

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DU RNCREQ

- 1. Référence :** (i) HQD-13, document 1, page 5
(ii) HQD-7, document 2, page 7

Préambule :

(i) *Le Distributeur poursuit les mêmes objectifs qu'en réseau intégré, soit d'assurer l'approvisionnement des clients au moindre coût, tout en offrant un service de qualité. Le passage suivant de la décision D-2011-095 illustre éloquemment que la Régie partage les préoccupations du Distributeur à cet égard :*

La Régie est consciente que les communautés des villages nordiques du Québec ont droit à un service de qualité, notamment en termes de fiabilité et sécurité des réseaux autonomes.

La référence (ii) fournit l'indice de continuité – Distribution

Demandes :

- 1.1** Veuillez fournir l'indice de continuité pour chacun des réseaux autonomes.

- 2. Références :** (i) HQD-13, document 1, page 8
(ii) R3748- HQD-2, document 2, Annexe 5, page 36

Préambule :

À la référence, on retrouve le tableau 1 : **ÉVOLUTION DE LA CLIENTÈLE, DES BESOINS ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION - ENSEMBLE DES RÉSEAUX AUTONOMES – PÉRIODE 2005-2010.**

Selon la note 3, la diminution des ventes en 2009 pourrait s'expliquer par le raccordement du réseau de Wemotaci en septembre.2008. Cependant on remarque une diminution importante des ventes en 2010 par rapport à 2009.

Le tableau présente la différence entre la production et les ventes. Cette différence comprend *Usage interne, pertes et services auxiliaires.*

Demandes :

- 2.1** Veuillez confirmer que la diminution des ventes en 2009 s'explique par le raccordement du réseau de Wemotaci. Sinon, veuillez expliquer cette diminution. .

- 2.2 Veuillez préciser si la diminution des ventes de l'année 2010 est généralisée à l'ensemble des réseaux autonomes ou si elle est concentrée à un réseau en particulier.
- 2.3 Veuillez expliquer la diminution des ventes (et de la production) en 2010.
- 2.4 Veuillez présenter le détail des pertes pour l'année 2010 selon le même format que celui de la référence (ii)
- 2.5 Veuillez fournir un nouveau tableau en ajoutant les valeurs prévues pour les années 2011 et 2012.
3. **Référence :** (i) HQD-13, document 1, pages 10 et 11
(ii) R-3708-2009, NS du 8 décembre 2009, page 167

Préambule :

La référence (i) présente le tableau 2 : ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES 2005-2010. La note 16 spécifie : *Les données du tableau 2 ne tiennent pas compte du rendement sur la base de tarification. Certaines charges ne sont également pas incluses, telles que les charges des unités de support spécifiques aux réseaux autonomes, l'amortissement des actifs incorporels et des comptes de frais reportés. Ainsi, la perte d'exploitation qui apparaît au tableau 2 diffère de la perte réglementaire.*

(ii) L'intérêt se rapporte sur la valeur nette résiduelle des actifs. Donc, si une centrale est, si une centrale reste à un niveau d'amortissement très peu élevé, donc vous allez avoir moins d'intérêts; si le niveau d'amortissement résiduel est très élevé, vous allez en avoir plus. Pareil comme une maison

Demandes :

- 3.1 Veuillez fournir séparément les valeurs pour l'Amortissement et pour les intérêts.
- 3.2 Veuillez expliquer l'information de la note 16 indiquant que les données du tableau 2 ne tiennent pas compte du rendement sur la base de tarification, alors que ces données incluent les intérêts.
- 3.3 Veuillez indiquer si le montant des intérêts présenté au tableau 2 est calculé en utilisant le même taux que celui utilisé pour le calcul du rendement sur la base de tarification apparaissant dans les dossiers tarifaires.

3.4 Veuillez fournir un nouveau tableau en ajoutant les valeurs prévues pour les années 2011 et 2012.

4. **Référence :** HQD-13, document 1, page 11

Préambule :

La référence présente le tableau 2 : ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES 2005-2010, ainsi que la note 16.

Le tableau A ci-dessous présente les informations globales concernant les réseaux autonomes telles qu'elles apparaissent aux dossiers tarifaires des références mentionnées.

R-3610-2006, HQD-6, document 2, page 4
R-3644-2007, HQD-6, document 2, page 4
R-3677-2008, HQD-6, document 2, page 3
R-3708-2009, HQD-9, document 1, page 4
R-3740-2010, HQD-9, document 1, page 5
R-3776-2011, HQD-1, document 4, page 4

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Réseaux relié						
ventes (GWh)	168877	166734	172630	169974	164768	167201
revenus ventes M\$	9143,6	9441,3	10145,8	10294,4	10121,9	10207,5
revenu requis M\$	9212,2	9676	10074,7	10366,7	10118,7	10179,8
surplus (déficit)	-68,6	-234,7	71,1	-72,3	3,2	27,7
Réseaux autonomes						
ventes (GWh)	299	295	326	345	356	367
revenus ventes M\$	22,1	22,5	25,7	27,3	28,1	29,7
revenu requis M\$	176,7	182,7	188,4	195,2	206,7	209,4
surplus (déficit)	-154,6	-160,2	-162,7	-167,9	-178,6	-179,7
TOTAL						
ventes (GWh)	169176	167029	172956	170319	165124	167568
revenus ventes M\$	9165,7	9463,8	10171,5	10321,7	10150	10237,2
revenu requis M\$	9388,9	9858,7	10263,1	10561,9	10325,4	10389,2
surplus (déficit)	-223,2	-394,9	-91,6	-240,2	-175,4	-152

Le tableau B présente, pour chacune des années, la différence entre les revenus requis apparaissant aux dossiers tarifaires et la rubrique *Coûts* du tableau de la référence.

Tableau B (M\$)

40,974	46,727	50,135	44,156	36,998	53,34
--------	--------	--------	--------	--------	-------

La note 16 précise les divers éléments qui expliquent la différence entre la perte d'exploitation et la perte réglementaire.

Demandes :

- 4.1 Pour chacune des années, veuillez expliquer la différence entre les valeurs des revenus ventes pour les réseaux autonomes (tableau A), et les valeurs des Revenus de la référence.
- 4.2 Veuillez indiquer si les éléments mentionnés à la note 16 expliquent également la différence entre les revenus requis apparaissant aux dossiers tarifaires et les Coûts apparaissant au tableau 2. Si oui, veuillez fournir les valeurs de ces éléments.
- 4.3 Veuillez fournir pour l'année 2010 un tableau semblable à celui qui a été fourni sous pli confidentiel à HQD-13, document 8 du dossier R-3740-2010 en réponse à la demande 1.1, en y ajoutant les revenus des ventes et la quantité de combustible pour la production d'énergie. Veuillez fournir également les valeurs prévues pour les années 2011 et 2012.

5. **Référence :**
- (i) HQD-13, document 1, page 11
 - (ii) HQD-13, document 1, page 8

Préambule :

La référence (i) présente le tableau 2 : ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES 2005-2010, notamment le coût unitaire de chaque composante du coût total.

La référence (ii) présente le tableau 1 : ÉVOLUTION DE LA CLIENTÈLE, DES BESOINS ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION - ENSEMBLE DES RÉSEAUX AUTONOMES – PÉRIODE 2005-2010, notamment la valeur des ventes et la valeur de la production.

Au tableau de la référence (ii), on peut remarquer une diminution importante des ventes en 2010 par rapport aux ventes de 2009. À la référence (ii), on peut constater que les revenus de l'année 2010 sont pratiquement les mêmes que ceux de l'année 2009.

Demandes :

- 5.1 Veuillez préciser quelles valeurs de ventes ou de production de la référence (ii) ont été utilisées pour le calcul des coûts unitaires de la référence (i).

5.2 Veuillez expliquer que les revenus des ventes de l'année 2010 sont pratiquement les mêmes que ceux de l'année 2009.

6. **Référence :** HQD-13 document 1, pages 14 et 15

Préambule :

Au fil des années, le Distributeur a mis en place des mesures concrètes pour réduire les coûts de fonctionnement des réseaux autonomes :

- *Révision du critère de puissance garantie au Nunavik, ce qui permet de retarder les augmentations de puissance installée dans les centrales.*
- *Révision à la hausse de la durée de vie utile des moteurs, ce qui permet de retarder les investissements liés à leur réfection ou à leur remplacement. Ainsi, à titre d'exemple, le Distributeur estime que les moteurs diesel de la centrale des Îles-de-la-Madeleine verront leur vie utile prolongée à environ 30 ans.*
- *Révision des critères de maintenance.*
- *Réduction de la consommation des services auxiliaires.*
- *Optimisation des déplacements du personnel du Distributeur.*
- *Optimisation des livraisons de carburant.*
- *Optimisation et réduction des stocks au Nunavik.*
- *Optimisation du transport de matériel pour favoriser le transport maritime plutôt qu'aérien.*
- *Récupération de la chaleur excédentaire des centrales diesel pour les besoins des bâtiments du Distributeur.*
- *Discussions avec des clients potentiels pour la valorisation de la chaleur excédentaire des centrales diesel.*

À la séance technique, le Distributeur a mentionné que la durée de vie utile des moteurs a été prolongée de 70 000 heures à 110 000 heures.

Demandes :

- 6.1 Pour chacune des mesures, veuillez indiquer depuis quand elle a été instaurée et préciser les résultats attendus en terme de réduction de coûts.
- 6.2 Pour la mesure Révision de la durée de vie utile des moteurs, veuillez confirmer que le nombre d'heures de fonctionnement des moteurs est passé de 70 000 à 110 000 heures.

7. Référence : HQD-13, document 1, page 15

Préambule :

Sur la Basse-Côte-Nord, le raccordement de La Romaine a été autorisé en juin 2009 et les travaux ont débuté.

Lors du premier appel d'offres public, les prix soumis par les entrepreneurs se sont révélés très supérieurs aux estimations initiales. Devant cet état de fait, le Distributeur a suspendu le processus d'appels d'offres et les travaux de construction, le temps de réévaluer la situation et de trouver la solution qui permettra de réaliser les travaux de raccordement au meilleur coût.

Demandes :

- 7.1** Veuillez préciser les prix soumis par les entrepreneurs vs les prix indiqués au dossier qui a été soumis à la Régie pour autorisation.
- 7.2** Veuillez indiquer si les prix soumis remettent en cause la rentabilité du raccordement.
- 7.3** Veuillez fournir les plus récentes informations concernant ce projet.

8. Référence : (i) HQD-13, document 1, pages 16

Préambule :

Le Distributeur effectuera l'implantation d'un JED à Akulivik dès que le déploiement aura été effectué dans le village de Kangiqsualujjuaq. Le Distributeur utilisera la même technologie tout en l'adaptant à la configuration de cette centrale.

Demandes :

- 8.1** Veuillez préciser l'échéancier du déploiement d'un JED à Kangiqsualujjuaq.
- 8.2** Veuillez justifier d'attendre le déploiement du JED à Kangiqsualujjuaq avant d'effectuer l'implantation d'un JED à Akulivik.

9. Référence : HQD-13, document 1, page 17

Préambule :

Le Distributeur met en oeuvre des moyens de réduction de la demande d'électricité suivant trois axes :

- une tarification qui décourage l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau et de l'espace, au nord du 53e parallèle ;*
- des programmes d'utilisation efficaces de l'énergie (PUEÉ) qui incitent les clients à utiliser le mazout comme source principale de chauffage de l'espace et de l'eau ; et*
- des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la consommation qui visent une réduction de la consommation électrique des clients.*

Pour l'année 2011, le Distributeur estime que ces mesures permettent une réduction de plus du tiers de la production d'énergie et de près de 40 % de la demande en puissance.

9.1 Pour chacune des mesures, veuillez fournir la réduction estimée pour :

- Îles-de- la-Madeleine
- Basse-côte-nord
- Haut-Saint-Maurice
- Nunavik
- Schefferville

10. Référence : HQD-13, document 1, page 27

Préambule :

Dans l'éventualité où les résultats des deux projets pilotes de JED au Nunavik sont concluants, il poursuivra le déploiement de cette technologie dans toutes les communautés où ce sera économiquement justifié de le faire et sous réserve de l'acceptation par le milieu.

Demandes :

10.1 Veuillez préciser en quelle année le Distributeur prévoit avoir des résultats concluant pour ces deux projets.

10.2 Doit-on comprendre qu'aucun autre projet JED ne sera envisagé avant cette date.

- 11. Référence :**
- (i) HQD-13, document 1, page 29
 - (ii) D-2011-028, page 147 et 148
 - (iii) HQD-8, document 5, page 11

Préambule :

- (i) *Il est impératif de mettre ces groupes à l'abri, dans une centrale thermique de réserve, afin qu'ils puissent remplir leur rôle essentiel.*
- (ii) [626] Enfin, la Régie prend note que, selon la preuve, il n'y a aucun besoin de puissance additionnelle avant l'hiver 2015-2016 et que les groupes électrogènes existants, tout comme le troisième groupe que le Distributeur prévoit installer, ne fonctionneraient qu'en cas d'urgence. Pour respecter ce critère, la Régie considère qu'il n'est pas nécessaire de procéder à la « permanentisation » au coût de 7,7 M\$.

[627] Pour tous ces motifs, la Régie juge prématurée la décision du Distributeur de procéder à court terme à l'investissement de 7,7 M\$ pour la « permanentisation » des groupes diesel existants à Schefferville et refuse l'inclusion de ce montant au budget de l'année 2011.
- (iii) *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.*

Demandes :

- 11.1** Veuillez définir ce que vous entendez par une *centrale thermique de réserve*.
- 11.2** Veuillez préciser pourquoi *il est impératif de mettre ces groupes à l'abri*.
- 11.3** Un montant de 3,5 M\$ est prévu en 2012 pour le début de la construction de la centrale thermique de réserve, veuillez fournir le coût total prévu pour la construction de cette centrale.
- 11.4** Veuillez préciser la différence entre la *permanentisation des groupes diesel* et une *centrale thermique de réserve*, du point de vue technique et du point de vue des coûts. .
- 11.5** Veuillez concilier l'investissement de 3,5 M\$ pour le début de la construction d'une centrale thermique de réserve et la décision de la Régie de refuser l'inclusion d'un montant de 7,7 M\$ pour la permanentisation des groupes.

12. Référence : (i) HQD-13, document 1, pages 29

(ii) HQD-8, document 5, page 13

Préambule :

(i) *En conclusion, le Distributeur maintient son programme d'investissements et d'entretien à Schefferville, en production, transport et distribution, et ne prévoit pas de changements majeurs à court ou même à moyen termes.*

Le tableau 7 de la référence (ii) mentionne les trois projets suivants pour le réseau de Schefferville :

- Remplacement des lignes de transport
- Évacuateurs de crues Menihek
- Réfection des digues Menihek

Demande :

12.1 Veuillez préciser si le programme d'investissements mentionné à la référence (i) comprend uniquement les projets présentés à la référence (ii)

13. Référence : (i) B-0061 : pages 41, 42 et 11

(ii) R-3602-2006, HQD-1, document 1 : Contrat avec NLH

(iii) R-3748, hqd-2, document 2, Annexe 5, page 36

Préambule :

La référence (i) présente le calcul théorique des pertes techniques pour le réseau de Schefferville et montre la répartition de ces pertes sur un schéma simplifié du réseau de Schefferville.

Il est mentionné que la simulation du réseau permet de déterminer la perte en puissance, et le Distributeur présente la formule qui permet d'évaluer les pertes en énergie en fonction des pertes à la pointe.

Il est également mentionné que les simulations ne considèrent pas les pertes dans les transformateurs et les branchements des clients.

La référence (ii) précise les modalités de mesure et de livraison de l'énergie :

**ARTICLE 9
MESURAGE**

9.01 L'équipement de mesurage et les compteurs enregistrant la quantité de puissance et d'énergie prise par HYDRO-QUÉBEC en vertu du présent contrat sont les compteurs de N & L HYDRO situés au point de mesurage.

Article 1.01

- i) « point de mesurage » signifie la barre omnibus à 69kV au poste de Menihek;

- d) « point de livraison » signifie le point où la ligne de transport entre la centrale et la collectivité de Schefferville traverse la frontière entre les provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de Québec. Ce point de livraison est l'endroit où la propriété de l'électricité est transférée à HYDRO-QUÉBEC;

À la page 11 de la référence (i) on retrouve un schéma simplifié du réseau Lac-Robertson et la référence (iii) indique que les pertes sur le réseau Lac-Robertson sont de 14,6% pour l'année 2009.

Demandes :

- 13.1** Veuillez confirmer que les valeurs en % indiquées à la page 42 se rapportent à l'énergie.

- 13.2** Veuillez préciser si le pourcentage de pertes au poste KLA s'applique aux besoins totaux ou uniquement aux besoins transitant à travers ce poste. Veuillez fournir la répartition des besoins entre Kawawachikamach et Schefferville.

- 13.3** Veuillez fournir une évaluation des pertes dans les transformateurs et les branchements des clients.

- 13.4** Pour chacune des composantes du réseau montré à la page 42, veuillez fournir les pertes en puissance à la pointe.
- 13.5** Veuillez identifier sur le schéma de la référence (i) le point de mesurage et le point de livraison.
- 13.6** Veuillez fournir la répartition des pertes sur le réseau Lac-Robertson de la même façon que ce qui est montré à la page 42 de la référence (i).

14. Référence : B-0061 : pages 33

Préambule :

La référence mentionne que l'ajout d'un quatrième groupe est beaucoup trop coûteux. .

Demande :

- 14.1** Veuillez fournir l'estimation du coût total de l'ajout du quatrième groupe.

15. Référence : B-0061, page 13

Préambule :

La référence fournit des informations concernant la centrale Lac-Robertson dont la capacité des groupes installés et mentionne que l'énergie produite a été de 67 906 MWh.

Demande :

- 15.1** Veuillez fournir la quantité d'énergie que la centrale Lac-Robertson pourrait produire selon une hydraulicité moyenne.

16. Référence : B-0061, page 29

Préambule :

La référence mentionne qu'il y a deux groupes de secours de 1,7 MW qui peuvent être synchronisés au réseau.

Demandes :

- 16.1** Veuillez fournir le nombre de fois où les groupes ont été utilisés en secours au cours des trois dernières années.
- 16.2** Pour chacune des fois où ils ont été utilisés, veuillez préciser la période de l'année et fournir la durée de leur utilisation.

17. Référence : B-0061, page 44

Préambule :

La référence indique qu'il y aurait des pertes non techniques de 10%.

Les moyens énumérés par le Distributeur pour diminuer ces pertes ne semblent pas efficaces.

Demandes :

- 17.1** Veuillez confirmer que la valeur de 10% pour les pertes non techniques se rapporte aux pertes en énergie.
- 17.2** Veuillez fournir les pertes en puissance.
- 17.3** Veuillez fournir le coût de ces pertes non techniques séparément pour la puissance et l'énergie
- 17.4** Veuillez justifier que l'ensemble de la clientèle doit assumer la perte de revenus due aux pertes non techniques.

18. Référence : B-0061 page 92

Préambule :

Il est mentionné qu'environ 95% du parc immobilier est détenu par l'OMH de Kativik et que la majorité de la clientèle ne reçoit pas de facture d'énergie.

Demandes :

- 18.1** Veuillez préciser s'il y a un compteur pour chacune des résidences.
- 18.2** Veuillez préciser qui reçoit la facture d'énergie et qui est responsable du paiement de cette facture.
- 18.3** Veuillez indiquer si une situation semblable se retrouve dans d'autres réseaux autonomes. Si oui, veuillez identifier le réseau et décrire la situation.

- 19. Référence :** (i) HQD-2, document 4, pages 10
(ii) R-3740, HQD-13, document 8, page 9

Préambule :

La référence (i) présente un tableau montrant les coûts évités pour chacun des réseaux autonomes. La première colonne présente les coûts évités en énergie. La deuxième colonne présente le coût évité en puissance. On peut constater que les valeurs sont très différentes d'un réseau à l'autre.

- (ii) *Comme le Distributeur l'a expliqué à la section 2.1.2 de la pièce HQD-2, document 5 du dossier R-3708-2009, les coûts d'énergie incluent également les coûts d'exploitation et de maintenance.*

Demandes :

- 19.1** Veuillez présenter les coûts évités en énergie de la première colonne en distinguant la composante carburant et la composante coûts d'exploitation.
- 19.2** Pour bien comprendre la méthodologie du calcul, veuillez fournir quelques exemples qui expliquent les coûts présentés. Le RNCREQ suggère d'illustrer le cas de Ivijivik, Kangiqsujuaq, Kangissuk et Kuujjuaq.

20. Référence : HQD-2, document 4, pages 11

Préambule :

Cependant, afin de respecter le critère de fiabilité, le Distributeur se voit dans l'obligation d'ajouter de la puissance, à l'hiver 2017. Pour combler ces besoins, la solution la moins coûteuse est l'installation d'un groupe diesel de 3 MW au coût de 3 M\$ incluant tous les éléments périphériques nécessaires pour assurer la fiabilité du groupe 15. En considérant le coût et la durée de vie de ces investissements, cela se traduit par un coût de puissance de 176 \$/kW-an.

Demande :

20.1 Veuillez présenter les hypothèses et le détail du calcul ayant permis d'obtenir la valeur de 176 \$/kW-an.

21. Référence : (i) HQD-5, document 1, page 5, note 1
(ii) R- 3775- HQD-1, document 1, page 34

Préambule :

(i) *Dont 0,5 TWh s'explique par des prix de revente inférieurs au prix de l'électricité patrimoniale pour les huit mois prévisionnels.*

La référence (ii) présente l'Établissement du prix de revente.

Demandes :

21.1 Veuillez indiquer si le prix de revente est déterminé de la même façon qu'à la référence (ii), notamment en supposant un *Ajustement à la baisse* de 5 \$/MWh et un coût de 8,29 \$/MWh pour le service de transport de point à point

21.2 Si oui, veuillez justifier l'*Ajustement à la baisse* de 5\$/MWh dans le contexte actuel où le prix de l'énergie est bas.

21.3 Concernant le coût du transport, veuillez indiquer si vous prenez en considération le crédit qui revient au Distributeur lorsqu'il effectue une transaction de revente sur les marchés de court terme. Veuillez expliquer votre réponse

22. Référence : HQD-5, document 1, page 9

Préambule :

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.

Demande :

22.1 Veuillez fournir le bilan annuel de l'énergie différée et de l'énergie rappelée et du solde en spécifiant notamment l'utilisation de l'énergie du contrat cyclable et du contrat en base.

- 23. Référence :**
- (i) HQD-5, document 1, page 13
 - (ii) R-3775- HQD-1, document 1, page 34
 - (iii) R-3748, HQD-1, document 1, page 39
 - (iv) HQD-2, doc. 4, p. 5

Préambule :

(i) Enfin, les achats de court terme et les revenus de revente sont évalués respectivement à 19,0 M\$ et à 6,3 M\$, pour des prix unitaires de 52,5 \$/MWh et 31,8 \$/MWh.

Les notes 5 et 6 de la référence (i) mentionnent :

5 Selon les hypothèses du dossier R-3775-2011, soit l'utilisation des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011, le gain est estimé à 3,8 M\$.

6 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.

La référence (ii) présente un Prix d'achat de 48,27 \$/MWh et un Prix de revente de 26,03 sur les marchés de court terme pour l'année 2012.

À la référence (iii) on peut constater que les achats se font durant l'hiver alors que la revente se fait durant les autres mois de l'année.

À la référence (iv), on indique que le coût évité en énergie pour la période 2011 à 2022 inclusivement est estimé à 4,9 ¢/kWh (\$2011) indexé à l'inflation pour la période hivernale, et à 3,0 ¢/kWh (\$2011) indexé à l'inflation pour la période estivale.

La note 1 de la référence (iv) précise que ce calcul se base sur une période de référence allant de mai 2010 à avril 2011.

Demandes :

- 23.1** Veuillez justifier d'utiliser les prix à terme du mois d'avril
- 23.2** Veuillez présenter les données d'origine et les calculs précis ayant mené aux valeurs de 4,9 ¢/kWh (\$2011) et de 3,0 ¢/kWh (\$2011) pour les périodes hivernale et estivale, respectivement.
- 23.3** Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une méthode qui extrapole des prix à terme sur une période de dix (10) ans.
- 23.4** Selon le Distributeur, est-ce qu'il y a une limite au nombre d'années prévisionnelles pour lesquelles cette méthode produirait des résultats valables ?
- 23.4.1** Le cas échéant, veuillez indiquer cette limite, et justifier votre réponse.
- 23.4.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 23.5** Est-ce que le Distributeur connaît d'autres services publics qui utilisent une méthode semblable pour estimer les prix de marché sur une période semblable ?
- 23.5.1** Le cas échéant, veuillez les indiquer et fournir des références.
- 23.6** Est-ce que le Distributeur a considéré d'autres méthodes pour évaluer les prix de marché prévisionnel sur une période allant jusqu'à dix (10) ans ?
- 23.6.1** Si oui, veuillez préciser les méthodes qui ont été considérées, et les raisons selon lesquelles elles ont été rejetées.
- 23.6.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 24. Référence :** HQD-5, document 1, page 13

Préambule :

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.

Demandes :

- 24.1** Veuillez fournir le détail du calcul ayant résulté à un montant de 17,3 M\$ pour la revente de 2,1 TWh.
- 24.2** Veuillez présenter le détail du calcul ayant résulté en un gain de 24 M\$.
- 24.3** Veuillez fournir une estimation d'un scénario selon lequel l'énergie de 2,1 TWh serait différée

- 25. Référence :**
- (i) HQD-5, document 1, pages 9 et 10
 - (ii) HQD-5, document 1, page 13
 - (iii) R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 17
 - (iv) HQD-5, document 1, page 14

Préambule :

- (i) *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.*
- (i) *Enfin, des achats d'environ 0,4 TWh sur le marché de court terme, notamment en hiver, jumelés à des reventes de 0,2 TWh en été, permettent d'équilibrer le bilan. L'EGM permettra au Distributeur de réduire significativement ce recours aux marchés de court terme.*
- (ii) *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\$.

La référence (iii) présente une analyse de rentabilité de l'EGM par rapport à un scénario sans modulation. Le gain est évalué à 3,8 M\$, ce qui, selon la note 5 de la page 13, correspond au 4,2 M\$ de la référence (i). Selon la même référence, on peut constater que ce gain est obtenu en utilisant des achats de court terme de 1,183 TWh et des reventes de 0,739 TWh

Le tableau de la référence (iv) présente le coût des approvisionnements post patrimoniaux pour l'année témoin 2012.

Demande :

25.1 Veuillez préciser comment est intégré le gain de 4,2 M\$.

26. Référence : HQD-12, document 2, page 36

Préambule :

Le tableau 28 de la référence présente très sommairement les résultats de la rentabilité de la bi-énergie pour le client et pour le Distributeur.

Demandes :

26.1 Veuillez présenter le détail des hypothèses et du calcul qui ont permis d'obtenir les valeurs montrées au tableau 28 pour la rentabilité du client bi-énergie.

26.2 Veuillez présenter le détail des hypothèses et du calcul qui ont permis d'obtenir les valeurs montrées au tableau 28 pour la rentabilité du Distributeur.

26.3 Veuillez présenter une analyse de rentabilité selon le tarif actuel.

26.4 Veuillez confirmer que les résultats montrés au tableau 28 ne prennent pas en considération le coût du combustible utilisé par le client durant les heures où il utilise le mazout.

26.5 Si vous confirmez, veuillez fournir une analyse de rentabilité qui prend en considération le coût du combustible que doit utiliser le client en mode bi-énergie.

27. Référence : HQD-12, document 2, page 37, note 20

Préambule :

Le surcoût associé à un renouvellement complet d'un système bi-énergie par rapport à un système TAE (incluant les taxes) s'élève à 5 007 \$ en 2012. La valeur actualisée d'un renouvellement complet dans 20 ans serait de 2 021 \$ (dollars de 2012).

Demandes :

27.1 Veuillez fournir le surcoût d'un système bi-énergie par rapport à un système TAE pour une nouvelle habitation.

27.2 Si le coût du renouvellement complet en 2012 s'élève à 5007 \$, et que le gain anticipé pour la période d'analyse est de 3144\$ (tableau 28), veuillez indiquer quel est l'intérêt économique d'un client à renouveler son système bi-énergie en 2012.

28. Référence : (i) HQD-12, document 2, page 29

(ii) HQD-12, document 2, page 37

Préambule :

(i) *C'est en fonctionnant en mode bi-énergie que le client au tarif DT réalise ses économies. Ces dernières dépendent à la fois du calibrage des tarifs D et DT, du profil réel de consommation du client incluant son effacement en période de pointe, de ses achats de combustible et de l'écart entre les frais d'entretien d'un système bi-énergie par rapport à un système à l'électricité (ci-après TAE). L'économie nette incite le client à demeurer au tarif DT et sert ultimement à financer une partie du différentiel des coûts d'acquisition du système bi-énergie par rapport à un système TAE. (notre soulignement)*

(ii) *Cette rentabilité dépend toutefois de plusieurs facteurs, notamment du prix du mazout.*

Demandes :

- 28.1** Veuillez indiquer si le tarif bi-énergie est ouvert à d'autres sources que le mazout.
- 28.2** Si oui, veuillez préciser lesquelles.
- 28.3** Si non, veuillez indiquer les modalités qui permettraient d'offrir la bi-énergie à des clients utilisant d'autres sources.

29. Référence : HQD-12, document 2, page 28, note 20

Préambule :

La note 20 réfère à un document présenté lors d'une séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT le 25 mai 2011.

À la page 4 de ce document, il est mentionné :

Le Distributeur vise à maintenir la clientèle bi-énergie existante et à éviter les conversions vers le TAE, sans affecter le nombre de clients actuellement au mazout

- *La croissance du parc bi-énergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable*
- *Une réduction significative des livraisons de mazout comporte un risque pour l'approvisionnement en mazout des clients bi-énergie.*

Demandes :

- 29.1** Veuillez préciser si le Distributeur prévoit la possibilité de refuser d'accorder un tarif DT à un nouveau client ou à un client existant qui en ferait la demande.
- 29.2** Si oui, veuillez expliquer en quoi ce refus ne serait pas discriminatoire.
- 29.3** Sinon veuillez indiquer si des mesures seront prises pour ne pas *affecter le nombre de clients actuellement au mazout.*
- 29.4** S'il y a lieu veuillez justifier ces mesures.