

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



**PRÉSENTATION**

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

**Préambule :**

*« Enfin, une pression à la hausse de 1,4 % est exercée sur les tarifs, notamment, par les ajouts aux réseaux de transport et de distribution pour répondre à la croissance de la demande résidentielle et commerciale au Québec, de même que les travaux pour assurer la pérennité des actifs, approuvés par la Régie. »*

**Demande :**

- 1.1 Veuillez préciser la partie de la hausse des tarifs qui est causée par la croissance de la demande en indiquant la portion due au réseau de transport et celle due au réseau de distribution, ainsi que la partie qui est causée par l'assurance de la pérennité des actifs.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

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

**Préambule :**

Le tableau de la référence présente l'impact des ajustements organisationnels de 2013. Il montre un impact nul sur les revenus requis de l'année 2013.

Le Distributeur ajoute :

*« Tous ces transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis du Distributeur pour les années considérées dans le dossier tarifaire, puisqu'une diminution de la masse salariale et des autres coûts afférents est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées. »*

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez indiquer si les ajustements organisationnels bénéficient à Hydro-Québec dans son ensemble.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

2.1.1. Si oui, veuillez identifier les organisations qui en bénéficient.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

2.1.2. Si non, veuillez expliquer les motifs qui justifient les ajustements

**Réponse :**

**Sans objet.**

**2.2** Il est mentionné que les transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis pour les années considérées. Veuillez indiquer si des impacts sont prévus pour les années à venir.

2.2.1. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

**COÛTS ÉVITÉS**

- 3. Référence :** (i) HQD-3, document 4, page 5  
(ii) HQD-3, document 4, Annexe A, page 13

**Préambule :**

La référence (i) présente les coûts évités en énergie en distinguant la période années 2012-2025 et la période années 2026 et suivantes. Il est mentionné qu'à compter de l'année 2026, le signal de prix est celui du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne,

soit 10,5 cents/kWh (\$2007) indexé à l'inflation. En supposant un taux d'inflation annuel de 2%, le RNCREQ évalue que le coût évité de l'année 2026 est de 15,3 cents/kWh

La référence (ii) présente au tableau A-1 notamment, un coût de Fourniture et Transport de 4,28 cents/kWh en 2014 et 5,74 cents/kWh en 2023. En utilisant le même taux de croissance, soit 2%, le RNCREQ évalue que le coût de Fourniture et Transport serait de 5,962 cents/kWh en 2025 et de 6,091 cents/kWh en 2026.

Ainsi, selon la méthodologie proposée, le coût de fourniture et transport augmenterait de 5,962 cents/kWh à 15,3 cents/kWh, soit de plus de 250% entre l'année 2025 et 2026.

**Demandes :**

**3.1** Veuillez justifier une augmentation d'environ 250% entre 2025 et 2026.

**Réponse :**

**La modification du signal de coût utilisé entre 2025 et 2026 découle du fait que celui-ci doit refléter la valeur de l'énergie ferme et garantie à la marge des approvisionnements du Distributeur. Le Distributeur prévoit, en 2026, devoir recourir à des approvisionnements autres que ceux provenant des marchés de court terme. Le meilleur signal de prix dont dispose le Distributeur pour ses nouveaux approvisionnements correspond au prix des approvisionnements acquis lors du 2<sup>e</sup> appel d'offres d'énergie éolienne. Le Distributeur utilise donc ce signal à partir de 2026.**

**Voir également la réponse à la question 9.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

**3.2** Veuillez indiquer si vous avez examiné l'impact de cette hausse sur l'évaluation de projets qui ont une durée de vie de 20, 30 ou 40 ans, notamment les projets pour lesquels il faut prendre en considération la valeur des pertes électriques.

**3.2.1.** Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Le Distributeur utilise le signal de prix en considérant la durée de vie utile des projets. Les économies d'énergie ou la réduction des pertes électriques qui persistent au-delà de 2025 sont évaluées en tenant compte notamment du signal de prix de long terme.**

4. **Référence :** HQD-3, document 4, page 8

**Préambule :**

*« Pour chacun des réseaux du territoire du Nunavik, le coût évité en puissance est établi à 800 \$/kW-an. Ce coût correspond à celui d'un équipement générique (groupe alimenté au diesel). »*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez fournir le coût unitaire d'investissement de l'équipement générique correspondant à un coût de 800 \$/kW-an.

**Réponse :**

**Le coût évité de puissance de 800 \$/kW est établi sur la base d'un équipement générique donc le coût est estimé à environ 10 000 \$/kW.**

- 4.2 Veuillez préciser si le coût correspond à l'installation d'un groupe dans une centrale existante. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Ce coût correspond à l'ajout d'un équipement générique de production.**

**Voir également la réponse à la question 10.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

**APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ**

5. **Référence :** (i) HQD-5, document 1, page 6  
(ii) R-3814-2012, HQD-13, document 1, page 55

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*« Le Distributeur a pris acte de la décision D-2013-021, mais à la lumière de la baisse additionnelle des besoins à long terme et de la situation*

*énergétique actuelle, la stratégie d'effectuer la planification sur la base d'un scénario moyen de demande tout en se protégeant contre un scénario de demande faible s'est avérée appropriée.*

*De fait, les volumes non différés sur la période 2010-2013 (plus de 8 TWh) se seraient accumulés dans le compte d'énergie différée, pour porter le solde à près de 13 TWh à la fin de 2013. Dans une telle situation, et sans recourir à l'option de différer de l'énergie d'ici 2027, le solde ne pourrait être ramené à zéro avant l'échéance des Conventions d'énergie différée (les « Conventions »).*

*Le Distributeur ne peut de manière raisonnable et prudente différer l'énergie du contrat de base en 2013 considérant que les besoins de long terme à approvisionner ne lui offrent pas la possibilité de rappeler cette énergie avant la fin des Conventions. »*

À la référence (ii), le Distributeur mentionne que le solde du compte d'énergie différée est de 5,2 TWh en 2012.

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez indiquer quel est le solde du compte d'énergie différée prévu à la fin de l'année 2013.

**Réponse :**

**Le solde du compte d'énergie différé au 31 décembre 2013 s'élèvera à 4,7 TWh.**

6. **Référence :** HQD-5, document 1, page 13

**Préambule :**

Le tableau de la référence présente les approvisionnements postpatrimoniaux en énergie. Pour l'année de base 2013, on peut voir qu'il n'y a pas d'énergie différée, et qu'il y a 0,6 TWh d'énergie rappelée.

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez indiquer s'il est possible, de rappeler de l'énergie en hiver si le prix est plus intéressant que le prix des achats sur le marché de court terme, et de différer la même quantité en période hors pointe.

**Réponse :**

La décision de rappeler des blocs d'énergie est basée sur les besoins anticipés. Pour l'hiver, cette décision doit être prise avant le 15 septembre, tel que prévu aux Conventions. En plus, le Distributeur rappelle que les Conventions ne peuvent être utilisées afin de spéculer sur l'évolution des prix de marché.

Par ailleurs, l'article 2.2.4 des Conventions précise que le taux de livraison majoré associé aux retours d'énergie doit correspondre à un multiple de 50 MW et être constant à l'intérieur d'un mois.

Voir également la réponse à la question 31.2 de l'UC à la pièce HQD-15, document 12.1.

**6.2** Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé cette option?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.1.**

6.2.1. Si oui, pourquoi ne l'a-t-il pas retenue ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.1.**

6.2.2. Si non, qu'est-ce qui empêche le Distributeur de se prévaloir de cette mesure ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.1.**

**7. Référence :** HQD-5, document 1, pages 13 et 14

**Préambule :**

À la page 13 de la référence, il est mentionné :



*« Parmi ces moyens, l'option d'électricité interruptible et les achats sur le marché contribuent pour 850 MW et 370 MW, respectivement. Dans l'éventualité d'un niveau d'adhésion à l'option d'électricité interruptible différent de 850 MW, les achats sur le marché de court terme pourront être ajustés. L'abaissement de tension demeure un moyen disponible qui pourra contribuer jusqu'à hauteur de 250 MW. »*

Le RNCREQ constate que la valeur de 250 MW est la même depuis le dossier tarifaire R-3740-2010.

Le tableau de la page 14 présente les approvisionnements postpatrimoniaux en puissance. On peut remarquer que l'abaissement de la tension ne fait pas partie des mesures prévues.

**Demandes :**

- 7.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié la validité de la valeur de 250 MW, notamment suite au projet CATVAR.

**Réponse :**

**À chaque année, le Transporteur réalise des tests afin de valider la valeur contributive de l'abaissement de tension, ce qui inclut le déploiement actuel du projet CATVAR. La valeur utilisée de 250 MW fait donc suite aux résultats des tests effectués au cours des dernières années.**

- 7.2** Veuillez indiquer s'il y a un coût lié à l'utilisation de la mesure « abaissement de tension ».

**Réponse :**

**Non, il n'y a aucun impact sur les coûts d'approvisionnements.**

- 7.2.1.** Si non, veuillez expliquer pourquoi cette mesure est appliquée après l'électricité interruptible et les achats sur le marché de court terme.

**Réponse :**

**À la référence, le Distributeur énonce l'ensemble des moyens intégrés dans la planification de ses approvisionnements en puissance. Cela ne constitue en aucun cas la séquence d'utilisation des moyens de gestion.**

8. **Référence :** HQD-5, document 1, Annexe A, page 23

**Préambule :**

Le tableau montre une production de 2,6 TWh en 2013 et de 2,5 TWh en 2014 pour la ligne Éolien I (A/O 2003-02).

**Demandes :**

8.1 Veuillez expliquer la diminution de la production en 2014 par rapport à celle de l'année 2013.

**Réponse :**

**La production éolienne de l'année 2013 intègre la production réelle des quatre premiers mois de l'année qui a été plus élevée que les quantités attendues pour ces mêmes quatre mois en 2014. La production éolienne attendue est établie à un taux de livraison de 35 %.**

8.2 Veuillez préciser si la production indiquée à la ligne Éolien I (A/O 2003-02) correspond au facteur d'utilisation de chacun des parcs d'éoliennes issus de cet appel d'offres.

**Réponse :**

**Pour l'année 2012 et les quatre premiers mois de 2013, la production éolienne correspond à la production réelle. Pour les autres mois, le Distributeur planifie que la production des parcs éoliens correspondra à la production attendue de la moyenne des parcs éoliens sous contrat selon un facteur d'utilisation de 35 %.**

**De plus, en vertu des contrats d'approvisionnement en électricité issus des appels d'offres éoliens, chaque fournisseur s'est engagé à livrer au Distributeur la quantité d'énergie prévue à son contrat. Lorsque le fournisseur livre une quantité d'énergie inférieure à ce qui est prévu, des pénalités s'appliquent (article 30.2 de chacun des contrats).**

**Le facteur d'utilisation est propre à chacun des contrats et dépend de l'énergie et de la puissance prévues au contrat.**

**Les contrats issus des deux derniers appels d'offres éoliens sont entièrement publics et l'information recherchée par l'intervenant s'y**

trouve. Ces contrats peuvent être consultés sur le site Web de la Régie aux adresses suivantes :

Contrats issus de l'A/O 2005-03 :  
<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3676-08/mainRequete3676-08.htm> ;

Contrats issus de l'A/O 2009-02 :  
<http://internet.regie-energie.qc.ca/DEPOT/WebPages/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=116&phase=1&Provenance=B> ;

Contrats issus de l'A/O 2003-02 :  
<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3569-05/mainRequete3569.htm>.

Dans les versions publiques de ces derniers contrats, certaines informations confidentielles sont caviardées.

8.2.1. Si non veuillez indiquer le facteur d'utilisation.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.2.**

**8.3** Pour les lignes Éolien I, Éolien II et Éolien III, veuillez fournir la capacité installée totale des parcs éoliens pour chacune des années 2012, 2013 et 2014.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.2.**

**8.4** Pour les lignes Éolien I, Éolien II et Éolien III, veuillez fournir le FU moyen contractuel de l'ensemble de la production éolienne.

**Réponse :**

**Les facteurs d'utilisation par appel d'offres sont présentés au tableau R-8.4.**

**TABLEAU R-8.4  
FACTEURS D'UTILISATION**

1er Appel d'offres	36,6%
2e Appel d'offres	36,6%
3e Appel d'offres	33,7%

**Ces facteurs d'utilisation sont obtenus à partir de l'information fournie dans les dossiers de demande d'approbation des contrats.**

**Voir également la réponse à la question 8.2.**

- 8.5** L'article 30.2 des contrats d'achat d'énergie éolienne prévoit des pénalités si le facteur d'utilisation contractuel n'est pas atteint. Veuillez indiquer si de telles pénalités ont déjà été payées.

**Réponse :**

**L'article 30.2 des contrats d'achat d'énergie éolienne prévoit l'application de dommages dans l'éventualité où la quantité d'énergie moyenne livrée est inférieure à la quantité d'énergie contractuelle.**

**Depuis la signature des premiers contrats, l'ensemble des pénalités appliquées aux fournisseurs d'énergie éolienne, incluant les dommages en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle, totalisent près de 21 M\$. Ces pénalités sont inscrites en réduction des coûts d'approvisionnement.**

- 8.5.1. Si oui, veuillez fournir l'information.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.5.**

- 9. Référence :** (i) HQD-5, document 1, Annexe A, page 23  
(ii) HQD-5, document 1, page 15

**Préambule :**

Le tableau de la référence (i) présente le détail des approvisionnements pour les années 2012, 2013 et 2014. Les informations sont fournies en TWh, en M\$ et en \$/MWh.

On peut constater que la production éolienne de l'année 2014 (lignes Éolien I, Éolien II et Éolien III) est beaucoup plus élevée que celle de l'année 2012.

À la ligne Intégration éolienne, on retrouve une valeur de 44,7 \$ en 2012, de 21,1 M\$ en 2013 et de 42,2 M\$ en 2014.

La référence (ii) précise :

*« Par ailleurs, étant donné que le processus visant à conclure de nouvelles ententes d'intégration éolienne est à l'étude à la Régie, le Distributeur établit le coût de ce service pour l'année 2014 en fonction des paramètres de l'entente actuelle. »*

**Demandes :**

- 9.1** Veuillez expliquer pourquoi la valeur de l'année 2013 est plus faible que celle des années 2012 et 2014.

**Réponse :**

**L'écart entre la valeur de 2013 et celles de 2012 et 2014 s'explique par l'application de l'article 6.3 de l'entente d'intégration éolienne relative à la différence entre l'énergie éolienne reçue par le Producteur et l'énergie livrée au taux de puissance garantie. Ainsi, pour les quatre premiers mois de 2013, la production éolienne a été supérieure aux retours d'énergie prévus en vertu de l'Entente.**

**Pour 2014, le Distributeur ne planifie aucun écart en vertu de l'article 5.2.2 de l'Entente puisque la production éolienne attendue correspond au niveau des retours d'énergie demandés, soit 35 %.**

**Pour le détail et les calculs, voir les suivis de l'entente d'intégration éolienne déposés à la Régie à l'adresse Internet suivante :**

**[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html)**

- 9.2** Étant donné que la capacité éolienne installée en 2014 est plus élevée que celle installée en 2012, veuillez expliquer que la valeur prévue en 2014 à la ligne Intégration éolienne est plus faible que celle de l'année 2012.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

**10. Référence :** HQD-5, document 1, page 14

**Préambule :**

La référence mentionne :

*« Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux inclut le coût fixe relatif à la centrale TCE ainsi que le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2014. »*

**Demandes :**

**10.1** Veuillez indiquer si le coût total relatif à la centrale TCE en 2014 est le même que celui de l'année 2013.

**Réponse :**

**Voir le dossier R-3850-2013 relatif à la demande d'approbation de la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour pour l'année 2014.**

**11. Référence :** (i) HQD-5, document 1, page 18  
(ii) R-3814-2012, HQD-13, document 1, page 61

**Préambule :**

Le tableau 9 de la référence (i) présente l'Indicateur de prix de marché court terme pour l'année 2012. À la note 3, il est mentionné que le Distributeur récupère 88% des coûts de transport l'année suivante par le biais d'une baisse de facture de la charge locale.

Le tableau R-23.2-D de la référence (ii) présente le Calcul des prix de revente en 2013.

**Demandes :**

11.1 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (ii) pour les années 2013 et 2014 en prenant en considération la note 3 de la référence (i)

**Réponse :**

**Le Distributeur ne peut fournir l'information demandée puisque, en planification, il ne peut prendre en considération l'hypothèse de récupération du transport. En effet, considérant que d'importantes réservations de service de point à point de transport ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur pour les prochaines années, les ventes du Distributeur devraient s'effectuer au point de livraison HQT.**

**Dans ce contexte, puisque les frais de réservation sont déjà engagés par des tiers et, en cela, intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération additionnelle de ces coûts par le biais de la facturation de la charge locale. Tant que cette situation prévaudra, le prix en mode vente sera réduit de la totalité des frais de réservation du service de point à point.**

**INVESTISSEMENTS**

**12. Référence :** HQD-8, document 5, page 11

**Préambule :**

Le tableau de la référence présente les projets de plus de 10 M\$ à autoriser.

La ligne Réseaux autonomes montre des investissements importants à partir de l'année 2015

**Demandes :**

**12.1** Veuillez identifier les projets des réseaux autonomes auxquels correspondent les investissements indiqués à la référence

**Réponse :**

**Tel que spécifié à la pièce mentionnée en référence, le Distributeur procède actuellement à une révision de ses activités dans les réseaux autonomes. Cette révision vise notamment le déploiement de moyens nécessaires pour assurer l'équilibre du bilan de puissance, ce qui**

**pourrait entraîner des changements dans la planification des investissements. La prévision des investissements est donc présentée à titre indicatif.**

**IMPACT TARIFAIRE SUR 5 ANS DES INVESTISSEMENTS PRÉVUS**

- 13. Référence :** (i) HQD-8, document 6, pages 7 à 10  
(ii) R-3814-2012, HQD-6, document 6, pages 5 à 8

**Préambule :**

Les valeurs montrées aux références a permis au RNCREQ de réaliser le tableau ci-dessous qui montre une comparaison entre les données du dossier R-3814-2012 et celles du dossier actuel. On peut constater qu'une diminution de 32 % des ajouts nets sur 5 ans à la base de tarification entraîne une diminution de seulement 13% des revenus requis sur la même période.

	R-3814	R-3854	
Total des ajouts nets sur 5 ans M\$	2469,2	1689,3	32%
Total de l'impact sur les revenus requis M\$, excluant les revenus additionnels	782,9	685	13%

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez expliquer le constat formulé par le RNCREQ dans le préambule.

**Réponse :**

**En premier lieu, le Distributeur tient à rappeler que la pièce HQD-8 document 6 (B-0037) présente une appréciation sur cinq ans de l'impact des mises en services de ses projets d'investissement sur les tarifs. De plus, il est important de rappeler que tous les projets de plus de 10 M\$ ont fait ou feront l'objet d'une autorisation spécifique par la Régie. Ainsi, leur effet dans le calcul de l'impact tarifaire n'est que la résultante d'une approbation spécifique.**

**De plus, les phases de réalisation de tels projets engendrent des variations annuelles dans les mises en services utilisées dans le calcul de l'impact des tarifs. À titre d'exemple, les mises en services présentées au tableau 3 de la pièce HQD-8 document 6 (B-0037) pour le**



projet poste Bélanger sont de 17,5 M\$ pour l'année 2014, mais de seulement à 4,8 M\$ pour l'année 2015 donc une variation de 12,7 M\$.

Le Distributeur rappelle que les investissements ont un impact sur le revenu requis qu'au moment de leur mise en service, et ce, par le biais de l'amortissement et des frais financiers. Donc, il n'y a pas lieu de comparer la fluctuation de proportions d'ajouts nets avec la fluctuation d'impacts sur les revenus requis.

En dernier lieu, il n'y a pas de pertinence à comparer la sommation des ajouts nets et de l'impact sur les revenus requis tel que présenté par l'intervenant. L'analyse présentée au dossier R-3814-2012 porte sur les années 2013 à 2017 tandis que celle du dossier R-3854-2013 porte sur les années 2014 à 2018. L'impact des mises en services des projets de grandes envergures, selon leur répartition annuelle, peut fluctuer grandement. Ainsi, les cinq années cumulatives des deux dossiers ne peuvent pas être comparées.

14. Référence : (i) HQD-8, document 6, page 10, tableau 5, section R2  
(ii) R-3814-2012, HQD-8, document 6, page 8, Tableau 5, section R2  
(iii) R-3814-2012, HQD-13, document 10, pages 29 et 30  
(iv) HQD-5, document 1, page 6

***Préambule :***

Les valeurs montrées aux références (i) et (ii) ont permis au RNCREQ de réaliser le tableau ci-dessous qui présente la comparaison de la valeur totale des revenus additionnels générés sur 5 ans entre les dossiers R-3814-2102 et R-3854-2013.

	R-3814	R-3854	
Total des revenus additionnels sur 5 ans M\$	177,5	329,9	86%

La référence (iii) présente la réponse à une demande de renseignements du RNCREQ concernant la valeur des ventes normalisées qui transitent sur le réseau de distribution, et les informations pour calculer les revenus additionnels.

La référence (iv) montre l'évolution des besoins à approvisionner selon la prévision présentée dans les dossiers R-3726-2010, R-3814-2012, et dans le dossier tarifaire actuel. On peut constater une diminution des besoins prévus au dossier actuel par rapport à ceux prévus au dossier R-3814-2012.

**Demandes :**

- 14.1** Veuillez fournir la prévision des ventes transitant sur le réseau de distribution qui a été utilisée pour l'évaluation des revenus additionnels du dossier actuel.

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente la prévision des ventes transitant sur le réseau de distribution utilisée pour l'évaluation de l'impact tarifaire des investissements prévus.**

**TABLEAU R14.1  
PRÉVISION DES VENTES TRANSITANT SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	Normalisé					
GWh	117 385	118 203	118 838	120 078	120 675	121 625

- 14.2** Veuillez fournir les informations pour calculer les revenus requis additionnels comme dans la référence (iii).

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente les informations demandées.**

**TABLEAU R-14.2**

	2013	2014	2015
	Normalisé		
Ventes d'électricité au Québec (GWh)	171 578		
Ventes qui transitent sur le réseau de distribution (M\$)	8 612,4		
Ventes qui transitent sur le réseau de distribution (GWh)	117 385	118 202	118 838
Coût de la fourniture (M\$)	5 519,8		
Coût du transport - charge locale (M\$)	2 624,4		
Croissance cumulées des ventes (M\$)		21,5	38,4
note : Le coût de la fourniture et du transport doit être pondéré par le total des ventes sur les ventes qui transitent par le réseau de distribution.			

- 14.3** Étant donné la diminution des besoins constatée au préambule, veuillez expliquer l'augmentation importante des revenus additionnels sur une période de 5 ans au présent dossier.

**Réponse :**

**La diminution constatée par le RNCREQ concerne la prévision des ventes totales du Distributeur. Or, toutes les ventes ne transitent pas sur le réseau de distribution. Par exemple, plusieurs clients industriels sont alimentés à même le réseau de transport.**

- 14.4** Veuillez préciser si les revenus additionnels montrés à la section R2 du tableau 5 concernent uniquement les projets qui sont identifiés à la même section. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Non, les ventes additionnelles concernent tout le réseau de distribution.**

- 14.4.1. Si non, veuillez indiquer quels seraient les revenus additionnels générés si on ne considérait que la croissance des ventes reliés aux projets qui ont justifiés les investissements.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne fait pas une prévision des revenus par départ de ligne ou par poste de transformation. Par ailleurs, ce n'est pas le but de l'analyse qui cherche à évaluer l'impact des investissements sur les revenus requis en tenant compte de la composante revenus additionnels générés par la croissance des ventes sur le réseau de distribution.**

- 15.** Référence : HQD-8, document 6, page 10

**Préambule :**

La section 4 du tableau de la référence présente notamment l'impact net du projet LAD sur les revenus requis.

**Demandes :**

- 15.1** Veuillez préciser si l'impact net présenté prend en compte les gains attendus du projet LAD en frais d'exploitation (élimination de lecture manuelle et autres).

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que les gains attendus du projet LAD sont inclus dans l'impact net sur les revenus requis.**

15.1.1. Si non, veuillez fournir ces gains pour chacune des années.

**Réponse :**

**Sans objet.**

**POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX  
AUTONOMES**

16. Référence : HQD-9, document 2, page 5.

**Préambule :**

*« Le potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique représente les économies d'énergie et la réduction de la demande de puissance associées à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité du Distributeur. **Le potentiel présenté dans le cadre de ce document constitue une limite supérieure puisqu'il ne considère pas encore les contraintes de natures commerciales et financières ainsi que le taux d'adoption plausible des mesures par les consommateurs, particulièrement importantes dans le cas des mesures lourdes comme l'enveloppe thermique. Il est donc important de rappeler que seule une partie du PTÉ peut être exploitée commercialement.** »*

**Demandes :**

16.1 Veuillez fournir les coûts évités annuels en puissance et en énergie qui ont été utilisés pour évaluer la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique.

**Réponse :**

**Voir la pièce HQD-2, document 4 du dossier R-3814-2012.**

17. Référence : HQD-9, document 2, page 8 et Section 4

**Préambule :**

Les tableaux de la page 8 de la référence présente le PTÉ d'économie – Horizon 5 ans par usage pour chacun des réseaux autonomes.

Les tableaux de la Section 4 de la référence présentent les principales mesures de PTÉ pour chacun des réseaux autonomes.

**Demandes :**

- 17.1 Veuillez préciser si les valeurs des tableaux de la page 8 représentent un gain annuel prévu dans 5 ans. Si non, veuillez indiquer ce que représentent les valeurs.

**Réponse :**

**Les tableaux de la page 8 présentent le PTÉ à un horizon de 5 ans. Le PTÉ représente les économies associées à l'implantation complète des mesures où cela est techniquement possible et lorsque leur coût unitaire est inférieur ou égal aux coûts évités. Il ne s'agit donc pas d'une valeur annuelle.**

- 17.2 Veuillez indiquer s'il y a un lien entre les tableaux de la page 8 et ceux de la Section 4. Si oui, veuillez décrire ce lien.

**Réponse :**

**Oui. Les tableaux de la page 8 montrent le PTÉ total par usage et par territoire alors que la section 4 présente la liste des mesures offrant les PTÉ les plus importants, et ce, pour chacun des territoires.**

18. Référence : (i) HQD-9, document 2, page 13  
(ii) D-2011-162, paragraphe 367

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*« Le plus important PTÉ à Schefferville se retrouve dans les mesures d'enveloppe thermique du secteur résidentiel : l'isolation du sous-sol et des*

*toits ainsi que les fenêtres EnergyStar. Il faut toutefois noter que peu d'information est disponible sur le niveau d'isolation actuel des maisons à Schefferville et que l'évaluation du PTÉ repose sur un niveau d'isolation minimal exigé par la réglementation québécoise. »*

La référence (ii) mentionne :

***[367] Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau,***

**Demandes :**

**18.1** Veuillez préciser si le Distributeur a pris des mesures pour valider son information concernant l'enveloppe thermique du secteur résidentiel.

**Réponse :**

**Oui.**

18.1.1. Si oui, veuillez fournir l'information.

**Réponse :**

**Voir la pièce HQD-9, document 1 (B-0036), page 22, aux lignes 11 à 13.**

18.1.2. Si non, veuillez indiquer s'il le Distributeur a défini un calendrier pour réaliser cette validation et le cas échéant, fournir ce calendrier.

**Réponse :**

**Sans objet.**

**19.** Référence : (i) HQD-9, document 2, pages 16 et 19  
(ii) HQD-3, document 4, page 8

**Préambule :**

Le tableau 16 de la page 16 présente l'Impact en puissance du PTÉ d'économie d'électricité en kW. Pour Schefferville, il est indiqué une valeur totale de 1193 kW.

Le tableau 20 de la page 19, présente le PTÉ de gestion de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville. Il comprend les mesures résidentielles et les mesures CI, le coût moyen en \$/kW-an et le potentiel en kW de chacune des mesures. Le PTÉ des mesures résidentielles totalise 3238 kW et celui des mesures CI 6491 kW.

La référence (ii) présente les coûts évités des réseaux autonomes. On peut constater notamment une valeur de 135 \$/kW-an pour le coût évité en puissance du réseau de Schefferville.

Au tableau 20, on peut constater qu'une seule mesure a un coût moyen supérieur au coût évité de 135 \$/kW-an. Cette mesure a un PTÉ de 142 kW. On peut donc présumer que chacune des autres mesures est rentable.

**Demandes :**

- 19.1** Veuillez préciser si le PTÉ de chacune des mesures du tableau 20 est le potentiel de gestion de la demande à la pointe du réseau de Schefferville. Si oui, veuillez expliquer la valeur de 1193 kW du tableau 16, qui est beaucoup plus faible que le total des mesures du tableau 20.

**Réponse :**

**Les PTÉ du tableau 20 sont les potentiels maximums des mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe du réseau de Schefferville. Comme il est précisé à la page 7 du Rapport de PTÉ, à la pièce HQD-9, document 2 (B-0036), les PTÉ des mesures de gestion de la demande en puissance ne sont pas nécessairement additives. De plus, les résultats du tableau 20 ne sont pas comparables à ceux du tableau 16 car ce dernier présente l'impact en puissance de l'implantation complète des mesures du PTÉ d'économie d'énergie du tableau 1.**

- 19.2** Si non, veuillez fournir le PTÉ à la pointe de chacune des mesures du tableau 20.

**Réponse :**

**Sans objet.**

**RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE**

20. Référence : (i) HQD-11, document 4, page 48  
(ii) R-3814, HQD-10, document 3, page 48

**Préambule :**

Le tableau des références présente le classement par fonction de la base de tarification des réseaux autonomes. À la référence (i), pour l'année témoin projeté de 2013, il est indiqué une valeur de 303,1 M\$ à la ligne 6 de la colonne production. À la référence (ii), pour l'année témoin projeté de 2014, la valeur est de 273,1 M\$.

Pour les contrats de location-financement, les valeurs sont de 32,4 M\$ et 33,5 M\$ respectivement pour les années 2013 et 2014.

**Demandes :**

- 20.1** Veuillez expliquer la diminution des actifs de production entre l'année témoin projetée 2013 et l'année témoin projetée 2014.

**Réponse :**

**Tel que mentionné en réponse à la question 28.3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1, la variation entre la moyenne 13 soldes autorisée et celle de l'année témoin 2014 des actifs de production découle essentiellement du moment et des montants des mises en service, des retraits et régularisations.**

- 20.2** Veuillez expliquer l'augmentation de la valeur des contrats de location-financement.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 20.1.**

**STRATÉGIE TARIFAIRE**

21. Référence : HQD-13, document 2, page 25

**Préambule :**



La référence mentionne :

*«[...]D'une part, tous les logements disposent d'un système de chauffage au mazout. D'autre part, la consommation au-delà de 30 kWh par jour ne représentait que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du 53e parallèle en 2012 alors que cette proportion est de l'ordre de 50 % en réseau intégré et en réseaux autonomes au sud du 53e parallèle.*

*Néanmoins, pour environ 275 abonnements au tarif D, la proportion des kilowattheures consommés en 2e tranche excède 30 % de leur consommation totale respective. Comme les logements disposent d'un système de chauffage au mazout, la consommation en 2e tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint, [...]»*

**Demandes :**

- 21.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué l'impact du chauffage électrique d'appoint sur la demande à la pointe des réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 2.7 du GRAME à la pièce HQD-15, document 7.**

- 22.** Référence : HQD-13, document 2, page 25

**Préambule :**

La référence mentionne :

*« L'utilisation plus répandue de l'appoint électrique peut s'expliquer par le fait que la presque totalité des consommateurs n'ont pas la responsabilité de payer la facture d'électricité et ne reçoivent pas le signal de prix visant la consommation en 2<sup>e</sup> tranche. »*

**Demandes :**

- 22.1** Veuillez préciser si les consommateurs ont la responsabilité de leur facture de mazout.

**Réponse :**

**Ce sont les organismes, notamment l'Office municipal d'habitation Kativik, qui assument les factures d'énergie de la presque totalité des abonnements résidentiels au Nunavik.**

**23.** Référence : HQD-13, document 2, page 27, note 34

**Préambule :**

La référence mentionne :

*« Au 1er avril 2013, les clients domestiques du réseau de Schefferville obtiennent un rabais de 30 % sur les tarifs applicables en réseau intégré. Au 1er avril 2015, leurs tarifs auront rejoint ceux du réseau intégré. »*

Le RNCREQ comprend que d'avril 2013 à avril 2015, le tarif du réseau de Schefferville augmentera de 30% en plus des hausses autorisées par la Régie dans les dossiers tarifaires annuels

**Demandes :**

**23.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué l'impact de cette hausse sur le niveau de consommation du réseau de Schefferville.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas évalué l'impact sur la consommation énergétique de la transition applicable à la région de Schefferville.**

23.1.1. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.1.**