
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DU RNCREQ

- 1. Référence :** (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 32
(ii) B-0004, HQD-1, document 1, page 34, tableau 4.1-2
(iii) R-3726-2010, B-3, HQD-2, document 2, page 4

Préambule :

(i) Le Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan.

Le tableau de la référence (ii) présente l'impact du déploiement des moyens de gestion existants dont la quantité d'énergie différée et rappelée selon les conventions signées avec HQP.

Il montre également une valeur de 2 TWh en 2011 correspondant à une transaction de vente avec HQP.

Le tableau de la référence (iii) présente le bilan en énergie après les amendements aux conventions. On peut constater notamment que le solde du compte est de 28,5 TWh en 2027.

Demandes :

- 1.1** Au tableau de la référence (ii), veuillez ajouter une ligne montrant à chaque année le solde du compte d'énergie reportée.
- 1.1.1.** Veuillez préciser quel serait l'impact sur le solde s'il n'y avait pas de transaction avec HQP en 2011.
- 1.2** S'il y a lieu, veuillez expliquer les valeurs différentes du solde par rapport aux valeurs de la référence (iii).

- 2. Référence :** (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 31, 34 et 44
(ii) B-0004, HQD-1, document 1, page 44

Préambule :

La référence présente respectivement le Bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestions existant, après le déploiement des moyens existants et avec le déploiement des nouveaux moyens de gestions.

À la ligne AAR au bas du tableau de la page 31 et de la page 34 on peut constater que les moyens existants ont un impact important sur les Approvisionnements Additionnels Requis (AAR). Par contre, une comparaison entre les valeurs de la ligne AAR au bas du tableau de la page 34 et celles au bas du tableau de la page 44 ne montre pas d'impact significatif.

Demandes :

2.1 Veuillez justifier le besoin de nouveaux moyens de gestion.

- 3. Référence :**
- (i) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 3D, page 160
 - (ii) R-3689, HQD-2, document 1, page 8
 - (iii) Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, Électricité patrimoniale

Préambule :

À partir des informations présentées aux références (i) et (ii), le RNCREQ a préparé le tableau suivant :

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Énergie patrimoniale inutilisée (TWh)	3	0,3	1,9	0	0	3,9
Énergie en dépassement (GWh)		45,6	95,9	192,5	85,5	
Coût de l'énergie en dépassement (M\$)		3,7	7,4	15,7	7,1	

L'annexe A de la référence (iii) présente le profil associé à l'approvisionnement patrimonial. On y retrouve une valeur fixe pour chacune des 8760 heures d'une année.

On peut constater que pour la même année il y a de l'énergie patrimoniale inutilisée et également de l'énergie en dépassement.

Demandes :

16.1 Veuillez compléter le tableau pour l'année 2009.

16.2 Veuillez présenter les valeurs de l'énergie patrimoniale inutilisée en GWh.

16.3 Veuillez indiquer si une valeur variable autour de la valeur fixe pourrait permettre d'éliminer l'énergie inutilisée et l'énergie en dépassement. Par exemple, si la valeur fixe était remplacée par une valeur pouvant varier de 1% ou 2% autour de cette valeur fixe.

4. Références : (i) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 4B, page 187

(ii) Site internet du Transporteur, Tarifs et conditions, articles 13.6 et 14.7,
http://www.oatioasis.com/HQT/HQTdocs/Tarifs_et_conditions_2011.pdf

Préambule : :

(i) *Par contre, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale (réf. 4.1, paragraphe 2.3.2.2, page 10-4).*

Le texte pertinent de IESO se présente comme suit :

2.3.2 Energy and ancillary service transactions, including import and export transactions, using the IESO-controlled grid shall be subject to dispatch by the IESO:

2.3.2.1 in accordance with the procedures for dispatching generation facilities, dispatchable loads and boundary entities, based on the offers, bids and self-schedules submitted by market participants pursuant to Chapter 7 or in accordance with the terms of applicable contracted ancillary services contracts; and

2.3.2.2 in circumstances where the IESO determines that curtailment is necessary to protect the reliability of the IESO-controlled grid or the integrated power system or to prevent injury or damage to persons, facilities or the environment pursuant to Chapter 5.

La référence (ii) mentionne notamment que des réductions de service seront faites si celles-ci sont nécessaires pour maintenir une exploitation fiable du réseau.

Il apparaît donc que les deux opérateurs peuvent réduire leur service de transport si cela est nécessaire pour maintenir la fiabilité de leur réseau.

Demandes :

17.1 Veuillez préciser les différences entre le texte de IESO et celui du Transporteur.

17.2 Veuillez concilier le texte du paragraphe 2.3.2.2 avec l'affirmation du Distributeur à l'effet que *l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut, en tout temps, être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale.*

- 5. Référence :** (i) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 4B, page 180 et 181
(ii) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 4B, page 187

Préambule :

À la page 180 de la référence (i), il est indiqué une prévision de 21336 MW et 20491 MW respectivement pour la pointe d'hiver 2014-15 et 2019-20 en Ontario.

À la page 181 de la même référence, il est indiqué que la puissance disponible en Ontario pour ces mêmes pointes est de 29 064 MW et 27583 MW.

On peut donc constater qu'il y a une disponibilité de 7728 MW pour l'hiver 2014-15 et de 7092 MW pour l'hiver 2019-20.

À la référence (ii) le Distributeur mentionne : *Par contre, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale.*

Étant donné la capacité disponible, il apparaît improbable que l'IESO doive rapatrier de la capacité pour l'alimentation de la charge locale.

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer si d'autres raisons peuvent justifier de ne pas reconnaître la possibilité de s'approvisionner en puissance garantie à partir de l'Ontario pour la période du Plan

- 6. Référence :** (i) B-0007, HQD-2, document 2, Annexe 5, page 36
(ii)) B-0018, HQD-3, document 1, page 23

Préambule :

Le tableau de la référence (i) montre le détail des pertes sur les réseaux autonomes en 2009.

À la référence (ii), le Distributeur explique que le niveau des pertes des réseaux Lac-Robertson et Schefferville incluent les pertes sur le réseau de transport. Pour le réseau de Schefferville, il est mentionné que la vétusté des équipements pourrait expliquer le taux de perte déduit élevé.

Il mentionne également que les clients des réseaux autonomes n'ont pas de relève de compteur le 31 décembre et que les ventes des derniers jours doivent être estimées.

Demandes :

6.1 Pour les réseaux Lac-Robertson et Schefferville, veuillez distinguer les pertes sur le réseau de transport et les pertes sur le réseau de distribution.

6.2 Pour le réseau de Schefferville, veuillez indiquer quel pourrait être le niveau de pertes avec des équipements neufs.

6.3 Veuillez présenter un tableau semblable à celui de la référence (i) pour chacune des années depuis l'année 2005.

- 7. Référence :** (i) B-0007, HQD-2 document 2, page 36
(ii) B-0006, HQD-2, document 1, pages 42 et 43

Préambule :

À la référence (i), les pertes de 21,1% du réseau de Schefferville sont exprimées en énergie.

À la référence (ii) le Distributeur mentionne qu'il considère des mesures pour réduire la demande de pointe.

Demandes :

7.1 Étant donné que les pertes électriques varient selon la puissance transitée, veuillez fournir le niveau des pertes en puissance à la pointe du réseau de Schefferville pour le réseau de transport et le réseau de distribution.

- 8. Référence :** (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 25
(ii) R-3648-2007, HQD-6, document 1, annexe 1.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que le rapport sur le JED pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine n'a pas été mis à jour depuis mai 2008.

À l'Annexe B de la référence (ii), on retrouve un tableau présentant le coût du carburant en \$2008/litre.

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer quel serait le coût du carburant si l'étude de rentabilité était mise à jour aujourd'hui.

- 9. Référence :**
- (i) B-0007, HQD-2, document 2, Annexe 7 pages 62 et 68
 - (ii) B-0006, HQD-2, document 1, page 43
 - (iii) R-3740-2010, HQD-12, document 5, page 11

Préambule :

La référence présente une prévision de la demande pour le réseau Lac-Robertson et le réseau de Schefferville.

On peut calculer que la consommation unitaire en énergie par abonnés résidentiels et agricoles du réseau de Schefferville est environ 80% plus élevée que celle des abonnés du réseau du Lac-Robertson.

À la référence (ii) le Distributeur mentionne que les mesures de gestion de la demande qu'il a considérées n'ont pas montré un potentiel suffisant pour contribuer significativement aux besoins en puissance.

La référence (iii) mentionne que des audits énergétiques qui ont eu lieu afin de préciser l'état et la condition de l'enveloppe thermique des résidences unifamiliales ont démontré que les matériaux choisis sont efficaces mais que des lacunes ont été observées au niveau des façons de faire des entrepreneurs.

Demandes :

- 9.1** Veuillez indiquer si les lacunes observées au niveau des façons de faire des entrepreneurs peuvent expliquer en totalité la consommation unitaire élevée des abonnés du réseau de Schefferville. Veuillez expliquer votre réponse.
- 9.2** Veuillez donner plus de précision concernant les lacunes observées.
- 9.3** Veuillez indiquer comment ces lacunes pourraient être corrigées.
- 9.4** Veuillez indiquer si d'autres mesures que celles mentionnées à la référence (ii) ont été envisagées pour les abonnés du réseau de Schefferville.

- 10. Référence :** (i) B-0007, HQD-2, document 2, Annexe 7, page 68

Préambule :

À partir des données présentées à la référence, on peut calculer que la consommation unitaires des abonnés domestiques et agricoles est de 38198 kWh en 2010 et de 39653 kWh en 2020.

Demandes :

10.1 Étant donné que la consommation unitaire est déjà élevée en 2010, veuillez expliquer l'augmentation de la consommation unitaire entre 2010 et 2020.

11. Référence : (i) B-0007, HQD-2, document 2, Annexe 7, page 68

(ii) R-3740-2010, NS du 21 décembre 2010, page 42

Préambule :

À partir des données présentées à la référence (i), on peut calculer que la demande unitaire par abonnés domestiques et agricoles à la pointe de 2010 est de 18,2 kW pour le réseau de Schefferville et de 9,3 kW pour le réseau du Lac-Robertson.

À la référence (ii) concernant notamment la biénergie, le Distributeur mentionne : *Le problème ce n'est pas les coûts évités, le problème c'est une barrière commerciale, c'est de réussir à implanter ce type de mesures. Et la biénergie ça ne serait pas facile à Schefferville. Ça là-dessus la preuve elle est évidente.*

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer si la différence entre la demande unitaire du réseau de Schefferville et celle du réseau du Lac-Robertson s'explique aussi par des lacunes au niveau des façons de faire des entrepreneurs.

11.2 Veuillez indiquer s'il y a eu des approches concrètes auprès des abonnés du réseau de Schefferville concernant la biénergie. Veuillez expliquer votre réponse.

12. Référence : (i) B-0006, HQD-2, document 1, page 43

(ii) R-3740-2010, HQD-12, document 5, page 9

Préambule :

À la référence(i) traitant de la stratégie retenue à l'horizon 2020, le Distributeur mentionne que le réseau de Schefferville nécessitera une augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins des clients vers 2015 et qu'une centrale thermique de réserve qui fonctionnera qu'en cas d'urgence seulement est prévue.

Selon la compréhension du RNCREQ, à la référence (ii), le Distributeur envisage la permanentisation des groupes au coût de 7,7 M\$.

Demandes :

12.1 Veuillez préciser s'il est toujours envisagé de permanentiser les groupes.

12.2 Si oui, veuillez indiquer pourquoi cela n'apparaît pas dans la stratégie retenue à l'horizon 2020.

13. Référence : (i) B-0006, HQD-2, document 1, page 36

Préambule :

À l'horizon 2013, le Distributeur poursuivra les démarches entreprises pour la réalisation des deux projets pilotes de JED à Kangiqsualujjuaq et à Akulivik. Le Distributeur vise à mettre en service le projet pilote à Kangiqsualujjuaq au plus tôt en 2015. Le projet pilote de JED à Akulivik sera lancé au moment opportun afin d'être en mesure de le mettre en service un an après l'arrivée de la nouvelle centrale. Cette stratégie permet de diminuer les risques lors de la mise en service des deux projets. La centrale sera entièrement fonctionnelle avant l'arrivée du projet pilote éolien. Dans cette optique, la date de mise en service prévue du projet pilote de JED à Akulivik serait au plus tôt en 2016.

Demandes :

13.1 Veuillez présenter un échéancier détaillé du projet pilote de à Kangiqsualujjuaq montrant chacune des étapes pour une mise en service en 2015.

14. Références : (i) A-98-02 « Avis de la Régie concernant la place de l'énergie éolienne dans le portefeuille énergétique du Québec, 30 septembre 1998, pages 35.
(ii)- D-2005-178, page 33
(iii) R-3748-2010, HQD-2, document 1, pages 23 et 36

Préambule

À la référence (i), la Régie mentionne :

« La régie estime qu'Hydro-Québec a un rôle important à jouer ...dans l'identification la plus rapide possible d'une plate-forme de démonstration, au Québec ou ailleurs, faisant en sorte que l'avance technologique acquise se transforme en projet de commercialisation. »

« ...Hydro-Québec ne peut laisser passer une telle occasion pour maximiser les efforts et les progrès accomplis dans le domaine du couplage éolien-diesel. »

Enfin la Régie recommande « *qu'Hydro-Québec identifie le plus rapidement possible une plate-forme de démonstration, au Québec ou ailleurs, ...afin de capitaliser sur l'avance technologique acquise et de bénéficier des retombées économiques créées par la pénétration des marchés canadien et mondial des réseaux autonomes* »

À la référence (ii), la Régie « *juge importante la réalisation d'ici 2007 d'un projet-pilote de jumelage éolien-diesel (JED) à l'Île d'Entrée aux Îles-de-la-Madeleine. Ce dernier ne doit pas retarder la réalisation d'un projet-pilote JED au Nunavik, parce que les conditions climatiques et d'accès sont particulières aux régions nordiques. Il est donc souhaitable que le Distributeur mette en service un premier système JED au Nunavik au plus tard en 2008.* »

Par ailleurs, à la référence (iii), le Distributeur mentionne que, « *la piste la plus prometteuse pour la production d'électricité demeure, pour l'instant, le jumelage éolien-diesel pour la plupart des communautés.* » (p.23) et qu'il « *vise mettre en service le projet pilote à Kangisualujjuaq au plus tôt en 2015.* » (p.36)

Demandes :

14.1 Compte tenu de la reconnaissance par le Distributeur du positionnement toujours dominant du couplage éolien-diesel comme solution de rechange primordiale à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine, et en regard du caractère insistant de la recommandation de la Régie quant à la valorisation commerciale de cette filière par Hydro-Québec déjà en 1998, veuillez expliquer le peu de résultats concrets obtenus jusqu'ici dans ce dossier.

15. Référence : (i) - R-3748-2010, HQD-2, document 1, pages 23 et 36

Préambule

Le distributeur mentionne [(i) L25-26, p.23 de 43] que, pour les réseaux autonomes « La plupart des autres technologies présentement disponibles sont immatures ou ne permettent pas de réduire les coûts. »

Demande :

15.1 Compte tenu des réserves exprimées, veuillez fournir l'analyse économique qui a justifié la décision du Distributeur de collaborer en 2010 à l'installation d'un prototype d'hydrolienne de 250 kW en collaboration avec la firme d'ingénierie RSW [(i) L18-23, p.27 de 43] ?

16. Références :

- (i) R-3550-2004, HQD-5, document 1, Annexe 1 : « Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik - Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages - Mise à jour 2004, pages iv et v
- (ii) R-3648-2007 Phase II, HQD-6, Document 1, Annexe 1 (Rapport d'expertise; Jumelage éolien-diesel - Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine; E-MMC-2008-012, mai 2008); Réponse à la demande de renseignements no4 de la Régie
- (iii) R-3748-2010, HQD-2, document 1, L21-22, p.23 / L21-23, p.24 / L20-22, p.26 / L19-20, p. 28 / Tableau 8, p.29 / et L16-20, p 36 de 43

Préambule

La référence (i) présente une figure montrant qu'Inukjuak est le village qui présente la meilleure Valeur actualisée nette (VAN) et le meilleur Taux de Rendement Interne (TRI) de tous les villages du Nunavik, et recommande expressément en page v de procéder à un projet éolien-diesel clefs en main réalisé au terme d'un appel d'offres.

La mise à jour de 2008 consignée dans la référence (ii) confirme que la variante éolien-diesel d'Inukjuak demeure toujours l'option la plus intéressante en terme de TRI et de VAN.

À la référence (iii), le Distributeur mentionne qu'Inukjuak est présentement pressentie pour un projet d'achat d'énergie (avec centrale diesel 'froide' en réserve) provenant d'une centrale hydraulique de 8 MW, actuellement en discussion avec la Pituvik Landholding Corporation.

Demandes :

16.1 3.1 Veuillez indiquer si le distributeur dispose d'une analyse de rentabilité détaillée de son bilan d'opérations futures à Inukjuak selon la variante hydraulique actuellement en discussion.

16.2 Si oui, veuillez la déposer.

16.3 Veuillez indiquer quelle est la VAN et le TRI attendus de cette variante

hydraulique/centrale-diesel-de-réserve-froide sur une base de référence compatible avec la variante éolien-diesel réalisée dans le rapport des références (i) et (ii)

17. Référence R-3748-2011, HQD-2, document 1, L16-22 page 33

Préambule

À la référence il est mentionné qu' « *Une demande sera déposée à Hydro-Québec Trans-Énergie (le Transporteur) à l'automne 2010 afin de réaliser une étude d'avant-projet sur l'option de raccordement avec la Gaspésie.* »

Demandes :

- 17.1** Pour fins de balisage techno-économique, veuillez préciser si de telles études de raccordement des îles-de-la-Madeleine au réseau intégré ont été réalisées par le Distributeur ou par Hydro-Québec dans le passé.
 - 17.2** Si oui, indiquer pour chacune les principales conclusions obtenues en incluant les technologies évaluées et l'analyse de rentabilité des variantes analysées.
 - 17.3** Veuillez indiquer l'échéancier de réalisation de l'étude d'avant projet initiée en septembre 2010 et son état d'avancement actuel.
 - 17.4** Veuillez préciser si l'impact d'une éventuelle décision de raccorder le réseau des îles-de-la-Madeleine au réseau intégré pourrait constituer un point de décision déterminant pour la planification de la suite du programme d'implantation de l'éolien présenté par le Distributeur pour les îles-de-la Madeleine.
-