et 2012.

Demandes :

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

Réponse :

Facteurs de variation de ventes par catégories de consommateurs :

Croissance de 828 GWh au tarif D :

- Mises en chantier de 43 000 unités en 2011, +860 GWh suite à la formation de nouveaux ménages en 2012 ;
- Conversions nettes du chauffage aux combustibles vers l'électricité de 15 000 unités en 2011, +150 GWh;
- Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance, -360 GWh.

Croissance consolidée de 515 GWh aux tarifs G, G-9 et M :

- Croissance de l'activité économique prévue au secteur commercial et institutionnel, +575 GWh ;
- Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance, -176 GWh.

Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD 12, document 2, section 7 (voir la réponse à la question 1.2).

Décroissance de 1 297 GWh au tarif L :

- Contrat temporaire au tarif L du client Rio Tinto Alcan se terminant le 15 juillet 2011, (voir la réponse sous pli confidentiel à la question 1.3) ;
- Risques de rationalisations additionnelles de production, principalement dans le secteur des pâtes et papiers (-641 GWh), qui se traduisent par l'intégration de provisions dans la prévision. Celles-ci sont compensées en partie par la croissance du secteur minier (+402 GWh).

Croissance de 1 388 GWh aux contrats spéciaux qui s'explique essentiellement par une consommation accrue du client Rio Tinto Alcan sur son contrat de base après l'expiration de son contrat au tarif L le 15 juillet 2011.

- 1.2. En complément à la question précédente, veuillez ventiler les impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.

Réponse :

Les impacts de la réforme des tarifs généraux dans la croissance des ventes de 2011 à 2012 se chiffrent à -640 GWh pour le tarif G, +11 GWh pour le tarif G-9, et +630 GWh pour le tarif M.

- 1.3. Veuillez préciser les volumes d'achats réels du client Rio Tinto Alcan pour les années 2010 et 2011 (contrat échu depuis le 15 juillet 2011).

Réponse :

Le Distributeur dépose cette information à la Régie sous pli confidentiel.

- 1.4. Veuillez concilier la décroissance de 1 297 GWh au tarif L (référence i) avec la provision générique de -1 077 GWh intégrée à la prévision des ventes du tarif L pour 2011 (référence ii).

Réponse :

La décroissance provient de l'augmentation de la provision générique de 1 077 GWh en 2011 à 1 850 GWh en 2012 (voir la référence (ii)) à laquelle s'ajoute l'impact de la fin du contrat temporaire au tarif L du client Rio Tinto Alcan, compensée toutefois par la bonne tenue de certains secteurs industriels (principalement les mines). Voir la réponse sous pli confidentiel à la question 1.3 et la référence (iii).

- 1.5. À la référence (ii), veuillez expliquer la différence entre les provisions génériques 2011 et 2012 au tarif L.

Réponse :

Les provisions au tarif L sont plus importantes en 2012 qu'en 2011, puisqu'en 2011, elles ne portent que sur les mois prévisionnels de mai à décembre. En effet, la prévision de 2011 intègre les ventes publiées du 1^{er} janvier au 30 avril.

- 1.6. À la référence (ii), veuillez expliquer la différence entre les provisions génériques 2011 et 2012 aux contrats spéciaux.

Réponse :

D'une part, les provisions aux contrats spéciaux sont plus importantes en 2012 qu'en 2011, puisqu'en 2011, elles ne portent que sur les mois prévisionnels de mai à décembre. En effet, la prévision de 2011 intègre les ventes publiées du 1^{er} janvier au 30 avril.

D'autre part, les risques d'arrêts de production temporaires et de reports de projets au secteur fonte et affinage sont plus importants en 2012 qu'en 2011 compte tenu des perspectives économiques mondiales et de l'ampleur des ajouts de production prévus chez ces clients.

- 1.7. Veuillez expliquer pourquoi aucune provision générique n'est intégrée à la prévision des ventes au secteur résidentiel-agricole (tarif D).

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-13, document 1, page 14, du dossier R-3708-2009, en réponse à la question 7.3, le Distributeur utilise les provisions génériques uniquement au secteur industriel. Le recours à des provisions au secteur industriel fait suite à un constat de biais de surestimation statistiquement significatif à ce secteur et répond à une préoccupation de la Régie exprimée dans la décision D-2008-133. Ces provisions reflètent un contexte économique difficile, général ou spécifique à une industrie. Elles sont utilisées pour pallier les difficultés d'anticiper précisément les fermetures d'usines et afin de couvrir les risques associés aux reports de projets industriels compte tenu que la prévision de court terme est effectuée à l'aide de la consommation historique des clients et des informations sur les ajouts de charge qu'ils fournissent au Distributeur.

Le positionnement des ventes prévues au secteur résidentiel et agricole repose sur la prévision des intrants économiques et démographiques. La prévision de ces intrants véhicule, le cas échéant, un contexte économique difficile ou favorable. Pour la prévision du présent dossier tarifaire, en dépit de mises en chantier et de conversions importantes, la croissance à ce secteur pour 2012 est, entre autres, atténuée par une croissance nulle du revenu personnel disponible en 2011.

- 1.8. Veuillez indiquer comment sont calculées les provisions génériques. Veuillez préciser quels intrants, données et paramètres sont utilisés dans leur calcul.

Réponse :

Pour établir une provision générique dans un secteur industriel, le Distributeur évalue les risques de rationalisation dans ce secteur ou les risques de report de projets. La valeur d'une provision associée à une fermeture d'usine est établie en fonction de la taille moyenne des installations susceptibles de fermer et elle reflète la consommation historique de ces clients. Quant aux provisions associées au risque de

report de projets, elles dépendent de la taille des projets et de leur probabilité de réalisation.

- 1.9. À la référence (iii), veuillez préciser si la décroissance de 983 GWh au secteur *Sidérurgie, fonte et affinage* entre 2011 et 2012 est associée à la fin du contrat entre le client Rio Tinto Alcan et Hydro-Québec.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3 déposée sous pli confidentiel.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 7 ;
 - (ii) Pièce B-0013, pages 8 et 9 ;
 - (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-2, document 2, page 8.

Préambule :

- (i) Tableau sur les provisions génériques 2011 et 2012.
 - (ii) « *Par rapport à la révision de mai 2010 utilisée pour le dossier R-3740-2010, les principaux écarts de la révision de mai 2011 de la prévision (comprenant les ventes normalisées de janvier à avril) se retrouvent aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.*
- *Au tarif D, l'écart négatif de 365 GWh s'explique par :*
 - *Ventes de 2010 plus faibles que prévues ;*
 - *Dépassement des objectifs des programmes d'efficacité énergétique qui résulte en un impact sur les ventes au secteur résidentiel et agricole supérieur aux attentes.*
 - *Écart consolidé négatif de 228 GWh aux tarifs G, G-9 et M, résultant :*
 - *Du contexte plus difficile qu'anticipé au secteur industriel PME, qui peine à se remettre de la récession et qui doit composer avec l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain ;*
 - *De la révision à la hausse au secteur commercial et institutionnel en raison d'un contexte économique et démographique plus favorable que prévu.*
 - *Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent de la révision des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD-12, document 2, section 7.*
 - *Au tarif L, écart positif de 1 013 GWh découlant d'un contexte économique plus favorable que prévu au dossier R-3740-2010 pour plusieurs secteurs, dont les pâtes et papiers et l'industrie chimique.*

- *Aux contrats spéciaux, écart négatif de 2 176 GWh qui s'explique par une consommation beaucoup plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan découlant d'un renversement du contexte hydraulique du client par rapport au dossier R-3740-2010. »*

(iii) Tableau sur les provisions génériques 2010 et 2011.

Demandes :

- 2.1 Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour les quatre grandes catégories de consommateurs présentés à la référence (ii).

Réponse :

Le Distributeur présente les facteurs de variation en apportant une correction au texte de la preuve pour la rubrique des tarifs G, G-9 et M.

Facteurs de variation de ventes par catégories de consommateurs :

Au tarif D, l'écart négatif de 365 GWh s'explique par :

- **Ventes de 2010 plus faibles que prévues, -813 GWh ;**
- **Dépassement des objectifs des programmes d'efficacité énergétique qui résulte en un impact sur les ventes au secteur résidentiel et agricole supérieur aux attentes, -46 GWh.**

La révision à la hausse des mises en chantier de 2010 et 2011 et du revenu personnel disponible de 2010, la mise à jour des taux de diffusion des appareils électriques à l'aide des résultats du sondage, le reclassement de clients en provenance du secteur commercial et institutionnel ainsi que l'impact de la baisse tarifaire de 2011 contribuent à atténuer l'écart (+509 GWh).

Écart consolidé négatif de 228 GWh aux tarifs G, G-9 et M, résultant :

- **Du contexte plus difficile qu'anticipé au secteur industriel PME, qui peine à se remettre de la récession et qui doit composer avec l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain (-165 GWh) ;**
- **De la révision à la baisse au secteur commercial et institutionnel en raison d'un contexte économique et démographique moins favorable que prévu (-85 GWh).**

Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent de la révision des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD 12, document 2, section 7 (voir la réponse à la question 2.2).

Au tarif L, écart positif de 1 013 GWh découlant d'un contexte économique plus favorable que prévu au dossier R-3740-2010 pour plusieurs secteurs, dont les pâtes et papiers et l'industrie chimique.

Aux contrats spéciaux, écart négatif de 2 176 GWh qui s'explique par une consommation beaucoup plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan découlant d'un renversement du contexte hydraulique du client par rapport au dossier R-3740-2010.

- 2.2 En complément à la question précédente, veuillez ventiler les écarts d'impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.

Réponse :

Les impacts de la réforme des tarifs généraux dans les écarts des ventes pour 2011 se chiffrent à +251 GWh pour le tarif G, -30 GWh pour le tarif G-9, et -67 GWh pour le tarif M.

- 2.3 Considérant notamment les provisions génériques prises par le Distributeur et indiquées à la référence (iii), veuillez expliquer davantage l'écart de prévision de 1 013 GWh enregistrée au tarif L.

Réponse :

L'écart de prévision de 1 013 GWh prévu au tarif L pour l'année 2011 s'explique par des ventes prévues plus importantes et des provisions revues à la baisse, pour les secteurs pâtes et papiers, pétrole et chimie ainsi que dans les mines, dans le présent dossier tarifaire par rapport au dossier tarifaire R-3740-2010.

- 2.4 Veuillez élaborer sur l'écart de prévision négatif de 2 176 TWh associé au client Rio Tinto Alcan considérant la conclusion d'un contrat d'un an entre ce dernier et le Distributeur.

Réponse :

Comme le Distributeur le mentionne à la référence (ii), l'écart de prévision négatif de 2 176 GWh prévu pour les contrats spéciaux s'explique par une consommation beaucoup plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan découlant d'un renversement du contexte hydraulique du client par rapport au dossier R-3740-2010. Les ventes à Rio Tinto Alcan en vertu du contrat échu depuis le 15 juillet 2011 se faisaient au tarif L, et ce client ne prévoit augmenter sa consommation à son contrat spécial qu'en 2012.

- 2.5 À partir des références (i) et (iii), veuillez comparer les provisions génériques 2011 pour chacune des catégories de consommateurs. Veuillez expliquer les écarts.

Réponse :

Pour l'année 2011, les provisions génériques du présent dossier tarifaire sont moins importantes que celles du dossier tarifaire R-3740-2010, puisque ces provisions ne portent que sur les mois prévisionnels. Or, la prévision, pour 2011, du présent dossier tarifaire n'intègre des ventes prévues que du 1^{er} mai au 31 décembre.

En outre, le Distributeur tient à mentionner que, contrairement au dossier de l'année passée, il n'a pas intégré dans le présent dossier tarifaire de provisions génériques dans le secteur des mines puisque les projets et les ajouts de charges escomptés se sont réalisés conformément à la prévision.

3. **Référence :** Pièce B-0013, pages 10 et 11.

Préambule :

Le Distributeur indique :

« Pour l'année 2011, les variations de ventes anticipées par rapport à 2010 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.

Ces variations s'expliquent par :

- *Croissance de 1 402 GWh au tarif D :*
 - *Mises en chantier élevées en 2010 (51 400) ;*
 - *Hausse du revenu personnel disponible de 2,4 % en 2010.*
- *Croissance consolidée de 199 GWh aux tarifs G, G-9 et M :*
 - *Contexte économique encore difficile qui se traduit par une stagnation de l'activité des PME industrielles ;*
 - *Croissance au secteur commercial et institutionnel contenue par le déploiement des programmes d'efficacité énergétique ;*
 - *Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD-12, document 2, section 7.*
- *Décroissance de 922 GWh au tarif L, anticipée principalement au secteur des pâtes et papiers où des provisions sont intégrées afin de se prémunir contre les risques de rationalisations additionnelles.*

- *Décroissance de 1 292 GWh aux contrats spéciaux, qui s'explique principalement par une consommation beaucoup plus faible du client Rio Tinto Alcan suite à des apports hydrauliques beaucoup plus importants en 2011. »*

Demandes :

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

Réponse :

Facteurs de variation de ventes par catégories de consommateurs :

Croissance de 1 402 GWh au tarif D :

- Mises en chantier élevées en 2010 (51 400), +1 030 GWh;
- Hausse du revenu personnel disponible de 2,4 % en 2010, +120 GWh.

Croissance consolidée de 199 GWh aux tarifs G, G-9 et M :

- Contexte économique encore difficile qui se traduit par une stagnation de l'activité des PME industrielles (-15 GWh) ;
- Croissance au secteur commercial et institutionnel (+300 GWh) contenue par le déploiement des programmes d'efficacité énergétique (-154 GWh).

Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD 12, document 2, section 7 (voir la réponse à la question 3.2).

Décroissance de 922 GWh au tarif L, anticipée principalement au secteur des pâtes et papiers où des provisions sont intégrées afin de se prémunir contre les risques de rationalisations additionnelles.

Décroissance de 1 292 GWh aux contrats spéciaux, qui s'explique principalement par une consommation beaucoup plus faible du client Rio Tinto Alcan suite à des apports hydrauliques beaucoup plus importants en 2011.

- 3.2 En complément à la question précédente, veuillez ventiler les écarts d'impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.

Réponse :

Les impacts de la réforme des tarifs généraux dans la croissance des ventes de 2010 à 2011 se chiffrent à -1 685 GWh pour le tarif G, +24 GWh pour le tarif G-9, et +1 660 GWh pour le tarif M.

4. **Références :** (i) Pièce B-0013, page 10 ;
(ii) Pièce B-0013, page 8.

Préambule :

- (i) Tableau 4 – Croissance des ventes prévues pour 2011.
(ii) Tableau 3 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2011.

Demande :

- 4.1 À partir des références (i) et (ii), ainsi que du tableau suivant, veuillez commenter les écarts de prévision des ventes du Distributeur pour chacune des grandes catégories de consommateurs. Veuillez indiquer dans quelle mesure ces écarts, de l'avis du Distributeur, peuvent être considérés raisonnables.

Catégories de consommateurs	Ventes (GWh)				
	2010 (Historique)	2011 (R-3740- 2010)	2011 (Normalisée)	Écart prévision	Écart prévision%
	A	B	C	(B-C)	(B-C)/A
D et DM	58 887	60 654	60 290	364	0,6
G, G-9 et M	40 342	40 770	40 542	228	0,6
L	39 923	37 988	39 001	(1 013)	(2,5)
Contrats spéciaux	27 444	28 329	26 153	2 176	7,9
TOTAL	166 596	167 741	165 986	1 755	1,1

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que les écarts de prévision aux tarifs D, DM, G, G-9 et M, présentés à la référence (ii), ne sont pas différents, ou du moins plus importants, que les écarts observés lors des autres dossiers tarifaires. De plus, ces écarts par rapport à la prévision reconnue sont inférieurs à 1 % ((C-B)/B).

Les catégories de consommateurs L et Contrats spéciaux comprennent peu de clients et leur consommation respective est très importante. Des variations non anticipées dans la consommation d'un petit nombre de clients a d'importantes répercussions sur les écarts totaux de ventes prévues. Aux contrats spéciaux, le client Rio Tinto Alcan, dont la consommation dépend de l'hydraulicité de ses réservoirs, crée les écarts les plus importants.

Pour plus de détails, les explications des écarts sont fournies à la pièce HQD-2, document 2, aux pages 8 et 9.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 13 ;
 - (ii) Pièce B-0013, pages 15 et 16.

Préambule :

(i) « *La prévision économique déposée par le Distributeur est similaire à la prévision du Conference Board du Canada et légèrement plus faible que celle du Ministère des Finances (présentée lors du dépôt du budget de mars dernier). La prévision du Distributeur se situe près de la fourchette inférieure des prévisions formant le consensus. Quelques prévisions d'autres organismes ont été réalisées à la fin 2010 et au début 2011. Elles ne tenaient donc pas compte de plusieurs bouleversements mondiaux récents.* »

(ii) Tableau 6 – Comparaison de la prévision économique du Québec – Révision de mai 2011

Demandes :

- 5.1 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et la SCHL au sujet des mises en chantier au Québec pour 2011 et 2012.

Réponse :

La prévision de mises en chantier de la SCHL a été publiée à la fin mai dans le document Perspective du marché de l'habitation au Canada – deuxième trimestre de 2011 (pour la référence précise voir la réponse à la question 7.1). L'analyse de cette institution sur la situation économique du Québec (voir la page 10 du document de la SCHL) faisait état d'une amélioration de la conjoncture mondiale qui allait profiter à l'économie du Québec. De plus, selon cette analyse, les dépenses des ménages et les investissements dans le secteur privé allaient « soutenir la création d'emplois et la demande de logements ».

Le Distributeur a été plus prudent dans son analyse de la situation économique mondiale, notamment en raison des dettes souveraines élevées et du risque que cela faisait peser sur l'économie. La SCHL a retenu une croissance du PIB de 2,5 % en 2011 et 2012, comparativement à 1,8 % pour le Distributeur, et une croissance de l'emploi de près de 1,5 % par an alors que le Distributeur misait davantage sur une croissance de près de 1 %.

Finale^{ment}, la SCHL a utilisé dans sa prévision une hypothèse d'un « solde migratoire international élevé », soit 43 600 en 2011 et 46 000 en 2012. Là encore, le Distributeur a utilisé un scénario moyen, soit un solde migratoire de 37 200 en 2011 et 35 200 en 2012. Les hypothèses économiques et démographiques plus optimistes de la SCHL expliquent l'écart de prévision des mises en chantier résidentielles avec celle du Distributeur

- 5.2 Veuillez compléter le tableau de la référence (ii) en y incluant les valeurs réelles pour 2010.

Réponse :

Les valeurs annuelles moyennes pour 2010 de la croissance du PIB total et des mises en chantier se retrouvent à la pièce HQD-2, document 1, page 3.

Pour la croissance du PIB manufacturier, du PIB tertiaire, de l'emploi total et du revenu personnel disponible, les valeurs annuelles moyennes de 2010 sont respectivement de 2,0 %, 2,7 %, 1,8 % et 2,4 %.

- 5.3 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques des organismes formant le consensus.

Réponse :

**Tableau R-5.3
Prévisions économiques du consensus en date du 28 octobre**

	2011	2012
Croissance du PIB au Québec (%)		
Moyenne du consensus	2,0	1,9
Conference Board of Canada	1,8	1,8
Mouvement Desjardins	1,7	1,7
Banque de Montréal	2,1	1,7
Banque TD	1,8	1,8
Banque Royale du Canada	1,7	2,1
Banque Nationale du Canada	2,2	2,3
Banque Scotia	1,8	1,3
Global Insight	2,5	2,4
SCHL	2,5	2,4
Ministère des Finances du Québec	1,6	1,6
Croissance du PIB manufacturier au Québec (%)		
Conference Board of Canada	2,1	3,2
Croissance du PIB tertiaire au Québec (%)		
Conference Board of Canada	1,7	1,8
Croissance de l'emploi au Québec (%)		
Moyenne du consensus	1,4	1,1
Conference Board of Canada	1,6	1,3
Mouvement Desjardins	1,3	0,8
Banque de Montréal	1,3	0,6
Banque TD	1,5	1,1
Banque Royale du Canada	1,6	1,3
Banque Nationale du Canada	1,4	1,1
Banque Scotia	1,4	0,7
Global Insight	1,7	1,9
SCHL	1,4	1,4
Ministère des Finances du Québec	1,4	0,9

Tableau R-5.3 (suite)

Prévisions économiques du consensus en date du 28 octobre

	2011	2012
Croissance du revenu personnel disponible au Québec (%)		
Conference Board of Canada	0,8	1,1
Mouvement Desjardins	1,8	2,5
Ministère des Finances du Québec	0,1	0,6
Mises en chantier au Québec (milliers)		
Moyenne du consensus	46,2	43,8
Conference Board of Canada	45,8	39,1
Mouvement Desjardins	44,0	41,0
Banque de Montréal	47,5	48,5
Banque TD	47,0	44,9
Banque Royale du Canada	48,1	44,3
Banque Nationale du Canada	44,3	40,0
Banque Scotia	47,0	44,0
Global Insight	47,1	49,2
SCHL	47,5	44,3
Ministère des Finances du Québec	45,1	41,0

Dates des prévisions :

Conference Board of Canada, 19 juillet 2011 ; Mouvement Desjardins, 21 septembre 2011 ;
Banque de Montréal, 21 oct. 2011 ; Banque TD, 22 sept. 2011; Banque Royale, 12 sept. 2011 ;
Banque Nationale, été 2011 ; Banque Scotia, 7 oct. 2011 ; Global Insight, 19 juillet 2011 ;
SCHL, 3e trim. 201, Ministère des finances du Québec, 25 oct. 2011, HQD, 2 mai 2011.

- 5.4 Compte tenu des derniers événements économiques aux niveaux mondial, canadien et québécois, veuillez élaborer sur la pertinence de maintenir la prévision économique du Québec près de la fourchette inférieure des prévisions formant le consensus.

Réponse :

Le Distributeur tient à mentionner que plusieurs organismes ont abaissé leur prévision économique en septembre et octobre 2011 suite à l'important recul des marchés boursiers. Ces derniers faisaient écho à la résurgence de la crainte face aux dettes souveraines et à la baisse de confiance des ménages et des dirigeants d'entreprise.

La prévision économique du Distributeur (croissance prévue du PIB réel de 1,8 % en 2011 et 2012), qui se situait dans le bas de la fourchette des prévisions en mai 2011, se retrouve maintenant dans la moyenne des nouvelles prévisions.

- 5.5 Considérant votre plus récente mise à jour de la prévision de la demande (août 2011), veuillez indiquer si des valeurs de variables économiques ou d'autres facteurs devraient être révisées au présent dossier.

Réponse :

Le Distributeur a déposé son dossier tarifaire le 1^{er} août 2011 sur la base des informations disponibles au moment du dépôt. Le principe sous-jacent au processus réglementaire consiste à ne pas mettre à jour les données au dossier tarifaire.

6. **Référence :** Pièce B-0013, page 20.

Préambule :

Tableau 7 – Présentation et comparaison de la prévision des prix des combustibles – Révision de mai 2011.

Demandes :

- 6.1 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions) qui expliquent les écarts de prévisions 2011 et 2012 des prix du pétrole brut entre le Distributeur et Global Insight d'une part, et AJM Petroleum Consultants d'autre part.

Réponse :

Les dates sont un des éléments clés d'explication d'écarts. Ainsi, pour ce dossier tarifaire, le Distributeur a retenu la moyenne des prix à terme du pétrole brut sur le NYMEX du mois d'avril 2011. Toutefois, si les prix à terme du mois précédent (mars 2010) avaient été utilisés, le prix prévu pour 2011 du WTI aurait été de 102,01 \$US / baril et celui de 2012, 103,99 \$US / baril. Les dates inscrites pour les prévisions des autres organismes sont les dates auxquelles sont publiées les informations, mais ne sont pas forcément représentatives de la période exacte à laquelle elles ont été effectuées. Or, les prix du pétrole brut peuvent bouger rapidement.

Quant à Global Insight et AJM Deloitte, le Distributeur n'a aucune information sur les hypothèses ou sur l'existence d'un modèle qui les sous-tendent.

- 6.2 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le prix du gaz naturel prévu par le Distributeur augmente de manière relativement importante entre 2011 et 2012.

Réponse :

Le Distributeur utilise les prix à terme, qui sont le résultat des anticipations du marché.

Ces anticipations du marché peuvent tenir compte en partie de la situation physique du marché gazier, mais intègrent aussi des facteurs tels que la perception de l'évolution de l'économie ou de la bourse ou encore, des questions de prise de profit.

- 6.3 Veuillez compléter le tableau indiqué en référence en y incluant les valeurs annuelles moyennes réelles pour 2010.

Réponse :

Les valeurs annuelles moyennes pour 2010 se trouvent à la pièce HQD-2, document 1, page 3.

- 6.4 Veuillez mettre à jour le tableau indiqué en référence en utilisant les plus récentes prévisions des prix des combustibles des organismes formant le consensus.

Réponse :

**Tableau R-6.4
Prévisions des prix des combustibles du consensus
en date du 28 octobre**

	2011	2012
Prix du pétrole brut West Texas Intermediate (US\$/baril)		
Moyenne du consensus	92,75	91,40
Energy Information Administration	92,36	88,00
Enerdata	94,40	91,43
Global Insight	90,52	88,60
CIBC	93,00	92,00
Mouvement Desjardins	92,00	88,00
Sproule	93,42	89,74
AJM Deloitte	93,58	102,00
Prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/Mpc)		
Moyenne du consensus	3,84	3,96
Global Insight	3,87	3,81
AJM Deloitte	3,83	4,10
Sproule	3,81	3,97

Note pour le prix du pétrole brut WTI, les dates de publication des prévisions sont les suivantes : EIA, 12 octobre 2011; Enerdata, septembre 2011; Global Insight, 7 octobre 2011; CIBC, 21 octobre 2011; Mouvement Desjardins, automne 2011; Sproule, 30 septembre 2011; AJM Deloitte, 30 septembre 2011. La moyenne du consensus est la moyenne des prévisions de ces organismes.
 Note pour le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta, les dates de publication des prévisions sont les suivantes : Global Insight, 7 octobre 2011; Sproule, 30 septembre 2011; AJM Deloitte, 30 septembre 2011. La moyenne du consensus est la moyenne des prévisions de ces organismes. Par ailleurs, ces prévisions portent sur les prix AECO, en général légèrement plus faibles que les prix Empress sur lesquels est fondée la prévision d'Hydro-Québec.

- 7. Références :** (i) Pièce B-0013, pages 11 à 16 ;
 (ii) Pièce B-0013, pages 16 à 20.

Préambule :

- (i) Section 2. Prévision économique
 (ii) Section 3. Prévision du prix des combustibles

Demande :

- 7.1 Veuillez déposer une bibliographie des documents et sources utilisés par le Distributeur pour établir sa prévision économique, ainsi que pour établir sa prévision du prix des combustibles.

Réponse :

Les documents et sources utilisés par le Distributeur pour la prévision économique du présent dossier tarifaire sont :

- Analyse de marché, Société canadienne d'hypothèques et de logement, Perspectives du marché de l'habitation, deuxième trimestre 2011 .
- Banque du Canada, Rapport sur la politique monétaire, publication trimestrielle, Avril 2011.
- BARBEAU, Richard, BILODEAU, Danielle, MERCIER, Daniel et LACHANCE, Pierre. Comptes économiques du Québec - 4e trimestre 2010, Institut de la statistique du Québec, Mars 2011.
- Conference Board of Canada, Canadian Outlook, Provincial Outlook, Short term Economic Forecast, Long term Economic Forecast, Winter 2011.
- Fonds monétaire International, La reprise mondiale se poursuit, mais elle reste inégale : Mise à jour des perspectives de l'économie mondiale, janvier 2011.
- Études économiques, Mouvement Desjardins, Prévisions économiques et financières – Printemps 2011, volume 16, 15 mars 2011.
- GURRÌA, Angel, PADOAN, Pier Carlo. Perspectives économiques. Organisation de Coopération et de Développement Économique, Volume # 88, novembre 2010.
- IHS - Global Insight, Country and Industry forecasting, Canada, plusieurs documents d'analyse et de prévisions nationales et provinciales à court et long terme.
- Ministère des Finances du Québec , Plan budgétaire du Québec 2011-2012- Un plan pour le Québec, mars 2011.
- Recherche économique (Groupe Économie et Stratégie), Banque Nationale Groupe Financier, Perspectives économiques provinciales – Hiver 2011, décembre 2010 (Révision février 2011).

- **Plusieurs autres lectures, recherches, présentations, prévisions et documents faisant partie du suivi quotidien de l'actualité économique mondiale, canadienne et québécoise.**

La prévision du prix des combustibles du Distributeur dans le dossier tarifaire est calculée à partir d'une moyenne mensuelle des prix à terme quotidiens du prix du pétrole brut WTI et du gaz naturel Henry Hub sur le NYMEX. Ces prix à termes se retrouvent sur le site web du NYMEX : www.cmegroup.com.

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 5 ;
 - (ii) Pièce B-0016, page 5 ;
 - (iii) Pièce B-0016, page 5 ;
 - (iv) Pièce B-0016, page 6 ;
 - (v) Pièce B-0022, page 13.

Préambule :

(i) « *Pour les prochaines années, l'équilibre offre-demande demeure caractérisé par un ralentissement marqué de la croissance de la demande. Malgré les moyens déployés pour rétablir l'équilibre, le Distributeur prévoit toujours faire face à une situation de surplus en énergie pour les années 2011 à 2022 inclusivement. À partir de 2023, le bilan en énergie du Distributeur montre des besoins fermes, notamment en période d'hiver, qu'il pourra combler sur les marchés de long terme.* »

(ii) « *Considérant le profil annuel de ses besoins et des ressources à sa disposition, le Distributeur devra, au cours des prochaines années, procéder à des achats l'hiver et des reventes lors des autres mois et ce, de manière récurrente. Conséquemment, tel qu'introduit dans la demande R-3740-2010, le calcul des coûts évités en énergie prend en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été.*

- *2011 à 2022 inclusivement :*
 - *pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 4,9 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;*
 - *pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,0 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;*
- *à compter de 2023 : le prix du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).* »

(iii) « Le revenu net des reventes est estimé selon la même méthode que celle utilisée lors de la demande R-3708-2009 (HQD-2, Document 5). La période de référence pour les prix à terme a été mise à jour et s'établit, dans le présent dossier, de mai 2010 à avril 2011. Le coût des achats sur les marchés de court terme est basé sur les mêmes prix de marché, auxquels s'ajoutent les frais de sortie du marché de New York et les frais de courtage. »

(iv) « Coût évité en puissance

[...]

- À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation). »

(v) « L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011. »

Demandes :

- 8.1 Outre le fait que l'année 2023 correspond au moment où le bilan en énergie du Distributeur montre des besoins fermes, veuillez justifier l'utilisation de la période 2011-2022 pour établir le coût évité en énergie de « court terme », considérant notamment le fait que les prix à terme de l'électricité tirés du NYMEX ne vont pas, à ce jour, au delà de décembre 2013.

Réponse :

Le Distributeur distingue sa période de court terme et de long terme en se basant sur le type d'approvisionnement qui satisfait ses besoins en énergie, soit les marchés de court terme ou les appels d'offres de long terme. Or, pour la période 2011-2022, aucun appel d'offres de long terme n'est nécessaire afin de combler les besoins en énergie du Distributeur sur une base annuelle.

Par ailleurs, le début de l'utilisation du signal de coûts évités de « long terme » coïncide avec l'atteinte de la limite de la contribution des marchés de court terme, fixée à 3 TWh et correspondant essentiellement à la contribution pour les mois d'hiver.

Bien que les prix à terme de l'électricité ne soient pas disponibles au-delà de 2013, le Distributeur effectue une extrapolation à partir des prix à terme du gaz naturel pour estimer les prix à terme de l'électricité des années 2014 et suivantes. Cette approche se justifie par une relation étroite entre les prix de gaz et d'électricité dans le nord-est des États-Unis, relation qui s'explique par une utilisation importante du gaz pour la production de l'électricité.

- 8.2 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en énergie sont basés sur une moyenne de prix à terme différente de celle utilisée pour calculer les coûts d'approvisionnements, soit les achats de court terme et la revente (références iii et v).

Réponse :

L'utilisation de moyennes différentes permet l'atteinte d'objectifs distincts. Une moyenne plus courte (par exemple, un mois), utilisée lors du calcul des coûts d'approvisionnement pour l'année courante et celle qui suit, permet de tenir compte des anticipations actuelles des marchés afin d'obtenir une meilleure projection sur un horizon de court terme.

Une moyenne plus longue (par exemple, un an) est appropriée dans des dossiers ayant un impact sur une plus longue période, afin d'obtenir la stabilité souhaitée pour ce type d'analyse. Outre pour les coûts évités, qui sont notamment utilisés dans les analyses de rentabilité du PGEÉ, elle est employée dans différents dossiers d'approvisionnement, tels que ceux relatifs à la suspension des activités de la centrale de TCE (dont la portée nécessite l'utilisation d'un signal stable relatif aux prix de l'électricité et du gaz naturel), les Conventions d'énergie différée ou l'Entente globale de modulation.

9. **Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 6 ;
 - (ii) Pièce B-0016, page 6 ;
 - (iii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0054, page 8 ;
 - (iv) New York Independent System Operator (NYISO).
http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.d
[o](#)

Préambule :

(i) « Du côté de la puissance, les moyens actuels (énergie interruptible et marché de court terme) seront suffisants pour combler les besoins du Distributeur jusqu'à l'hiver 2014-2015 inclusivement. Par la suite, des moyens additionnels devront être identifiés et mis en place pour assurer l'équilibre offre-demande. La situation de l'équilibre en puissance est donc sensiblement la même que lors du dépôt du dossier R-3740-2010. »

(ii) « Coût évité en puissance

- Jusqu'à l'hiver 2013-2014 : maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation), correspondant au coût des transactions de court terme pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;

- 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 ;
- À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) ;

En réponse à la demande formulée par la Régie dans la décision D-2011-0283, le Distributeur souligne qu'il a réitéré, dans le cadre du dossier R-3748-2010, la pertinence de maintenir le coût évité en puissance actuel ».

(iii) « Par ailleurs, l'établissement d'un indicateur de coût évité doit également prendre en considération qu'il existe actuellement des surplus de puissance dans le marché de New York, surtout en période d'hiver (à l'exception de la puissance requise pour l'alimentation de la ville de New York). Ces surplus conduisent actuellement à des prix de marché plus bas que le coût d'un nouvel équipement. »

(iv) NYISO Monthly Auction Summary – Winter 2010-2011 & Summer 2011.

Demande :

- 9.1 Compte tenu de la situation actuelle des surplus de puissance et des plus récents résultats mensuels des *NYISO Monthly Auction*, veuillez justifier le maintien du signal de 10 \$/kW-hiver en tant que coût évité de court terme en puissance.

Réponse :

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

Le Distributeur tient à rappeler qu'au cours des précédents hivers, lorsque la demande était plus élevée, il a déjà dû acquérir des produits UCAP à des prix largement supérieurs à ceux des dernières années. De plus, le recours au marché de New York n'est pas illimité et le Distributeur doit dès maintenant voir à diversifier ses sources d'approvisionnement, en développant notamment les transactions avec le marché de l'Ontario, les options de gestion de la consommation et d'électricité interruptible.

COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

10. **Références :** (i) Pièce B-0016, page 9 ;
(ii) Décision D-2011-028, page 27.

Préambule :

- (i) Le Distributeur explique, à la demande de la Régie, comment il calcule le coût évité de puissance et le ramène en \square /kWh. La Régie comprend que le Distributeur utilise le facteur d'utilisation du réseau pour ramener en \square /kWh le prix en $\$/kW$ -an de 1 kW de puissance garantie à la marge du réseau.

Le Distributeur explique dans les lignes précédentes que le coût de la puissance garantie est établi en fonction du coût de l'équipement, c'est-à-dire « *le coût de l'investissement du groupe qui sera nécessaire à la marge pour faire face à la croissance planifiée des besoins de puissance des clients.* »

- (ii) « [74] *Dans l'établissement des coûts évités, la Régie est d'avis qu'il y a donc lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La Régie veut s'assurer que la méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge permet effectivement d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur doit prévoir dans son plan d'équipement pour chaque kW de demande à la marge sur le réseau.*

[75] *La Régie accepte les coûts évités proposés par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire pour les réseaux autonomes.*

[76] *Elle demande cependant au Distributeur de clarifier, dans le prochain dossier tarifaire, la méthode de répartition des coûts évités de puissance par unité d'énergie et d'expliquer comment il distingue la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe du réseau autonome, par exemple au moyen de mesures de gestion de la demande, de celle de l'ajout de chaque kW de capacité de production.* » (nous soulignons)

Demandes :

- 10.1 Quel est, en $\$/kW$ -an, la valeur de 1 kW de puissance garantie à partir du coût d'investissement en $\$/kW$ -an de 1 kW de capacité installée?

Réponse :

Le coût évité est basé sur le coût du moyen de production utilisé pour l'ajout de la puissance requise à la marge pour faire face à la croissance planifiée des besoins. D'autre part, le coût évité est déterminé en tenant compte du critère de puissance garantie (puissance garantie = $(n-1)*90$ %) qui stipule essentiellement que la centrale doit être en mesure d'assurer l'approvisionnement de tous les clients en période de pointe, même si le groupe le plus puissant est indisponible.

Le Distributeur précise que le calcul de la valeur en \$/kW-an de 1 kW de puissance installée est théorique puisque aux fins de planification de ses activités, le Distributeur calcule le coût évité sur la base de la puissance garantie.

Toutefois, afin d'illustrer la différence entre la valeur en \$/kW-an de 1 kW de puissance installée et la valeur en \$/kW-an de 1 kW de puissance garantie, le Distributeur soumet l'exemple hypothétique suivant : pour 1 kW de puissance installée, le Distributeur dispose de 0,9 kW de puissance garantie. Si le kW installé coûte 100 \$, alors 0,9 kW de puissance garantie coûte 100 \$ et 1 kW de puissance garantie coûte alors $100 \$ / 0,9$ soit 111,1 \$.

- 10.2 Veuillez expliquer comment est prise en compte dans le calcul des coûts évités la surcapacité qu'il est nécessaire d'installer pour des raisons pratiques de planification des renouvellements d'équipements et pour respecter le critère de puissance garantie.

Réponse :

Le Distributeur a l'obligation de répondre aux besoins de la clientèle en tout temps. Compte tenu de l'impossibilité de stocker l'énergie et de la probabilité non nulle qu'un groupe puisse être indisponible, les moyens de production installés dans un réseau électrique sont toujours supérieurs aux besoins. Il s'agit du principe de la réserve requise.

D'un point de vue théorique, le coût évité mesure la valeur de 1 kW additionnel à la marge. Toutefois, d'un point de vue opérationnel, l'équipement additionnel requis et disponible n'est pas, sauf dans des cas exceptionnels, de 1 kW juste. L'indivisibilité des groupes amène donc le Distributeur à acquérir des groupes électrogènes de taille prédéterminée sur le marché. Toutefois, il planifie ses équipements pour répondre aux besoins de la demande en énergie et en puissance de la clientèle sur un horizon de quinze ans, et ce, tout en favorisant l'approche au moindre coût.

Par conséquent, on ne peut parler de surcapacité de production car, dans le cadre de l'exercice de planification de ses équipements, et tel qu'évoqué à la réponse 10.1, le Distributeur ne prend en compte dans l'établissement du coût évité que l'ajout de la puissance requise à la marge pour faire face à la croissance planifiée des besoins.

- 10.3 Veuillez indiquer la différence, aux pertes de réseau près, entre :

le résultat obtenu en appliquant au coût de 1 kW de capacité installée en équipement, le facteur d'utilisation d'équipement,
et
le résultat obtenu en appliquant au coût de 1 kW de puissance garantie, le facteur d'utilisation de réseau.

Réponse :

Le rapport entre le coût de la puissance installée et celui de la puissance garantie a été illustré en 10.1. Le calcul qui permet d'allouer le coût de la puissance en énergie est basé sur la notion du facteur d'utilisation.

Ainsi, pour exprimer un coût de puissance en ¢/kWh, le Distributeur utilise le facteur d'utilisation du réseau puisqu'il caractérise bien l'utilisation induite du réseau par l'ensemble de la demande des clients.

Le facteur d'utilisation d'un équipement est fonction du nombre d'heures d'utilisation annuel de ce dernier. Ce nombre d'heures dépend entre autres, des règles d'exploitation de la centrale (règles d'utilisation des groupes, horaire d'entretien des groupes, etc.). Le facteur d'utilisation varie d'un groupe à un autre et d'une année sur l'autre et est difficilement connu d'avance.

10.4 Veuillez expliquer comment les pertes des réseaux autonomes sont prises en compte dans le calcul des coûts évités. Le cas échéant, veuillez distinguer les réseaux à centrale Diesel de ceux possédant des lignes de transport.

Réponse :

Le coût évité en énergie en ¢/kWh reflété au tableau 2.2 de la pièce tient compte du taux de pertes moyen en réseaux autonomes de 7,7 %, figurant à la page 36 de la pièce HQD-2, document 2, Annexe 5 du plan d'approvisionnement 2011-2020 (Demande R-3748-2010).

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 10 ;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-2, document 4, page 9 ;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-18, HQD-2, document 5, page 12, révisée en date du 4 décembre 2009 ;
 - (iv) Pièce B-0058, page 12 ;
 - (v) Décret 704-2010, 18 août 2010 ;
 - (vi) D-2010-022, pages 34-35 ;
 - (vii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9, HQD-16, document 1, page 155.

Préambule :

(i)

TABLEAU 2.2
RÉSULTATS COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/ KWH DE 2012

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	19,79	206,28	55%	4,27	24,06
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,64	0,00	47%	0,00	32,64
Haute-Mauricie					
Clova	36,35	80,71	46%	2,02	38,37
Opitciwan	29,90	368,40	44%	9,55	39,45
Nunavik					
Akulivik	39,39	535,74	56%	10,99	50,38
Aupaluk	48,12	0,00	52%	0,00	48,12
Inukjuak	30,56	484,09	61%	9,10	39,67
Ivujivik	41,88	517,82	56%	10,60	52,48
Kangihsualujuaq	45,76	589,17	58%	11,55	57,31
Kangihsujuaq	40,80	1488,07	57%	29,71	70,51
Kangirsuk	39,78	1271,52	55%	26,21	65,99
Kuujuuaq	41,54	373,93	63%	6,73	48,27
Kuujuarapik	35,41	584,85	63%	10,60	46,01
Puvirnituk	36,70	1137,15	61%	21,22	57,92
Quaqtaq	49,94	1124,91	55%	23,43	73,37
Salluit	34,57	1089,85	59%	20,94	55,52
Tasiujaq	41,91	831,88	57%	16,53	58,44
Umiujaq	40,75	782,24	56%	16,06	56,81
Schefferville	2,25	176,29	54%	3,74	5,99

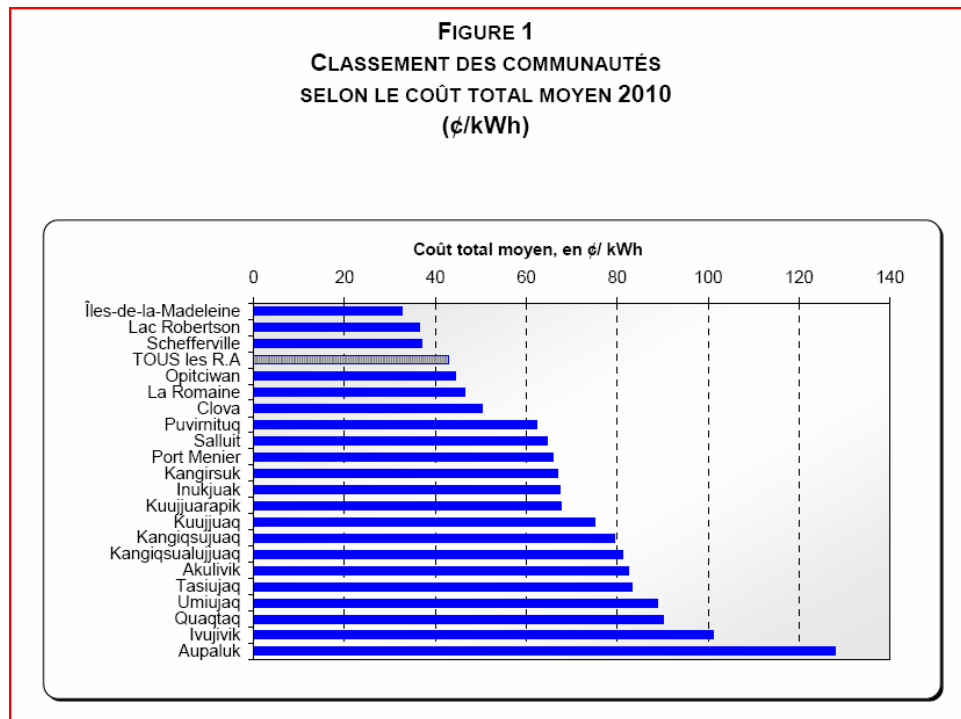
(ii)

RÉSULTATS DES COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX					
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/ KWH DE 2011					
	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Iles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,70	169	55%	3,54	18,24
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	33,34	0	47%	0,00	33,34
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,70	888	46%	22,13	52,83
Nunavik					
Akulivik	48,43	784	56%	16,01	64,44
Aupaluk	53,32	0	51%	0,00	53,32
Inukjuak	39,63	390	61%	7,32	46,96
Ivujivik	49,28	0	55%	0,00	49,28
Kangiqsualujuaq	54,93	836	60%	16,03	70,95
Kangiqsujuaq	46,04	747	61%	14,00	60,04
Kangirsuk	45,97	1 082	55%	22,37	68,34
Kuujuaq	47,96	418	65%	7,29	55,25
Kuujuarapik	41,62	677	66%	11,75	53,36
Puvirnituq	42,87	2 980	62%	54,73	97,60
Quaqtaq	56,92	1 235	61%	23,25	80,17
Salluit	40,38	827	58%	16,29	56,67
Tasiujaq	50,98	950	60%	18,05	69,03
Umiujaq	46,85	697	55%	14,38	61,23
Schefferville	2,21	292	54%	6,21	8,42

(iii)

TABLEAU 2.1 RÉVISÉ : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES					
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010					
	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Iles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,42	166	55%	3,47	17,88
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,10	871	46%	21,69	51,79
Nunavik					
Akulivik	47,48	769	56%	15,70	63,18
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	382	61%	7,18	46,03
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	820	60%	15,71	69,56
Kangiqsujuaq	45,14	732	61%	13,72	58,86
Kangirsuk	45,07	1 081	55%	21,93	67,00
Kuujuaq	47,02	410	65%	7,15	54,17
Kuujuarapik	40,80	664	66%	11,52	52,32
Puvirnituq	42,03	2 921	62%	53,65	95,69
Quaqtaq	55,80	1 211	61%	22,79	78,59
Salluit	39,59	811	58%	15,97	55,56
Tasiujaq	49,98	932	60%	17,70	67,68
Umiujaq	45,93	683	55%	14,10	60,03
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

(iv)



- (v) « ATTENDU QUE la centrale thermique actuelle, située sur le territoire du village nordique de Puvirnitug, a une puissance installée de 2 870 kilowatts (kW) pour une puissance garantie de 1 561 kW ; ATTENDU QU'à court terme la croissance de la demande en électricité de Puvirnitug fera en sorte que la puissance garantie par cette centrale sera insuffisante; ATTENDU QUE, pour solutionner ce problème, Hydro-Québec envisage d'augmenter la puissance installée de la centrale thermique de Puvirnitug à 4 150 kW pour une puissance garantie de 2 043 kW par le remplacement du groupe électrogène diesel no 1 par un nouveau de 1 880 kW en puissance installée; ATTENDU QUE ce remplacement nécessite l'ajout d'une annexe au bâtiment principal de l'actuelle centrale ainsi que des travaux de réaménagement du site actuel de cette centrale, dont l'aménagement d'un talus servant d'assise à cet agrandissement ; »
- (vi) « Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes : « [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. »
- (vii) « Dans les réseaux où la capacité de production existante est abondante, la croissance des besoins peut ne pas nécessiter d'investissement additionnel, dans ce cas le coût évité sera constitué des coûts variables seulement (carburant et entretien). »

À l'analyse de l'historique de court terme des coûts évités en RA, la Régie comprend qu'en utilisant uniquement la notion de coût à la marge pour évaluer les coûts évités, de

puissance notamment, ceux-ci subissent d'importantes variations à la baisse dans l'année qui suit immédiatement un important investissement. Ainsi, à Puvirnituaq, les coûts évités totaux de 2012 sont tombés à 58 ¢/kWh, bien en-dessous des coûts moyens de 2010, alors qu'ils dépassaient 97 ¢/kWh en 2011. Les coûts évités augmentent considérablement au fur et à mesure que l'on se rapproche du besoin d'un ajout de puissance (exemples de Puvirnituaq avant 2010, cas présent de Quaqtuaq), mais l'échéance du besoin d'un ajout de capacité devient alors plus urgente que de planifier des mesures de gestion de la demande.

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer les variations de coûts évités à Kangiqsujuaq entre 2011 et 2012.

Réponse :

La variation du coût évité à Kangiqsujuaq entre 2011 et 2012 résulte de la mise à jour de la planification des investissements du Distributeur réalisée à l'automne 2009 et l'automne 2010 respectivement. Sur la base des dernières informations disponibles, le coût unitaire du kW de puissance pour 2012 est plus élevé qu'en 2011.

11.2 Pour répondre au besoin d'un indicateur de coûts permettant de favoriser des investissements en efficacité énergétique et en gestion de la demande, veuillez élaborer sur la possibilité d'intégrer les coûts moyens dans cet indicateur, par exemple en considérant la valeur supérieure entre le coût moyen projeté annualisé et le coût évité total.

Réponse :

Le Distributeur considère que l'utilisation d'un indicateur de coûts intégrant les coûts moyens comme signal de coût évité n'est pas appropriée. Le concept même du coût moyen fait référence à des éléments de coûts passés tandis que le coût évité ou le coût marginal repose sur l'évaluation d'une demande en énergie et en puissance future, et par conséquent fait référence à des coûts futurs.

Le Distributeur précise toutefois que les composantes des coûts moyens et des coûts marginaux sont les mêmes pour ce qui est des frais d'entretien et d'exploitation. En ce qui concerne le traitement de la valeur de l'investissement, le coût moyen diffère cependant fondamentalement du coût marginal. En effet, le coût moyen traite l'investissement via l'amortissement et les frais financiers, tandis que le coût marginal traite la valeur de l'investissement futur. Comme le Distributeur est d'avis que ses décisions d'affaires doivent être basées sur le futur, il préconise l'utilisation du coût marginal.

- 12. Références :** (i) Pièce B-0016, page 11 ;
(ii) Pièce B-0058, pages 28-29 ;
(iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1,
page 205.

Préambule :

- (i) « un coût évité de puissance basé sur le coût d'achat et d'installation d'un groupe diesel de 3 MW et la portion des investissements requis pour abriter convenablement le prochain groupe diesel, soit 176 \$/kW-an (\$ 2012, annuité croissante à l'inflation). »

En note de bas de page 15, on lit : « Dans le signal de coût évité, le Distributeur inclut uniquement le tiers du coût de tous les éléments périphériques nécessaires pour assurer la fiabilité des groupes, soit la portion relative au prochain ajout de groupe, ce qui se traduit par un montant de 2,5 M\$ en comparaison au montant de 7,7 M\$ initialement proposé dans le cadre du calcul du coût évité du dossier R-3740-2010. » (nous soulignons)

- (ii) « La centrale hydroélectrique de Menihék est de capacité suffisante pour répondre aux besoins en puissance et en énergie de la région de Schefferville encore de nombreuses années. (.I.)

La centrale, dans son état actuel, pourrait répondre aux besoins en électricité d'un projet minier de petite taille, tout en assurant l'alimentation de Schefferville.

Dans l'éventualité d'un projet minier de grande importance, la centrale de Menihék ne suffirait pas, même avec un hypothétique quatrième groupe. (.I.)

Les groupes électrogènes diesel que le Distributeur a installés à Schefferville sont essentiels à la sécurité de l'alimentation électrique de la région. Ces groupes ne servent toutefois qu'à assurer le respect du critère de puissance garantie que la Régie a reconnu à de nombreuses reprises. Ces groupes ne servent ni à gérer la demande de pointe, ni à fournir de l'énergie, sauf en cas de panne du plus gros groupe turbine-alternateur de la centrale de Menihék. » (nous soulignons)

- (iii) En réponse à une DDR de la Régie sur le potentiel d'installation de chaudières de pointe au combustible ou de groupes Diesel en mode cogénération, parmi les plus importants bâtiments de Schefferville, pour réduire la demande en période pointe causée par le chauffage électrique, le Distributeur indique :

« L'utilisation de chaudières de pointe au combustible ou la possibilité chez les clients les plus importants d'accueillir les groupes diesel est une avenue envisageable. Toutefois d'un point de vue commercial et technique et sur la base des expériences du Distributeur, il y a peu de possibilités en ce sens.

Le Distributeur assurera une veille à cet égard afin de profiter, le cas échéant, des opportunités. » (nous soulignons)

Demandes :

- 12.1 Veuillez clarifier si le ou les groupes Diesel de 3 MW ont déjà été installés ou doivent être installés à Schefferville et ce que comprenait exactement le montant de 7,7 M\$.

Réponse :

Deux groupes diesel de secours de 1,7 MW sont déjà installés de façon temporaire, tandis que le troisième groupe, prévu en 2017, a uniquement été pris en compte dans le cadre du calcul du coût évité de Schefferville et est prévu être installé dans la centrale de réserve

Le Distributeur rappelle que les 7,7 M\$ sont associés à la *permanentsation* des groupes qui consiste à mettre les groupes à l'intérieur d'un bâtiment et à ajouter les infrastructures nécessaires (ex: système de ventilation, etc.) afin de garantir la fiabilité de démarrage et de fonctionnement des groupes électrogènes advenant l'indisponibilité de groupes turbines-alternateurs à Menihek ce qui correspond au projet de centrale de réserve. Toutefois, suite à la décision D-2011-028, la *permanentsation* des groupes n'a pas été effectuée par le Distributeur.

Voir également les réponses aux questions 115.1 et 115.2 (HQD-14, Document 1.2).

- 12.2 Veuillez indiquer si la centrale Mehinek, sans alimenter directement de nouveau site minier de grande importance, est en mesure, sans 4e groupe hydraulique, de répondre à la croissance indirecte de la demande d'électricité causée par l'augmentation de l'activité économique et par l'augmentation de la population suite au développement de projets miniers dans la région de Schefferville, au Québec comme au Labrador.

Réponse :

Oui, comme le Distributeur l'énonce dans sa preuve (HQD-13, Document 1, p. 28-29).

En outre, comme le Distributeur le démontrait dans le dossier R-3740-2010, la croissance indirecte de la demande, causée par d'éventuels projets miniers serait minime (HQD-12, Document 5, Tableau 2, p. 7).

- 12.3 Veuillez fournir les résultats de la veille du Distributeur sur le potentiel d'installation de chaudières de secours au mazout dans les plus gros bâtiments de Schefferville chauffés à l'électricité afin de combler les besoins d'électricité et de chauffage de Schefferville, en cas de panne du plus gros groupe à la centrale de Mehinek.

Réponse :

Tous les commerces ont été sensibilisés aux programmes PGEÉ et PUÉRA. Cependant, aucun n'est intéressé, en raison du coût élevé du combustible à Schefferville.

L'alimentation électrique de la région de Schefferville provient exclusivement de la centrale de Menihék sous la responsabilité de Nalcor. En cas de panne affectant ces équipements de production et occasionnant une perte d'alimentation électrique pour la région de Schefferville, Hydro-Québec n'a aucun pouvoir sur les délais d'intervention requis par Nalcor pour rétablir le service. L'installation de chaudières de secours n'assurerait qu'un chauffage d'appoint. Hydro-Québec propose plutôt la construction d'une centrale thermique de réserve pour respecter son obligation d'assurer l'alimentation électrique de ses clients. En cas d'urgence, cette centrale thermique de réserve serait sous contrôle exclusif du Distributeur et assurerait une alimentation en électricité et en chauffage à ses clients de la région de Schefferville, indépendamment des actions de Nalcor.

Voir également les réponses aux questions 115.1 et 115.2 (HQD-14, Document 1.2).

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0041, page 11 ;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 36.

Préambule :

- (i) « *En 2012, les besoins en équipements de production des réseaux non reliés sont estimés à 12,5 M\$, soit en hausse de 3,5 M\$ par rapport au budget autorisé en 2011. Cette hausse s'explique par le début en 2012 de la construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville.* »
- (ii) En réponse à la Régie quant aux moyens d'éviter ou de réduire les investissements liés aux groupes diesel à Schefferville, totalisant 10,7 M\$, le Distributeur précise que la « *permanentsation* » permet d'assurer la fiabilité de démarrage des groupes.

Demande :

- 13.1 Veuillez indiquer si le projet de construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville est celui de « *permanentsation* » des groupes existants présenté au dossier R-3740-2010. Veuillez élaborer.

Réponse :

Oui, le Distributeur confirme que la centrale thermique de réserve de Schefferville est bel et bien le projet de la *permanentsation* des groupes existants présenté au dossier R-3740-2010.

Toutefois, aux fins du signal de coût évité à Schefferville, tel qu'expliqué à la page 11 de la pièce HQD-2, Document 4, le Distributeur rappelle que l'ajout du troisième groupe de 3 MW et la portion des investissements requis pour abriter convenablement ce groupe sont considérés dans le coût évité de puissance.

Voir également les réponses aux questions 115.1 et 115.2 (HQD-14, Document 1.2).

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

14. **Références :** (i) Pièce B-0022, pages 5 et 6 ;
(ii) Pièce B-0022, page 6 ;
(iii) Pièce B-0013, page 8.

Préambule :

(i) « Les besoins postpatrimoniaux pour 2011 sont réévalués à 5,3 TWh, soit 0,9 TWh de moins que ceux prévus au précédent dossier tarifaire. Au cours des mois à venir, le Distributeur déploiera les efforts nécessaires pour réduire et revendre ses approvisionnements postpatrimoniaux excédentaires. Malgré ces efforts, l'importance des surplus pourrait occasionner 0,6 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée.

[...]

Toutefois, compte tenu du fait que la prévision de la demande de mai 2011 fait état d'une baisse additionnelle des besoins de 27 TWh sur la période de 2012-2027, le Distributeur prévoit reconduire les transactions financières avec le Producteur jusqu'au 31 décembre 2011. »

- (ii) Tableau 1 – Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2011.
(iii) Tableau 3 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2011.

Demandes :

- 14.1 Considérant la situation des surplus et les écarts de coûts entre les montants projetés initialement et ceux révisés (références i et ii), veuillez commenter la stratégie d'approvisionnement à court terme relativement à la prévision de la demande 2012, notamment l'utilisation des approvisionnements de long terme à l'égard de celle-ci [i.e. appariement entre les moyens et les besoins].

Réponse :

En 2011 le Distributeur devrait faire face à une demande en baisse de 1,2 TWh par rapport aux besoins prévus dans le dossier tarifaire R-3740-2010. Ceci se traduit par une hausse de la revente d'environ 400 GWh, dont 100 GWh dans le cadre de transactions financières avec le Producteur. La baisse des besoins et les prix de marché inférieurs à ceux de l'électricité patrimoniale contribuent à l'augmentation du volume d'électricité patrimoniale inutilisée d'environ 400 GWh.

Pour l'année 2012, les besoins prévus sont en hausse de 1,2 TWh par rapport à ceux de 2011 (année de base). L'apport en énergie des contrats éoliens est néanmoins supérieur de 1,5 TWh par rapport à 2011. Malgré cet apport additionnel d'énergie des contrats de long terme, la prise en compte de la prévision de la demande à long terme amène le Distributeur à ne plus différer d'énergie afin de s'assurer que le solde d'énergie différée soit ramené à zéro avant la fin des conventions.

- 14.2 Disposant régulièrement de mises à jour de la prévision des ventes, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne procède pas à davantage de reventes d'énergie en cours d'année afin d'amoindrir l'impact financier des surplus d'approvisionnements sur les tarifs.

Réponse :

Plusieurs raisons supportent une stratégie de report des reventes au cours de l'année. Le principal facteur affectant la décision de revente au moment où un surplus apparaît au bilan énergétique est le risque de variation imprévue de la demande. L'énergie vendue trop hâtivement peut occasionner des rachats plus tard à un prix plus élevé. Le Distributeur repousse donc la revente jusqu'au moment où elle devient inévitable.

En outre, les prix du marché sont parfois trop bas pour procéder à une revente. Si le prix anticipé pour une revente est inférieur au coût de l'électricité patrimoniale, il est alors préférable de ne pas vendre en laissant augmenter l'électricité inutilisée.

Par ailleurs, le Distributeur ne peut pas revendre de l'électricité patrimoniale. À certaines heures, la puissance post-patrimoniale disponible pour revente est inférieure au surplus d'approvisionnement pour la même heure.

Finalement, les volumes à revendre, en regard de la capacité des marchés, procurent parfois une marge de manœuvre supplémentaire. Par exemple, à la fin d'avril 2011, il restait huit mois pour écouler un peu plus de 300 GWh, soit environ 50 MW par heure pour toutes les heures restantes de l'année ou 100 MW pour les heures de pointe seulement. Avec de tels volumes, il était alors possible de retarder la revente jusqu'à confirmation de la situation de surplus.

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 6 ;
 - (ii) Pièce B-0022, page 9 ;
 - (iii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0004, pages 31, 34 et 44 ;
 - (iv) Dossier R-3748-2010, pièce B-0023, pages 21 et 23.

Préambule :

(i) « Toutefois, compte tenu du fait que la prévision de la demande de mai 2011 fait état d'une baisse additionnelle des besoins de 27 TWh sur la période de 2012-2027, le Distributeur prévoit reconduire les transactions financières avec le Producteur jusqu'au 31 décembre 2011. »

(ii) « La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 ».

(iii) Tableau 4.1-1 – Bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestion existants

Tableau 4.1-2 – Impact du déploiement des moyens de gestion existants
Tableau 4.4-1 – Impact en énergie des nouveaux moyens de gestion

(iv) Tableau R-12.1-A – Bilan en énergie avec les quantités du 3^e appel d'offres éolien, après déploiement des nouveaux moyens de gestion.

Tableau R-12.1-C – Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée avec les quantités du 3^e appel d'offres éolien, après déploiement des nouveaux moyens.

Demandes :

15.1 Veuillez préciser ce qu'entend le Distributeur par baisse « additionnelle ».

Réponse :

La révision de mai 2011 de la prévision de la demande intégrée au présent dossier indique une baisse de 27 TWh à l'horizon 2012-2027 par rapport à la prévision d'août 2010 du Plan d'approvisionnement 2011-2020. Une partie importante de cette baisse s'explique par le report à l'horizon 2017-2018 du projet d'expansion industriel de 500 MW prévu initialement à l'horizon 2015-2016.

La prise en compte de cette prévision de la demande occasionne un déséquilibre du solde du compte d'énergie différée. Pour gérer ce déséquilibre, le Distributeur a reporté à des fins de planification, l'utilisation de la centrale de TCE en mode modulable, soit de 2015 à 2018. Malgré le déploiement des nouveaux moyens prévus (suspension des livraisons de la centrale de TCE et conventions d'énergie différée), le solde du compte d'énergie différée s'élèverait à 2 TWh. Conséquemment, le Distributeur n'entend pas différer l'énergie du contrat en base en 2012 et entend plutôt recourir à des transactions financières en 2012, soit la revente d'énergie à des conditions avantageuses par rapport aux conditions de marché.

Ainsi, les soldes du compte d'énergie différée mentionnés aux références (ii) et (iv) reflètent des prévisions de la demande différentes.

15.2 Veuillez indiquer si le solde anticipé de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions est calculé après déploiement des nouveaux moyens de gestion.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

15.3 Veuillez présenter les raisons pour lesquelles les soldes des références (ii) et (iv) sont différents.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

15.4 Considérant les références (i) et (ii), veuillez produire et déposer une mise à jour des tableaux de la référence (iv).

Réponse :

Les tableaux R-15.4-A et R-15.4-B constituent la mise à jour des tableaux de la référence iv.

**Tableau R-15.4-A
Bilan en énergie après déploiement des moyens de gestion
(en TWh)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
= Besoins visés par le Plan	184,8	185,7	186,8	189,3	191,6	191,9	193,9	196,7	197,8
- Volume d'électricité patrimoniale	178,3	178,7	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<i>(dont patrimonial inutilisé)</i>	0,5	0,2	0,1	0,01	-	-	-	-	-
= AAR au-delà du patrimonial	6,5	7,0	8,1	10,5	12,7	13,0	15,0	17,9	19,0
- Appro. non patrimoniaux	6,5	7,0	8,1	10,5	12,7	13,0	15,0	17,9	19,0
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1
▪ HQP - Base et cyclable	2,9	2,4	2,3	2,9	3,4	3,5	3,8	4,5	4,7
▪ Cyclable	1,0	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	1,0	1,1
▪ Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
▪ Transaction financière avec HQP	(2,1)	-	-	-	-	-	-	-	-
▪ Énergie différée	-	(2,2)	(2,3)	(2,2)	(2,0)	(2,0)	(1,9)	(1,8)	(1,8)
▪ Énergie rappelée	1,0	0,9	0,9	1,3	1,6	1,7	1,8	2,2	2,3
▪ Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien I : 990 MW	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
▪ Éolien II : 2000 MW	0,8	3,0	4,5	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
▪ Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,3	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Biomasse II (125 MW)	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
▪ Petite hydraulique (150 MW)	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
▪ Transactions de court terme	0,2	(2,0)	(2,9)	(2,5)	(1,8)	(1,6)	(1,0)	1,1	2,0
Achats de court terme	0,4	0,8	0,9	0,9	1,1	1,4	1,2	2,0	2,4
Reventes de surplus	(0,2)	(2,8)	(3,7)	(3,4)	(2,9)	(3,0)	(2,2)	(0,9)	(0,5)
= AAR (Surplus)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tableau R-15.4-B
Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée, après déploiement des moyens de gestion
(données mensuelles en MW et annuelles en TWh)

Sommaire des contrats en base et cyclable

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	550	550	600	600	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	787	800
Février	700	500	450	450	650	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	787	800
Mars	250	0	-250	-350	-150	0	50	200	500	600	600	750	750	800	800	787	0
Avril	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-350	-250	-100	50	200	300	0
Mai	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-200	-150	0
Juin	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0
Juillet	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-250	0
Août	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0
Septembre	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0
Octobre	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-150	-100	0
Novembre	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-150	150	200	200	300	400	550	700	787	0
Décembre	0	300	200	200	400	600	700	700	800	800	800	800	800	800	800	787	0
Total annuel	1,066	0,980	-1,338	-1,412	-0,832	-0,451	-0,359	-0,103	0,410	0,576	0,521	0,776	0,956	1,266	1,723	2,005	1,133
Total différé	0,000	0,000	-2,236	-2,310	-2,161	-2,050	-2,050	-1,906	-1,798	-1,762	-1,798	-1,726	-1,618	-1,508	-1,248	-1,064	0,000
Total rappelé	1,066	0,980	0,898	0,898	1,330	1,598	1,691	1,802	2,208	2,338	2,318	2,502	2,574	2,774	2,971	3,070	1,133
Solde	-5,944	-4,963	-6,301	-7,714	-8,545	-8,996	-9,355	-9,458	-9,048	-8,472	-7,951	-7,175	-6,218	-4,952	-3,229	-1,224	-0,091

Contrat en base (350 MW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	550	550	600	600	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	437	0
Février	700	500	450	450	650	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	437	0
Mars	250	0	-250	-350	-150	0	50	200	500	600	600	750	750	800	800	437	0
Avril	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-350	-250	-100	50	200	300	0
Mai	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-200	-150	0
Juin	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-250	0
Juillet	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-250	0
Août	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0
Septembre	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	0
Octobre	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-350	-300	-150	-100	0
Novembre	0	0	-350	-350	-350	-350	-350	-150	150	200	200	300	400	550	700	437	0
Décembre	0	300	200	200	400	600	700	700	800	800	800	800	800	800	800	437	0
Total différé	0,000	0,000	-2,236	-2,310	-2,161	-2,050	-2,050	-1,906	-1,798	-1,762	-1,798	-1,726	-1,618	-1,508	-1,248	-1,064	0,000
Total rappelé	1,066	0,980	0,898	0,898	1,330	1,598	1,691	1,802	2,208	2,338	2,318	2,502	2,574	2,774	2,971	1,801	0,000
Solde	-3,451	-2,471	-3,809	-5,221	-6,053	-6,504	-6,863	-6,966	-6,556	-5,980	-5,459	-4,682	-3,726	-2,460	-0,737	0,000	0,000

Contrat cyclable (250 MW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	800
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	800
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0
Total différé	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total rappelé	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,268	1,133
Solde	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-2,492	-1,224	-0,091

15.5 Veuillez indiquer si le report de l'utilisation de TCE de 2015 à 2018 correspond également à un report des besoins en puissance de l'hiver 2015-2016 à l'hiver 2018-2019. Veuillez élaborer.

Réponse :

Tel que mentionné à la réponse à la question 15.1, l'un des principaux changements est le report du projet industriel de 500 MW de l'horizon 2015-2016 à l'horizon 2017-2018. Toutefois, compte tenu du déplacement de TCE et de l'utilisation maximale des conventions à 800 MW, les besoins en puissance sont toujours significatifs à l'hiver 2015-2016, soit environ 480 MW.

Le Distributeur présente à titre indicatif le bilan de puissance pour la période 2012-2020 avec le report des livraisons de la centrale de TCE en 2018.

**Tableau R-15.5
Bilan en puissance avec report de l'utilisation de TCE en 2018**

	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
= Besoins à la pointe visés par le Plan	36 835	37 621	38 065	38 547	38 951	39 246	39 543	40 142	40 360
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 385	3 660	3 917	4 166	4 209	4 241	4 328	4 393	4 416
= Puissance requise	40 220	41 281	41 982	42 713	43 160	43 487	43 871	44 535	44 776
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 778	3 839	4 540	5 271	5 718	6 045	6 429	7 093	7 334
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 688	3 156	3 531	3 959	4 137	4 137	4 684	4 684	4 684
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 150	1 200	1 200	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24
• Éolien (3500 MW) ⁽¹⁾	390	754	1 046	1 233	1 411	1 411	1 411	1 411	1 411
• Biomasse II (125 MW)	0	51	52	52	52	52	52	52	52
• Petite hydraulique (150 MW)	23	27	109	150	150	150	150	150	150
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis au 10 MW près)	90	680	1 010	1 310	1 580	1 910	1 750	2 410	2 650
• Contribution des marchés de court terme	90	680	1 010	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis au 10 MW près)	0	0	0	210	480	810	650	1 310	1 550

Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle).
À compter de janvier 2012, la contribution des éoliennes est de 30% et celle de HQP est de 15%.

- 16. Références :** (i) Pièce B-0022, page 7 ;
(ii) Pièce B-0022, page 9 ;
(iii) Pièce B-0022, page 11.

Préambule :

(i) « Le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux en 2011 s'élève à 533,2 M\$, incluant 9,2 M\$ en revenus de revente d'énergie. Il s'agit d'une baisse d'environ 43 M\$, par rapport au montant reconnu par la Régie, qui s'explique en grande partie par la diminution de l'énergie programmée du contrat cyclable (-0,6 TWh) et par des rappels d'énergie moins élevés que prévus (-0,1 TWh). »

(ii) « La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020. »

(iii) Tableau 4 – Approvisionnements postpatrimoniaux en énergie

Demande :

16.1 Veuillez justifier la prise de livraison en 2012 d'un TWh associé au contrat cyclable alors que les besoins sont à la baisse et qu'aucune quantité d'énergie n'est prévue être différée.

Réponse :

Le recours à l'énergie du contrat cyclable en 2012 s'explique par des besoins plus importants en hiver qui ne peuvent être comblés en totalité par l'énergie du contrat en base.

- 17. Références :** (i) Pièce B-0022, page 8 ;
(ii) Pièce B-0013, pages 5 et 10.

Préambule :

- (i) Tableau 2 – Besoin en énergie
(ii) Tableau 1 – Prévision des ventes pour les années 2011 et 2012
Tableau 4 – Croissance des ventes prévues pour 2011

Demande :

17.1 Veuillez concilier les tableaux des références (i) et (ii).

Réponse :

Les tableaux de la référence (ii) sont présentés en termes de ventes alors que le tableau de la référence (i) est présenté en besoins, c'est-à-dire en incluant les pertes en transport et en distribution, ainsi que l'usage interne et la consommation hors réseau intégré.

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 9 ;
 - (ii) Pièce B-0022, page 10 ;
 - (iii) Pièce B-0022, page 13 ;
 - (iv) Dossier R-3748-2010, pièce B-0023, page 25.

Préambule :

(i) « La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. [...] Sur cette base, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012, mais verra plutôt à reconduire les transactions financières avec le Producteur. »

(ii) « Afin de rétablir l'équilibre offre-demande, le Distributeur a de nouveau exercé son option de suspension de la livraison des 4,3 TWh associés au contrat avec TCE en 2012. Il entend également conclure des transactions financières avec le Producteur portant sur les quantités d'énergie associées au contrat en base et au contrat cyclable qui autrement seraient soit différées, soit revendues sur les marchés de court terme. »

(iii) « Un montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur, pour la revente de 2,1 TWh du contrat en base, est également inclus dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les marchés de court terme. Aucun montant lié aux transactions financières relativement aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré en 2012. »

(iv) « Selon le scénario moyen de la demande présenté dans le Plan, le Distributeur confirme qu'il ne serait pas requis de recourir à ce type de transactions, visant à réduire l'énergie associée au contrat en base, au delà de 2011. »

Demandes :

- 18.1 Considérant la référence (iv), veuillez justifier le recours à des transactions financières en 2012.

Réponse :

Le Plan d'approvisionnement 2011-2020 est basé sur la prévision de la demande d'août 2010. Dans sa réponse à la demande de renseignement n°2 de la Régie dans le cadre du dossier R-3748-2010, le

Distributeur indiquait ne pas avoir recours à des transactions financières avec le Producteur au-delà de 2011 « *selon le scénario moyen de la demande présenté dans le Plan* ». Or, la mise à jour de la prévision de la demande en mai 2011 montre une baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027. Cette mise à jour de la demande occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions (et ce, sans différer l'énergie du contrat cyclable et en reportant l'utilisation modulable de TCE en 2018, plutôt que 2015 tel qu'initialement présenté dans le Plan). Dans ce nouveau contexte, le Distributeur prévoit avoir recours de nouveau aux transactions financières en 2012.

18.2 Veuillez présenter le calcul de la valeur de la transaction de 17,3 M\$.

Réponse :

Tel que mentionné à la page 9 de la pièce HQD-5, Document 1, le Distributeur évalue la valeur de la transaction financière en 2012 selon les mêmes modalités de prix dégressifs que celles du rachat du solde du compte de modulation. Cette formule de prix dégressifs reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie.

<u>Année 2012</u>	Quantités faisant l'objet de la transaction (TWh)	Prix NYISO - Zone M (\$/MWh)
Janvier	0,029	47,65
Février	0,036	47,76
Mars	0,102	40,96
Avril	0,223	40,91
Mai	0,260	38,94
Juin	0,251	41,21
Juillet	0,260	45,23
Août	0,260	45,85
Septembre	0,249	40,59
Octobre	0,257	42,33
Novembre	0,160	42,05
Décembre	0,058	41,68
Total TWh	2,145 TWh	
Prix moyen à la Zone M (M_{moy})		42,27 \$/MWh
(moyenne pondérée par les quantités mensuelles)		

**Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

		Prix de référence (a)	Prix de l'énergie du contrat de base (b)	(b) - (a)	Valeur de la transaction financière
1er TWh	M _{moy} - 5\$	37,27	44,72	7,44	7,4 M\$
2e TWh	M _{moy} - 6\$	36,27	44,72	8,44	8,4 M\$
3e TWh	M _{moy} - 7\$	35,27	44,72	9,44	1,4 M\$
Total 2012					17,3 M\$

18.3 Veuillez présenter la stratégie d'utilisation de transactions financières du Distributeur.

Réponse :

Dans le contexte économique actuel et avec la mise à jour de la prévision de la demande, le Distributeur ne peut différer davantage, au risque de ne plus être en mesure de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant la fin des Conventions. En conséquence, le Distributeur doit donc faire le choix entre revendre sur les marchés de court terme ou conclure une transaction financière avec le Producteur. Ainsi, le Distributeur entend recourir à des transactions financières qui donnent une plus grande flexibilité aux moyens de gestion de l'équilibre offre-demande et évitent les frais associés à la revente de l'énergie non différée sur les marchés de court terme. Elles sont également une solution à l'impossibilité, d'un point de vue économique, de revendre des volumes importants sur les marchés de court terme.

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 13 ;
 - (ii) Pièce B-0022, page 14 ;
 - (iii) Pièce B-0022, page 29.

Préambule :

- (i) « L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011. »
- (ii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux
- (iii) Annexe B – Volume et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

Demandes :

19.1 Veuillez préciser à partir de quels prix à terme du NYISO sont calculés les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année de base 2011.

Réponse :

Les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2011 sont calculés à partir de la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011.

19.2 Veuillez reproduire les tableaux aux références (ii) et (iii) en présentant séparément les achats relatifs à l'entente cadre des achats d'énergie.

Réponse :

Le tableau R-19.2 présente les coûts d'approvisionnement pour les années 2011 à 2012 en isolant le recours à l'entente cadre.

Le Distributeur rappelle que l'entente cadre mentionne spécifiquement que le Distributeur doit faire tous les efforts pour éviter les dépassements tant sur une base horaire que sur une base de volume annuel. Elle distingue trois catégorie de dépassements : les « trois cents (300) plus grandes valeurs horaires » à 30 ¢/kWh, les « quarante (40) plus petites valeurs horaires » à un prix du marché de référence au moment du dépassement et les « autres valeurs horaires » à 8,713 ¢/kWh en 2010.

Le Distributeur ne présente des données que pour l'année historique 2010 puisque les dépassements sont constatés à la fin de l'année seulement.

En mode prévisionnel, soit pour 2011 et 2012, les dépassements des catégories 1 et 3 sont évités par l'utilisation d'approvisionnements à moindres coûts, alors que ceux de la catégorie 2 sont traités comme des achats.

Tableau R-19.2
Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

	2010 Année historique			2011 Année de base			2012 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	3,5	381,9	108,5	5,0	506,4	101,6	6,3	638,7	101,4
<i>dont Transactions avec HQP</i>	-1,8	0,0		-1,9	18,2		-2,1	17,3	
COURT TERME	-0,4	3,9	s.o.	0,3	26,9	s.o.	0,2	20,4	s.o.
Achats d'énergie	0,7	46,4	65,1	0,6	30,5	49,7	0,4	19,0	52,5
Reventes d'énergie	-1,1	-50,7	44,9	-0,3	-9,2	29,4	-0,2	-6,3	31,8
Achats de puissance	s.o.	7,3		s.o.	5,5		s.o.	7,7	
Entente cadre	0,0	0,9	60,7	-	-	-	-	-	-
GAIN ANTICIPÉ RELATIF À L'EGM							s.o.	-4,2	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		0,1							
TOTAL	3,1	385,8	123,8	5,3	533,2	100,9	6,5	654,9	101,3

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

Réponse :

Le détail du calcul des coûts d'achats de court terme et des revenus de reventes est présenté dans les tableaux suivants :

Tableau R-19.3-a
Calcul du prix d'achat - 2011

Moyenne du mois d'avril 2011 des prix prévisionnels pour 2011
Volumes et coûts réels pour les mois de janvier à avril
0,95 \$CAN = 1\$US

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOÛ	SEP	OCT	NOV	DÉC	Total
NYMEX NY zone M (24 h) ¹					37,71	40,96	45,32	44,73	40,14	39,82	40,16	43,78	
NYMEX NY zone M Pointe					42,58	46,20	52,17	52,17	46,02	45,58	45,35	48,72	
Ajustements					5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	
- Réservation (sortie) sur NY					5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	
- Courtage					0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
= Prix d'achat en pointe					48,44	52,06	58,03	58,03	51,88	51,44	51,21	54,58	
NYMEX NY zone M Hors pointe					34,03	35,94	38,60	38,60	34,98	34,65	36,04	39,35	
Ajustements					5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	
- Réservation (entrée) sur NY					5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	
- Courtage					0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
= Prix d'achat hors pointe					39,89	41,80	44,46	44,46	40,84	40,51	41,90	45,21	
Volumes d'achats résiduels (GWh)	229,8	247,1	91,3	8,7	0,0	0,3	0,0	0,7	2,6	0,0	8,6	16,4	605,5 (a)
Coûts des achats - M\$ CAN	13,2	11,1	3,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,8	29,6 (b)
Prix moyen des achats (b) / (a)													48,83

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie

Les achats d'énergie présentés au tableau R-19.2 incluent les achats d'électricité interruptible, ce qui explique les écarts avec le tableau R-19.3-a.

Tableau R-19.3-b
Calcul du prix de revente - 2011

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2011
Volumes et coûts réels pour les mois de janvier à avril
0,95 \$CAN = 1\$US

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOÛ	SEP	OCT	NOV	DÉC	Total
<u>NYMEX NY zone M (24 h) ¹</u>					37,71	40,96	45,32	44,73	40,14	39,82	40,16	43,78	
<u>NYMEX NY zone M Pointe</u>					42,58	46,20	52,17	52,17	46,02	45,58	45,35	48,72	
Ajustements					16,71	17,18	17,19	17,18	17,15	16,83	17,09	16,97	
- Pertes - Réseau HQT (5,4%)					2,18	2,37	2,67	2,67	2,36	2,34	2,32	2,50	
- Réservation (entrée) sur NY					0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	
- Courtage					0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
- Ajustement					5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
- Service pt@pt HQT (\$US)					8,60	8,88	8,59	8,58	8,86	8,56	8,84	8,55	
= Prix de revente en pointe					25,87	29,02	34,98	34,99	28,88	28,75	28,25	31,74	
<u>NYMEX NY zone M Hors pointe</u>					34,03	35,94	38,60	38,60	34,98	34,65	36,04	39,35	
Ajustements					16,27	16,65	16,50	16,49	16,58	16,27	16,62	16,49	
- Pertes - Réseau HQT (5,4%)					1,74	1,84	1,98	1,98	1,79	1,78	1,85	2,02	
- Réservation (entrée) sur NY					0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	
- Courtage					0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
- Ajustement					5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
- Service pt@pt HQT (\$US)					8,60	8,88	8,59	8,58	8,86	8,56	8,84	8,55	
= Prix de revente hors pointe					17,76	19,29	22,11	22,12	18,40	18,38	19,42	22,85	
Volumes de ventes résiduelles (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-65,3	-58,8	-64,8	-62,7	-37,8	-7,1	-16,4	-312,9 (a)
Coûts de la revente - M\$ CAN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,8	-1,9	-2,1	-1,7	-1,0	-0,2	-0,5	-9,2 (b)
Prix moyen de la revente ((b) / (a))													29,42

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie

**Tableau R-19.3-c
Calcul du prix d'achat - 2012**

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2011
\$/MWh (1\$ US = 1\$ CA)

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOÛ	SEP	OCT	NOV	DÉC	Total
NYMEX NY zone M (24 h) ¹	47,65	47,76	40,96	40,91	38,94	41,21	45,23	45,85	40,59	42,33	42,05	41,68	
NYMEX NY zone M Pointe	53,49	53,49	45,64	45,64	43,58	46,64	53,11	53,11	46,80	47,44	47,44	47,44	
Ajustements	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	
+ Frais de sortie de NY	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	
+ Frais de courtage	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
= Prix d'achat en pointe	59,35	59,35	51,50	51,50	49,44	52,50	58,97	58,97	52,66	53,30	53,30	53,30	
NYMEX NY zone M Hors pointe	42,42	42,42	36,77	36,77	34,77	36,45	38,74	38,74	36,05	37,33	37,33	37,33	
Ajustements	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	
+ Frais de sortie de NY	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	
+ Frais de courtage	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
= Prix d'achat hors pointe	48,28	48,28	42,63	42,63	40,63	42,31	44,60	44,60	41,91	43,19	43,19	43,19	
Volumes de achats (GWh)	142,9	96,1	31,7	0,5	0,0	2,2	0,8	0,0	6,2	0,0	5,8	77,1	363,4 (a)
Coûts des achats - M\$	7,8	5,2	1,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	3,8	19,1 (b)
Prix moyen des achats ((b) / (a))													52,5

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

**Tableau R-19.3-d
Calcul du prix de revente - 2012**

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2011
\$/MWh (1\$ US = 1\$ CA)

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOÛ	SEP	OCT	NOV	DÉC	Total
NYMEX NY zone M (24 h) ¹	47,65	47,76	40,96	40,91	38,94	41,21	45,23	45,85	40,59	42,33	42,05	41,68	
NYMEX NY zone M Pointe	53,49	53,49	45,64	45,64	43,58	46,64	53,11	53,11	46,80	47,44	47,44	47,44	
Ajustements	16,82	17,39	16,42	16,69	16,32	16,74	16,80	16,80	16,75	16,51	16,79	16,51	
- Pertes - Réseau HQT (5,4%)	2,74	2,74	2,34	2,34	2,23	2,39	2,72	2,72	2,40	2,43	2,43	2,43	
- Réservation (entrée) sur NY	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
- Courtage	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
- Ajustement	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
- Service pt@pt HQT	8,16	8,72	8,16	8,43	8,16	8,43	8,16	8,16	8,43	8,16	8,43	8,16	
= Prix de revente en pointe	36,66	36,10	29,21	28,94	27,27	29,89	36,31	36,31	30,05	30,92	30,65	30,92	
NYMEX NY zone M Hors pointe	42,42	42,42	36,77	36,77	34,77	36,45	38,74	38,74	36,05	37,33	37,33	37,33	
Ajustements	16,26	16,82	15,97	16,24	15,86	16,22	16,07	16,07	16,20	16,00	16,27	16,00	
- Pertes - Réseau HQT (5,4%)	2,17	2,17	1,88	1,88	1,78	1,87	1,98	1,98	1,85	1,91	1,91	1,91	
- Réservation (entrée) sur NY	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
- Courtage	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
- Ajustement	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
- Service pt@pt HQT	8,16	8,72	8,16	8,43	8,16	8,43	8,16	8,16	8,43	8,16	8,43	8,16	
= Prix de revente hors pointe	26,16	25,60	20,80	20,53	18,90	20,23	22,67	22,67	19,85	21,34	21,06	21,34	
Volumes de reventes résiduelles (GWh)	-0,1	0,0	0,0	-8,0	-30,3	-34,8	-34,3	-34,2	-32,1	-22,4	-2,5	0,0	-198,9 (a)
Coûts de la revente - M\$	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,8	-1,0	-1,2	-1,2	-1,0	-0,7	-0,1	0,0	-6,3 (b)
Prix moyen de la revente ((b) / (a))													31,8

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

19.4 Veuillez reproduire le tableau de la référence (ii) en utilisant, pour les années 2011 et 2012, la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO pour la période allant de mai 2010 à avril 2011. Veuillez présenter les calculs établissant le coût d'achat d'énergie de court terme ainsi que le prix de revente d'énergie.

Réponse :

Le Distributeur présente, à titre indicatif seulement, le tableau des coûts d'approvisionnement en utilisant une moyenne des prix à terme de mai 2010 à avril 2011 (moyenne 1 an). Le Distributeur n'ayant pas préparé de scénario sur une base horaire, cette évaluation est établie à partir des volumes du tableau de la référence ii (achats/reventes) et des paramètres de marché (moyenne 1 an).

Le Distributeur tient également à rappeler que le choix d'une période de référence plus longue est approprié dans des dossiers ayant un impact sur une plus longue durée, afin d'obtenir la stabilité souhaitée pour ce type d'analyse. Outre pour l'établissement des coûts évités, une période de référence plus longue est notamment privilégiée pour les analyses de rentabilité du PGEÉ et pour différents dossiers d'approvisionnement, tels les dossiers relatifs à la suspension des livraisons de la centrale de TCE (dont la portée nécessite l'utilisation d'un signal stable relatif aux prix de l'électricité et du gaz naturel), aux Conventions d'énergie différée, ou à l'Entente globale de modulation.

Dans les dossiers tarifaires, le Distributeur établit ses coûts à partir d'une moyenne d'un mois, l'objectif étant essentiellement d'avoir l'information la plus contemporaine et représentative de l'année témoin projetée. Cette approche permet aussi une harmonisation avec les hypothèses retenues pour les prix des combustibles et les paramètres énergétiques utilisés dans l'établissement de la prévision des ventes.

Le tableau suivant présente une estimation des coûts d'approvisionnement en fonction du prix moyen à terme sur 1 an. L'estimation du gain de 4,2 M\$ de l'Entente globale de modulation n'a pas été révisée aux fins de la présente demande. Cependant, le Distributeur rappelle que le gain de 3,8 M\$, présenté dans le dossier R-3775-2011, reposait sur une moyenne des prix à terme du NYISO (Zone M) de 6 mois, soit de janvier à juin 2011. Cette estimation du gain de l'EGM est retenue dans le tableau ci-dessous.

Tableau R-19.4-a
**Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux avec prix à terme de
la Zone M du NYISO de mai 2010 à avril 2011**

	2010			2011			2012		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	3,5	381,9	108,5	5,0	506,4	101,6	6,3	638,7	101,4
<i>dont Transactions avec HQP</i>	-1,8	0,0		-1,9	20,4		-2,1	18,9	
COURT TERME	-0,4	3,9	s.o.	0,3	27,3	s.o.	0,2	18,7	s.o.
Achats d'énergie	0,7	47,3	65,0	0,6	30,5	49,6	0,4	17,2	47,4
Reventes d'énergie	-1,1	-50,7	44,9	-0,3	-8,7	27,7	-0,2	-6,1	30,9
Achats de puissance	s.o.	7,3		s.o.	5,5		s.o.	7,7	
GAIN ANTICIPÉ RELATIF À L'EGM							s.o.	-3,8	s.o.
SERVICE DE TRANSPORT		0,1			-			-	
TOTAL	3,1	385,8	123,8	5,3	533,7	101,0	6,5	653,6	101,1

Tableau R-19.4-b
**Calcul du prix de revente et du prix d'achat
(mai 2010 à avril 2011)**

	2011 mai à décembre	2012
Calcul du prix de revente		
NYMEX NY zone M (Pointe seulement)	46,1	47,5
Ajustements	17,0	16,6
- Pertes - Réseau HQT (5,4%)	2,4	2,4
- Réserve (entrée) sur NY	0,2	0,2
- Courtage	0,8	0,8
- Ajustement	5,0	5,0
- Service pt@pt HQT (\$US/MWh)	8,7	8,3
= Prix de revente (\$CAN/MWh)	27,7	30,9
Calcul du prix d'achat		
NYMEX NY zone M	40,1	41,5
Ajustements	5,9	5,9
+ Frais de sortie de NY	5,1	5,1
+ Frais de courtage	0,8	0,8
= Prix d'achat (\$CAN/MWh)	43,8	47,4

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 13 ;
 - (ii) Pièce B-0022, page 14 ;
 - (iii) Pièce B-0022, page 29 ;
 - (iv) Dossier R-3775-2011, pièce B-0005, page 17.

Préambule :

- (i) « De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'intégrer une estimation du gain attribuable au service de modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les mêmes paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$. »
- (ii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux
- (iii) Annexe B – Volume et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux
- (iv) Tableau 3.1 – Analyse de rentabilité de l'Entente globale de modulation par rapport à un scénario sans modulation – 2012

Demandes :

- 20.1 Veuillez concilier le gain indiqué aux références (i), (ii) et (iii) avec celui à la référence (iv).

Réponse :

D'une part, l'évaluation économique de l'Entente de modulation, déposée dans le dossier R-3775-2011, repose sur des prix à terme établis sur une période de six mois, soit du 1^{er} janvier au 30 juin 2011. La pratique qui consiste à utiliser des prix observés sur une longue période, a été utilisée par le Distributeur dans tous les récents dossiers d'approbation d'ententes visant les approvisionnements, incluant la suspension des livraisons de TCE et les conventions d'énergie différée. Les prix à terme de 2012 pour la zone M de l'état de New York s'établissaient alors à 42,4 \$/MWh. Ils ont conduit à une évaluation des avantages retirés en 2012 par l'Entente de modulation de 3,8 M\$ (voir à cet effet la référence (iv) mentionnée en préambule).

D'autre part, les prix à terme utilisés pour évaluer les coûts d'approvisionnement de l'année 2012 dans le présent dossier correspondent à la moyenne des prix relevés pendant le mois d'avril 2011. Cette pratique est conforme à celle utilisée dans les dossiers tarifaires pour évaluer les coûts d'approvisionnement de l'année témoin projetée. Ainsi, les prix établis pour la zone M s'élèvent à 42,9 \$/MWh. Afin d'assurer la cohérence de toutes les composantes du coût d'approvisionnement, le Distributeur a également révisé son évaluation des avantages reliés à l'Entente de modulation.

Ainsi, l'impact du passage d'un prix de marché (zone M) de l'électricité de 42,4 \$/MWh à 42,9 \$/MWh a pour effet de faire passer les avantages retirés de l'Entente de modulation de 3,8 M\$ à 4,2 M\$.

20.2 Veuillez indiquer si les coûts de revente du solde de modulation et ceux relatifs au service de modulation sont inclus aux références (ii) et (iii). Si oui, veuillez préciser. Si non, veuillez indiquer pourquoi.

Réponse :

Le « Gain anticipé relatif à l'EGM » de 4,2 M\$, qui figure aux références (ii) et (iii), inclut le coût du service de modulation et l'impact de la revente du solde de modulation. L'évaluation du 4,2 M\$ a été réalisée selon la même approche que celle utilisée pour établir les résultats présentés à la référence (iv) mentionnée en préambule.

20.3 Veuillez justifier l'inclusion de gains financiers au bilan des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux alors que les tableaux des références (ii) et (iii) ne font que rapporter les coûts tels qu'ils sont et tels qu'ils devraient être.

Réponse :

Les tableaux des références (ii) et (iii) rapportent les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux tels qu'ils devraient être. Dans l'attente d'une approbation de la Régie sur l'Entente de modulation, le Distributeur a plutôt basé ses évaluations détaillées sur un scénario sans Entente et présenté, sous une rubrique séparée, les réductions des coûts d'approvisionnements anticipées suite à l'adoption de l'Entente de modulation.

20.4 Advenant le cas où l'EGM (R-3775-2011) n'était pas acceptée par la Régie d'ici au 1er janvier 2012, veuillez en préciser les impacts quantitatifs et qualitatifs sur le présent dossier tarifaire.

Réponse :

À la lumière de la décision D-2011-160, le Distributeur est confiant d'obtenir l'approbation de la Régie en temps opportun.

21. Références : (i) Pièce B-0022, page 16 ;
(ii) Pièce B-0022, page 17 ;
(iii) Pièce B-0022, page 17 ;
(iv) Pièce B-0022, page 18.

Préambule :

(i) Tableau 7 – Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2010

(ii) Tableau 8 – Activités de revente en 2010 par type de transaction

(iii) « De plus, une transaction d'échange d'énergie de près de 300 GWh a été conclue avec le Producteur à un prix équivalent à celui de l'entente cadre, soit environ 87 \$/MWh. Cette transaction se justifiait par l'évolution des besoins constatée depuis le dépôt du dossier tarifaire 2011-2012, qui a amené le Distributeur à utiliser plus d'électricité patrimoniale durant l'été. Cette situation a toutefois causé une inadéquation importante relativement aux valeurs horaires de l'électricité patrimoniale pour les mois de septembre et d'octobre, obligeant ainsi le Distributeur à effectuer des achats de court terme importants pour couvrir des besoins dont le profil horaire irrégulier ne correspondait à aucun produit disponible sur le marché.

En effet, le Distributeur faisait face à un profil horaire d'automne caractérisé par des besoins importants en période hors pointe et des surplus en période de pointe. »

(iv) « Selon cette transaction d'échange, le Producteur s'engageait à recevoir les surplus du Distributeur et, en échange, lui garantissait le comblement de ses besoins pour des quantités équivalentes.

Cette transaction d'échange d'énergie avec le Producteur a donc été conclue dans une perspective de minimisation des coûts d'approvisionnement. Elle a permis au Distributeur de limiter le recours à l'entente cadre, soit l'alternative pour combler ce type de besoin, et d'éviter la revente à un prix nettement inférieur à 87 \$/MWh. En effet, les prix DAM à la zone M du NYISO ont été en moyenne de 45 \$/MWh pour les mois de novembre et décembre, et ce, avant les frais afférents à la revente. Cette transaction d'échange d'énergie (achat et vente) s'est soldée par un coût nul pour le Distributeur. »

Demandes :

21.1 Veuillez préciser les différences entre les transactions financières et les transactions d'échange d'énergie avec le Producteur.

Réponse :

Les transactions financières sont des transactions de revente à un prix à indice prédéterminé (ex.: prix du NYISO, zone M - 5) tandis que la transaction d'échange d'énergie est similaire à une transaction d'achat/revente au même prix qui se solde par un coût nul.

21.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à de telles transactions d'échange d'énergie par le passé. Si oui, veuillez préciser.

Réponse :

Non.

21.3 Veuillez faire la démonstration que la transaction d'échange d'énergie (achat et vente) s'est soldée par un coût nul pour le Distributeur en 2010.

Réponse :

Les quantités de 298 GWh et la valeur de 25,9 M\$ de la transaction d'échange présentées dans les activités de revente au tableau 8 de la pièce HQD-5, document 1, trouve leur contrepartie dans le sommaire des transactions d'achats figurant dans le Rapport annuel 2010 (HQD-3, document 1.3, tableau 3). Les mêmes montants de 298 GWh et 25,9 M\$ sont inclus dans les transactions bilatérales d'achat auprès du Producteur.

21.4 Veuillez indiquer si le Distributeur aurait pu éviter de conclure une transaction d'échange d'énergie avec le Producteur en 2010 s'il n'avait pas procédé à des transactions financières en cours d'année avec ce dernier. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur n'aurait pu éviter de conclure cette transaction d'échange d'énergie avec le Producteur. Au mois de juillet, le Gouvernement a demandé au Distributeur de mettre un TWh supplémentaire à la disposition de Rio Tinto Alcan, en faible hydraulité. Cette hausse subite et imprévisible des besoins du Distributeur l'amenait à faire des achats importants avec des profils de livraison très irréguliers. Il aurait été difficile de combler ces achats sur les marchés. À la même période, des surplus très proches des besoins énergétiques en achat apparaissaient au bilan énergétique pour les mois de novembre et décembre. La transaction d'échange d'énergie avec le Producteur s'avérait donc une solution avantageuse tant d'un point de vue économique qu'énergétique.

Par ailleurs, les transactions financières ont été mises en place suite à la décision de ne pas différer d'énergie afin de s'assurer de ramener le solde du compte à zéro avant la fin des conventions. Ainsi les transactions financières n'ont eu aucune incidence sur la décision de procéder à la transaction d'échange.

21.5 Considérant le plus récent bilan en énergie ainsi que la dernière prévision de la demande, veuillez indiquer si le Distributeur prévoit conclure des transactions d'échange d'énergie avec le Producteur pour 2011 et 2012.

Réponse :

Pour le moment, le Distributeur ne prévoit pas conclure de transactions d'échange d'énergie avec le Producteur pour 2011 ni pour 2012.

INVESTISSEMENTS 2012

- 22. Références :**
- (i) Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-8, document 2, page 9, tableau 5 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 2, page 11, tableau 6 ;
 - (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 2, page 9, tableau 5 ;
 - (iv) Pièce B-0038, page 10, tableau 5.

Préambule :

Les données présentées au tableau suivant sont tirées des quatre références ci-dessus :

Comparaison des investissements < 10 M\$

Année	Investissements autorisés	Investissements réels	Écart (réels - autorisés)
2007 (R-3677-2008)	654,7	595,0	-59,7
2008 (R-3708-2009)	640	624,1	-15,9
2009 (R-3740-2010)	663,9	623,5	-40,4
2010 (R-3776-2011)	702,1	603,4	-98,7

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer les écarts présentés au tableau en préambule (reports de projets dans le temps, abandons de projets ou autres).

Réponse :

L'analyse des écarts entre les investissements réels et ceux autorisés est déposée annuellement à la Régie dans le cadre du rapport annuel.

Les écarts favorables observés de 2007 à 2009 se situent principalement au niveau de l'enveloppe globale nécessaire au maintien des actifs. Ces écarts s'expliquent, entre autres, par le report et l'abandon de projets en technologie de l'information ainsi que par le report de projets pour le maintien des équipements des réseaux autonomes.

En ce qui a trait à 2010, le Distributeur souligne que la décision D-2010-022¹ de la Régie, laquelle demandait une réduction globale de 50 M\$ sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2010 sans requérir une réduction équivalente au niveau des investissements, a eu un impact direct sur le niveau d'investissement, au réel, tant en maintien des actifs qu'en croissance de la demande. En effet, afin de se conformer à la décision de la Régie, le Distributeur n'a eu d'autre choix que de réduire ses investissements afin d'être en mesure de réduire ses mises en service, expliquant ainsi l'écart favorable exceptionnel constaté en 2010.

22.2 Veuillez indiquer l'impact des variations entre les montants autorisés et le réel sur les revenus requis, pour les projets de moins de 10 M\$, pour chacune des années du tableau en préambule (charges d'exploitation, charges d'amortissement et base de tarification).

Réponse :

Le Distributeur précise que les écarts constatés au niveau des investissements n'ont pas d'effet dans l'immédiat sur le revenu requis. Ce n'est qu'une fois mis en service que les investissements sont intégrés à la base de tarification en tant qu'actifs en exploitation et qu'ils génèrent une dépense d'amortissement et un rendement. Le Distributeur présente donc au tableau R-22.2 la variation des mises en service entre les montants autorisés et le réel, pour les projets inférieurs à 10 M\$.

Tableau R-22.2
Mises en service des projets inférieurs à 10 M\$

Année	MES Réelles	MES année témoin	Ajustement des MES D-2010-022	Écart (réel - témoin)	
				(\$)	(%)
2007	617,3	688,3		-71,0	-10,3%
2008	622,2	632,0		-9,8	-1,6%
2009	575,3	565,0		10,3	1,8%
2010*	575,6	660,3	-75,0	-9,7	-1,5%

* la coupure de 50 M\$ au niveau de la moyenne 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2010 implique une baisse de 75 M\$ au niveau des mises en service.

L'écart au niveau des mises en service de 2007 a eu les impacts favorables suivants : 1,2 M\$ sur la charge d'amortissement et 2,6 M\$ de rendement sur la moyenne 13 soldes de la base de tarification.

¹ Voir le paragraphe 368 à la page 90.

Les écarts constatés de 2008 à 2010 ne sont pas significatifs. Ainsi, l'impact de ces écarts sur la charge d'amortissement et le rendement calculé sur la moyenne 13 soldes de la base de tarification est marginal.

Le Distributeur tient également à souligner qu'il planifie ses investissements et les mises en service qui en découlent au meilleur de sa connaissance et en fonction des données disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire. Compte tenu des faibles écarts constatés au tableau R-22-2, le Distributeur est satisfait de son processus de planification.

- 22.3 Veuillez justifier la hausse demandée au budget des investissements 2012 de moins de 10 M\$ (708,9 M\$ pour 2012 vs 654,2 M\$ pour 2011) étant donné l'historique des écarts présentés en référence.

Réponse :

Tel que spécifié en réponse à la question 22.1, l'écart favorable observé de 2007 à 2009 se situe principalement au niveau de l'enveloppe globale nécessaire au maintien des actifs, alors que l'écart de 2010 est plutôt dû à la réduction globale de 50 M\$ sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2010.

Pour sa part, la hausse demandée au budget des investissements 2012 de moins de 10 M\$ par rapport au montant reconnu pour 2011 n'est aucunement liée aux investissements en maintien des actifs. En effet, l'enveloppe globale en maintien des actifs demandée en 2012 est inférieure de 11,6 M\$ au montant reconnu pour 2011.

La hausse de 2012 se situe entièrement au niveau de l'enveloppe globale liée à la croissance de la demande. Tel que mentionné à la pièce HQD-8, document 5, page 10 et 11, l'augmentation du nombre de nouveaux clients, et par le fait même, l'augmentation de la charge sur le réseau du Distributeur, font une pression à la hausse sur les besoins d'investissement en croissance.

23. **Références :** (i) Pièce B-0041, pages 7 et 8 ;
(ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, pages 101 et 102.

Préambule :

- (i) Concernant le développement d'un outil d'aide à la décision dans le cadre de sa stratégie de maintenance et de renouvellement de son réseau de distribution, le Distributeur mentionne :

« Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur de déposer un suivi de l'avancement de son projet de développement d'un outil d'aide à la décision, dans le cadre de sa stratégie de maintenance et de renouvellement du réseau de distribution. Le Distributeur fait ainsi le point sur cette question.

L'outil permettant de modéliser les différents paramètres de maintenance et de renouvellement est actuellement opérationnel. Par son intermédiaire, le Distributeur a pu identifier un potentiel d'optimisation de sa stratégie de maintenance relativement aux « structures civiles », et ce, sur la base de données colligées depuis trois ans sur près de 3 000 structures civiles. Le Distributeur entend incorporer les résultats de cette approche d'optimisation à sa stratégie de maintenance visant les structures civiles en 2012.

Quant aux autres actifs de son réseau de distribution, le Distributeur prévoit recourir à la même approche d'optimisation. »

- (ii) Dans sa décision D-2011-028, la Régie réitérait sa demande au Distributeur de développer « un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni » ainsi qu'une description détaillée du concept d'outil d'aide à la décision envisagé afin de répondre à cette préoccupation.

Demandes :

- 23.1 Veuillez donner une description détaillée de l'outil d'aide à la décision développé et de son impact sur la prévision faite par le Distributeur des investissements en maintien des actifs de son réseau de distribution.

Réponse :

Le Distributeur tient à souligner que c'est la méthodologie présentée à l'annexe 1 de la pièce HQD-8, document 5, du dossier R-3740-2010, qui est au cœur de l'établissement de la prévision des investissements en maintien des actifs du réseau de distribution. L'outil « ODEMA » a été développé en support à cette méthodologie, dans le but de préciser le niveau d'investissement assurant la pérennité à long terme du réseau.

L'outil permet, à ce jour, d'ajuster le niveau des investissements en fonction du risque que peut représenter certaines structures civiles. Pour cet actif, l'outil ne peut cependant établir de lien direct entre les investissements et la fiabilité du réseau de distribution.

Actuellement, l'outil est fonctionnel pour l'actif « structures civiles ». Son apport à l'évaluation globale des investissements en maintien des actifs pour 2012 est de l'ordre de 5 %.

23.2 Veuillez indiquer en quoi l'outil d'aide à la décision développé permet de relier les investissements à la qualité du service rendu par le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.1.

24. Références : (i) Pièce B-0041, pages 10 et 11 ;
(ii) Dossier R-3740-2011, pièce B-1, HQD-13, document 1, page 122.

Préambule :

- (i) La section 2.4 du document en référence montre les investissements en croissance de la demande. Le budget demandé au poste « Alimentation des abonnés » se voit augmenter de 7,2 M\$ (pour un total de 204 M\$) par rapport à la demande du dossier R-3740-2010. Cette même section ne montre pas le montant demandé en « Mesure de la consommation ».
- (ii) Le tableau R-52.1 de cette référence montrait pour sa part une prévision de 40 500 nouveaux abonnés en 2012, pour un budget prévu de 196,7 M\$.

Demandes :

24.1 Veuillez produire un historique et prévisions des nouveaux abonnements similaires à celui de la référence (ii). Veuillez justifier la hausse prévue au présent dossier.

Réponse :

**Tableau R-24.1
Évolution des nouveaux abonnements et des investissements pour
l'alimentation des abonnés**

	Année historique	Autorisé D-2011-028	Année de base	Année témoin		
	2010	2011	2011	2012	2013	2014
Nouveaux abonnements résidentiels et agricoles ¹	48 699	41 000	41 000	43 000	38 000	38 750
Investissements (M\$)	205,4	196,8	196,8	204,0	199,6	202,4

¹ Correspond au nombre de nouveaux abonnements résidentiels et agricoles ayant servi à l'établissement des besoins en investissement en alimentation des abonnés.

La hausse des investissements pour l'alimentation des abonnés de l'année témoin 2012, par rapport au montant reconnu pour 2011, s'explique principalement par une révision à la hausse du nombre des nouveaux abonnements résidentiels et agricoles prévus.

Le Distributeur rappelle que d'autres éléments ont un impact important sur les investissements liés à l'alimentation des abonnés, éléments déjà présentés à la pièce HQD-13, document 1, annexe 1, page 5 du dossier R-3644-2007.

24.2 Veuillez produire le montant des investissements prévus pour 2011 en « Mesure de la consommation ».

Réponse :

Le montant des investissements en croissance de la demande prévu pour l'année de base 2011 en « Mesure de la consommation » s'élève à 13,1 M\$.

24.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a une objection à produire systématiquement aux prochains dossiers tarifaires les données demandées aux questions 3.1 et 3.2.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas d'objection à produire systématiquement aux prochains dossiers tarifaires les données demandées aux questions 24.1 et 24.2.

Cependant, le Distributeur tient à mentionner que depuis les dernières années, celui-ci a jugé pertinent de ne plus présenter sous un même tableau le niveau d'investissements en alimentation des abonnés et la prévision du nombre de nouveaux abonnés. En effet, bien que ces derniers constituent une variable importante dans l'évaluation des coûts, d'autres éléments ont également un impact, tel que précisé à la réponse à la question 24.1.

25. Référence : Pièce B-0041, pages 10 et 11.

Préambule :

Le Distributeur prévoit une enveloppe globale de l'ordre de 110 M\$ pour ses investissements en « Réseau de distribution » afin de répondre à la croissance de la demande pour 2012, en hausse de 43 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2011. Il justifie cette hausse en mentionnant :

« Au cours des dernières années, le nombre de nouveaux clients a augmenté de façon soutenue. Jusqu'à maintenant, le réseau du Distributeur a pu faire face à ces augmentations de charges avec un niveau d'investissement relativement stable. La situation tend cependant à changer. En effet, de plus en plus de projets sont associés à l'intégration de nouveaux postes satellites du Transporteur ou d'augmentation de capacité de ceux-ci. Sur une base individuelle, ces projets présentent des coûts importants. D'ailleurs, plusieurs d'entre eux nécessitent un investissement supérieur à 10 M\$ et font alors l'objet d'une demande d'autorisation spécifique à la Régie. Cette situation, conjuguée à un grand nombre de transferts de charge d'un poste satellite à un autre afin d'optimiser leur utilisation, justifie la hausse des investissements en croissance de la demande.

Le Distributeur tient à préciser que près de 60 % du réseau de distribution intégré est monophasé. Si cette situation n'implique pas d'inconvénients pour la grande majorité de la clientèle, elle peut être restrictive à certains endroits. Le Distributeur amorce donc une réflexion pouvant donner lieu à des ententes multipartenaires qui viseraient la conversion de portions du réseau monophasé en réseau triphasé. À cette fin, le Distributeur entend réaliser deux projets pilotes en 2012, lesquels lui permettront de préciser les modalités applicables.

Par ailleurs, le Distributeur tient à informer la Régie qu'il réalise, de concert avec le Transporteur, le projet d'intégration du nouveau poste Anse Pleureuse. Initié en 2010, ce projet n'a pas fait l'objet d'une demande spécifique puisque le Distributeur évaluait initialement son investissement à moins de 10 M\$. Le projet sera terminé en 2012 et il appert que les coûts finaux seront plutôt de l'ordre de 12 M\$. » (Nous soulignons)

Demandes :

25.1 Veuillez présenter un tableau des principaux travaux à effectuer aux postes satellites du Transporteur (transfert de charges et autres) représentant des investissements de moins de 10 M\$ ainsi que les montants associés.

Réponse :

Le tableau suivant présente les projets à réaliser en lien avec l'intégration de nouveaux postes satellites du Transporteur ainsi que les prévisions aux investissements qui y sont associées pour 2012.

Tableau R-25.1

Intitulé	2012 (M\$)
Ajout d'un transformateur au poste St-Lin	1,1
Intégration du nouveau poste Lachenaie	5,5
Ajout de transformateurs au poste Lavaltrie	2,8
Transfert de charge du poste Limbour vers le poste Gamelin	1,3
Report du poste Blainville Nord	3,1
Intégration du nouveau poste Anse-Pleureuse	5,0
Conversion de la tension de 12 kV à 25 kV du poste Saraguay	2,8
Transfert de charge du poste Napierville vers le poste L'Acadie	1,0
Transfert de charge du poste Beauport vers le poste Limoilou	3,6

25.2 Veuillez présenter les détails et justifier les projets pilotes de conversion des réseaux monophasés vers des réseaux triphasés ainsi que les montants associés.

Réponse :

Tel que précisé à la page 11 de la pièce HQD-8, document 5, l'utilisation du monophasé peut être restrictive à certains endroits. Ainsi, le Distributeur a entamé une réflexion pouvant donner lieu à des ententes multipartenaires qui viseraient la conversion de portions du réseau monophasé en réseau triphasé. Le projet pilote permettra, entre autres, d'élaborer différents critères et paramètres d'admissibilité ainsi que de déterminer la responsabilité de chacun des partenaires (Hydro-Québec, le gouvernement et les entreprises), le partage des coûts et l'envergure d'un éventuel programme.

25.3 Veuillez présenter les objectifs et les coûts associés au projet d'intégration du nouveau poste Anse Pleureuse, initié en 2010 et dont les coûts finaux pour le Distributeur seront supérieurs à 10 M\$ (12 M\$).

Réponse :

Le projet du nouveau poste Anse-Pleureuse 230/25 kV constitue une solution conjointe du Transporteur et du Distributeur. Il est important de noter que ce projet n'a pas fait l'objet d'une demande d'autorisation du Transporteur à la Régie puisque son coût est inférieur à 25 M\$.

Le projet du Distributeur, lequel consiste en l'intégration du nouveau poste, a pour objectif de permettre aux postes de Grande-Vallée et d'Anse-Pleureuse d'assurer mutuellement la relève de leur capacité ferme par le réseau de distribution. De plus, il vise à assurer une meilleure flexibilité d'exploitation du réseau de distribution dans ce secteur et un temps de rétablissement plus rapide.

Le tableau R-25.3 présente les coûts prévus du projet :

Tableau R-25.3

Activités	Coûts prévus (M\$)
Ingénierie	0,8
Travaux civils	0,1
Travaux électriques aériens	9,5
Travaux électriques souterrains	0,1
Réserve pour imprévus	0,8
<i>Sous-total (en \$ courants)</i>	<i>11,3</i>
Frais d'emprunt capitalisés	1,1
Total	12,4

- 26. Références :** (i) Pièce B-0041, pages 15 et 16 ;
(ii) Dossier R-3740-2011, pièce B-1, HQD-8, document 5, page 16.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente à la section 5 de la référence un tableau d'évolution des besoins d'investissements prévus à long terme, ainsi que des explications, notamment en ce qui concerne le poste de « Croissance de la demande » :

«

**TABLEAU 9
ÉVOLUTION DES BESOINS D'INVESTISSEMENT PRÉVUS À LONG TERME (M\$)**

CATÉGORIES	Année de base 2011	Année témoin 2012	2013	2014	2015	2016
Maintien des actifs	336,8	396,1	553,8	536,6	468,7	372,9
Amélioration de la qualité	49,5	52,1	32,8	29,9	31,9	28,4
Croissance de la demande	412,8	439,5	489,7	513,3	463,0	422,0
Respect des exigences	69,0	68,9	69,4	69,6	68,9	69,4
TOTAL	868,1	956,6	1 145,6	1 149,4	1 032,5	892,7

[...]

En ce qui a trait aux investissements prévus en croissance de la demande, le projet majeur CATVAR ainsi que les projets de travaux d'intégration du réseau de distribution aux postes satellites expliquent l'essentiel de l'évolution des besoins sur la période observée ».

- (ii) Le Distributeur présentait au précédent dossier cette même information :

«

**TABLEAU 9
ÉVOLUTION DES BESOINS D'INVESTISSEMENT PRÉVUS À LONG TERME (M\$)**

CATÉGORIES	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Maintien des actifs	346,3	432,8	621,7	544,6	356,7
Amélioration de la qualité	57,3	67,3	22,6	22,0	24,0
Croissance de la demande	403,9	395,7	420,3	448,7	378,1
Respect des exigences	61,6	57,5	60,5	64,7	66,6
TOTAL	869,2	953,3	1 125,1	1 080,0	825,3

[...]

En ce qui a trait aux investissements prévus en croissance de la demande, le projet majeur « Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive en réseau » et les projets de travaux d'intégration du réseau de distribution aux postes satellites expliquent essentiellement l'évolution des besoins sur l'horizon observé. »

Demande :

- 26.1 Veuillez élaborer sur l'augmentation des besoins d'investissements prévus à long terme en croissance de la demande.

Réponse :

L'augmentation à long terme des besoins en investissements pour la croissance de la demande se situe principalement au niveau des projets visant à solutionner les problèmes de surcharge des équipements du réseau de distribution ainsi que de dépassement de capacité des postes satellites du Transporteur. Les paramètres et critères de planification des investissements en croissance de la demande ont été décrits à l'annexe 1 de la pièce HQD-13, document 1, du dossier R-3644-2007.

PGÉE

27. Référence : Pièce B-0044, pages 9 et 18.

Préambule :

À la page 9, le Distributeur indique, au sujet du service *Comparez-vous* :

« Il ressort des résultats du projet pilote réalisé en 2010 que la stratégie d'envoi systématique du rapport Comparez-vous aux anciens participants du Diagnostic résidentiel Mieux Consommer (DRMC) doit être raffinée. De plus, le développement du projet ayant nécessité plus d'efforts que prévu, le lancement du service Comparez-vous a dû être reporté de quelques semaines, ce qui a pour effet de réduire les gains prévus de 21 GWh en 2011. »

À la page 18, le Distributeur indique que le service *Comparez-vous* du programme *Diagnostic résidentiel* permet de « sensibiliser les clients n'ayant pas répondu aux approches de sensibilisation précédentes. »

Selon le Distributeur, les résultats du projet-pilote réalisé en 2010 ont été concluants : l'évaluation préliminaire du gain unitaire encourage le Distributeur à lancer le service *Comparez-vous* à grande échelle à l'automne 2011.

Demandes :

27.1 Veuillez concilier les affirmations des pages 9 et 18 quant au succès du projet-pilote du service *Comparez-vous*.

Réponse :

Le projet pilote a été concluant en termes de gains énergétiques puisqu'il aura permis de valider les gains liés à la stratégie *Approche de renouvellement*. Cette approche consiste en l'envoi du rapport *Comparez-vous* aux anciens participants du Diagnostic résidentiel Mieux Consommer (DRMC).

Toutefois, durant le pilote, la mise à jour des informations du client a été limitée en raison de la plate-forme informatique temporaire utilisée. Le Distributeur pourra désormais mieux évaluer la portée de cette approche après l'implantation informatique complète du service *Comparez-vous*.

Malgré cette contrainte, le pilote a démontré la réceptivité des clients ayant reçu ces rapports et leur propension à appliquer les conseils reçus afin d'économiser l'électricité.

En phase d'exploitation, le Distributeur prévoit raffiner l'approche pour les clients ayant participé au DRMC dès son démarrage en 2003. De plus, l'utilisation d'Internet sera privilégié, car il permet au client de modifier le questionnaire (son profil) et d'obtenir des résultats comparatifs à jour très rapidement. Pour les clients n'ayant pas accès à Internet, le Distributeur prévoit une étape avant le déploiement afin de comparer lequel du questionnaire papier ou téléphonique est le plus adéquat .

- 27.2 Veuillez élaborer sur le fait que l'approche préconisée par le service *Comparez-vous* permette de « *sensibiliser les clients n'ayant pas répondu aux approches de sensibilisation précédentes* », en accentuant sur les différences entre les approches précédentes et celle du service *Comparez-vous*.

Réponse :

Le service *Comparez-vous* permettra de rejoindre plus de clients principalement pour deux raisons.

Tout d'abord, le questionnaire du *Comparez-vous* a été simplifié par rapport à celui du DRMC, ce qui donne l'opportunité à plus de clients d'y répondre. Par exemple, les locataires étaient peu nombreux à participer du fait qu'ils ne disposaient pas d'assez d'informations sur leur bâtiment et son enveloppe thermique pour pouvoir compléter adéquatement le questionnaire. Le questionnaire du *Comparez-vous* comprend seulement onze questions d'ordre général, ce qui, en outre, rend le questionnaire plus rapide à compléter (moins de cinq minutes), tout en offrant aux clients un rapport complet.

De plus, le taux de pénétration du DRMC dans le segment des locataires était limité parce que le participant devait avoir au moins un an d'historique au contrat afin d'émettre une analyse énergétique valable. Dans le cas du service *Comparez-vous*, il est possible d'émettre un comparatif valable de la consommation même sans avoir un historique d'un an. Le nombre minimum de jours facturés au contrat

Réponses à la demande de renseignements n°1 de la Régie

a été établi à 280. Par conséquent, davantage de locataires non éligibles au DRMC pourront se prévaloir du service Comparez-vous.

27.3 Veuillez déposer les résultats d'évaluation du projet-pilote, ainsi que les données de cet examen, dont, notamment, le nombre de participants, la taille de l'échantillon et les résultats observés en termes de gain unitaire.

Réponse :

Le projet pilote a été suivi d'une démarche de validation des économies présumées, comportant également des recommandations pour la future démarche d'évaluation. L'étude a été réalisée environ six mois après l'émission des résultats Comparez-vous

Les tableaux R-27.3-A et R-27.3-B présentent les informations demandées, en date du 31 mai 2011.

Tableau R-27.3-A

	(Population) Nb client ciblés	Nb de résultat émis (participants)	Échantillon de participants	Échantillon de non participants
Approche 1 *	4 000	4 000	1 602	0
Approche 2 **	81 057	13 777	3 506	480

* Émission d'un résultat *Comparez-vous* à un ancien participant au DRMC, en moyenne 6 mois auparavant ; il s'agit de l'*Approche de renouvellement*.

** Sollicitation à compléter le questionnaire *Comparez-vous* aux non-participants au DRMC.

Tableau R-27.3-B

Méthodologie	Démarche de validation du gain présumé					
	1	2	3	4	5	6
	Économies brutes	Économies influencées par le programme	Économies influencées totales, incluant intention	Estimation non statistique (extrapolation provinciale)	Estimation nette (sans chevauchement avec DRMC)	Économie estimée par rapport émis
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Approche 1 *	206	159	189	243	0 à 148 ⁺	104 ⁺⁺
Approche 2 **	178	129	163	148	148	148

- * Émission d'un résultat *Comparez-vous* à un ancien participant au DRMC, en moyenne 6 mois auparavant ; il s'agit de l'*Approche de renouvellement*.
- ** Sollicitation à compléter le questionnaire *Comparez-vous* aux non-participants au DRMC.
- + le gain unitaire est de 0 kWh si le Renouvellement est émis suite à un DRMC récent ; le gain unitaire est de 148 kWh si le Renouvellement est émis au moins 1,5 an après un DRMC
- ++ En moyenne pour l'ensemble des Renouvellements émis, le gain serait 104 kWh.

28. Référence : Pièce B-0044, page 22.

Préambule :

Au sujet de la promotion des produits *Mieux Consommer-ENERGY STAR®*, le Distributeur indique qu'il travaille actuellement à la qualification de nouvelles opportunités :

« Plus précisément, il étudie le potentiel de nouvelles mesures telles que les aérateurs de robinet d'eau chaude et les clapets anti-retour pour les sècheuses. »

Demandes :

28.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a déjà fait la promotion de telles mesures dans le cadre de programmes et interventions passées.

Réponse :

De 1991 à 1993, le Distributeur a en effet déployé un programme de promotion de produits économiseurs d'énergie (Les Éconos) incluant, entre autres, les aérateurs de robinet d'eau chaude et les clapets anti-retour pour les sècheuses. L'objectif était de sensibiliser la clientèle résidentielle à ce type de produits, de faciliter leur achat en assurant leur disponibilité et d'intensifier leur commercialisation.

Durant la même période, les aérateurs de robinets à débit réduit étaient également visés par le programme « Écokilo », lequel consistait à faire une analyse des habitudes de consommation de la clientèle québécoise, analyse semblable au programme actuel DRMC. En remplissant le questionnaire, le client avait droit à un ensemble d'accessoires économiseurs d'énergie.

28.1.1. Le cas échéant, veuillez justifier que ces mesures soient considérées comme nouvelles et que leur potentiel soit étudié de nouveau.

Réponse :

Il ne s'agit pas de nouvelles mesures mais plutôt d'une nouvelle génération de produits générant un potentiel additionnel. Le Distributeur maintient continuellement des activités de vigie pour les

mesures incluses dans le PTÉ et évalue régulièrement les nouvelles opportunités qui présentent des potentiels additionnels.

Dans le cas des aérateurs de robinet d'eau chaude, une nouvelle génération d'aérateurs permet de réduire sensiblement le débit d'eau par minute et donc d'accroître le potentiel d'économies d'énergie. L'installation de ces aérateurs à débit réduit est d'ailleurs requise dans le cas d'une certification LEED.

Dans le cas des clapets anti-retour pour sècheuse, le Distributeur a également examiné l'existence d'un potentiel additionnel pour cette mesure. Toutefois, les résultats montrent que les gains potentiels sont moindres que ceux espérés. Aussi, le Distributeur se limitera à intégrer cette mesure dans son approche de sensibilisation au programme *Mieux consommer*.

- 28.1.2. Sinon, veuillez élaborer sur la différence entre ces mesures et celles déjà promues par le Distributeur dans le cadre de programmes et interventions passées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 28.1.1.

29. Référence : Pièce B-0044, page 27.

Préambule :

Le Distributeur indique avoir analysé l'opportunité de promouvoir les systèmes de récupération de chaleur des eaux grises et se propose de lancer le programme *Récupérateurs de chaleur des eaux grises - Nouvelles constructions* à l'automne 2011, dans le marché de la nouvelle construction résidentielle.

Demandes :

- 29.1 Veuillez déposer cette analyse, tenant compte notamment, mais non exclusivement, des hypothèses retenues pour les différents marchés considérés, en termes de gains unitaires, de taille des marchés visés et de coûts pour le Distributeur et les participants.

Réponse :

Avant l'introduction d'un programme à son portefeuille, le Distributeur effectue une série d'analyses afin de confirmer les différentes

hypothèses technico-économique et définir les objectifs d'un éventuel programme d'économie d'énergie.

Dans le cas du programme *Récupérateurs de chaleur des eaux grises – Nouvelles constructions*, le Distributeur a analysé le marché et établi ses objectifs à partir des prévisions de mise en chantier par type de résidences dont le chauffage de l'eau est à l'électricité. Des hypothèses de taux de pénétration et de niveaux d'aide financière aux participants et aux plombiers ont été fixées compte tenu des différentes barrières de marché. Des coûts de commercialisation, de développement et d'exploitation de programme ont également été estimés. Les gains unitaires ont été validés par le LTÉ à la suite d'un banc d'essai qui a testé deux technologies et sur la base de données de consommation associée aux douches. Les hypothèses sont présentées dans le tableau R-29.1.

**Tableau R-29.1
Principales hypothèses**

	2012
Prévision de mise en chantier TAE (nombre de logements)	
Unifamilial	16 835
Duplex/Triplex	2 886
Logement	14 089
Total	33 810
Objectifs commerciaux (nombre de systèmes)	
Unifamilial	2 819
Duplex/Triplex	496
Logement	2 423
Total	5 738
Gain unitaire moyen (kWh/an)	
Unifamilial	606
Duplex/Triplex	430
Logement	350
Coût HQD (k\$)	
Développement, commercialisation, exploitation	1 175
Aide financière (clients + plombiers)	4 406
Total	5 581
Coût participant (k\$)	0

29.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé la possibilité de réaliser un projet-pilote avant de lancer le programme *Récupérateurs de chaleur des eaux grises*.

Réponse :

Comme le Distributeur l'indiquait à la section 5.1.7 de la pièce HQD-8, Document 8 du dossier R-3740-2010, il a réalisé en 2009 un projet-pilote dans le cadre de ses activités PISTE pour le programme *Récupérateurs de chaleur des eaux grises – nouvelle construction*.

29.2.1. Si oui, veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait.

Réponse :

Voir la réponse à la question 29.2.

29.2.2. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Sans objet.

29.3 Veuillez confirmer que cette mesure est incluse dans l'étude de potentiel technico-économique pour les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et agricole, déposée en 2011 par le Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Cette mesure était également incluse dans l'évaluation du PTÉ réalisée en 2005 et présentée dans le cadre du dossier R-3584-2005 (pièce HQD-3, Document 1, annexes B et C).

29.3.1. Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi cette mesure particulière a été retenue pour le PGEÉ 2012.

Réponse :

La mesure est retenue à la suite des résultats du projet pilote mis en place en 2009 dans le cadre du programme *PISTE* et qui a permis de vérifier les différentes hypothèses technico-économique et commerciales. Celles-ci indiquaient une opportunité intéressante et justifiaient la présente demande à la Régie dans le cadre du PGEÉ 2012.

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 32 ;
 - (ii) Pièce B-0044, page 8 ;
 - (iii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 113.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que le programme *Approche clés en main* n'est plus offert.

Le tableau 2.2 de la référence (ii) présente les révisions apportées au budget 2011 du PGEÉ :

TABLEAU 2.2 : RÉVISIONS AU BUDGET 2011

Programmes	R-3740-2010		D-2011-028		Révision HQD	
	M\$	GWh	M\$	GWh	M\$	GWh
Approche clés en main	82	121	50	s/o	11	6
Nouveau volet Petits clients affaires de OIEÉB	s/o	s/o	s/o	s/o	3	10
OIEÉB (sans Petits clients affaires)	71	190	51	s/o	51	133
OIEÉSI	40	191	20	s/o	39	198
Total	193	502	121	s/o	104	346

À la référence (iii), en ce qui a trait notamment à l'*Approche clés en main* : « La Régie retient des réponses fournies par le Distributeur qu'aucune pénalité n'est associée à de tels contrats multi-annuels, advenant que le montant annuel autorisé par la Régie pour les programmes visés soit inférieur au montant demandé par le Distributeur. »

Demandes :

30.1 Veuillez détailler les postes budgétaires permettant de totaliser les 11 M\$ prévus au budget 2011 révisé de l'*Approche clés en mains*.

Réponse :

L'information est présentée au tableau 1 à la page 7 de la pièce HQD-16, Document 6 du dossier R-3740-2010.

30.2 Veuillez confirmer qu'aucune pénalité ou compensation n'a été versée, sur le montant de 11 M\$ prévu au budget 2011 révisé, en lien avec l'abandon de l'*Approche clés en main*.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 31. Références :** (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 126 ;
(ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-055, page 5.

Préambule :

Dans sa décision D-2011-028, en référence (i), la Régie demande au Distributeur de déposer, « *tenant compte des budgets autorisés* », une mise à jour du tableau 6.5 « *Impact sur les tarifs du Distributeur en M\$ courants.* »

Dans la décision D-2011-055, en référence (ii), la Régie prend acte de « *l'impossibilité pour le Distributeur de fournir, dès maintenant, l'information telle que demandée par la Régie concernant le tableau 6.5.* »

Demande :

31.1 Tenant compte des dépenses anticipées pour 2011, veuillez mettre à jour le tableau 6.5 dont il est question à la référence (i).

Réponse :

Le tableau R-31.1 présente l'information demandée.

Tableau R-31.1

ANALYSE FINANCIÈRE PGÉE 2011-2015										
IMPACT NET SUR LES TARIFS (M\$ COURANTS)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GLOBAL RESIDENTIEL										
Impact du compte de frais reportés	2,1	14,6	25,1	33,9	41,0	46,2	44,3	42,3	40,4	38,5
Coûts évités par le Distributeur	-7,9	-24,6	-38,6	-52,0	-65,3	-72,9	-70,7	-65,8	-59,6	-50,7
Pertes de revenus	9,6	29,3	45,5	61,5	77,1	86,2	85,4	80,9	70,8	58,4
Impact net sur les tarifs	3,8	19,4	32,1	43,3	52,8	59,4	59,0	57,5	51,6	46,2
GLOBAL AFFAIRES										
Impact du compte de frais reportés	2,0	13,6	25,9	41,6	58,2	72,1	69,1	66,2	63,3	60,4
Coûts évités par le Distributeur	-2,8	-13,3	-25,8	-44,8	-66,3	-84,7	-86,1	-87,2	-88,1	-89,2
Pertes de revenus	3,6	17,2	34,9	63,6	94,0	119,9	124,2	128,2	127,5	126,8
Impact net sur les tarifs	2,8	17,5	34,9	60,4	85,9	107,2	107,3	107,2	102,6	98,0
GLOBAL INDUSTRIEL										
Impact du compte de frais reportés	1,1	6,9	10,7	14,5	18,3	21,2	20,3	19,5	18,6	17,7
Coûts évités par le Distributeur	-4,6	-10,9	-14,0	-17,9	-22,0	-24,7	-25,2	-25,7	-26,2	-26,7
Pertes de revenus	5,1	12,1	15,7	19,8	24,1	26,6	27,3	27,9	27,8	27,8
Impact net sur les tarifs	1,6	8,1	12,3	16,4	20,4	23,0	22,4	21,6	20,2	18,8
TRONC COMMUN & AUTRES										
Impact du compte de frais reportés	1,0	6,7	12,8	19,1	25,6	30,6	30,2	29,7	28,8	27,8
Coûts évités par le Distributeur	-0,2	-0,7	-1,6	-2,7	-4,1	-5,5	-6,6	-7,7	-8,6	-9,3
Pertes de revenus	0,2	0,9	1,9	3,3	5,0	6,8	8,5	10,2	11,2	12,0
Impact net sur les tarifs	1,0	6,8	13,1	19,7	26,5	31,9	32,1	32,1	31,4	30,5
GRAND TOTAL										
Impact du compte de frais reportés	6,3	41,8	74,5	109,0	143,1	170,0	164,0	157,7	151,2	144,5
Coûts évités par le Distributeur	-15,5	-49,5	-80,0	-117,3	-157,7	-187,8	-188,6	-186,4	-182,6	-175,9
Pertes de revenus	18,5	59,6	98,0	148,2	200,2	239,4	245,3	247,2	237,3	225,0
Impact net sur les tarifs du Distributeur	9,3	51,8	92,4	139,9	185,6	221,6	220,7	218,5	205,9	193,5

Les données de l'année 2011 utilisées sont les résultats anticipés présentés au tableau 2.3 de la pièce HQD-8, Document 8.

Pour la période 2012-2015, les données du marché industriel et des programmes *OIEÉB* et *Approche clés en main* sont celles ayant servi à produire le tableau 6.5 présenté à l'annexe A de la pièce HQD-16, Document 6 du dossier R-3740-2010. Pour tous les autres programmes, les données sont celles présentées aux tableaux A-1 et A-5 de l'annexe A de la pièce HQD-8, Document 8 du dossier R-3740-2010.

Le Distributeur émet d'importantes réserves face à l'utilisation et l'interprétation du tableau R-31.1. Les données utilisées sont périmées et ne correspondent pas aux propositions actuelles du Distributeur. En outre, les résultats sont basés sur une combinaison de résultats anticipés et de prévisions réalisées à des moments différents. Conséquemment, le Distributeur soumet respectueusement que le tableau 6.8 présenté à la pièce HQD-8, Document 8 offre une perspective beaucoup plus utile de la stratégie proposée pour l'ensemble des programmes du PGEÉ, incluant ceux visant le marché affaire.

- 32. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 117 ;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-055, page 6 ;
 - (iii) Pièce B-0045, page 5.

Préambule :

Dans sa décision D-2011-028, en référence (i), la Régie autorise pour 2011 des budgets maximaux de 51 M\$ pour l'*Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et de 20 M\$ pour l'*Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)*.

Dans la décision D-2011-055, en référence (ii), la Régie rappelle au Distributeur qu'il dispose, au besoin, de certains outils d'ajustement budgétaires, dont la contingence et la flexibilité budgétaire : « *Cependant, tout ajustement apporté a posteriori aux budgets doit être dûment justifié par le Distributeur dans le cadre du dossier tarifaire subséquent.* »

Au tableau A-1, en référence (iii), les dépenses 2011 anticipées pour l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI* sont, respectivement, de 54 M\$ et 39 M\$.

Demande :

- 32.1 Tenant compte du rappel fait dans la décision D-2011-055 (référence (ii)), veuillez justifier le fait que les dépenses anticipées pour l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI* (en

référence (iii)) soient supérieures aux budgets autorisés dans la décision D-2011-028 (référence (i)).

Réponse :

Pour le programme *OIEÉB*, le budget a été majoré afin de tenir compte de l'intégration d'un volet visant les petits commerces (*Petits clients affaires*). Voir à cet effet la réponse à la question 33.3.

Pour le programme *OIEÉSI*, la décision D-2011-055 de la Régie accordait un budget de 20 M\$ en 2011. Comme le Distributeur le soulignait en réponse à la question 59.4 de la Régie à la pièce HQD-13, Document 1 du dossier R-3740-2010, cette demande de 40 M\$ incluait une somme de 17 M\$ visant à couvrir le traitement des projets déjà soumis dans le cadre des anciens programmes (*Appui aux initiatives-Systèmes industriels (AISI), PIIGE, PADIGE et PAMUGE*), afin de respecter les engagements contractuels du Distributeur envers les participants.

Les résultats anticipés pour 2011 présentés dans le présent dossier sont de 39 M\$. Ce montant inclut toujours 17,4 M\$ d'appuis financiers pour les projets des anciens programmes. Le solde de 21,6 M\$ couvre, d'une part, les appuis financiers pour le nouveau programme, estimés à 10 M\$, et, d'autre part, les frais de développement, d'exploitation et de commercialisation des anciens et nouveaux programmes industriels pour une somme de 11,6 M\$.

En respect des décisions D-2011-028 et D-2011-055, seuls les volets du programme *OIEÉSI* qui utilisent le surcoût comme base de référence, soit les *Mesures prescriptives* et la *Nouvelle construction, agrandissement ou ajout de chaîne de production*, sont offerts en 2011.

Le Distributeur voulait ainsi assurer une présence minimale dans le marché industriel. Cette présence lui permet de contribuer aux résultats des années futures, de préserver sa relation d'affaires avec ses partenaires et clients, et de maintenir son expertise interne.

- 33. Références :** (i) Pièce B-0044, page 33 ;
(ii) Pièce B-0045, pages 5 et 9.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur estime l'impact du démarrage plus lent de l'*OIEÉB* à 25 GWh pour 2011, mais indique « *que ce léger retard pourra être rattrapé sur l'horizon du programme.* » Le Distributeur prévoit, pour 2011, un objectif de 133 GWh et des dépenses de 51 M\$.

Au tableau A-1, en référence (ii), les dépenses 2011 anticipées pour l'*OIEÉB* sont de 54 M\$. Au tableau A-5, à la même référence, les économies d'énergies anticipées en 2011 pour l'*OIEÉB* sont de 142 GWh.

Demandes :

33.1 Veuillez spécifier l'horizon du programme *OIEÉB* dont il est question en référence (i).

Réponse :

L'horizon du programme est de 2011 à 2015.

33.2 Veuillez préciser les actions prévues par le Distributeur pour rattraper le « *léger retard* » de 25 GWh (soit 20 % des objectifs de 2011) dont il est question en référence (i).

Réponse :

L'écart de 25 GWh ne sera pas rattrapé en 2011. Il a été ajouté et réparti aux années subséquentes 2012 à 2015. Étant donné le faible écart, soit environ 6 GWh additionnels par année, les actions actuelles prévues au programme devraient suffire à atteindre ces 6 GWh annuels supplémentaires.

33.3 Veuillez concilier les objectifs et dépenses anticipés en 2011 pour l'*OIEÉB* aux références (i) et (ii). Veuillez corriger l'une ou l'autre référence, le cas échéant.

Réponse :

À la référence (i), le Distributeur réfère au programme *OIEÉB* dans sa structure originale présentée à la Régie dans la demande R-3740-2011. À la suite de la décision D-2011-028, les budgets pour ce programme ont effectivement été réduits à 51 M\$ pour réaliser 133 GWh, comme le Distributeur l'annonçait à la section 2.2 de la pièce HQD-16, Document 6 du dossier R-3740-2011. Le tableau A-1 à la référence (ii) reflète l'intégration au programme *OIEÉB* original d'un nouveau volet *Petits clients affaires*, présenté lui aussi à la référence (i). Ce volet requiert un budget annuel de 3 M\$ pour la réalisation de 10 GWh en 2011. Le budget total pour le programme *OIEÉB* bonifié est donc de 54 M\$ et les économies générées de 142 GWh. Ces éléments avaient également été annoncés en suivi de la décision D-2011-028.

34. Référence : Pièce B-0044, page 34.

Préambule :

En ce qui a trait à l'OIEÉSI, le Distributeur indique que les prévisions combinées des anciens programmes (*Appui aux initiatives-Systèmes industriels, PIIGE, PADIGE et PAMUGE*) et des volets mis en œuvre du nouveau programme sont de 198 GWh économisés en 2011, pour des dépenses de 39 M\$. Le Distributeur estime à 17,4 M\$ la somme requise pour couvrir l'aide financière associée aux dossiers déposés dans le cadre des anciens programmes.

Demandes :

34.1 Veuillez indiquer si la somme de 17,4 M\$ requise pour couvrir l'aide financière associée aux programmes *Appui aux initiatives-Systèmes industriels, PIIGE, PADIGE et PAMUGE* doit permettre de finaliser le retrait de ces programmes.

Réponse :

Non, la somme de 17,4 M\$ permet de verser les appuis financiers des projets réalisés et approuvés dans le cadre des anciens programmes, uniquement pour l'exercice financier 2011.

Le Distributeur a mis fin aux programmes le 31 décembre 2010. Les clients ont pu proposer leurs projets au Distributeur jusqu'à cette date. Les modalités des anciens programmes octroient aux clients jusqu'à deux années pour réaliser les projets proposés, soit jusqu'au 31 décembre 2012.

C'est pourquoi, le Distributeur devra prévoir de nouvelles sommes en 2013 pour traiter les projets déposés dans le cadre des anciens programmes.

Le Distributeur pourra préciser, lors de sa demande budgétaire 2013, l'envergure des GWh attendus, de l'aide financière à être versée ainsi que l'échéancier de réalisation des projets en fonction des informations à recevoir des clients.

34.1.1. Sinon, veuillez fournir le calendrier de retrait et les sommes prévues à cette fin.

Réponse :

Voir la réponse à la question 34.1.

35. Référence : Pièce B-0044, pages 34 à 37.

Préambule :

La proposition du Distributeur pour l'OIEÉSI comporte, en 2012, sept volets, classés en deux catégories : le *Soutien à l'analyse* et le *Soutien à l'investissement*. Le *Soutien à l'analyse* a été mis en œuvre comme prévu en 2011.

Le *Soutien à l'investissement* comporte cinq volets :

- 1) *Modernisation*
- 2) *Modernisation grands projets*
- 3) *Démonstration technologique*
- 4) *Mesures prescriptives*
- 5) *Agrandissement, nouvelle construction ou ajout de ligne de production.*

Les volets 4 et 5 ont été mis en œuvre comme prévu en 2011. Cependant, compte tenu que la notion de surcoût par rapport à un règlement ou à un standard de marché ne peut s'appliquer aux volets 1 et 2, le Distributeur n'était pas en mesure de les mettre en œuvre en 2011.

Demandes :

35.1 Veuillez indiquer si le volet 3 (*Démonstration technologique*) du *Soutien à l'investissement* de l'OIEÉSI a été lancé en 2011.

Réponse :

Non. Ce volet ne pourra être lancé que si le Distributeur obtient l'approbation de la Régie pour sa demande budgétaire 2012.

35.1.1. Le cas échéant, veuillez élaborer sur l'application de la notion de surcoût, en lien avec ce volet.

Réponse :

Sans objet.

36. Référence : Pièce B-0044, pages 35 et 36.

Préambule :

Dans sa proposition relative à l'OIEÉSI, le Distributeur souligne que les volets *Modernisation* et *Modernisation grands projets* s'appliquent aux procédés industriels, où l'absence de référence de marché est la règle. Dans ce cas, la pratique nord-américaine consiste à utiliser comme référence pour le calcul des gains énergétiques et des coûts

des mesures (appelés coûts totaux dans le dossier R-3740-2010) la situation existante du client. Cette façon de faire est la pratique établie par des organismes reconnus.

Le Distributeur réfère, à cet égard, aux documents « *Understanding Cost Effectiveness of Energy Efficiency Programs : Best Practices, Technical Methods and Emerging Issues for Policy-Makers-A resource of the National Plan for Energy Efficiency* » et « *Common EM&V Methods and Savings Assumptions Project.* »

Demandes :

36.1 Veuillez indiquer si les organismes reconnus dont il est question en référence sont l'Environmental Protection Agency (EPA) et KEMA.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

36.1.1. Sinon, veuillez préciser de quels organismes il est question.

Réponse :

Sans objet.

- 37. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 36 et 37 ;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 116 ;
 - (iii) Pièce B-0044, page 33.

Préambule :

À la référence (i) le Distributeur présente le programme *OIEÉB*, qui comprend deux volets. Le volet *Approche sur mesure* offre des services d'accompagnement, la réalisation d'audits ou le montage de dossier. Le volet *Approche prescriptive* propose, quant à lui, une approche prescriptive simplifiée et élargie pour les mesures d'éclairage, de contrôle, ainsi que de climatisation, ventilation et chauffage, dans les bâtiments du secteur commercial.

À la référence (ii), la Régie demande, dans sa décision D-2011-028, d'utiliser le surcoût des mesures promues par rapport aux standards du marché, plutôt que leur coût total, comme base de référence pour le calcul de l'aide financière de tous les volets de l'*OIEÉB*.

Référence (iii) :

« *L'utilisation du surcoût des mesures plutôt que leur coût total comme base de référence pour le calcul de l'aide financière concerne une partie seulement des projets*

du volet *Approche sur mesure pour les bâtiments commerciaux*. Le Distributeur avait estimé à 20 % la contribution de ces projets à l'objectif du programme. Leur retrait se traduit par une réduction des gains énergétiques de 33 GWh pour l'année 2011 et d'environ 260 GWh pour la période 2011-2015. »

Demandes :

37.1 Veuillez justifier le fait que l'utilisation du surcoût comme base de référence pour le calcul de l'aide financière ne concerne pas le volet *Approche prescriptive*, tenant compte, d'une part, de l'ordonnance de la Régie qui s'applique à tous les volets de l'OIEÉB, et, d'autre part, de la nature des mesures couvertes par ce volet.

Réponse :

Le calcul de l'aide financière de l'*Approche prescriptive* utilise déjà le surcoût comme base de référence et ce, pour tous les projets et mesures. Ce volet est déjà conforme à la demande de la Régie à la référence (ii).

37.2 Veuillez motiver le retrait du volet *Approche sur mesure* du programme OIEÉB.

Réponse :

Le volet *Approche sur mesure* n'a pas été retiré du programme OIEÉB. Seuls les projets utilisant le coût total comme base de référence pour le calcul de l'aide financière ont été retirés de l'*Approche sur mesure*, dans le respect de la décision de la Régie. Ces projets représentaient 20 % des objectifs globaux du programme.

38. Références : (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, pages 111 et 113 ;
(ii) Pièce B-0045, page 5 ;
(iii) Pièce B-0044, pages 32 à 34.

Préambule :

Dans sa décision D-2011-028, en référence (i), la Régie relève que SNC-Lavalin assure l'exploitation de l'OIEÉB jusqu'en 2015. La Régie retient en outre des réponses fournies par le Distributeur qu'aucune pénalité n'est associée à un tel contrat multi-annuel, advenant que le montant annuel autorisé par la Régie pour les programmes visés soit inférieur au montant demandé par le Distributeur.

Au tableau A-1, en référence (ii), les dépenses 2011 anticipées pour l'OIEÉB est de 54 M\$.

En référence (iii), le Distributeur présente les faits saillants et les modifications proposées pour l'OIEÉB.

Demandes :

38.1 Veuillez détailler les postes budgétaires permettant de totaliser les 54 M\$ prévus au budget 2011 révisé de l'OIEÉB.

Réponse :

L'information est présentée au tableau 1 à la page 7 de la pièce HQD-16, Document 6 du dossier R-3740-2010.

38.2 Veuillez confirmer qu'aucune pénalité ou compensation n'a été versée, sur le montant de 54 M\$ prévu au budget 2011 révisé de l'OIEÉB.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

38.3 Veuillez indiquer, le cas échéant et tenant compte des modifications proposées à l'OIEÉB, si les aspects financiers de l'entente existant entre le Distributeur et SNC-Lavalin quant à l'exploitation de l'OIEÉB diffèrent de l'entente originale, conclue en 2010. Veuillez élaborer.

Réponse :

Concernant l'exploitation de OIEÉB conclue en 2010, les aspects financiers de l'entente originale existant entre le Distributeur et SNC-LAVALIN ont été réajustés en fonction des nouveaux objectifs découlant de la décision D-2011-028, laquelle a nécessité le retrait des volets utilisant le coût total comme base de calcul de l'aide financière. L'entente a été réduite de 7,2 M\$ sur la période 2011 à 2015, soit 4,1 M\$ pour l'exploitation du programme et 3,1 M\$ reliés à la rémunération incitative compte tenu des ajustements aux objectifs du programme.

Par ailleurs, l'intégration au programme OIEÉB original d'un nouveau volet *Petits clients affaires*, aussi confié à SNC-LAVALIN, a amené une hausse de 2,4 M\$ du budget d'exploitation et de 1,1 M\$ de celui de la rémunération incitative. La réduction nette est donc de 4,8 M\$.

39. Référence : Pièce B-0044, page 37.

Préambule :

Le Distributeur indique qu'il poursuit l'amélioration de l'efficacité énergétique de ses bâtiments et autres installations. À la fin de 2012, le Distributeur prévoit avoir réalisé quelque 62 projets depuis 2005. Ces derniers assureront des économies d'énergie cumulatives d'environ 33 GWh.

Demandes :

39.1 Veuillez indiquer le nombre total de projets visés par cette intervention et l'horizon de réalisation de celle-ci.

Réponse :

64 projets sont actuellement prévus à l'horizon 2015. Contrairement à ce qui est indiqué à la pièce en référence, le Distributeur prévoit avoir réalisé 58 projets à la fin de l'année 2012. Toutefois, les économies relatives à ces projets sont toujours de 33 GWh.

La présence de plusieurs très petits projets rend plus difficile une prévision exacte de leur nombre. Les économies d'énergie, quant à elles, reposent essentiellement sur les projets plus importants, dont le nombre est plus facile à prévoir.

39.2 Veuillez indiquer le nombre de projets réalisés et terminés à ce jour.

Réponse :

À la fin de l'année 2011, le nombre de projets réalisés et terminés devrait être de 52.

40. Références : (i) Pièce B-0044, page 43 ;
(ii) Pièce B-0045, page 13 ;
(iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 13.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur indique que la commercialisation du chauffe-eau à trois éléments de 60 gallons avec alimentation en eau froide par le bas a débuté et que plus de 5 400 chauffe-eau ont été vendus jusqu'à maintenant.

Le Distributeur collabore actuellement avec un manufacturier afin de développer une offre de chauffe-eau à trois éléments de 60 gallons avec alimentation d'eau froide par le haut. Cette phase devrait être complétée pour permettre le début de la commercialisation de ce type de chauffe-eau en 2012.

Le tableau B-1 de la référence (ii) indique, parmi les hypothèses de calcul de ce programme, que 20 694 chauffe-eau à trois éléments devraient être vendus en 2012.

Le tableau B-1 de la référence (iii) indique que l'objectif du programme était de 12 457 chauffe-eau à trois éléments vendus en 2011.

Demandes :

40.1 Veuillez expliquer que le Distributeur n'ait atteint, à ce jour, que 43 % de ses objectifs en 2011. Veuillez indiquer, le cas échéant, si l'objectif doit être révisé.

Réponse :

Les 5 400 chauffe-eau mentionnés à la référence (i) représentent les ventes cumulatives d'octobre 2010 au 31 mars 2011. Le Distributeur reconnaît que le terme « jusqu'à maintenant » utilisé à la référence (i) peut porter à confusion. En fait, ce sont 3 830 chauffe-eau qui ont été vendus au premier trimestre de 2011, soit 31 % de l'objectif de l'année en trois mois. Au deuxième trimestre de 2011, 4 380 chauffe-eau additionnels ont été vendus, portant le cumulatif de l'année 2011 à 8 210 chauffe-eau, soit 65 % de l'objectif en six mois. Compte tenu de ces résultats, le Distributeur est confiant d'atteindre l'objectif de l'année 2011.

40.2 Tenant compte des résultats observés à ce jour, ainsi que du fait qu'une nouvelle offre est actuellement en développement pour des chauffe-eau avec alimentation d'eau froide par le haut, veuillez justifier que les objectifs du programme en 2012 correspondent à 166 % des objectifs de 2011.

Réponse :

L'augmentation de l'objectif de 2012 par rapport à 2011 s'explique par deux facteurs, soit, d'une part, l'augmentation du taux de pénétration des chauffe-eau avec alimentation d'eau par le bas, déjà offerts dans le cadre du programme et, d'autre part, l'ajout d'un second volet couvrant les chauffe-eau avec entrée d'eau par le haut, prévu pour 2012. Considérant les résultats observés en 2011 présentés en réponse à la question 40.1, le Distributeur est confiant d'atteindre l'objectif fixé pour 2012.

40.3 Veuillez quantifier la clientèle cible visée par le programme.

Réponse :

La clientèle cible visée par le programme correspond à l'ensemble de la clientèle résidentielle dont l'eau est chauffée à l'électricité. L'objectif en termes de nombre de chauffe-eau installés est présenté au tableau R-40.3.

**Tableau R-40.3
Objectifs commerciaux**

Nombre de chauffe-eau par année	2011	2012	2013	2014	2015
Avec entrée d'eau par le bas	12 457	13 777	15 191	16 511	17 831
Avec entrée d'eau par le haut	0	6 917	11 528	23 056	32 278
TOTAL	12 457	20 694	26 719	39 567	50 109

40.4 Veuillez préciser l'horizon d'intervention envisagé pour le programme.

Réponse :

L'horizon d'intervention envisagé pour le programme est 2015.

- 41. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 45 ;
 - (ii) Dossier R-3584-2005, pièce HQD-1, document 1, page 86;
 - (iii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-14, document 3, annexe A, page 7.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur indique qu'il évalue la possibilité de comptabiliser les gains énergétiques pour ses activités en lien avec la réglementation en matière d'efficacité énergétique.

En référence (ii), le Distributeur prévoyait, en 2005, se créditer des économies annuelles de l'ordre de 200 GWh récurrents implantés à partir de la fin de 2010, pour son implication dans le domaine de la réglementation.

Or, en 2007, au tableau A-4 : *Impact énergétique période 2003-2008*, à la référence (iii), le Distributeur n'associait aucun impact énergétique à l'activité *Réglementation*, qu'il associait à ses activités conjointes avec l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec (AEE.)

Demandes :

41.1 Veuillez distinguer les activités de la référence (i) de celles des références (ii) et (iii). Veuillez notamment spécifier si les activités de la référence (i) sont réalisées en collaboration avec le ministère des Ressources naturelles et Faune du Québec (MRNFQ).

Réponse :

Le Distributeur confirme que les activités mentionnées aux références (ii) et (iii) sont associées aux activités du Distributeur en collaboration avec le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) pour favoriser la mise à jour de la réglementation relative aux nouveaux bâtiments résidentiels et commerciaux. En revanche, en (i), le Distributeur souligne qu'il veut évaluer la possibilité de comptabiliser les gains énergétiques découlant de ses activités en lien avec la réglementation en matière d'efficacité énergétique, qu'ils s'agissent des normes provinciales ou fédérales, incluant celles réalisées en collaboration avec le BEIÉ.

41.2 Veuillez justifier que les activités de la référence (iii) soient comptabilisées par l'AEÉ et que les activités de la référence (i) le soient par le Distributeur, plutôt que par le MRNFQ.

Réponse :

Le Distributeur désire que tous les impacts attribuables à ses activités en réglementation soient comptabilisés. Ainsi, le Distributeur veut faire valoir tous les efforts et les ressources mis en place pour influencer l'évolution et l'adoption de nouvelles normes ou réglementation. Le cas échéant, le Distributeur s'assurera qu'il n'y aura pas de double comptage des gains électriques avec le BEIÉ et d'autres instances.

41.3 Veuillez justifier que le Distributeur évalue la possibilité de comptabiliser les gains énergétiques pour ses activités en lien avec la réglementation, si aucun gain énergétique n'y a été associé par le passé (référence (iii)).

Réponse :

Sur la base des interventions passées relatives au PGEÉ, le Distributeur souhaite faire reconnaître l'influence de certains de ses programmes sur l'implantation de nouvelles normes, comme par exemple celles touchant les thermostats électroniques. Le distributeur évalue la possibilité de se faire créditer les gains électriques à la suite de l'entrée en vigueur des règlements ou normes, facilitée notamment par ses efforts.

Par ailleurs, aucun gain énergétique n'est présenté dans le tableau de la référence (iii) car, comme il est mentionné dans la référence (ii), les gains ne seraient apparus qu'à partir de 2010. D'autre part, depuis l'entrée en vigueur de la loi 46, les budgets associés aux programmes et activités du BEIÉ ont été exclus de la demande budgétaire du Distributeur et n'apparaissent donc plus dans les dossiers tarifaires.

42. Référence : Pièce B-0044, page 46.

Préambule :

Le Distributeur indique que le budget demandé pour les activités de planification et conception en 2011 s'élève à 3 M\$.

Demande :

42.1 Veuillez confirmer que le budget demandé pour les activités de planification et conception est prévu pour 2012, plutôt que 2011.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

43. Références : (i) Pièce B-0044, page 47 ;
(ii) Pièce B-0044, page 7 ;
(iii) Pièce B-0045, pages 8, 9 et 13.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur indique avoir complété et déposé en 2011 les rapports d'évaluation des programmes *Mieux Consommer-résidentiel* (volet *Éclairage*), *Géothermie*, et *Produits efficaces-Éclairage*. L'influence du tronc commun a également fait l'objet d'un rapport d'évaluation.

Il spécifie que les redressements de l'impact énergétique de ces programmes pour les années 2008 et 2009 seront présentés dans le rapport annuel 2011 du Distributeur.

Le tableau 2.1 : *PGEÉ 2003-2010* est présenté en référence (ii).

Les tableaux A-4 : *Impacts énergétiques-période 2011-2015 (GWh implantés et cumulés)*, A-5 : *Impacts énergétiques-période 2011-2015 (GWh ajoutés)* et B-1 : *Hypothèses de calcul 2012* sont présentés en référence (iii).

Demandes :

- 43.1 Veuillez indiquer si les tableaux 2.1, de la référence (ii), ainsi que A-4, A-5 et B-1, de la référence (iii), tiennent compte des redressements de l'impact énergétique des programmes *Mieux Consommer-résidentiel* (volet *Éclairage*), *Géothermie*, et *Produits efficaces-Éclairage*, ainsi que du tronc commun pour les années 2008 et 2009.

Réponse :

Les tableaux 2.1, de la référence (ii), ainsi que A-4, A-5 et B-1, de la référence (iii), ne tiennent pas compte des redressements de l'impact énergétique des évaluations déposées en 2011.

- 43.1.1. Sinon, veuillez ajuster ces tableaux de manière à intégrer les redressements de l'impact énergétique présenté dans le rapport annuel 2011 du Distributeur.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a expliqué dans des dossiers antérieurs, par exemple à la page 6 de la pièce HQD-8, Document 8, Annexe A du dossier R-3708-2009, les redressements s'effectuent une fois durant l'année, au moment de l'exercice de fermeture de l'année. Cette façon de faire permet d'assurer la cohérence des résultats pour l'ensemble des exercices de reddition de compte que le Distributeur doit réaliser. Les redressements pour les années 2008 et 2009 apparaîtront à son rapport annuel 2011.

Par ailleurs, les tableaux A-5 et B-1 touchent uniquement les années 2011 à 2015. Celles-ci ne sont pas affectées par les redressements à venir des années 2008 et 2009. Les hypothèses prospectives ne sont pas nécessairement égales aux résultats passés présentés dans les rapports d'évaluation.

44. **Références :**
- (i) Dossier R-3519-2003, pièce HQD-1, pages 5 et 35 ;
 - (ii) Dossier R-3552-2004, pièce HQD-1, pages 25 et 94 ;
 - (iii) Dossier R-3584-2005, pièce HQD-1, pages 12 et 88 ;
 - (iv) Dossier R-3610-2006, pièce HQD-15, pages 20 et 72 ;
 - (v) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-14, document 3, pages 26 et 94 ;
 - (vi) Dossier R-3677-2008, pièce HQD-14, document 1, pages 13 et 83 ;
 - (vii) Dossier R-3708-2009, pièce HQD-8, document 8, pages 13 et 63 ;
 - (viii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 14, 58 et 59 ;
 - (ix) Pièce B-0044, pages 15, 50 et 56.

Préambule :

La Régie comprend qu'un test de neutralité tarifaire (TNT) présentant une valeur négative indique que les programmes et activités du PGEÉ exercent une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur. Au contraire, un TNT présentant une valeur positive indique que les programmes et activités du PGEÉ n'exercent pas de pression à la hausse sur les tarifs.

La Régie collige le tableau suivant, à partir des informations des références (i) à (ix).

Données financières (M\$)	Année tarifaire								
	2004 Ref (i)	2005 Ref (ii)	2006 Ref (iii)	2007 Ref (iv)	2008 Ref (v)	2009 Ref (vi)	2010 Ref (vii)	2011 Ref (viii)	2012 Ref (ix)
Budget total du PGEÉ*	40,4	119,3	169,3	245	252	262,2	249	333	233
TNT	(21,3)	(113)	(20,6)	554	71	575	84	(1 043)	(795)

* Budget demandé par le Distributeur

À la page 56 de la référence (ix), le Distributeur explique que l'impact net du PGEÉ sur les tarifs s'explique principalement par les volumes d'économies d'énergie, lesquels impliquent une perte de revenus pour le Distributeur : « *Cette perte est d'autant plus importante que le Distributeur, d'une part, vise davantage les clientèles aux tarifs G et M et, d'autre part, attribue une aide financière conséquente à ces clientèles pour atteindre les objectifs d'économies d'énergie qui leur sont associés.* »

Demandes :

44.1 Veuillez expliquer les grandes fluctuations observées quant aux résultats du TNT depuis 2004. Veuillez, si possible, établir un lien avec l'ampleur du budget annuel demandé.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que la formule de calcul du test de neutralité tarifaire est la suivante :

[Coûts évités – Investissements du Distributeur – Charges d'exploitation du Distributeur – Pertes de revenus].

Sur la période 2004-2009, les coûts évités ont été révisés à la hausse ou maintenus d'une demande budgétaire à l'autre pour tenir compte de l'adéquation offre - demande. Cela a eu pour effet d'améliorer le test et de réduire la pression à la hausse sur les tarifs. À partir de 2010, la situation de surplus énergétique a été reflétée dans les coûts évités, qui ont été réduits. L'effet sur le TNT s'est dès lors inversé.

Par ailleurs, depuis le dossier R-3740-2010, et tel que mentionné à la page 58 de la pièce HQD-8, Document 8, le Distributeur intègre l'impact sur les tarifs de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale à compter de 2014 annoncée par le gouvernement du Québec. Cela a pour effet d'accroître fortement la perte de revenu du Distributeur et explique en bonne partie les pressions plus fortes sur les tarifs, reflétées par un TNT davantage négatif.

De plus, la cible d'économies d'énergie à atteindre a été rehaussée de 8 TWh à 11 TWh à l'horizon 2015, ce qui s'est traduit par une hausse des investissements du Distributeur. Les économies additionnelles sont de plus en plus difficiles à obtenir et les budgets sont conséquents. Néanmoins, il est difficile d'isoler spécifiquement l'impact de la hausse des budgets sur le TNT étant donné que cette hausse s'accompagne d'une quantité d'économies d'énergie différente (ce qui affecte les coûts évités et la facture évitée). L'effet sur le TNT est donc incertain.

Enfin, la valeur du TNT est affectée par la période d'analyse retenue pour calculer les tests. À chaque demande budgétaire, la période d'analyse a été modifiée. Le tableau R-44.1 présente un rappel des années couvertes :

Tableau R-44.1

	Année tarifaire								
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Dossier	R-3519-2003	R-3552-2004	R-3584-2005	R-3610-2006	R-3644-2007	R-3677-2008	R-3708-2009	R-3740-2010	R-3776-2011
Années couvertes	2003-2006	2005-2010	2006-2010	2007-2010	2008	2009-2010	2010	2011-2015	2012-2015

Le Distributeur souligne qu'une hausse des budgets, accompagnée d'économies d'énergie additionnelles, ne se traduit pas nécessairement pas une détérioration du TNT.

44.2 Compte tenu que les résultats du TNT de 2011 et 2012 sont les plus faibles observés depuis 2004, la Régie en conclut que la pression à la hausse sur les tarifs due au PGEÉ est plus forte depuis 2011 et 2012. Veuillez confirmer ou infirmer cette lecture, en élaborant.

Réponse :

Les résultats du TNT traduisent effectivement que la pression exercée sur les tarifs est plus forte depuis 2011 et 2012. L'impact maximal survient en 2015, soit après l'amorce en 2014 de l'augmentation du coût

de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur souligne toutefois que le TCTR et le TP sont positifs, ce qui signifie qu'il est dans l'intérêt économique de la société et des clients participants que le Distributeur déploie les mesures et programmes du PGEÉ.

Voir également la réponse à la question 44.3.

- 44.2.1. Si oui, veuillez expliquer pourquoi des budgets comparables à ceux demandés entre 2007 et 2010 entraînent, en 2011 et 2012, une pression beaucoup plus forte sur les tarifs.

Réponse :

L'intégration de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale dans les analyses explique en bonne partie cette pression plus forte sur le TNT. Le contexte du bilan offre-demande va aussi dans le même sens avec des coûts évités qui sont inférieurs à ceux prévus au cours des années 2007 à 2010.

- 44.3 Veuillez confirmer que le Distributeur recherche, lors du choix des mesures et interventions constituant le PGEÉ, celles dont l'impact sur les tarifs est le moins grand.

Réponse :

Le Distributeur met tout en œuvre pour atteindre les cibles fixées en efficacité énergétique. Bien que ces efforts aient un impact à la hausse sur les tarifs, les mesures retenues sont celles qui permettent d'atteindre les cibles de la façon la plus efficiente et économique possible.

Voir également la réponse à la question 44.2.1.

- 44.3.1. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 44.3.

- 44.4 Veuillez expliquer les choix du Distributeur quant aux mesures et interventions constituant le PGEÉ 2012, tenant compte du résultat du TNT et de la citation en page 56 de la référence (ix).

Réponse :

Voir la réponse à la question 44.3.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que, malgré une hausse de l'impact net sur les tarifs, le TCTR positif confirme que les mesures d'efficacité énergétique proposées dans le PGEÉ sont une meilleure option pour la société que de recourir à de la fourniture additionnelle pour les alimenter.

Pour atteindre sa cible, le Distributeur vise une pénétration plus forte auprès de la clientèle d'affaires, ce marché recelant le plus fort potentiel d'économies d'énergie. Or, la perte de revenus attribuable à la clientèle d'affaires est plus forte suite à l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale entre 2014 et 2018.

- 45. Références :** (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 117 ;
(ii) Pièce B-0045, page 27.

Préambule :

Référence (i) :

« La Régie demande au Distributeur d'ajouter aux éléments de suivi de programme habituels, des informations spécifiques quant aux résultats obtenus par l'OIEÉB et l'OIEÉSI, quant à la nature des mesures implantées et quant aux coûts et surcoûts de ces mesures. »

En référence (ii), le Distributeur indique que ces éléments seront inclus au Rapport annuel 2011 du Distributeur.

Demande :

- 45.1 Compte tenu des modifications proposées aux programmes OIEÉB et OIEÉSI dans le présent dossier, veuillez fournir les informations spécifiquement demandées par la Régie dans la décision D-2011-028.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter les informations demandées. Elles seront disponibles au début de l'année 2012, en vue du dépôt du rapport annuel 2011.

- 46. Références :** (i) Pièce B-0044, page 15 ;
(ii) Pièce B-0044, page 57 ;
(iii) Pièce B-0025, pages 10 et 11.

Préambule :

À la référence (i), le tableau 4.1 détaille le budget 2012 par poste budgétaire. Les coûts associés aux activités d'*Innovation technologiques et commerciales* totalisent 10 M\$. Le poste budgétaire *Commercialisation* totalise, quant à lui, 30 M\$.

À partir de la référence (ii), la Régie reproduit un extrait du tableau 6.8, qui présente l'impact du PGEÉ 2012 sur les tarifs du Distributeur :

GRAND TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts évités par le Distributeur	-15,1	-49,1	-86,7	-133,4	-166,3	-167,7	-168,1	-167,5	-165,3	-162,4
Pertes de revenus	19,8	65,8	120,8	184,9	230,5	240,3	248,8	248,5	245,3	241,4
Charges d'exploitations	51,9	51,5	52,8	56,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	5,2	34,2	63,6	95,3	120,2	115,3	110,4	105,5	100,6	95,7
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RI)	61,9	102,3	150,5	203,6	184,4	187,9	191,1	188,5	180,7	174,7
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RA)	0,01	0,02	0,04	0,02	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,05	-0,05
Impact net sur les tarifs (M\$)	61,9	102,3	150,5	203,6	184,4	187,9	191,1	188,5	180,8	174,8

À la référence (iii), le Distributeur propose qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouverts dans les revenus requis de l'année plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. L'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation est de 51,9 M\$ pour 2012.

Demandes :

46.1 Veuillez fournir un tableau, suivant le format du tableau 4.1 (référence (i)), détaillant ces charges d'exploitation de 51,9 M\$ en 2012, par programme et par poste budgétaire (développement, commercialisation, exploitation, aide financière, ainsi que suivi et évaluation).

Réponse :

Réponses à la demande de renseignements n°1 de la Régie

Tableau R-46.1

Programmes et activités d'HQD	GWh	Developpement	Commercialisation	Exploitation	Aide financière	Suivi et évaluation	Total
Marché résidentiel							
Diagnostic - résidentiel	43,1		3,1				3,1
Mieux consommer - résidentiel	155,4		8,6				8,6
Rénovation énergétique - MFR	4,3		0,8				0,8
Volet social	2,7		0,1				0,1
Volet COOP	0,3		0,4				0,4
Volet OBNL	0,5		0,3				0,3
Volet privé - municipalités	0,8		0,1				0,1
Récupération de frigos et congélos énergivores	39,2		2,0				2,0
Remplacement de frigos - MFR	8,2		0,2				0,2
Géothermie	2,7		0,7				0,7
Pompes à chaleur	1,6		0,3				0,3
Récupération de la chaleur des eaux grises	2,8		0,5				0,5
Réseaux autonomes	0,1		0,0				0,0
Sous-total Marché résidentiel	257,4	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	16,2
Marché affaires - Commercial et institutionnel							
Produits efficaces	10,7		0,5				0,5
Recommissioning	5,3		0,0				0,0
OIEEB	186,3		1,7				1,7
<i>Petits clients affaires</i>	14,8		0,0				0,0
<i>Commercial</i>	80,0		0,9				0,9
<i>Institutionnel</i>	43,8		0,4				0,4
<i>Nouvelles constructions</i>	47,7		0,4				0,4
Bâtiments HQD	3,5		0,0				0,0
Réseaux autonomes	0,5	0,0	0,0				0,0
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	206,2	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	2,2
Marché affaires - Industriel							
OIEÉSI	224,2		2,5				2,5
Petites et moyennes industries	48,0		1,2				1,2
Projets d'initiative	44,0						
Projets d'analyse énergétique	4,0						
Gestion et mesurage en continu	0,0						
Grandes industries	176,2		1,2				1,2
Projets d'initiative	163,2						
Projets d'analyse énergétique	13,0						
Gestion et mesurage en continu	0,0						
Sous-total Secteur industriel	224,2	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	2,5
Innovations technologiques et commerciales							
Projets de R-D du LTE	0,0	4,9					4,9
IDÉE	0,3	0,5	0,1				0,6
PISTE	5,8	2,1	0,1	0,0	0,1	0,0	2,4
PISTE	2,0	2,1	0,1				2,2
Développement urbain durable	3,8			0,0	0,1		0,2
Soutien aux projets DUD	1,9	0,1	0,2	0,3	1,4		1,9
Sous-total Innovations technologies et commerciales	8,0	7,6	0,4	0,3	1,5	0,0	9,8
Gestion de la consommation							
Chauffe-eau à trois éléments (2)			0,3				0,3
Tronc commun							
Planification et conception		3,2					3,2
Consultation permanente		0,1					0,1
Évaluation						6,8	6,8
Suivi						1,0	1,0
Commercialisation			8,1				8,1
Réseaux autonomes			0,6				0,6
Sous-total Tronc commun		3,3	8,8	0,0	0,0	7,8	19,9
TOTAL - Programmes et activités d'HQD	695,8	10,9	30,3	0,3	1,5	7,8	50,9
CONTINGENCE							1,1
FRAIS D'EMPRUNT CAPITALISÉS							0,0
TOTAL - PGEÉ	695,8	10,9	30,3	0,3	1,5	7,8	51,9

46.2 Veuillez détailler le calcul ayant permis au Distributeur d'estimer à 51,9 M\$ les charges d'exploitation associées au PGEÉ 2012. Veuillez notamment tenir compte, dans votre réponse, du fait que les coûts associés aux activités d'*Innovation technologiques et commerciales* et le poste budgétaire *Commercialisation* totalisent 40 M\$ à la référence (i).

Réponse :

Le montant des charges d'exploitation a été calculé comme suit :

- **Coûts associés aux activités de commercialisation : 30,3 M\$**
- **Coûts associés aux activités d'*Innovation technologiques et commerciales* : 9,8 (- 0.4 M\$ déjà inclus dans le 30,3 M\$ de commercialisation) : 9,4 M\$**
- **Coûts associés aux activités du tronc commun : 19,9 M\$ (-8,7 M\$ déjà inclus dans le 30,3 M\$ de commercialisation) : 11,2 M\$**
- **Contingence : 1,1 M\$**

Voir également le tableau R-46.1.

46.3 Veuillez fournir une version du tableau 6.8 de la référence (ii) tenant compte de l'hypothèse qu'aucune charge d'exploitation ne soit associée au PGEÉ en 2012.

Réponse :

Le tableau R-46.3 présente l'information demandée.

Tableau R-46.3 Impact net sur les tarifs avec les montants des charges d'exploitation aux investissements (M\$ courants)

GRAND TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts évités par le Distributeur	-15,1	-49,1	-86,7	-133,4	-166,3	-167,7	-168,1	-167,5	-165,3	-162,4
Pertes de revenus	19,8	65,8	120,8	184,9	230,5	240,3	248,8	248,5	245,3	241,4
Charges d'exploitations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	6,8	44,2	81,7	121,5	153,0	146,8	140,5	134,3	128,0	121,8
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RI)	11,6	60,9	115,8	173,0	217,2	219,4	221,2	215,3	208,1	200,8
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RA)	-0,05	-0,05	0,00	0,00	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,05	-0,05
Impact net sur les tarifs (M\$)	11,5	60,8	115,9	173,0	217,2	219,3	221,2	215,2	208,1	200,7

46.4 Veuillez fournir une version du tableau 6.8 de la référence (ii) ne présentant, strictement, que l'impact sur les tarifs du PGEÉ 2012 (et non celui des années subséquentes), avec et sans charge d'exploitation.

Réponse :

Le tableau R-46.4 présente l'information demandée.

**Tableau R-46.4 Impact net sur les tarifs comparaison entre charges
d'exploitation et investissements pour l'année 2012 (M\$ courants)**

GRAND TOTAL	Avec Charges	Sans Charges
Coûts évités par le Distributeur	-15,1	-15,1
Pertes de revenus	19,8	19,8
Charges d'exploitations	51,9	0,0
Impact du compte de frais reportés	5,2	6,8
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RI)	61,9	11,6
Impact sur les revenus requis du Distributeur (RA)	0,01	-0,05
Impact net sur les tarifs (M\$)	61,9	11,5

- 47. Références :** (i) Pièce B-0025, pages 10 et 11 ;
(ii) Dossier R-3473-2001, décision D-2003-110, pages 14 et 15.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur propose qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouverts dans les revenus requis de l'année plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. L'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation est de 51,9 M\$ pour 2012.

Référence (ii) :

« Deux tests de rentabilité sont requis pour retenir une mesure d'efficacité à l'intérieur du PGEÉ. Le test du coût total en ressources (CTR) vise à s'assurer que les coûts évités par la mesure viennent compenser les coûts nécessaires à son implantation, indépendamment de qui fait la dépense. [...]

Le second test de rentabilité vise à s'assurer de la rentabilité pour le client participant. Ce test compare le coût défrayé par le client pour implanter la mesure d'économie d'énergie par rapport à d'éventuels gains sur sa facture d'électricité découlant de l'adoption de cette mesure. »

Demandes :

- 47.1 Veuillez confirmer que :
- a) le choix des mesures, programmes et interventions inclus au PGEÉ repose en bonne partie sur leur rentabilité mesurée à l'aide du test du coût total en ressources et du test du participant ;

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1-a de la Régie à la pièce HQTD-2, Document 1.1 du dossier R-3768-2011.

- b) les tarifs d'électricité sont un intrant à ces tests de rentabilité, ainsi que le traitement comptable de ces coûts et leur amortissement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1-b de la Régie à la pièce HQTD-2, Document 1.1 du dossier R-3768-2011.

- 47.2 Tenant compte de l'impact d'une hausse de tarifs sur le calcul de ces deux tests et du nouveau traitement comptable proposé pour les coûts du PGEÉ, veuillez élaborer sur l'effet de la proposition du Distributeur en référence (i) sur les choix des mesures, programmes et interventions inclus au PGEÉ.

Réponse :

La proposition de nouveau traitement comptable n'a aucun effet sur le choix des mesures, programmes et interventions inclus au PGEÉ.

En ce qui touche l'impact d'une hausse de tarifs, seule la hausse du prix de l'électricité patrimoniale à compter de 2014 est prise en compte dans les calculs et se reflète dans le test du participant uniquement et non dans celui du TCTR. L'inclusion de la hausse tarifaire n'aurait pour effet que de bonifier le test du participant.

PGEÉ – GÉOTHERMIE RÉSIDENIELLE

- 48. Références :** (i) Pièce B-0044, page 26 ;
(ii) Rapport d'évaluation du programme *Géothermie – Marché résidentiel*, Années 2007 à 2009, SOM, 25 mars 2011, page 25.

Préambule :

- (i) Concernant les modalités du programme de Géothermie résidentielle, le Distributeur mentionne avoir mis en application les hypothèses de l'évaluation du programme (voir référence (ii)) afin d'en quantifier l'impact énergétique. Il indique par contre avoir modifié l'hypothèse d'attribution au programme du Distributeur des gains énergétiques associés aux bâtiments existants, afin de tenir compte de l'absence du programme fédéral écoÉNERGIE Rénovation – Maisons à compter de mars 2012.

(ii) Le tableau 4-8 de la référence présente les poids relatifs des programmes du Distributeur, de l'AEÉ et de l'OEÉ en ce qui a trait à la répartition des gains énergétiques générés par leurs différents programmes de subvention à la géothermie.

Ce tableau fait état de poids relatifs de 38 %, 22 % et 40 % pour les programmes du Distributeur, de l'AEÉ et de l'OEÉ respectivement, dans le cas de la construction existante.

Demande :

48.1 Veuillez indiquer quel poids relatif d'attribution des gains relatifs au programme du Distributeur a été utilisé dans le cas de la construction existante, ainsi que la méthode utilisée afin de le quantifier.

Réponse :

Pour le marché existant, le poids relatif du Distributeur était, en 2011, de 38 %. Ce poids a été établi par l'évaluateur et apparaît au rapport d'évaluation du programme déposé le 1^{er} avril 2011 .

Par ailleurs, si l'OEÉ met fin à son programme de subventions écoÉNERGIE Rénovation – Maisons, le Distributeur propose d'augmenter le montant de son appui financier afin de compenser l'absence de l'OEÉ. En contrepartie, le poids relatif du Distributeur sera en 2012 de 78 %, soit la somme des parts relatives initiales du Distributeur (38 %) et de l'OEÉ (40 %).

PGEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

49. Référence : Pièce B-0058, page 31 ;

Préambule :

« Bien qu'une analyse d'opportunité sur le remplacement de l'éclairage de rue ait été effectuée en 2010 et que celle-ci démontrait un potentiel important, le programme n'a pas pu être déployé. Les communautés n'ont pas montré d'intérêt envers le programme en raison des contraintes budgétaires. Quant à la ville, elle a fait l'achat du matériel avant de connaître les critères d'admissibilité des produits. »

Demandes :

49.1 Veuillez déposer l'analyse d'opportunité citée par le Distributeur.

Réponse :

Le tableau suivant R-49.1 présente l'opportunité totale avant intervention par la municipalité de Schefferville. En effet comme en préambule, la municipalité a fait l'achat du matériel avant de connaître les critères d'admissibilité des produits. Pour cette municipalité, le coût d'achat et de remplacement des luminaires a été évalué à 150 000 \$

Territoire de Schefferville Inventaire 2009 des luminaires de rue				
Type d'éclairage	Schefferville	Matimekush	Kawawachikamach	Total territoire de Schefferville
300W Sodium haute pression Sans photocellule	62	59	42	163
300W Sodium haute pression Avec photocellule	7	0	30	37
295W mercure Sans photocellule	63	23	0	86
295W mercure Avec photocellule	5	4	0	9
Total	137	86	72	295

L'évaluation du coût des luminaires et leur remplacement pour Matimekush et Kawawachikamach se chiffrait respectivement à plus de 110 000 \$ et 90 000 \$. Toutefois, ces communautés n'avaient ni le budget, ni l'intention de remplacer leurs luminaires de rue.

49.2 Veuillez élaborer sur les possibilités, pour le Distributeur, de proposer à la communauté de financer à 100 % le remplacement de l'éclairage de rue.

Réponse :

Le Distributeur réévalue actuellement son programme touchant l'éclairage de rue. Il veillera à le bonifier dans chacun des réseaux autonomes en tenant compte des coûts évités de chacun d'entre eux. Les analyses économiques qui suivront permettront de déterminer la rentabilité de ce programme.

- 50. Références :** (i) Pièce B-0041, pages 13 et 14 ;
(ii) Pièce B-0058, pages 20 à 22.

Préambule :

(i)

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

PROJETS	Année historique 2010	Année de base 2011	Année témoin 2012	2013	2014	2015	2016
Travaux de raccordement du réseau de distribution							
<i>Poste Lefrançois</i>	0,6	2,2		7,0	5,0	8,7	3,0
<i>Poste Bourassa</i>		0,1		5,6	6,2	7,8	2,9
<i>Poste Fleury</i>			1,6	17,3	17,8	15,8	5,9
<i>Poste Delorimier</i>				1,2	12,9	13,2	11,7
<i>Poste Charland</i>				0,9	5,9	4,7	1,8
<i>Poste Lac des rapides</i>				5,0	5,0	5,0	3,0
<i>Poste Port Daniel</i>				1,0	4,0	4,5	5,5
<i>Poste Duchesnay</i>					4,7	5,3	
<i>Poste Baie St-Paul</i>						4,0	6,6
Lecture à distance (LAD)	10,7	23,3	89,3	247,1	205,1	146,0	69,7
Alimentation Clova			3,2	7,0			
Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles-de-la-Madeleine			7,6	10,6			
Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules			1,6	2,9	3,9	9,5	
Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans			0,6	9,5			
Remplacement des lignes de transport de Schefferville				7,3	9,6	8,9	2,8
Évacuateurs de crues Menihék - Schefferville				5,0	6,0	4,0	0,5
Construction de la centrale thermique de Puvimituq				0,9	5,3	14,0	19,6
Réfection des digues Menihék - Schefferville					7,0	7,0	

« Pour répondre à la croissance de la demande aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur prévoit procéder à un ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules. »

(ii) « La centrale de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une augmentation de la puissance plus tôt que ce qui avait été prévu à l'origine. L'augmentation des besoins de chauffage, conjointement avec l'augmentation des besoins d'électricité pour divers appareils, est à la source de la rapide croissance de la demande en électricité depuis les dernières années. »

Le Distributeur présente ensuite les bonifications qu'il entend apporter au PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine et précise : « La bonification du PUEÉ devrait permettre une réduction de la croissance d'environ 2 890 kW de la demande de chauffage pour le marché affaires et de 227 kW pour celle du marché résidentiel, et ce, sur un horizon de cinq ans. Le budget additionnel du PUEÉ pour 2012 est de 0,5 M\$. »

Demandes :

50.1 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit une campagne de communication, spécifique aux habitants des Îles-de-la-Madeleine, qui accompagnera le programme de bonification du PUEÉ et présentera les avantages du chauffage au mazout par rapport au chauffage électrique, dans le contexte des Îles-de-la-Madeleine. Sinon, veuillez le justifier.

Réponse :

Le Distributeur déploiera une campagne de communication qui mettra l'accent sur les avantages et les bénéfices du chauffage au mazout pour les clients des Îles-de-la-Madeleine.

50.2 Considérant que l'objectif à 5 ans de la bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine est une réduction de la demande de chauffage de l'ordre de 3,1 MW, veuillez indiquer sur un horizon de 5 ans quel budget additionnel le Distributeur prévoit investir dans la bonification du PUEÉ pour atteindre cet objectif.

Réponse :

Premièrement, le Distributeur souligne que l'objectif à 5 ans de la bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine est une réduction de la demande de chauffage de l'ordre de 1,1 MW (et non de 3,1 MW) soit 890 kW pour le marché affaires et 227 kW pour le marché résidentiel tel que mentionné à la pièce HQD-13, document 1, en page 20.

Le Distributeur rappelle également que mise à part la bonification supplémentaire des montants donnés à ses clients pour les inciter à demeurer au mazout, le Distributeur analyse toujours l'ensemble des solutions alternatives afin de réduire la demande de chauffage lorsque des enjeux d'ajouts de puissance ou d'investissements majeurs sont prévus.

50.3 Veuillez mettre en perspective les coûts de la bonification du PUEÉ et la réduction de la demande escomptée grâce à elle, par rapport à l'ajout de capacité prévu à la centrale de Cap-aux-Meules.

Réponse :

Les coûts additionnels liés à la bonification du PUEÉ varient entre 500 000 \$ et 700 000 \$, selon l'année considérée, pour une réduction anticipée de la puissance appelée de l'ordre de 1,1 MW sur un horizon de 5 ans.

Cependant, en contrepartie des coûts additionnels liés à la bonification du PUEÉ et de la perte de revenus qui résulte de la baisse des ventes d'électricité pour des fins de chauffage, le Distributeur évite des coûts d'approvisionnement. À cet égard, le Distributeur rappelle que les coûts évités d'approvisionnement reposent sur les coûts évités en énergie et en puissance établis sur la base du prochain ajout de capacité prévue à la centrale de Cap-aux-Meules. Ces coûts sont disponibles à la pièce HQD-2, document 4 page 10.

50.4 Veuillez indiquer comment le programme de bonification du PUEÉ pourrait retarder encore plus ou éviter l'ajout de capacité à la centrale de Cap-aux-Meules.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'efficacité énergétique du chauffage au mazout individuel est de 75 % alors qu'elle est de 35 % pour du chauffage électrique alimenté à partir de la centrale au mazout. Le programme de bonification du PUEÉ incite les clients à demeurer au mazout plutôt que de se convertir au chauffage électrique. Ainsi, la bonification du PUEÉ réduit la demande électrique à partir de la centrale et retarde ainsi l'ajout de capacité à cette centrale.

PROMOTION DE LA BI-ÉNERGIE ET DU TARIF DT

51. **Références :** (i) Pièce B-0045, page 31 ;
(ii) Pièce B-0054, page 36.

Préambule :

- (i) Le Distributeur explique que suite à la séance d'information du 25 mai 2011, il prévoit une campagne promotionnelle visant la bi-énergie et le tarif DT, avec les différents intervenants de l'industrie du chauffage au mazout. Il précise : « *Le développement de certains outils de communication est en cours de production et le Distributeur débutera la diffusion auprès des clients concernés dès 2011.* »

- (ii)

COÛTS ACTUALISÉS (\$2012) - HORIZON 20 ANS	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Rentabilité du client bi-énergie	3 144 \$	3 658 \$	6 546 \$
Rentabilité du Distributeur	2 804 \$	2 358 \$	-155 \$

Demandes :

- 51.1 Veuillez préciser les objectifs de la campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT sur : les taux de notoriété de la bi-énergie et du tarif DT, la

compréhension de la clientèle de ce tarif et les taux d'adoption ou de retour à la bi-énergie (selon le type de clientèle visée).

Réponse :

La stratégie de commercialisation de la bi-énergie a pour objectif de soutenir le parc bi-énergie, sans diminuer le parc de chauffage au mazout. Le Distributeur a travaillé en collaboration avec l'industrie du chauffage au mazout, représentée par l'AQCM et l'AQUIP.

Les orientations commerciales sont réparties selon trois segments de clients :

- 1. Pour les clients actuellement abonnés au tarif DT :**
 - a) Rappeler les avantages du tarif DT et de son fonctionnement ;**
 - b) Fournir une liste de conseils pour maximiser les bénéfices du tarif.**

- 2. Pour les clients qui ont récemment quitté le tarif DT et qui ont encore des équipements de chauffage fonctionnels à la bi-énergie :**
 - a) Susciter l'intérêt de ces clients pour le tarif DT ;**
 - b) Rappeler les avantages du tarif DT et de son fonctionnement ;**
 - c) Fournir une liste de conseils pour maximiser les bénéfices du tarif.**

- 3. Pour les clients au mazout qui ont des intentions de conversion au chauffage principal à l'électricité :**
 - a) Sensibiliser et informer ces clients de l'existence et des avantages du tarif DT lorsqu'ils entreprennent leur démarche auprès d'installateurs ou de fournisseurs de systèmes de chauffage ;**
 - b) Informer le client des démarches à suivre.**

En ce qui a trait aux indicateurs de performance, le Distributeur vise à augmenter le taux de notoriété de 10 % auprès des clients au mazout qui envisagent une conversion. Selon les résultats du précédent sondage, ce taux est de 65 %.

Concernant le niveau de satisfaction à l'égard du tarif DT par les abonnés, le Distributeur souhaite l'augmenter de 10 % de façon à ce qu'il atteigne, en 2012, 53 % de clients très satisfaits. À la suite du déploiement des outils de communication, un sondage sera réalisé afin de mesurer l'impact de sa stratégie auprès des clientèles visées, par exemple, la compréhension et l'intérêt à demeurer au tarif DT.

51.2 Veuillez présenter les outils de communication développés en précisant quels messages sont destinés à quels profils de clients, quand la campagne est prévue commencer et pour quelle durée.

Réponse :

Le Distributeur et les associations concernées, soit l'AQCM et l'AQUIP, complètent en ce moment leur plan de commercialisation conjoint.

Par ailleurs, le Distributeur attend l'accord des associations pour le déploiement d'interventions auprès des clients du troisième segment, puisque ces outils pourraient avoir un effet contraire auprès de cette clientèle à celui souhaité pour le maintien du parc de chauffage au mazout.

51.3 Veuillez indiquer les budgets prévus pour cette campagne.

Réponse :

Le Distributeur a prévu une somme de 300 000 \$ pour l'année 2012 afin de couvrir les frais de gestion, de commercialisation, de communication et de sondages pour fins de mesurage.

51.4 Veuillez préciser les moyens prévus par le Distributeur pour mesurer spécifiquement l'impact de la campagne sur le nombre de clients bi-énergie ayant la climatisation et une piscine chauffée.

Réponse :

Le Distributeur effectuera un sondage auprès de la clientèle afin de mesurer l'impact des tactiques de commercialisation, notamment sur les clients ayant la climatisation et une piscine chauffée.

52. **Références :** Pièce B-0054, page 35.

Préambule :

**TABLEAU 27
RECALIBRAGE ILLUSTRATIF DU TARIF DT À REVENUS CONSTANTS
POUR TENIR COMPTE DES USAGES ESTIVAUX**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 21,28 ¢/kWh	Avant effacement	-24 \$	0 \$	128 \$
		Après effacement *	90 \$	114 \$	242 \$
	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 24,92 ¢/kWh	Avant effacement	-152 \$	-128 \$	0 \$
		Après effacement *	56 \$	79 \$	208 \$

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

Demande :

52.1 Veuillez élaborer sur le choix d'appliquer au tarif de pointe par temps froid une hausse destinée à compenser une consommation importante d'électricité pour des usages d'été et indiquer si une répartition différente de la hausse entre les deux niveaux tarifaires permettrait de moins pénaliser les clients qui n'ont pas de consommation liée à une piscine ou à la climatisation.

Réponse :

Le recalibrage illustratif présenté au tableau 27 de la pièce HQD-12, document 2 est le plus avantageux pour les clients n'ayant pas d'usages estivaux. En augmentant le prix de pointe, le Distributeur s'assure de récompenser davantage le comportement souhaité, c'est-à-dire l'effacement du client qu'il ait ou non des usages estivaux. À l'inverse, la hausse du prix hors pointe entraînerait une diminution importante des économies après effacement. Pour appuyer ses propos, le Distributeur présente au tableau ci-dessous les économies suite à un recalibrage du tarif DT pour tenir compte des usages estivaux en haussant uniquement le prix hors pointe. Toute répartition différente du recalibrage entre les deux prix d'énergie aurait un impact mitigé entre ce tableau et le tableau 27.

Tableau R-52.1

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,77 ¢/kWh Pointe @ 18,32 ¢/kWh	Avant effacement	-20 \$	0 \$	110 \$
		Après effacement *	17 \$	37 \$	147 \$
	Hors pointe @ 5,18 ¢/kWh Pointe @ 18,32 ¢/kWh	Avant effacement	-110 \$	-93 \$	0 \$
		Après effacement *	-73 \$	-56 \$	37 \$

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

- 53. Références :** (i) Pièce B-0051, page 7;
 (ii) Pièce B-0051, page 10.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur souligne que la Régie visait à obtenir une neutralité entre les montants remboursés et les montants réclamés lorsqu'elle a adopté les modalités relatives aux compteurs croisés.

À la référence (ii), le Distributeur propose de modifier les périodes visées pour les corrections des erreurs de facturation dans le cas des compteurs croisés. Le changement proposé implique des périodes différentes selon qu'il s'agit d'un remboursement ou d'une réclamation. Dans le cas d'une réclamation au client, le Distributeur souhaite fixer une période maximale de 6 mois.

Demande :

- 53.1 Sous sa forme actuelle, la proposition du Distributeur ne respecterait pas la neutralité visée par la Régie à la référence (i). Veuillez justifier l'écart entre la période de remboursement et celle de réclamation, et élaborer sur l'équité de cette proposition pour les clients dont les compteurs sont croisés.

Réponse :

Bien que la neutralité visée par la Régie soit sous-jacente à la pratique alors adoptée, l'expérience vécue depuis est à l'effet que cet objectif ne peut être que théorique. En pratique, il devient effectivement très difficile, voire impossible, de récupérer les sommes lorsqu'elles concernent des abonnements qui sont terminés parfois depuis plusieurs années. Cette situation amène également un écart de traitement entre les clients qui déménagent souvent et ceux qui sont plus stables.

Dans une optique de simplification, la proposition du Distributeur vise à ramener les corrections d'erreur de facturation pour compteurs croisés à des règles similaires à celles mises en place pour les autres causes d'erreur définies à l'article 11.5 des conditions de service d'électricité actuelles. La notion d'écart entre la période applicable aux remboursements et aux réclamations existe déjà pour tout autre type de correction de facture.

Effectivement, la proposition du Distributeur diffère de la règle actuelle basée sur un objectif de neutralité, mais qui, dans certains cas, amène des problèmes d'équité pour le client qui se voit facturer un important montant rétroactif pour une longue période. En ce sens, le Distributeur estime que sa proposition est plus équitable dans son application que la règle actuelle qui ne permet pas à un client de se libérer d'une réclamation pour un compte passé.

54. Référence : Pièce B-0051, page 10.

Préambule :

À la référence, il est indiqué que « *Par ailleurs, le Distributeur juge important d'ajouter une règle prévoyant que si le titulaire en débit savait ou devait savoir que la consommation facturée n'était pas la sienne [...].* » (Nous soulignons)

Demandes :

54.1 Veuillez justifier votre proposition d'inclure par l'expression « devait savoir » une présomption à l'égard du client.

Réponse :

L'objectif du Distributeur d'inclure cette particularité vise les situations dont le client savait ou devait savoir pour l'erreur et qu'il n'a pas avisé immédiatement le Distributeur en vertu des articles 6.2 et 8.1 des Conditions de service d'électricité. Le Distributeur estime que le client qui avait connaissance de la situation ou qui, bien que placé devant une situation qui indique avec un fort degré de probabilité que son compteur ne mesure pas sa propre consommation, ne devrait pas bénéficier de la limitation de six mois pour la rétrofacturation. Cette règle particulière vient bonifier le caractère équitable de la proposition du Distributeur, tant pour le client individuel que pour l'ensemble de la clientèle.

54.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur pourra déterminer objectivement que le titulaire savait que sa consommation facturée n'était pas la sienne.

Réponse :

Le Distributeur est responsable de faire la preuve que le client savait ou devait savoir que la consommation qui lui était facturée n'était pas la sienne. Bien qu'il y ait des situations difficiles à détecter, il y a d'autres situations plus faciles dont la consommation mesurée et facturée est largement supérieure ou largement inférieure à la consommation potentiellement ou réellement utilisée pour un abonnement. De même, un client qui a effectué des travaux électriques et qui a constaté que l'ouverture de son interrupteur principal n'interrompait pas le service dans sa résidence pourrait se voir appliquer la règle.

Le Distributeur procédera de la même manière que pour l'application de l'article 18.9 des Conditions de service d'électricité.

Il s'agit d'une question de faits qui doit être déterminée au cas le cas, selon les circonstances propres à chacun. De plus, s'agissant de l'application d'une condition de service d'électricité, le client insatisfait de l'application de cette règle bénéficiera d'un droit de recours à la Régie par le biais de la procédure de plainte.

Le Distributeur souhaite préciser que cette règle demeure un garde-fou pour éviter que certains clients ne se voient réclamer que la consommation correspondant à une période de six mois alors qu'ils avaient connaissance de la situation ou que, compte tenu des circonstances, ils ne pouvaient raisonnablement l'ignorer.

- 54.3 Veuillez expliquer comment le titulaire peut déterminer que son compteur est croisé. De plus, veuillez expliquer comment le titulaire peut déduire que sa consommation réelle est supérieure à sa consommation facturée.

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question 54.2, il y a des situations où le client peut constater un grand écart entre la consommation facturée et celle potentiellement ou réellement utilisée.

De plus, lors d'un nouvel abonnement, le client reçoit une confirmation des caractéristiques d'abonnement ainsi que le *Résumé des principales conditions de service* où le Distributeur invite le client à vérifier que le numéro inscrit sur son compteur est celui qui figure sur sa confirmation et/ou sur sa facture. En tout temps, le client peut procéder à cette vérification avec sa facture où le numéro du compteur est identifié.

Le client peut également effectuer un test-compteur en mettant l'interrupteur principal hors tension de son local et vérifier si le compteur qui lui est attribué et dont le numéro figure sur sa facture, est bien celui qui s'est arrêté.

55. Référence : Pièce B-0051, page 12.

Préambule :

Le Distributeur indique à la référence que « *f) les dispositions du paragraphe 4 s'appliquent malgré toute autre disposition des présentes conditions de service d'électricité. Elles s'appliquent lorsque deux (2) compteurs ou plus sont affectés par la correction, dans ce dernier cas en y apportant les ajustements nécessaires.* »

Demandes :

55.1 Veuillez expliquer votre proposition d'inclure l'expression « toute autre disposition des présentes conditions de service d'électricité ». De plus, veuillez préciser quelles sont les dispositions visées par cette mention.

Réponse :

Par l'introduction de cette expression, le Distributeur veut éviter que le client confonde les autres modalités prévues à l'article 11.5 traitant des corrections d'erreurs de facturation, avec les modalités du paragraphe 4 qui traitent spécifiquement les situations de compteurs croisés.

55.2 Veuillez fournir et expliquer les ajustements nécessaires prévus au paragraphe 4 de l'article 11.5 lorsque plus de deux compteurs sont affectés par une situation de compteurs croisés.

Réponse :

Le Distributeur a voulu préciser que lors de situations de compteurs croisés, peu importe le nombre de compteurs croisés impliqués dans la même situation, les modalités de correction du paragraphe 4 s'appliquent. Le Distributeur estime que la règle devrait être la même si deux compteurs sont croisés que si trois compteurs ou plus le sont. Cette précision vise également à clarifier la situation compte tenu de la décision D-2006-08 rendue dans le cadre de la plainte d'un client.

56. Référence : Pièce B-0051, page 13.

Préambule :

Le Distributeur mentionne à la référence qu'il souhaite introduire une nouvelle définition à l'article 3.1 concernant les clients liés.

Demandes :

56.1 Veuillez justifier les modifications demandées quant à la notion de *clients liés*.

Réponse :

Le Distributeur souhaite éviter les situations de compteurs croisés impliquant des titulaires membres d'une même entité ou d'une même famille qui pourraient ainsi tirer profit de la situation compte tenu de l'écart entre les périodes corrigées en débit (6 mois) et les périodes corrigées en crédit (36 mois). Cette modalité ne serait pas requise si la période applicable aux débits et aux crédits était identique. Encore ici, l'introduction de cette règle spécifique renforce le caractère équitable de la proposition du Distributeur pour le client individuel et pour l'ensemble de la clientèle.

56.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend procéder pour déterminer si les clients concernés sont liés ou non.

Réponse :

Le Distributeur fera sa preuve à partir des diverses informations disponibles ou obtenues des clients, des inspecteurs d'Hydro-Québec, du Registre des entreprises du Québec et d'autres sources.

56.3 Que compte faire le Distributeur si deux *clients liés* demandent que les ajustements soient appliqués sur leur facture.

Réponse :

Le Distributeur procédera à la mise à jour des dossiers afin d'assurer l'intégrité des données pour les facturations futures. Toutefois, le Distributeur n'effectuera pas de corrections *rétroactives* pour les périodes antérieures à la date de découverte de l'anomalie.

56.4 Veuillez fournir et expliquer les ajustements nécessaires prévus pour deux clients dont l'un participe au contrôle de l'autre au sens de l'article 5.2 de la Loi sur les valeurs mobilières, L.R.Q., c. V-1.

Réponse :

Lorsque le Distributeur identifiera une situation de compteurs croisés qui implique deux clients dont l'un participe au contrôle de l'autre au sens de l'article 5.2 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, il n'effectuera aucune correction rétroactive de la facturation de ces clients. Les corrections seront effectuées à compter de la date de la découverte de l'anomalie.

Le Distributeur estime qu'il serait inéquitable qu'une compagnie mère et sa filiale, à titre d'exemple, puissent bénéficier d'un avantage économique en raison de la survenance d'un cas de compteurs croisés, c'est-à-dire que l'une se verrait réclamer la consommation pour une période de six mois seulement alors que l'autre recevrait un crédit représentant 36 mois de consommation.

56.5 Veuillez définir les notions de « conjoint » et d' « associé » à l'article 3.1 proposé.

Réponse :

Le Distributeur considère que l'interprétation du mot « conjoint » doit être son sens commun.

À titre d'exemple, la *Loi sur les impôts*, L.R.Q., c. I-3, prévoit notamment à son article 2.2.1 que « les mots se rapportant au conjoint d'un contribuable à un moment quelconque comprennent la personne de sexe différent ou de même sexe qui, à ce moment, vit maritalement avec le contribuable ».

Quant au mot « associé », le Distributeur réfère aux membres des sociétés de personnes prévues aux articles 2188 et suivants du Code civil du Québec.

**STRATÉGIE TARIFAIRE
RETRAIT DU TARIF DE TRANSITION DESTINÉ AUX CLIENTS BÉNÉFICIAIRE D'UN
CONTRAT SPÉCIAL**

57. Référence : Pièce B-0054, page 42 ;

Préambule :

À la référence, le Distributeur mentionne que : « *Comme les contrats particuliers sont approuvés par le gouvernement, les modalités de transition devraient faire partie dorénavant des négociations entre le client et le gouvernement afin d'être intégrées à*

son contrat. Dans ce contexte, le Distributeur propose d'abroger le tarif de transition »
[nous soulignons]

Demandes :

57.1 Veuillez confirmer que l'abrogation proposée n'aura d'effet qu'à l'égard des contrats qui seront conclus à compter de l'entrée en vigueur de l'abrogation. Dans la négative, veuillez justifier que l'abrogation proposée s'appliquera également aux contrats en vigueur.

Réponse :

Non. L'abrogation proposée s'appliquera à tous les contrats en vigueur car le manque à gagner associé au tarif de transition des contrats spéciaux ne devrait pas être supporté par les autres clients du Distributeur.

57.2 Veuillez indiquer le nombre de contrats spéciaux en cours et qui ne pourront pas bénéficier du tarif de transition si la demande du Distributeur est acceptée par la Régie.

Réponse :

Deux clients du secteur de la chimie, dont les contrats spéciaux se terminent en 2013, ne pourront pas bénéficier du tarif de transition.

Les autres clients ayant des contrats spéciaux sont en négociation avec le gouvernement ou ont déjà renégocié leur contrat à long terme.

57.3 Veuillez ventiler votre réponse par année d'expiration du contrat spécial et par type d'industrie tout en les regroupant par client. Veuillez attribuer un numéro pour identifier les clients.

Réponse :

Voir la réponse à la question 57.2.

**MODALITÉS DU TARIF L RELATIVES AU RODAGE DE NOUVEAUX
ÉQUIPEMENTS**

58. **Référence :** Pièce B-0054, page 44.

Préambule :

À la référence, il est indiqué que « *Le Distributeur propose d'ajouter une clause qui lui réserverait le droit de mettre fin aux modalités relatives au rodage d'un client moyennant un préavis de 30 jours. Si un client n'était pas en mesure de démontrer que son usine est toujours en rodage [...] ».*

Demandes :

58.1 Veuillez préciser comment le Distributeur pourra déterminer objectivement qu'un client n'est plus en rodage.

Réponse :

Le Distributeur propose de modifier les modalités d'adhésion et d'exiger de la part du client une description des équipements en rodage et une estimation écrite de la puissance qui sera appelée et de l'énergie qui sera consommée après la période de rodage, tel que spécifié à la pièce HQD-12, document 4, page 12 de 28.

Ces renseignements permettront au Distributeur et au client de suivre la progression de la consommation et d'attester que les nouveaux équipements sont toujours en rodage.

58.2 Veuillez préciser comment le client sera en mesure de démontrer qu'il est toujours en rodage.

Réponse :

Voir la réponse à la question 58.1.

TARIF D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE

59. **Référence :** Pièce B-0054, page 46, tableau 33.

Préambule :

TABLEAU 33
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU SERVICE GÉNÉRAL D'ÉCLAIRAGE PUBLIC
AU 31 DÉCEMBRE 2010

	Abonnements	Revenus (M\$)
Consommation mesurée	1 932 *	5,7 M\$
Consommation estimée	1 495 (715 500 luminaires)	44,4 M\$

* Les abonnements étant mesurés, le Distributeur ne dispose pas du nombre de luminaires desservis.

Demande :

59.1 Veuillez mettre à jour le tableau 33 avec les tarifs demandés au 1^{er} avril 2012.

Réponse :

Tableau R-59.1
Description de la clientèle au service général d'éclairage public
et revenus selon le tarif proposé au 1^{er} avril 2012

	Abonnements au 31 déc. 2010	Revenus (M\$) selon le tarif proposé au 1 ^{er} avril 2012
Consommation mesurée	1 932 *	5,9 M\$
Consommation estimée	1 495 (715 500 luminaires)	46,3 M\$

* Les abonnements étant mesurés, le Distributeur ne dispose pas du nombre de luminaires desservis.

TARIFS ET CONDITIONS

60. **Références :** (i) Dossier R-3770-2011, Pièce B-0016, page 37 ;
(ii) Dossier R-3770-2011, Pièce B-0029, page 37.

Préambule :

- (i) En réponse à une DDR de la Régie qui le questionne sur la façon dont les quelques milliers de clients convertis au système LAD seront facturés au taux de la deuxième tranche du tarif D, c'est à dire à partir du 31^{ième} kWh atteint chaque jour, tel que cela est stipulé aux Tarifs et conditions du Distributeur (art. 2.6, page 14), et réalisable avec les compteurs LAD, ou alors uniquement après les 1 800 premiers kWh consommés au cours d'un période typique de facturation de 60 jours, le Distributeur indique que « *Les paramètres utilisés aux fins de facturation de l'énergie et de la puissance demeurent les mêmes quelque soit le type de compteur installé chez le client. Aucune modification n'a été apportée aux modalités de facturation.* »
- (ii) « *Aucun changement aux conditions de service d'électricité (CDSÉ) n'est prévu à l'heure actuelle.* »

Demande :

- 60.1 Veuillez préciser l'interprétation que fera le Distributeur de l'article 2.6 des *Tarifs et conditions*, compte-tenu de la fréquence des relevés avec les compteurs LAD :
- Le Distributeur a-t'il l'intention d'appliquer textuellement l'article 2.6 des Tarifs et conditions, tel qu'il est rédigé actuellement, c'est à dire de facturer le consommateur au taux de la 2^e tranche du tarif D dès que sa consommation dépasse 30 kWh dans une journée, c'est-à-dire sans le faire bénéficier d'un « crédit de kWh » pour les jours où sa facturation a été en-dessous de 30 kWh?
 - Le consommateur équipé d'un compteur LAD pourra-t'il continuer de bénéficier d'une quantité de 1 800 kWh par période typique de facturation de 60 jours, au taux de la première tranche du tarif D, tel que cela est calculé en absence de LAD, du fait que le Distributeur ne peut pas établir de consommation quotidienne?

Réponse :

Le Distributeur ne prévoit pas apporter de changement aux modalités actuelles de facturation.