

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 1

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3776-2011

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2012-2013

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

Demande de renseignements préparée par l'expert Co Pham

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS ET REVENUS DE REVENTE D'ÉNERGIE EN 2012

VOLUME D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 8 :

« Du volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu pour 2012, près de 335 GWh sont attribuables aux surplus qui ne peuvent être revendus sur les marchés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale. »

Demande(s) :

1.1 Veuillez décrire la méthode et le processus utilisés par le Distributeur pour estimer le volume d'électricité patrimoniale inutilisée qui ne peut être revendus sur les marchés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale tel que mentionné à la référence (i).

1.2 Veuillez indiquer si la Régie de l'énergie (la Régie) ou un autre organisme externe a validé ou non la méthode et le processus utilisés par le Distributeur pour estimer ce volume. Veuillez élaborer votre réponse.

APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX POUR L'ANNÉE 2012

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :

« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

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.

Sur cette base, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012, mais verra plutôt à reconduire les transactions financières avec le Producteur. »

Préambule :

Dans sa décision D-2011-144 (page 8), la Régie écrit :

«La Régie juge pertinent d'examiner au présent dossier la question des approvisionnements, incluant les transactions financières avec le Producteur, sous l'angle des coûts et des prévisions de coûts générés par les approvisionnements pour l'année tarifaire 2012 ». Dans cet esprit, il est donc essentiel d'obtenir des renseignements relativement aux approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012 incluant la stratégie proposée par le Distributeur à la référence (i).

Demande(s) :

2.1 Veuillez confirmer que la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande pour la période 2011-2027 et la stratégie proposée par le Distributeur dans le présent dossier (référence i) n'ont jamais été examinés par la Régie, ni dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020 ni dans d'autres dossiers.

2.2 Dans le cas où la réponse à la question précédente est négative, veuillez indiquer les références utiles à leur examen.

2.3 Veuillez démontrer que la stratégie proposée par le Distributeur dans le présent dossier minimise le coût des approvisionnements et maximise les revenus de la revente d'énergie pour la période 2011-2027.

2.4 En réponse à la question précédente, veuillez décrire la méthodologie utilisée par le Distributeur pour ce faire.

2.5 Dans le cas où le Distributeur n'a pas fait d'exercice de minimisation des coûts et de maximisation des revenus, veuillez indiquer sur quelle base la Régie devrait considérer l'admission des coûts générés par la stratégie proposée par le Distributeur dans les revenus requis du Distributeur de l'année 2012.

MISE À JOUR DE MAI 2011 DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE LA PÉRIODE 2011-2020 ET DU
PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :

« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

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. » (nos soulignés).

(ii) HQD-5, Document 1, page 10 :

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 4

« Le Distributeur a **mis à jour son portefeuille d'approvisionnements de long terme** en fonction des éléments suivants :

- report de douze et dix-huit mois respectivement des livraisons d'énergie des parcs éoliens *de l'Érable* et *des Moulins* dont les mises en service commerciales étaient prévues pour le 1^{er} décembre 2011 ;
- devancement de six mois des livraisons d'énergie du parc éolien *St-Robert- Bellarmin* dont la mise en service commerciale était prévue pour le 1^{er} décembre 2012.

Considérant cette mise à jour, l'ensemble des contrats de long terme, avant déploiement des moyens de gestion, procurerait des approvisionnements en énergie de 13,0 TWh en 2012. Compte tenu des besoins postpatrimoniaux évalués à 6,5 TWh, le Distributeur fait donc face à des surplus énergétiques de 6,6 TWh. » (nos soulignés)

Demandes :

3.1 Veuillez fournir :

- les besoins énergétiques visés par le Plan (en TWh);
- les besoins à la pointe visés par le Plan (en MW) et,
- la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance (en MW)

de chacune des années de la période 2011-2020 calculés sur la base de la mise à jour de la prévision de la demande de mai 2011.

3.2 Veuillez fournir *le bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestion existants (en TWh)* révisé suite à la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande (référence i) et la mise à jour du portefeuille d'approvisionnements de long terme (référence ii), dans le même format que celui du tableau 4.1-1 de la pièce HQD-1, Document 1, page 31 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

3.3 Veuillez fournir *le bilan en énergie après déploiement des nouveaux moyens de gestion (en TWh)* révisé suite à la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande (référence i) et la mise à jour du portefeuille d'approvisionnements de long terme (référence ii), dans le même format que celui du tableau 4.4-3 de la pièce HQD-1, Document 1, page 52 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

3.4 Veuillez fournir *le bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion (en MW)* révisé suite à la mise à jour de mai 2011 de la prévision de la demande (référence i) et la mise à jour du portefeuille d'approvisionnements de long terme (référence ii), dans le même format que celui du tableau 4.4-4 de la pièce HQD-1, Document 1, page 53 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

SOLDE DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE À L'ÉCHÉANCE DES CONVENTIONS

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :

« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

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. »

Demandes :

4.1 Veuillez fournir la méthode de calculs, les hypothèses et données utilisées par le Distributeur pour lui permettre d'affirmer que le solde du compte d'énergie serait de 2 TWh à l'échéance des conventions d'énergie différée (en 2027) [référence i].

4.2 Veuillez fournir une comparaison des coûts de la période 2011-2027 et de ceux de l'année 2012 de la stratégie alternative de revente graduelle des 2 TWh de surplus énergétiques sur la période 2012-2027 avec ceux découlant de la stratégie proposée par le Distributeur telle qu'indiquée à la pièce HQD-5, Document 1, page 9.

IMPACTS DES HYPOTHÈSES DU DISTRIBUTEUR SUR LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS DE 2012 ET DE LA PÉRIODE 2011-2027

Référence : (i) HQD-5, Document 1, page 9 :

« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

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.

Sur cette base, **le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012**, mais verra plutôt à reconduire les **transactions financières avec le Producteur**. » (nos soulignés)

Demandes :

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 6

4.3 Veuillez élaborer davantage, chiffres à l'appui, les raisons pour lesquelles le Distributeur prévoit ne plus différer l'énergie du contrat cyclable (référence i) et l'incidence de cette stratégie sur les coûts d'approvisionnements de l'année 2012 et sur les coûts d'approvisionnements totaux de la période 2011-2027.

4.4 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, pourquoi « *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* » (référence i).

4.5 Veuillez indiquer l'incidence de la stratégie mentionnée à la question précédente sur les coûts d'approvisionnements de l'année 2012 et sur les coûts d'approvisionnements totaux de la période 2011-2027. Veuillez préciser, chiffres à l'appui, l'incidence de cette stratégie sur l'utilisation du compte d'énergie différée et les transactions financières avec le Producteur en 2012, ainsi que sur les coûts d'approvisionnements de 2012.

4.6 Veuillez **justifier** les coûts additionnels prévus pour l'année 2012 qui résultent de la modification de la prévision de la demande de long terme (période 2012-2020) et de la stratégie de gestion des approvisionnements proposée par le Distributeur dans le présent dossier.

4.7 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que la proposition du Distributeur de ne plus différer d'énergie en 2012 et d'effectuer des transactions financières avec le Producteur pour la même année (référence i) minimiserait le coût total des approvisionnements que supportera l'ensemble des consommateurs et maximiserait les revenus de revente du Distributeur.

4.8 Le Distributeur reconnaît à la référence (i) que sa gestion du compte d'énergie différée et ses transactions financières avec le Producteur en 2012 repose sur certaines hypothèses. Veuillez confirmer que l'utilisation d'autres hypothèses conduirait à des *coûts des transactions financières avec le Producteur en 2012* différents de ceux retenus par le Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

4.9 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'approche de gestion des approvisionnements de la période 2011-2027 du Distributeur ne tient pas compte de la variabilité de la demande de sa clientèle, considérant entre autres l'énoncé suivant du Distributeur :

« *Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre **déterministe**, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation.* » (HQD-5, Document 1, pages 9).(nos soulignés)

4.10 Veuillez indiquer si l'approche de gestion des approvisionnements de la période 2011-2027 du Distributeur a des impacts ou non sur les coûts des approvisionnements en 2012. Veuillez élaborer votre réponse.

COÛTS DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (EGM) EN 2012

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, pages 9 à 10 :

« Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre déterministe, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation. En effet, l'utilisation de l'EGM est fortement tributaire des aléas de la demande et de l'offre, en particulier de l'aléa climatique et de l'aléa sur la production éolienne, ce qui n'est pas pris en compte dans un scénario déterministe. Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4. De plus, conformément au déploiement des moyens en puissance présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le présent dossier tarifaire incorpore le service de puissance complémentaire que procurerait l'EGM durant les mois d'hiver et qui correspond à 15 % de la puissance éolienne installée. »

(ii) HQD-5, Document 1, page 13 :

« En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires **additionnels (3 M\$)** prévus dans l'EGM. 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\$ » (nos soulignés)

Demande(s) :

5.1 Veuillez **justifier** le besoin de services complémentaires **additionnels** en 2012 (référence ii) dont la négociation serait toujours en cours avec le Producteur au moment de la préparation du dossier tarifaire, selon la note de bas de page no. 4 de la page 13 de la pièce HQD-5, Document 1.

5.2 Veuillez fournir les calculs des coûts se rapportant respectivement :

- au service de puissance complémentaire (1,6 M\$);
- aux services complémentaires additionnels (3M\$);
- au gain attribuable au service de modulation (4,2 M\$);
- ainsi qu'à tous les autres coûts et revenus reliés à l'EGM pour l'année 2012 (référence ii).

5.3 Veuillez fournir les hypothèses et données utilisées par le Distributeur pour calculer chacun des coûts et des revenus reliés à l'EGM en 2012 mentionnés à la question précédente.

5.4 Veuillez démontrer la validité de vos méthodes de calculs des coûts et des revenus reliés à l'EGM en 2012, incluant les revenus de revente au Producteur du solde du *compte d'énergie modulable*.

5.5 Veuillez comparer les méthodes de calculs reliés à l'EGM utilisées par le Distributeur dans le présent dossier avec celles décrites dans le dossier R-3775-2011 (Dossier R-3775-2011, HQD-1, Document 1, page 17).

GAIN ATTRIBUABLE AU SERVICE DE MODULATION EN 2012

Références : (i) HQD-5, Document 1, pages 9 à 10 :

« Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4. »

(ii) HQD-5, Document 1, page 13 :

« 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\$ » (nos soulignés)

Demandes:

6.1 Veuillez préciser la base méthodologique du « gain attribuable au service de modulation » mentionné aux références i et ii.

6.2 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » ou les « gains attribuables à l'EGM » correspondent à la différence des coûts totaux des scénarios avec et sans modulation dont la méthode de calculs est illustrée au dossier R-3775-2011, à la pièce HQD-1, Document 1, page 16? Veuillez élaborer votre réponse et fournir des explications détaillées.

6.3 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » de 4,2 M\$ en 2012 (référence ii) tient compte du coût du service de modulation et des revenus de la revente au Producteur du solde du compte de modulation tels que décrit à la pièce HQD-1, Document 1, page 16, du dossier R-3775-2011?

6.4 Serait-il exact d'affirmer que *la précision* du « gain attribuable au service de modulation » dépend des hypothèses émises par le Distributeur sur la production horaire des éoliennes et sur les aléas climatiques tels que reconnus par le Distributeur au dossier R-3775-2011, page 14 de HQD-1, Document 1?

6.5 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » dépend également de la gestion de l'EGM du Distributeur?

6.6 Serait-il exact d'affirmer que le « gain attribuable au service de modulation » dépend également du prix de l'énergie sur le marché?

6.7 Veuillez concilier l'estimation du « gain attribuable au service de modulation » de 4,2 M\$ en 2012 soumise dans le présent dossier et « l'écart des coûts totaux (gain de l'EGM) » de 3,8 M\$ soumis dans le dossier R-3775-2011, HQD-1, Document 1, page 17, tableau 3.1.

6.8 À la page 22 de la pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3775-2011, le Distributeur présente un cas où le coût du scénario « avec modulation » est supérieur à celui du scénario « sans modulation » de 7,0 M\$ en 2012 (cas de climatologie froide, moyenne des cas contenus entre la moyenne +1 écart-type et le cas maximum). Veuillez confirmer qu'il s'agit d'une perte attribuable au service de modulation (ou à l'EGM) et que cette situation pourrait se produire en 2012.

6.9 Veuillez confirmer que dans la pratique, les gains ou pertes attribuables à l'EGM peuvent être inférieurs ou supérieurs à 4,2 M\$ en 2012. Veuillez élaborer votre réponse et préciser les facteurs qui influencent le « gain ou perte attribuable au service de modulation ».

6.10 Dans le cas où il y a une perte attribuable à l'EGM en 2012, le Distributeur récupérera-t-il cette perte ultérieurement? Si oui, par quel mécanisme réglementaire? Si non, pourquoi?

6.11 Veuillez indiquer les mesures par lesquelles le Distributeur comptabilise les gains ou pertes attribuables à l'EGM.

6.12 Veuillez indiquer les mesures par lesquelles la Régie peut vérifier l'exactitude des gains ou pertes attribuables à l'EGM.

COÛTS DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2012

Référence : (i) HQD-5, Document 1, page 13 :

« 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.»

Demandes :

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 10

7.1 Veuillez expliquer, de façon la plus précise possible, pourquoi dans le présent dossier le Distributeur prévoit des transactions financières avec le Producteur au coût de 17,3 M\$ en 2012, alors que dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur indiquait qu'aucune transaction financière avec le Producteur ne serait requise après 2011.

7.2 Veuillez fournir la méthode de calculs, les données et hypothèses utilisées par le Distributeur pour évaluer le montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur en 2012 (référence i).

7.3 Veuillez expliquer pourquoi « Aucun montant lié aux transactions financières relativement aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré en 2012 » (référence i).

7.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne peut revendre au Producteur ses surplus à leur prix coûtant (coût réel d'acquisition), notamment les surplus provenant des contrats avec le Producteur.

7.5 Veuillez expliquer pourquoi le Producteur peut acheter de l'énergie en surplus du Distributeur, sans avoir à tenir compte des coûts de transport d'électricité.

PRÉCISION DE LA PRÉVISION DES COÛTS DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR

Références : (i) HQD-5, Document 1, page 15 :

« Ces transactions (financières avec le Producteur), dont le coût prévu au dossier tarifaire R-3740-2010 était de 22 M\$ pour le contrat en base, se sont soldées par un coût réel de 2,7 M\$. Cet écart est attribuable à une augmentation des prix sur le marché de référence et à une demande plus forte pendant les mois d'été. De plus, les modalités des transactions prévues pour le contrat cyclable ont permis de dégager un gain de 2,7 M\$. Par conséquent, les transactions financières avec le Producteur se sont soldées par un **coût nul** pour l'année 2010. » (nos soulignés)

(ii) HQD-5, Document 1, page 25, tableau A-1, Année 2010 :

- Coût total des transactions financières avec le Producteur présenté dans le dossier tarifaire R-3740-2010 : 21,9 M\$;
- Coût réel des transactions financières avec le Producteur : 0 M\$.

Préambule :

Le Distributeur a reconnu aux références (i) et (ii) que la marge d'erreur de sa prévision des coûts des transactions financières avec le Producteur en 2010 était très grande.

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris des mesures pour réduire la marge d'erreur de sa prévision des coûts des transactions financières avec le Producteur ou non.

8.2 Dans l'affirmative, veuillez indiquer les mesures prises par le Distributeur.

8.3 Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

CLASSIFICATION DES COÛTS RELIÉS À L'EGM

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 13 :

« En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires **additionnels** (3 M\$) prévus dans l'EGM. 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\$ » (nos soulignés)

(ii) HQD-5, Document 1, Annexe B, page 29 (tableau).

Demandes:

9.1 Veuillez expliquer pourquoi le coût de puissance complémentaire (1,6 M\$ en 2012 selon la référence i) et le coût de services complémentaires (3 M\$ en 2012 selon la référence i) sont considérés par le Distributeur comme faisant partie des *coûts d'approvisionnement de long terme* à la référence (ii).

9.2 Veuillez expliquer pourquoi le « gain anticipé relatif à l'EGM » (-4,2 M\$ en 2012 selon la référence i) n'est pas considéré comme faisant partie des coûts d'approvisionnement de long terme à la référence (ii).

INTÉGRATION DU COÛT DE SERVICES COMPLÉMENTAIRES ADDITIONNELS À TITRE DE PROVISION

Références : (i) HQD-5, Document 1, page 13 :

« En outre, les coûts d'approvisionnement de 2012 incorporent un montant à titre de service de puissance complémentaire (1,6 M\$) et de services complémentaires **additionnels** (3 M\$) prévus dans l'EGM. »

(ii) HQD-5, Document 1, page 13, note de bas de page :

« Les discussions étant toujours en cours au moment de la préparation du dossier tarifaire, ce montant de 3 M\$ est intégré **à titre de provision**. »

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer la différence entre l'intégration d'un coût à titre de provision, tel serait le cas du coût de services complémentaires additionnels de 3 M\$ en 2012 selon le Distributeur (référence i), et l'intégration d'un coût n'ayant pas le caractère provisionnel.

10.2 Dans votre réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur les traitements réglementaires et les impacts potentiels sur les tarifs applicables aux consommateurs québécois découlant de ces deux modes d'intégration des coûts.

10.3 Dans le cas où il n'y aurait pas de décision de la Régie sur la demande d'approbation de l'EGM (dossier R-3775-2011) avant la fin de l'audience du présent dossier, selon le Distributeur, comment la Régie devrait-elle traiter les coûts reliés à l'EGM et le gain attribuable à l'EGM dans le présent dossier?

SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE RELATIVEMENT À L'ANNÉE RÉELLE

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, pages 14 à 15 :

« Par souci d'allègement de son dossier tarifaire, le Distributeur propose pour le futur de **verser les informations portant sur l'année réelle**, telles qu'elles apparaissent à la section 3.1 de la présente pièce pour 2010, **dans ses prochains rapports annuels en faisant les références requises dans le dossier tarifaire**. Le Distributeur rappelle que cette proposition vise à mettre davantage l'accent sur l'année de base et sur l'année témoin projetée, dans le dossier tarifaire, et à regrouper, dans le rapport annuel, toutes les informations, explications et justifications portant sur les années historiques.» (Nos soulignés)

(ii) HQD-5, Document 1, page 15 :

« Somme toute, le coût des approvisionnements postpatrimoniaux de 2010 a été supérieur de 100,7 M\$ à la prévision intégrée au dossier tarifaire 2010-2011. Cet écart est détaillé au tableau 7. »

Demande :

11.1 Dans l'éventualité où la Régie accepterait la proposition du Distributeur exprimée à la référence (i), veuillez indiquer si le Distributeur s'engage à signaler à la Régie les faits saillants de l'année réelle dans

le dossier tarifaire, par exemple l'écart très important (100,7 M\$) de coût des approvisionnements postpatrimoniaux indiqué à la référence (ii).

AUGMENTATION DES BESOINS EN ÉTÉ EN 2010

Référence(s) : (i) HQD-5, Document 1, page 15 :

« L'année 2010 s'est caractérisée par une demande plus faible en période d'hiver, occasionnant une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée de 0,4 TWh, et une demande accrue en été. Cette demande plus forte en été provient essentiellement du secteur résidentiel et d'une demande additionnelle de Rio Tinto Alcan qui faisait face à une faible hydraulité sur son réseau. Cette situation amenant un risque de dépassement horaire élevé, le Distributeur a dû recourir davantage aux marchés de court terme pendant la période d'août à octobre. La revente d'énergie a par conséquent été réduite de 0,2 TWh. »

Demande(s) :

12.1 Veuillez fournir les parts respectives du secteur résidentiel et de Rio Tinto Alcan dans **l'augmentation** de la demande qui a été évoquée par le Distributeur à la référence (i).

12.2 Veuillez confirmer, chiffres à l'appui, que malgré le recours additionnel aux marchés de court terme pendant la période d'août à octobre de 2010 et la réduction de la revente d'énergie, la vente à Rio Tinto Alcan a été rentable pour le Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

MISE À JOUR DU TARIF DT ET SON CALIBRAGE

MÉTHODE UTILISÉE PAR LE DISTRIBUTEUR POUR CALIBRER LE TARIF DT

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 28 :

« Le calibrage du tarif DT permet d'établir le niveau d'économie du client au tarif DT et ultimement, d'évaluer son intérêt à continuer de fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe. »

Demande(s) :

13.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour établir le niveau d'économie du client au tarif DT.

13.2 Veuillez décrire la méthode et les moyens pris par le Distributeur pour évaluer l'intérêt des clients au tarif DT à continuer à fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe.

CALIBRAGE ACTUEL DU TARIF DT

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 28 :

« Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type. Celui-ci correspond à une résidence unifamiliale moyenne (158 m²) située à Montréal pour laquelle les besoins de chauffage des locaux ainsi que le profil de consommation d'électricité sans usage estival particulier (climatisation ou chauffage de piscine), sont établis actuellement en fonction de la normale climatique 1963-1991. La consommation du cas type selon la normale climatique 1963-1991 est présentée au tableau 23. »

Demande(s) :

14.1 Veuillez confirmer que le calibrage actuel du tarif DT se base uniquement sur un seul cas type décrit à la référence (i), sans tenir compte de la diversité des superficies des maisons et des habitudes de consommation des clients au tarif DT.

14.2 Veuillez fournir le pourcentage du cas type dans l'ensemble des clients du tarif DT.

DÉTERMINATION DES PRIX D'ÉNERGIE DU TARIF DT POUR ASSURER LA NEUTRALITÉ TARIFAIRE

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 29 :

« Les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avant effacement de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D.»

Demande(s) :

15.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par « neutralité tarifaire avant effacement ».

15.2 L'expression « avant effacement » signifie-t-elle qu'on suppose que le client au tarif DT utilise de l'électricité, au lieu du mazout, pendant les heures où la température est en dessous de -12 (ou -15) degrés Celsius (période de pointe du tarif DT).

15.3 « L'économie nulle avant effacement » constaté au tableau 25 de la pièce HQD-12, Document 2, page 34, résulte-t-elle du calibrage du tarif DT (prix hors pointe de 4,30 ¢/kWh et de pointe de 20,61 ¢/kWh) montré à la même pièce, selon la normale climatique Ouranos 2012?

15.4 Veuillez décrire la **méthode** utilisée par le Distributeur pour établir les prix d'énergie hors pointe et en pointe du tarif DT, en assurant la « neutralité tarifaire avant effacement ».

15.5 Veuillez préciser les types de profils de consommation (profils horaires, profils journaliers, etc.) utilisés par le Distributeur pour calculer les factures des clients types au tarif D et DT respectivement.

15.6 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour tenir compte du chauffage des locaux et des usages de base et du chauffage de l'eau dans la détermination des factures des clients types au tarif D et au tarif DT.

ÉCONOMIE AVANT EFFACEMENT ET ÉCONOMIE RÉELLE APRÈS EFFACEMENT

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 30 :

« Le tarif DT calibré à partir de ce cas type confère donc aux clients au tarif DT une économie avant effacement (figure 7) et une économie réelle après effacement supérieures à l'économie estimée par le Distributeur (figure 8). »

(ii) Figure 8, HQD-12, Document 2, page 32.

Demande(s) :

16.1 Veuillez confirmer que « *l'économie avant effacement* » ne tient pas compte des montants payés par le client au tarif DT pour du mazout et l'entretien de son système bi-énergie.

16.2 Veuillez indiquer si « *l'économie réelle après effacement* » mentionnée à la référence (i) et « *l'économie nette annuelle après effacement* » mentionnée à la référence (ii) tiennent compte ou non des frais d'entretien des systèmes de chauffage.

AJUSTEMENT DU CAS TYPE SELON LA NORMALE CLIMATIQUE OURANOS

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 32 :

« Le Distributeur propose d'ajuster annuellement le cas type sur la base de la normale climatique Ouranos définie en 2007 aux fins de la prévision de la demande. Reconnue par la Régie dans sa décision

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 16

D-2008-024, cette normale climatique est basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971. Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur utilise la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012 pour établir le tarif DT au 1er avril 2012. » (Nos soulignés).

Demande(s) :

17.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour ajuster annuellement le cas type du tarif DT.

17.2 Veuillez préciser la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer les degrés-heures de chauffage et le nombre d'heures où la température est inférieure au seuil critique (-12 °C).

17.3 Veuillez confirmer que l'ajustement annuel du cas type que propose le Distributeur tient compte du réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971.

17.4 Serait-il moins économique pour le Distributeur et pour l'ensemble de sa clientèle d'ajuster le seuil de température définissant la période de pointe du tarif DT (-12 °C ou -15 °C actuellement), considérant les besoins de pointe du Distributeur et ses ressources d'approvisionnement?

PROPOSITION D'AJUSTEMENT DU TARIF DT DU DISTRIBUTEUR POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2012-2013

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 33 :

« Le Distributeur propose de recalibrer au 1er avril 2012 le tarif DT pour tenir compte du cas type selon la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012 en haussant uniquement le prix de pointe. » (Nos soulignés).

(ii) HQD-12, Document 2, page 33 :

« Cette stratégie est en ligne avec l'actuelle stratégie qui vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe. Par ailleurs, la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client. »

Demande(s) :

18.1 L'affirmation du Distributeur à la référence (i) signifie-t-elle que le recalibrage du tarif DT pour l'année tarifaire 2012-2013 vise uniquement à assurer la « *neutralité tarifaire avant effacement* » avec le

tarif D, considérant l'énoncé suivant du Distributeur : « *Les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avant effacement de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D.*» (HQD-12, Document 2, page 29)

18.2 Veuillez indiquer toutes les raisons qui incitent le Distributeur à proposer de hausser uniquement le prix de pointe en 2012-2013.

18.3 Veuillez préciser si le maintien de l'actuelle stratégie qui vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe fait partie des facteurs considérés par le Distributeur dans sa proposition de hausser uniquement le prix de pointe pour l'année tarifaire 2012-2013.

18.4 Veuillez **démontrer, chiffres à l'appui**, que « *la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client* » (référence ii).

18.5 Veuillez indiquer les ajustements alternatifs qui ont été étudiés par le Distributeur et décrire leurs avantages et inconvénients.

18.6 Dans le cas où le Distributeur n'a pas étudié d'ajustements alternatifs à sa proposition, veuillez en fournir les raisons.

18.7 Veuillez fournir les données et résultats d'un ajustement similaire à celui appliqué depuis les dernières années pour le tarif D, c'est-à-dire hausser plus le prix de pointe que le prix hors pointe.

18.8 En réponse à la question précédente, veuillez comparer les économies avant et après effacement résultant de l'ajustement alternatif avec celles de l'ajustement proposé par le Distributeur pour 2012-2013 pour chacun des cas suivants :

- 1) Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux particuliers);
- 2) Cas type (Ouranos 2012 avec climatisation +800 kWh);
- 3) Cas type (Ouranos 2012 avec climatisation et piscine chauffée + 4 800 kWh).

AJUSTEMENT POTENTIEL DU PRIX HORS POINTE

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 34 :

« Par ailleurs, la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client».

(ii) HQD-12, Document 2, page 37 :

« Le Distributeur a d'ailleurs mentionné, lors des demandes tarifaires R-3708-2009 et R-3740-2010, la possibilité de diminuer le prix hors pointe comme moyen d'accroître l'économie du client bi-énergie advenant une nouvelle flambée du prix du mazout. Le niveau actuel des prix du mazout et les prévisions dans un horizon de moyen terme ne nécessitent pas pour l'instant que le Distributeur propose une telle réduction.»

Demande :

19.1 Veuillez confirmer que, dans le contexte économique prévisible de 2012-2013, toute augmentation du prix hors pointe aura pour effet de diminuer l'économie du client au tarif DT, toutes choses étant égales par ailleurs.

NIVEAU D'ÉCONOMIE D'ENVIRON 200 \$ EN TERMES RÉELS

Référence(s) : (i) HQD-12, Document 2, page 36 :

« À titre illustratif, le Distributeur présente un scénario où une économie d'environ 200 \$ en termes réels permettrait d'assurer la rentabilité du tarif DT tant du point de vue du client que du Distributeur. »

(ii) HQD-12, Document 2, page 37 :

« Et malgré l'ajustement du cas type sur la base de la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012, l'économie annuelle nette des frais d'entretien se maintient à son niveau de 2011, soit 119 \$ à un prix du mazout de 1,03 \$/litre (voir tableau 29) ».

Demande(s) :

20.1 Veuillez justifier le choix du niveau d'économie d'environ 200\$, considérant que l'économie moyenne après effacement est de 247 \$ pour la période 1995-2010 (données climatiques réelles) selon l'évaluation du Distributeur présentée à la figure 8 de la pièce HQD-12, Document 2, page 32.

20.2 Veuillez expliquer pourquoi l'économie annuelle nette des frais d'entretien n'était que de 119\$ en 2011 (référence ii), alors que l'économie moyenne après effacement est de 247\$ pour la période 1995-2010 selon la référence citée à la question précédente.

Demande de renseignements préparée par l'analyste Jean-François Blain

TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS DES PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ ET NON AUTORISÉS

- Référence(s) :**
- (i) HQD-3 doc 4, page 5, lignes 1 à 5.
 - (ii) R-3644-2007, D-2008-024, page 68.
 - (iii) R-3677-2008, D-2009-016, pages 20 et 21.
 - (iv) R-3738-2010, D-2011-039, page 34.

Préambule : À la référence (i), HQD cite le passage suivant de la décision D-2008-024 :

Dans la décision D-2008-024, la Régie a reconnu « qu'en principe, la base de tarification est établie sur une base de projection pour l'année témoin. Toutefois, ses projections devraient tenir compte du fait que les projets d'investissement de plus de 10 M\$ doivent être autorisés par la Régie (article 73 de la Loi) avant d'être inclus à la base de tarification. »

(ii) Dans la décision citée ci-dessus (D-2008-024, page 68), la conclusion de la Régie est énoncée dans les termes suivants :

«Compte tenu du fait que les montants sont relativement modestes, la Régie ne demande pas au Distributeur de mettre à jour la base de tarification 2008. Elle demande de n'inclure que les projets préalablement autorisés dans la base de tarification, lors des prochains dossiers tarifaires.»

(nous soulignons)

(iii) Aux pages 20 et 21 de la décision D-2009-016, la Régie motive son rejet de la proposition du Distributeur dans les termes suivants :

«La Régie note qu'un seul projet d'investissement a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi entre le dépôt et la décision sur le fond du présent dossier tarifaire, soit le projet de réaménagement de l'échangeur Dorval20. L'impact sur le revenu requis de l'année témoin 2009 est établi par le Distributeur à 0,1 M\$. La Régie estime que les délais sont souvent très longs entre la date projetée et la mise en service réelle du projet. Par exemple, pour le projet de lecture à distance de la consommation, des mises en service avaient été initialement prévues en 2007, puis en 2008 et maintenant en 2009.

La Régie ne retient pas l'établissement d'une règle systématique, telle que proposée par le Distributeur.»

(nous soulignons)

Aux paragraphes 131, 132 et 134 de la décision D-2011-039 (page 34) citée à la référence (iv), la Régie précise la nature de l'autorisation donnée au Transporteur et le contexte dans lequel cette décision s'inscrit :

131 Dans l'éventualité où un projet n'est pas autorisé avant la décision sur une demande tarifaire, la Régie accueille la proposition du Transporteur de modifier la règle existante et d'inscrire, dans un compte de frais reportés hors base, les montants afférents aux mises en service pris en compte dans la demande tarifaire de l'année témoin projetée.

132 Étant donné que les projets Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie ont été autorisés par la Régie avant la présente décision, la Régie autorise l'inclusion des montants de 169,0 M\$ et de 30,6 M\$ dans la base de tarification projetée 2011.

(nous soulignons)

134 Lors de la prochaine demande tarifaire du Transporteur, la Régie examinera en détail, sur proposition de ce dernier, les modalités de disposition de ce compte.

(nous soulignons)

Demande(s) :

- 21.1** Veuillez confirmer le fait que la Régie n'a jamais autorisé l'inclusion des coûts afférents à des projets d'investissement non autorisés dans la base de tarification du Distributeur sauf, exceptionnellement, dans le cas d'un projet qui avait été autorisé entre le dépôt de la demande (tarifaire) et la décision sur le fond du dossier.
- 21.2** Veuillez confirmer le fait que, dans sa décision D-2011-039 citée en référence (i), la Régie a autorisé l'inclusion des montants associés aux projets Éolienne 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie dans la base de tarification du Transporteur parce que ces projets avaient été autorisés entre le dépôt de la demande et la décision sur le fond.
- 21.3** Veuillez confirmer le fait que, suite à sa décision D-2011-039, la Régie n'a pas encore disposé de la proposition du Transporteur concernant les modalités de disposition d'un compte de frais reportés hors base.

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 6, lignes 8 à 11 et 14-15.

Préambule : (i) lignes 8 à 10
« (...) la Régie a permis, pour trois projets spécifiques, la création d'un compte de frais reportés hors base tarifaire, afin d'y comptabiliser les coûts afférents à la réalisation de ces projets. »
lignes 14-15

«Les modalités de disposition visant à récupérer ces coûts ont été approuvées dans la décision D-2010-022.»

Demande(s) :

22.1 Veuillez confirmer que les modalités de dispositions des coûts comptabilisés dans un compte de frais reportés hors base tarifaire telles qu'établies par la décision D-2010-022 ne sont pas remises en question par la proposition du Distributeur.

Dans la négative, veuillez identifier toute modification des modalités de disposition qui découlerait de la proposition du Distributeur (HQD-3 doc 4).

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 6, lignes 16 à 20.

Préambule : (i) «Pour un projet connu au moment de la préparation d'une demande tarifaire et pour lequel le Distributeur s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire, (...) le Distributeur propose les modifications suivantes dans le cas où ce projet génère des coûts qui affectent les revenus requis du dossier tarifaire en préparation : (...)»
(nous soulignons)

Demande(s) :

23.1 Veuillez préciser la nature des critères en vertu desquels les coûts d'un projet pourraient être traités selon les modalités proposées par le Distributeur à HQD-3 doc 4.

Veuillez notamment indiquer :

- a) si la demande d'autorisation d'un projet d'investissement devrait avoir été soumise à la Régie avant le dépôt de la demande tarifaire;
- b) dans quels cas, selon quels critères et selon quelles indications de la Régie, le Distributeur pourrait «s'attendre» à ce que la décision de la Régie sur l'autorisation d'un projet soit rendue avant celle portant sur une demande tarifaire.

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 7, lignes 13 et 17-19.

Préambule : (i) « Cette proposition repose sur les considérations suivantes :
(...)
• Meilleure adéquation entre le moment où les coûts sont générés par les projets et le moment où ils sont récupérés ;
• Coûts de financement minimisés ; »

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 22

- 24.1** Veuillez démontrer en quoi la proposition est susceptible d'assurer une «meilleure adéquation» entre le moment (l'année tarifaire) où les coûts d'un projet sont inclus dans les revenus requis et le moment où ces coûts sont effectivement encourus par le Distributeur.
- 24.2** Veuillez également démontrer en quoi les modalités proposées sont susceptibles de résulter en une réalisation des projets du Distributeur qui coïncide davantage avec le moment prévu initialement pour leur réalisation.
- 24.3** Veuillez identifier les cas où les coûts de financement d'un projet pourraient effectivement être minimisés.
- 24.4** Dans les cas où les coûts associés à un projet d'investissement sont inclus dans les revenus requis d'une année tarifaire mais que la réalisation d'un projet se trouve retardée, reportée ou annulée, veuillez décrire les modalités prévues pour corriger *a posteriori* les coûts non encourus qui auraient déjà fait l'objet d'une récupération tarifaire.

Référence(s) : (i) HQD-3 doc 4, page 8, lignes 1 à 6.

Préambule : À la référence (i), HQD identifie les coûts du projet (LAD) qui ont déjà été comptabilisés à la base de tarification de l'année témoin projetée 2012 et les charges d'exploitation s'y rapportant comptabilisées aux revenus requis 2012.

Demande(s) :

- 25.1** Dans l'éventualité où l'autorisation de la phase 1 du projet LAD ne serait accordée par la Régie qu'après sa décision finale dans le présent dossier tarifaire – et en supposant que le Distributeur puisse néanmoins effectuer les investissements et radiations prévus en 2012, veuillez indiquer les coûts de financement additionnels qui seraient encourus (en fonction des montants mentionnés à la référence (i)).
- 25.2** Veuillez comparer, d'une part, les coûts de financement additionnels qui seraient encourus dans la situation décrite à la question 25.1 avec, d'autre part, les inconvénients (et les coûts additionnels, s'il y a lieu) qui seraient associés à la situation décrite à la question 24.4 (projet dont les coûts sont déjà inclus aux revenus requis mais faisant l'objet d'un report).

PARAMÈTRES DU MODÈLE D'ÉTABLISSEMENT DES CHARGES D'EXPLOITATION
(Coûts de Distribution et Service à la clientèle, HQD-7 doc 1)

- Référence(s) :** (i) HQD-7 doc 1, page 7, lignes 9 à 16.
(ii) HQD-7 doc 11, page 3, Tableau 1.

Préambule : À la référence (i), le Distributeur explique l'augmentation des coûts de ses activités de base par les principaux facteurs suivants :

- « la progression combinée des charges de 2,4 % en 2012 comparativement à 2,3% en 2011. Ce facteur est composé d'une progression de l'ordre de 3 % de certains coûts salariaux découlant des augmentations et progressions salariales et d'une progression des autres charges à l'inflation de 2 % ;
- la croissance de ses activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 12,2 M\$ ou 1,1 % pour 2012. (...) »

À la référence (ii), le Distributeur présente l'évolution des autres charges de l'année historique 2010 à l'année témoin 2012.

Demande(s) :

- 26.1** Veuillez identifier les facteurs qui expliquent la progression de certains coûts salariaux à un rythme nettement supérieur à l'inflation.
- 26.2** Parmi les autres charges de l'année témoin 2012 présentées à la référence (ii), veuillez identifier celles reliées à des demandes pour lesquelles la Régie n'a pas encore rendu de décision.

- Référence(s) :** (i) HQD-7 doc 1, page 8, Tableau 3.
(ii) HQD-7 doc 1, pages 10 à 12, section 1.1.2.3.
(iii) HQD-7 doc 1, page 9, lignes 17 à 20.

Préambule : À la référence (i), HQD présente les éléments spécifiques des charges d'exploitation.

À la référence (ii), HQD présente les nouveaux éléments spécifiques dont elle demande la reconnaissance pour l'année témoin 2012.

À la référence (iii), HQD propose de modifier l'un des critères acceptés par la Régie pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique.

- « Le Distributeur propose toutefois d'apporter une précision relativement au critère 4. En effet, le seuil minimal de 5 M\$ ne devrait pas s'appliquer aux

charges d'exploitation découlant d'un projet majeur supérieur à 10 M\$ puisque ces charges font partie intégrante du projet.»

Demande(s) :

- 27.1** Veuillez confirmer que deux des quatre «nouveaux éléments spécifiques» présentés à la référence (ii), soit le traitement de certains coûts du PGEÉ (R-3768-2011) et le projet Lecture à distance (LAD) – phase 1 (R-3770-2011), n'ont pas encore fait l'objet d'une décision de la Régie.
- 27.2** Veuillez confirmer que les coûts découlant du projet LAD ne pourraient être inclus dans les revenus requis de l'année témoin 2012 que si la Régie approuve la proposition du Distributeur relative au traitement réglementaire des projets de plus de 10 M\$ et non autorisés (HQD-3 doc 4). Dans la négative, veuillez élaborer.
- 27.3** Veuillez confirmer que les charges de 3,9 M\$ en 2012 relatives au projet CATVAR ne pourraient être reconnues comme élément spécifique que si la Régie accepte la proposition du Distributeur à l'effet que le seuil minimal de 5 M\$ ne s'applique pas aux charges d'exploitation d'un projet majeur supérieur à 10 M\$ (référence (iii)).

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

INTRODUCTION DE NOUVEAUX PRODUITS *MIEUX CONSOMMER* AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Référence(s) : (i) HQD-8 doc 8, page 22, lignes 6 à 10.

Préambule : « En 2012, le Distributeur poursuit la promotion des fenêtres et portes-fenêtres éconergétiques. De plus, compte tenu de la disponibilité récente de fenêtres ENERGY STAR® coulissantes en aluminium, le Distributeur analyse l'opportunité d'intervenir avec une aide financière dans le segment de marché des immeubles multi-locatifs privés, ce segment comptant la plus faible pénétration de fenêtres éconergétiques.»

Demande(s) :

- 28.1** Veuillez expliquer le lien entre la disponibilité de nouvelles fenêtres ENERGY STAR coulissantes en aluminium et l'opportunité de faire la promotion de ce produit en particulier dans le segment de marché des immeubles multi-locatifs privés.
- 28.2** Veuillez notamment énumérer les facteurs (caractéristiques et prix du produit, compatibilité avec les contraintes d'installation et caractéristiques des bâtiments, par exemple) qui destineraient ce produit plus particulièrement au segment de marché des immeubles multi-locatifs privés.

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 25

28.3 Veuillez préciser si, pour des bâtiments comparables, la promotion de ce produit est également envisagée dans le segment de marché socio communautaire. Dans la négative, veuillez justifier.

28.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué (et /ou commencé à examiner) diverses options visant à assurer un partage équitable des bénéfices (économies d'énergie) entre les propriétaires des immeubles multi locatifs privés et les locataires, en particulier dans les cas où le coût du chauffage de l'espace est inclus dans le prix du loyer.

Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi et, notamment, identifier les obstacles qui empêcherait le Distributeur d'amorcer la résolution de cette problématique.

28.5 Veuillez identifier les facteurs qui, selon le Distributeur, expliqueraient que le segment de marché des immeubles multi locatifs privés compte la plus faible pénétration des fenêtres éconergétiques.

Référence(s) : (i) HQD-8 doc 8, page 22, lignes 12 à 15.

Préambule : « Le Distributeur compte poursuivre ses efforts d'information et d'influence auprès des consommateurs pendant leur processus de décision d'achat de téléviseurs. De plus, la stratégie initiée en 2010 auprès des détaillants se poursuivra afin de stimuler l'offre d'appareils plus éconergétiques.»

Demande(s) :

29.1 Veuillez indiquer la valeur des économies d'énergie cumulées à ce jour par ce programme ou, en absence de mesure disponible, fournir l'appréciation de la pertinence de poursuivre ce programme faite par le Distributeur.

29.2 Veuillez indiquer le nombre de participants (acheteurs) prévus par le Distributeur pour l'année de base 2011.

29.3 Veuillez préciser dans quelle mesure les efforts promotionnels du Distributeur sont dirigés, respectivement, vers les acheteurs ou vers les détaillants.

29.4 Veuillez fournir une appréciation de la justification de ce programme en fonction des résultats mesurables en fonction des tests de rentabilité usuels (TCTR, TP, TNT).

PGÉÉ - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu

Référence(s) : (i) HQD-8 doc 8, pages 23-24, section 5.1.3.1

Préambule : À la référence (i), HQD présente ses interventions en matière de rénovation énergétique pour les MFR dans le volet social, le volet communautaire – Coop - OBNL et pour le volet privé – municipalités.

L'Union des consommateurs tient à préciser qu'elle est favorable à la poursuite des interventions du Distributeur en collaboration avec ces intermédiaires institutionnels.

Demande(s) :

30.1 Veuillez expliquer quelles sont les initiatives considérées et / ou évaluées par le Distributeur pour assurer une meilleure participation des ménages à faible revenu, propriétaires - secteur privé, à ce programme.

30.2 Veuillez notamment identifier les barrières de marché, économiques et socio-culturelles qui entravent, retardent, compliquent l'atteinte d'un meilleur taux de participation à ce programme dans le cas des MFR propriétaires – secteur privé.

30.3 Veuillez également identifier les approches ou solutions que le Distributeur a évaluées (ou celles qu'il examine présentement) pour amorcer une résolution de cette problématique.

30.4 Veuillez expliquer les résultats relativement modestes en terme d'économies d'énergie générées par ces interventions (4 GWh pour un budget de 5 M\$) en dépit des efforts déployés par le Distributeur.

Veuillez notamment qualifier votre réponse en tenant compte du PTÉ en matière de rénovation énergétique et des limitations découlant des PRI en cette matière.

Référence(s) : PGEÉ – Ménages à faible revenu
Question d'ordre général

Préambule : UC se préoccupe de l'adéquation entre les contributions tarifaires destinées au financement des activités en ÉÉ provenant des ménages à faible revenu et des ménages à budget modeste et leur taux de participation effectif aux bénéfices provenant des

12 octobre 2011

No de dossier: R-3776-2011

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 27

activités et programmes en cette matière. Cette problématique apparaît particulièrement importante et complexe à résoudre dans le secteur privé et dans le cas des locataires à faible revenu dont le coût du chauffage de l'espace est inclus dans le prix du loyer.

Demande(s) :

- 31.1** Veuillez présenter la réflexion du Distributeur sur ce sujet, en identifiant, d'une part, les défis particuliers que posent ces segments de la clientèle résidentielle et, d'autre part, les mesures et initiatives que le Distributeur a évaluées et/ou considère prometteuses pour assurer une participation de ces clientèles aux bénéfices des programmes en ÉÉ qui soit proportionnelle au financement de ses activités provenant de leurs tarifs.

PROMOTION DE LA BI-ÉNERGIE

Référence(s) : (i) HQD-12 doc 2, pages 27 à 38.

Préambule : À la référence (i), le Distributeur présente une proposition de recalibrage du tarif DT notamment en fonction de l'évolution de la normale climatique et du prix mazout.

Demande(s) :

- 32.1** Veuillez présenter la position du Distributeur en ce qui concerne l'éventualité de subventionner des programmes visant l'effacement de la pointe et qui seraient destinés à d'autres formes d'énergie que le mazout.

Veuillez notamment commenter la possibilité d'offrir des incitatifs tarifaires ou autres pour la promotion du chauffage de l'espace à la biomasse (granules de bois), en identifiant les contraintes à satisfaire et les avantages que pourrait cela procurer.

Veuillez également répondre à cette question pour la situation particulière des réseaux autonomes (par exemple Iles de la Madeleine) en tenant compte de l'augmentation du coût des achats de combustibles et de la nécessité de remplacer prochainement des équipements de production thermique arrivant à la fin de leur durée de vie utile.

TRAITEMENT DES CAS DE COMPTEURS CROISÉS

Référence(s) : (i) HQD-11 doc 2, page 10, lignes 22 à 26.

Préambule : « À la lumière des statistiques présentées à la section 2.5, si le traitement de ces cas était fait selon les modalités proposées par le Distributeur, les corrections de factures apportées se traduiraient ainsi : (...) »
(nous soulignons)

Demande(s) :

33.1 Veuillez confirmer qu'il faudrait plutôt lire : « (...) statistiques présentées à la section 1.1.5 (...) »

Référence(s) : (i) HQD-11 doc 2, page 11, lignes 2 et 3.

Préambule : « Dans 33 % des cas qui portent sur une durée inférieure à 6 mois, le Distributeur réclamerait la totalité de la correction, (...) »
(nous soulignons)

Demande(s) :

34.1 À des fins de précision et pour éviter toute divergence d'interprétation, ne serait-il pas préférable d'écrire : « Dans 33 % des cas parmi ceux qui portent sur une durée inférieure à 6 mois (...) » ?

Référence(s) : (i) HQD-11 doc 2, page 11, lignes 14 à 16.

Préambule : « Les facteurs déterminant des impacts financiers pour le Distributeur du traitement d'un cas de compteurs croisés sont la durée de l'anomalie, l'écart monétaire entre le montant réclamé et le montant remboursé ainsi que le coût de traitement par le Distributeur. »
(nous soulignons)

Demande(s) :

35.1 Puisque la proportion des montants effectivement réclamés ou remboursés ne peut pas être connue d'avance par le Distributeur, ne serait-il pas plus exact de dire que : « Les facteurs déterminant des impacts financiers pour le Distributeur du traitement d'un cas de compteurs croisés sont la durée de l'anomalie, l'écart monétaire entre le montant qui peut être réclamé et le montant qui peut être remboursé ainsi que le coût de traitement par le Distributeur. » ?