

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (L'ENTENTE)**

CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 8;
 - (ii) Site internet de NYISO.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur explique ce qui suit :

« L'Entente implique la création d'un compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner.

Les retraits sont limités en fonction, d'une part, des taux de livraisons associés aux contrats assujettis et, d'autre part, du niveau prévu des besoins réguliers du Distributeur, selon les modalités présentées à la section 2.3.

Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation sera de 7 \$CA/MWh, applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation. »

À la référence (ii), NERA Economic Consulting (NERA) réalise une étude pour le NYISO : *Independent Study to Establish Parameters of the ICAP Demand Curve for the New York Independent System Operator.*

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si les ajouts au compte de modulation peuvent être limités, de quelque façon que ce soit.
- 1.2 Veuillez indiquer les bases du calcul ou les références au marché ayant permis d'établir le coût de 7 \$ CA/MWh pour le service de modulation.
- 1.3 Veuillez justifier le fait que le prix du service de modulation ne varie pas à la hausse ou à la baisse sur la durée de l'Entente.
- 1.4 Veuillez justifier l'application du prix du service de modulation sur les ajouts nets au compte de modulation plutôt qu'uniquement sur les retraits.

- 1.5 Veuillez préciser si un retrait nul (0 MWh) est considéré lors du calcul du nombre de MWh modulés. En d'autres mots, veuillez préciser si le Distributeur doit payer au Producteur un montant de 7 \$CA/MWh à toutes les heures de l'année. Par exemple, si, pour une heure donnée, il y a un ajout de 100 MWh et que le Distributeur fait un retrait de 0 MWh, est-ce que ce dernier devra payer une somme de $(100-0)\text{MWh} \times 7 \$\text{CA/MWh} = 700 \$\text{CA}$?
- 1.6 Considérant la référence (ii), veuillez indiquer s'il est raisonnable de comparer le prix du service de modulation aux coûts totaux variables par unité (\$/MWh) d'une nouvelle turbine à gaz de type « peaking unit ». Veuillez élaborer.
- 1.7 Veuillez indiquer si le prix du service de modulation a été calculé et calibré en fonction des frais associés à la revente ou l'achat sur les marchés de court terme, soit les frais de transport, de courtage, de transit et les pertes. Veuillez élaborer.
- 1.8 Veuillez indiquer si vous considérez le coût unitaire du service de modulation comme comparable au coût d'un service de stockage, découlant de coûts d'injection et de retrait de quantités d'énergie. Veuillez élaborer.
- 1.9 Le cas échéant, veuillez fournir des exemples de services de stockage de type « éolien / hydraulique » en vigueur ailleurs.
- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 9;
 - (ii) Pièce B-0005, page 10;
 - (iii) Pièce B-0005, page 23.

Préambule :

Référence (i) :

« Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = 0,45 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0,30 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Où : $VHG =$ Valeur horaire garantie;

$PÉ =$ Puissance installée des contrats éoliens en service commercial;

$PPCH =$ Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Le Producteur est tenu d'honorer les programmes de retraits jusqu'à la valeur horaire garantie. » (nous soulignons)

À la référence (ii), le Distributeur précise : *« Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournira au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre. Cette quantité, au-delà des 30 % de contribution en puissance propre à la production éolienne, porte à 45 % la puissance fournie par les parcs éoliens. »*

À la référence (iii), le tableau 3.5 présente un sommaire de l'utilisation de l'Entente de 2012 à 2014.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si la « puissance installée » associée à chacun des groupes de contrats mentionnés en référence (i) (contrats éoliens en service commercial, contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial et contrats de cogénération et de biomasse en service commercial) représente la somme des puissances contractuelles pour chacune des différentes formes d'énergie ou s'il s'agit de la somme des puissances nominales des équipements de production associés.
- 2.2 Veuillez fournir les F.U. moyens des contrats éoliens, de petites centrales hydroélectriques et de cogénération à la biomasse.
- 2.3 Veuillez présenter pour chaque mois, sous forme de tableau, la contribution moyenne réelle en MW de l'ensemble des parcs éoliens mis en service au cours des cinq dernières années.
- 2.4 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les quantités mensuelles prévues être ajoutées, par source d'énergie, au compte de modulation et retirées de celui-ci pour chacune des années de la durée de l'Entente.
- 2.5 Veuillez expliquer comment la formule de la VHG permet au Distributeur d'utiliser en hiver des surplus générés pendant les autres mois de l'année pour les contrats de petites centrales hydroélectriques et de cogénération à la biomasse.

3. Référence : Pièce B-0005, page 13.

Préambule :

« L'objectif premier de l'Entente est de permettre au Distributeur d'équilibrer son bilan en énergie en favorisant une meilleure adéquation horaire entre les besoins et l'offre, facilitant ainsi la répartition annuelle des approvisionnements. En effet, puisque des surplus sont anticipés pour les prochaines années, l'Entente permettra d'utiliser au cours des mois d'hiver les surplus générés pendant les autres mois de l'année.

Le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale, qui constitue la source d'approvisionnement la moins coûteuse du Distributeur. Il permettra également de réduire de façon considérable les transactions de court terme et ainsi éviter les coûts importants rattachés à ces transactions (pertes électriques, coûts de transport, frais de courtage et services complémentaires sur les marchés hors Québec). »

Demandes :

- 3.1 Veuillez présenter les bilans en énergie et en puissance du Distributeur selon, d'une part, un scénario sans modulation, et d'autre part, selon un scénario avec modulation. Veuillez utiliser les plus récentes prévisions sur l'horizon 2011-2015, incluant une année avant l'entrée en vigueur de l'Entente et une année après la durée de celle-ci.
- 3.2 Veuillez indiquer si, dans le scénario sans modulation, le Distributeur prévoit procéder à des transactions d'achat ou de revente sur les marchés de court terme à chacune des heures d'une année. Dans la négative, veuillez préciser votre réponse en indiquant, entre autres, le nombre d'heures par année où le Distributeur prévoit procéder à des transactions sur les marchés de court terme.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 14 et 15;
 - (ii) Pièce B-0005, page 16;
 - (iii) Pièce B-0005, pages 17, 18 et 19;
 - (iv) Pièce B-0005, page 22.

Préambule :

En référence (i) :

« Considérant la nature de l'Entente, l'analyse de l'impact de sa mise en place ne peut être basée uniquement sur un scénario déterministe de la demande et de l'offre. En effet, les coûts de l'utilisation de l'Entente étant établis sur les ajouts et retraits horaires au compte de modulation, l'évaluation de ceux-ci est sensible aux hypothèses sur la production éolienne et la demande.

D'une part, il importe de simuler une production éolienne dont la variabilité est représentative de la réalité, donc qui varie d'heure en heure, plutôt qu'une production éolienne estimée à partir de la production attendue en moyenne mensuellement ou annuellement.

D'autre part, pour estimer l'impact des aléas climatiques sur la rentabilité de l'Entente, l'analyse doit porter sur différents scénarios de demande. Le Distributeur dispose de prévisions de la demande basées sur 36 années de données climatologiques historiques (1971-2006). De plus, basées sur ces mêmes années de climatologie, des prévisions horaires de la production éolienne ont été produites. Ainsi, pour chaque année couverte par l'Entente, soit 2012 à 2014, 36 cas climatiques d'offre et de demande ont été analysés. »

En référence (ii) :

« Les résultats des simulations réalisées en tenant compte de l'Entente sont comparés à un scénario sans entente de modulation ni entente d'intégration éolienne. Les tableaux 3.1 à 3.3 présentent, pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des 36 résultats. Les coûts totaux présentés sont composés seulement des éléments qui varient avec l'Entente. »

Les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la référence (iii) présentent une analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation pour 2012, 2013 et 2014.

À la référence (iv), le tableau 3.4 présente une analyse de la dispersion des 36 cas climatologiques de 2012 à 2014.

Demandes :

- 4.1 Veuillez préciser la source des données climatologiques historiques.
- 4.2 Veuillez préciser si les données climatologiques historiques ont été recueillies pour le Québec dans son ensemble ou pour chacune des régions où sont situés les parcs éoliens assujettis à l'Entente.
- 4.3 Veuillez préciser la méthodologie statistique pour calculer et valider chacun des 36 cas climatiques d'offre et de demande.
- 4.4 Veuillez présenter, sous forme graphique, la distribution des 36 années de climatologie pour chaque année couvertes par l'Entente.
- 4.5 Selon le format des tableaux de la référence (iii), veuillez présenter, pour chacune des années couvertes par l'Entente, les 36 résultats d'analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation.
- 4.6 Veuillez préciser les valeurs des écarts-types propres à chacun des 36 cas climatiques, et ce, pour chacune des années couvertes par l'Entente.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 17, 18 et 19;
 - (ii) Pièce B-0005, pages 34 et 35;

- (iii) Dossier R-3726-2010, pièce B-1-HQD-1, document 1, page 21
Annexe 1- Comparaison entre les conventions actuelles et les conventions amendées.

Préambule :

Les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la référence (i) présentent une analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation en 2012, 2013 et 2014.

L'annexe 2, à la référence (ii), établit les prix des transactions de court terme et de la revente du solde de modulation.

À la référence (iii) le prix unitaire de l'énergie en vertu du contrat de l'énergie cyclable avec Hydro-Québec Production est de 5,6 ¢/kWh en 2010.

Demandes :

- 5.1 Veuillez concilier chacun des prix unitaires de l'énergie cyclable inscrits à la référence (i) avec celui de 5,6 ¢/kWh (\$2010) présenté à la référence (iii).
- 5.2 Veuillez présenter le calcul des prix unitaires de l'électricité patrimoniale inutilisée pour chacune des années.
- 5.3 À la référence (i), pour chacune des années de l'Entente et chacun des scénarios, veuillez ventiler par mois les quantités d'électricité patrimoniale inutilisées.
- 5.4 À la référence (i), pour chacune des années de l'Entente et chacun des scénarios, veuillez présenter l'utilisation mensuelle projetée de l'entente cadre, ainsi que les coûts qui s'y rattachent.
- 5.5 Veuillez concilier chacun des prix unitaires de la revente du solde de modulation inscrits à la référence (i) avec ceux présentés à la référence (ii).
- 5.6 À la référence (ii), veuillez préciser si le Distributeur utilise les prix à terme du NYMEX en période de pointe ou hors pointe. Veuillez justifier.
- 5.7 À la référence (ii), veuillez justifier l'utilisation d'un prix de revente du solde de modulation basé sur une moyenne annuelle des prix à terme NYISO Zone A, plutôt que basé sur celui d'un jour ou ceux d'un mois donné (par exemple, le 31 décembre ou le mois de novembre).
- 5.8 À la référence (ii), veuillez, d'une part, recalculer les prix d'achat en utilisant une moyenne des prix à terme durant les quatre mois d'hiver. D'autre part, veuillez recalculer

les prix de revente en utilisant une moyenne des prix à terme durant les autres mois de l'année. Veuillez présenter les résultats selon le même format.

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 23;
 - (ii) Pièce B-0005, page 30;
 - (iii) Pièce B-0005, page 33.

Préambule :

Le tableau 3.5 de la référence (i) présente un sommaire de l'utilisation de l'Entente de 2012 à 2014.

Le tableau 3.9 de la référence (ii) présente le coût des services complémentaires inclus dans l'Entente.

L'annexe 1, à la référence (iii), présente les approvisionnements assujettis.

Demandes :

- 6.1 Veuillez concilier les quantités d'énergie impliquées inscrites à la référence (i) avec les livraisons d'énergie présentées à la référence (iii).
- 6.2 Veuillez concilier les quantités de production éolienne en service commercial inscrites à la référence (ii) avec les puissances installées en exploitation relatifs aux contrats éoliens présentées à la référence (iii).

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 23;
 - (ii) Pièce B-0005, page 24;
 - (iii) Pièce B-0005, page 24;
 - (iv) Pièce B-0005, pages 17, 18 et 19;

Préambule :

Le tableau 3.5 de la référence (i) présente un sommaire de l'utilisation de l'Entente de 2012 à 2014.

Le tableau 3.6 de la référence (ii) présente la sensibilité des résultats à une variation des prix à terme de 2012 à 2014.

À la référence (iii), le Distributeur mentionne ce qui suit :

« Le Distributeur a également évalué l'impact de l'hypothèse retenue selon laquelle 50 % des reventes prévues ne pourraient être réalisées dans un scénario sans modulation mais

s'ajouteraient plutôt à l'électricité patrimoniale inutilisée. Ainsi, sans cette hypothèse, c'est-à-dire en supposant que la totalité des reventes prévues pourraient être réalisées, le gain de l'Entente serait de 3,6 M\$ en 2012, 11,8 M\$ en 2013 et 13,5 M\$ en 2014. L'influence de cette hypothèse sur l'analyse est donc relativement limitée. »

Les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la référence (iv) présentent l'analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation en 2012, 2013 et 2014.

Demandes :

- 7.1 Veuillez déposer les résultats de l'analyse de sensibilité mentionnée à la référence (iii) sous format des tableaux présentés à la référence (iv).
- 7.2 Veuillez présenter, sous format des tableaux à la référence (iv), l'impact sur l'écart entre le scénario avec et sans modulation de variations de 10 % et 20 %, à la baisse et à la hausse, des ajouts d'énergie au compte de modulation (ne tenir compte que des ajouts, et non des retraits ou ajouts-retraits nets).

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 8;
 - (ii) Pièce B-0006, articles 2, 5 et 7.

Préambule :

Référence (i) :

« 2.1 Durée et date d'entrée en vigueur

L'Entente a une durée de trois ans. Elle entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2012 et se terminera à la fin de l'année 2014. L'Entente peut toutefois être résiliée à la fin de chaque année si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon substantielle ou si l'exploitation du parc de production du Producteur subit un impact significatif non anticipé. Toutefois, la partie demandant la résiliation doit être en mesure de démontrer les motifs justifiant sa demande, et ceci à la satisfaction de l'autre partie. » (nous soulignons)

Référence (ii) :

« 2. Durée

Sous réserve des dispositions prévues aux paragraphes 3.1.3 (ii) (b), 3.1.4 (i) (b) et à l'article 5, la présente entente est d'une durée de trois (3) ans, débutant le 1^{er} janvier 2012 et se terminant le 31 décembre 2014.

5. Résiliation

5.1 Chaque Partie peut résilier l'entente si l'autre Partie omet de respecter l'une de ses obligations en vertu des présentes, et que ce défaut se poursuit pendant plus de 30 jours ouvrables suivant la réception par la Partie en défaut d'un avis écrit;

5.2 Chaque Partie peut résilier la présente entente à la fin de chaque année, selon les modalités prévues aux paragraphes 5.2.1 et 5.2.2, si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient.

5.2.1 Afin de se prévaloir de son droit de résiliation en vertu du paragraphe 5.2, la Partie doit transmettre à l'autre Partie un préavis écrit le ou avant le 1^{er} septembre de l'année de résiliation, lequel préavis doit spécifier les motifs de résiliation. Pour plus de certitude, la Partie qui désire résilier l'entente en vertu des présentes doit envoyer le préavis le ou avant le 1^{er} septembre 2012 pour une résiliation le 31 décembre 2012.

5.2.2 Dans les 10 jours ouvrables suivant la réception du préavis décrit au paragraphe 5.2.1, la Partie qui le reçoit doit se déclarer satisfaite des motifs invoqués par l'autre Partie, à défaut de quoi l'entente ne peut être résiliée. » (nous soulignons)

7. Règlement de différends

Tout conflit ou toute dispute en rapport avec la présente entente qui ne peut être résolu par les représentants de chacune des Parties devra faire l'objet d'une rencontre entre le président de chacune des Parties. » (nous soulignons)

Demandes :

8.1 Veuillez élaborer sur ce que les parties entendent par « *si les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées* », à la référence (i) et à l'article 5.2 de la référence (ii). Veuillez également, en fournissant des exemples :

8.1.1. préciser si les conditions du marché en question peuvent être différentes, selon qu'il s'agit du Distributeur ou du Producteur.

8.1.1. préciser quelle sera la période de référence pour établir si les conditions sont différentes (à la signature du contrat, à l'entrée en vigueur du contrat, à la période précédant immédiatement le préavis, etc.).

8.1.2. préciser les critères selon lesquels les motifs de résiliation seront jugés satisfaisants dans un tel cas par la partie recevant le préavis.

8.2 Veuillez élaborer sur ce que les parties entendent par « *si un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient* » à la

référence (i) et à l'article 5.2 de la référence (ii). Veuillez également, en fournissant des exemples :

- 8.2.1. préciser quel est l'impact anticipé sur l'exploitation du parc de production dont les parties ont tenu compte au moment de la signature de l'Entente;
 - 8.2.2. préciser quelle sera la période de référence pour établir si un impact significatif non anticipé est survenu (à la signature du contrat, à l'entrée en vigueur du contrat, à la période précédant immédiatement le préavis, etc.);
 - 8.2.3. préciser les critères selon lesquels les motifs de résiliation seront jugés satisfaisants dans un tel cas par la partie recevant le préavis.
- 8.3 Veuillez indiquer si le Distributeur entend soumettre à l'approbation préalable de la Régie sa décision, selon le cas, soit de résilier l'Entente, soit de juger satisfaisants les motifs invoqués par le Producteur pour la résilier, et ce, indépendamment du fait qu'une telle décision fasse suite, le cas échéant, à une rencontre tenue en vertu de l'article 7 de la référence (ii). Si tel n'est pas le cas, veuillez commenter.

9. Référence : Pièce B-0006, articles 9.4 et 9.5.

Préambule :

« 9.4 Les dispositions des présentes lient les Parties, et solidairement entre eux, leurs successeurs, cessionnaires autorisés, représentants légaux et ayants cause.

9.5 Toute modification ou renonciation à une disposition quelconque des présentes doit être constatée par écrit et signée par chacune des Parties. »

Demande :

- 9.1 Veuillez indiquer si le Distributeur entend soumettre à l'approbation préalable de la Régie sa décision de céder ses droits, ou de modifier ou de renoncer à une disposition de l'Entente. Si non, veuillez élaborer.

10. Référence : Pièce B-0005, page 9.

Préambule :

À la section 2.3 de la référence, le Distributeur indique qu'il « *peut demander la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie. Toutefois, pour chacune des heures où la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, le Producteur pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie* » (nous soulignons).

Demandes :

- 10.1 Veuillez indiquer sur quelles bases a été établie la limite des besoins réguliers du Distributeur de 32 000 MW, au-delà de laquelle le Producteur pourra refuser, en totalité ou en partie, la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie.
- 10.2 Veuillez présenter, sous forme de graphiques (courbes horaires des puissances classées), les heures pour lesquelles les besoins réguliers du Distributeur ont dépassé les 32 000 MW, et ce, pour les cinq dernières années. Veuillez ajouter une projection des heures où les besoins réguliers du Distributeur dépasseront les 32 000 MW pour les trois années de l'Entente.
- 10.3 Pour les cinq dernières années, veuillez indiquer les mois au cours desquels ces dépassements ont eu lieu.

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 10;
 - (ii) Pièce B-0006, pages 4 et 5;
 - (iii) Dossier R-3726-2010, pièce B-3, HQD-2, document 1, page 18.

Préambule :

À la référence (i), en ce qui a trait aux modalités de disposition du solde résiduel du compte de modulation en fin d'année, le Distributeur indique à la section 2.4 :

« Si, à la fin d'une année, le solde du compte de modulation est positif, c'est-à-dire que le distributeur a utilisé moins d'énergie qu'il en a versé dans le compte, le Producteur paiera au Distributeur, pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule qui suit :

- *Pour le premier TWh : prix DAM du marché NY zone M (\$ US/MWh), moins 5 \$ US/MWh;*
- *Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 \$ US par TWh additionnel.*

Cette formule dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Toutefois, le prix d'achat du solde de modulation est soumis à un prix plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale » (nous soulignons).

La section 3.1.2 de la référence (ii) traite du compte de modulation et plus particulièrement, à la sous-section (ii), du calcul du solde du compte de modulation :

*« Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon la formule de prix ci-dessous, étant entendu que le prix applicable à chaque MWh ne doit pas être inférieur au prix de l'électricité patrimoniale alors en vigueur (le « **prix plancher** »), auquel cas le prix applicable sera le prix plancher :*

a) Pour le premier TWh d'énergie accumulée, le prix par MWh correspond :

I) à la moyenne des prix Day-Ahead LBMP au point « HQ_GEN_IMPORT » (PTID 323601), publiés par le NYISO, ou tout successeur, calculée pour l'année qui vient de se terminer, moins

II) 5 \$US/MWh

*(le « **Prix du 1^{er} TWh** »).* »

En réponse à une demande de renseignements de la Régie dans le dossier R-3726-2010 (référence (iii)) concernant la justification de moins 5 \$/MWh appliqué au prix de revente (marché de New-York, à la zone M), le Distributeur indique ce qui suit :

« Les analyses économiques du Distributeur sont produites en retenant un prix de revente comportant un ajustement à la baisse de 5 \$ US/MWh afin de refléter l'impact de la revente de volumes importants de surplus d'énergie sur les prix de marché, en tenant compte des volumes déjà transités.

Compte tenu des volumes anticipés d'exportation sur les marchés en 2011, le Distributeur maintient cette méthode en ce qui a trait à ses analyses économiques de l'impact de l'énergie différée. »

Demandes :

11.1 Veuillez déposer les quantités d'énergie transitées annuellement au point « HQ_GEN_IMPORT » (PTID 323601) du NYISO pour les cinq dernières années.

11.2 Considérant les conditions de marchés à court terme, la réponse du Distributeur à la référence (iii) et la réponse à la question précédente, veuillez justifier l'inclusion d'ajustements à la baisse de 5 \$US/MWh pour le premier MWh et de 1 \$US par MWh additionnel d'énergie accumulée.

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 10 et 11;
 - (ii) New York Independent System Operator (NYISO).
http://icap.nyiso.com/ucap/public/ucap_view_monthly_detail.do

Préambule :

Le Distributeur indique, à la référence (i), en ce qui a trait aux coûts associés à la puissance complémentaire :

« Pour chacun des mois où une puissance complémentaire sera fournie, le Distributeur paiera au Producteur un montant correspondant au produit de la quantité de puissance complémentaire par un prix de puissance. Le prix de la puissance, exprimé en \$ US/kW-mois, s'applique au mois visé et correspond à la valeur la plus élevée entre :

- i) 2 \$ US;*
- ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New-York – Rest of State », pour le mois visé, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » - ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO. »*

Le tableau suivant a été préparé à l'aide de la référence (ii) et montre les résultats mensuels du *NYISO monthly auction* pour la puissance UCAP :

NYISO – Encan mensuel UCAP – ROS *

Prix (\$US/kW - Mois)	novembre	décembre	janvier	février	mars	avril
Hiver 2010-2011	0,27	0,38	0,5	0,49	0,3	0,28
Hiver 2009-2010	1,55	1,64	2	2,25	1,5	1,3
Hiver 2008-2009	1,6	1,69	2	2	1,42	1,36
Hiver 2007-2008	1,9	1,93	2,01	1,99	1,4	1,25
Hiver 2006-2007	1,75	2,5	2,66	2,61	2,07	2,01

* ROS : Rest-of-state (The *NYCA* excluant *NYC* et *LI*)

Demandes :

- 12.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un prix plancher pour cette référence à un prix de marché de puissance.
- 12.2 Considérant les baisses de prix drastiques ayant eu lieu au cours de l'hiver 2010-2011 sur le marché UCAP du *NYISO ROS Monthly Auction*, veuillez élaborer sur la pertinence de fixer à 2 \$US/kW-mois la valeur de ce prix plancher.

13. Référence : Pièce B-0006, page 1.

Préambule :

L'Entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur fait mention de ce qui suit :
« **ATTENDU QUE** la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des besoins du marché québécois et que cette entente ne peut être utilisée à des fins spéculatives; ».

Demande :

- 13.1 Veuillez confirmer que le Distributeur, anticipant par exemple en cours d'année un solde de fin d'année fortement positif, pourra faire des retraits du compte et revendre lui-même ceux-ci sur les marchés, afin de diminuer l'importance du solde en fin d'année.

**COMPARAISON DES SCÉNARIOS « SANS ENTENTE »,
« AVEC ENTENTE » ET « AVEC ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE »**

14. Référence : Pièce B-0004, page 1.

Préambule :

Dans sa demande le Distributeur indique que l'Entente intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production a été conclue le 14 juillet 2011 et que cette Entente vise à remplacer entre autres l'entente d'intégration éolienne qui prendra fin le 31 décembre 2011.

Demande :

14.1 Veuillez élaborer sur les conséquences, pour le Distributeur et pour sa clientèle, d'une décision défavorable de la Régie quant à la demande du Distributeur.

- 15. Références :** (i) Pièce B-0005, page 17;
(ii) Pièce B-0005, page 36.

Preamble :

Le tableau 3.1 de la référence (i) montre une rentabilité de 3,8 M\$ en 2012 en faveur du scénario avec Entente par rapport au scénario sans modulation.

Le tableau 3A-1 de la référence (ii) montre une rentabilité de 25,2 M\$ en 2012 en faveur du scénario avec Entente par rapport au scénario avec entente d'intégration éolienne actuelle.

Les écarts entre le scénario sans modulation et avec entente d'intégration éolienne se reflètent principalement dans les quantités d'achat de court terme, de reventes de surplus et de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Demandes :

- 15.1 Veuillez expliquer en détail les écarts entre le scénario sans modulation et le scénario avec entente d'intégration éolienne et justifier ces quantités prévues pour 2012.
- 15.2 Veuillez préciser quels auraient été les écarts (en M\$) entre les scénarios avec et sans entente d'intégration éolienne pour les 6 dernières années.

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

- 16. Références :** (i) Pièce B-0005, pages 5 et 6;
(ii) Dossier État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017 (ÉAPA 2009), réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, page 13.

Preamble :

À la référence i), le Distributeur fait référence aux études sur les impacts de la production éolienne qu'il a déposées à l'*État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017*.

«À la suite de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie de l'énergie concluait toutefois que l'entente d'intégration éolienne ne devrait pas être renouvelée telle quelle, questionnant notamment le besoin pour le Distributeur d'obtenir des livraisons d'énergie et une puissance garantie uniformes à l'année. La Régie demandait également au Distributeur de déposer un ensemble d'études sur les impacts de la production éolienne dans le cadre de l'état d'avancement 2009. Une des études alors déposées portait sur la contribution en puissance propre à la production éolienne et les trois autres sur les services complémentaires. Plus précisément, ces dernières portaient sur :

- la régulation de fréquence ;
- le réglage de production (suivi de la charge);
- les provisions pour aléas.»

Le Distributeur indique, à la référence (ii), qu'en intégrant à l'analyse l'ensemble des besoins globaux satisfaits (BGS), les résultats devraient mieux refléter la réalité des variations de charge qu'en utilisant les besoins réguliers du Distributeur (BRD). Il précise toutefois que la détermination du profil des transits requiert l'utilisation d'hypothèses difficiles à vérifier et à contrôler, particulièrement pour un horizon éloigné comme 2016.

Demandes :

- 16.1 Veuillez fournir les définitions de Besoins Réguliers du Distributeur et de Besoins Globaux Satisfaits.
- 16.2 L'horizon auquel il est référé en ii) est de 7 ans (2009-2016). Veuillez commenter la difficulté de vérifier et de contrôler des hypothèses relatives au profil des transits sur l'horizon de 3 ans de l'Entente.

- 17. Références :**
- (i) ÉAPA 2009, *Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution*, page 18;
 - (ii) ÉAPA 2009, *Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne*, page 28.

Préambule :

La bibliographie des rapports des références (i) et (ii) réfère, entre autres, aux documents suivants :

En référence (i) :

« 13) NERC : North American Electric Reliability Corporation ; Special Report : “Accommodating High Levels of Variable Generation”, April 2009.

14) PIWKO, Richard & al; “The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System – Planning, Reliability and Operations – Report on Phase 2: System Performance Evaluation” ; Report prepared by GE Energy Consulting Group for the New York State Energy Research and Development Authority; Albany NY; Draft February, 2005, pp.7.1-7.16. »

En reference (ii) :

« [5] M. Milligan M., "Wind power plants and system operation in the hourly time domain", Windpower 2003. Austin, Texas. Mai 2003.

[6] M. Milligan, B. Kirby, “The Impact of Balancing Areas Size. Obligation Sharing and Ramping Capability”, Proceedings of Wind Power 2007 Conference, June 3-5, 2007, Los Angeles, CA, USA. NREL-CP-500-41809.

[7] K. Dragoon, B. Kirby and M. Milligan, "Do Wind Forecasts Make Good Generation Schedules?", Proceedings of Wind Power Conference 2008, June 1-4, 2008, Houston, Texas, NREL/CP-500-43507.

[...]

[9] N. Menemenlis, M. Huneault, J. Bourret, A. Robitaille, “Calculation of Balancing Reserves Incorporating Wind Power into the Hydro-Québec System over the Time Horizon 1 to 48 Hours ”, 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, Germany, 14-15 Oct., 2009. »

Demande :

17.1 Veuillez produire des exemples de réseaux qui ont identifié des besoins réels de services complémentaires additionnels requis par l’ajout de ressources éoliennes. Veuillez préciser la nature et les quantités des services requis ainsi que l’ampleur des ressources éoliennes correspondantes.

- 18. Références :**
- (i) ÉAPA 2009, *Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne*, page 13;
 - (ii) Pièce B-0005, page 12.

Préambule :

En référence (i), une méthode probabiliste est utilisée pour extrapoler à 3 000 MW de puissance éolienne installée les résultats de l'étude portant sur deux parcs éoliens existants.

En référence (ii), afin de déterminer la quantité de service de provisions pour aléas, les résultats extrapolés pour 3 000 MW à la référence (i) sont interpolés de façon linéaire en fonction de la quantité réelle de puissance éolienne installée.

Demande :

18.1 Veuillez justifier l'utilisation d'une interpolation linéaire aux fins de l'Entente compte tenu que l'extrapolation utilisée dans l'étude à la référence (i) n'est pas linéaire.

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 25 et 26;
 - (ii) Pièce B-0006, pages 10 et 11;
 - (iii) Pièce B-0005, page 12 et pièce B-0006, pages 11 et 12.

Préambule :

La Régie comprend des références (i) et (ii) que les quantités supplémentaires de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation seraient basées sur les besoins réels additionnels requis par le Transporteur pour fournir ces services.

À la référence (i) :

« 3.4.2 Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation »

Les quantités additionnelles requises de ces services doivent être déterminées par le Transporteur, compte tenu de son rôle vis-à-vis le maintien de la sécurité et de la fiabilité du réseau de transport. Si de telles quantités étaient identifiées par le Transporteur, il demanderait au Distributeur de fournir ou de faire fournir ces quantités additionnelles, conformément aux dispositions à cet égard dans les Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec. »

À la référence (ii) :

« Dans le cas où, afin de maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique, le Transporteur exigerait que les niveaux des services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation dépassent ceux prévus dans l'entente de services complémentaires, le Distributeur

devra alors se procurer, auprès du Producteur au prix correspondant au service utilisé établi au sous-paragraphe (a), toute quantité supplémentaire de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation par rapport aux niveaux de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation actuellement fournis en vertu de l'entente de services complémentaires. »

En référence (iii), le Distributeur indique que les quantités du service de suivi de la charge et du service de provisions pour aléas seraient, quant à elles, basées sur la quantité réelle de production éolienne installée et sur les quantités additionnelles de service occasionnées par l'introduction de 3 000 MW d'énergie éolienne. Ces quantités additionnelles de service ont été déterminées sur la base d'études prospectives. Elles s'établissent à 82 MW pour le service de suivi de la charge et à 45 MW pour le service de provisions pour aléas.

Demandes :

- 19.1 Veuillez confirmer qu'il incombe au Transporteur de déterminer les quantités additionnelles requises aux services complémentaires de suivi de la charge et de provisions pour aléas. Dans la négative, veuillez préciser à qui incombent ces responsabilités.
- 19.2 Veuillez expliquer pourquoi les quantités des services de suivi de la charge et de provisions pour aléas ne seraient pas basées, à l'instar des services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, sur les besoins réels requis pour fournir ces services, plutôt que sur des études prospectives.
- 19.3 Veuillez fournir, pour les années 2010 à 2014, les besoins réels requis par le Transporteur (ou autre, le cas échéant) pour fournir les services suivants :
 - 2.3.1 le service de suivi de la charge;
 - 2.3.2 le service de provisions pour aléas.
- 19.4 Veuillez préciser si les besoins identifiés à la question précédente sont basés sur les BGS ou les BRD.
- 19.5 Veuillez indiquer ce qui adviendra si les besoins réels requis pour fournir le service de suivi de la charge venaient à dépasser 82 MW et ceux pour fournir le service de provisions pour aléas venaient à dépasser 45 MW avant la fin de l'Entente, soit le 31 décembre 2014. Veuillez notamment préciser en vertu de quel mécanisme ou entente ces quantités de services excédentaires seraient fournies et facturées.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 11 à 13 et 25 à 30;
 - (ii) Pièce B-0006, pages 10 à 12, 21 et 22.

Préambule :

Les références (i) et (ii) présentent les prix des services complémentaires prévus dans l'Entente.

Demande :

20.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à un balisage des prix des services complémentaires d'autres fournisseurs en Amérique du Nord. Si oui, veuillez en déposer les résultats et les comparer aux prix prévus dans l'Entente. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

- 21. Références :**
- (i) Pièce B-0006, page 21;
 - (ii) Dossier R-3605-2006, pièce B-30, HQT-13, document 1, page 77;
 - (iii) Dossier R-3549-2004, pièce HQT-6, document 1, pages 63 et 64;
 - (iv) Pièce B-0005, page 28.

Préambule :

À la référence (i), le prix annuel applicable à la fourniture de services additionnels de réglage de fréquence (régulation fréquence-puissance RFP) est basé sur la valeur associée à ce service. Par exemple, dans le dossier R-3778-2010, cette valeur est de 13,5 M\$.

La Régie déduit des références (ii) et (iii) que cette valeur de 13,5 M\$ provient de l'évaluation de la perte de rendement des centrales du Producteur de 180 GWh à un prix de 7,5 ¢/kWh ($180 \text{ GWh} \times 7,5 \text{ ¢/kWh} = 13,5 \text{ M\$}$).

À la référence (iv) le Distributeur précise que la tarification du service de suivi de la charge est basée sur le prix du RFP :

« Afin d'assurer ce suivi de la charge, le RFP ainsi que les arrêts et démarrages de groupes constituent deux moyens utilisés de façon concomitante. Traditionnellement, le RFP est associé à de petites variations de charge se produisant à l'intérieur de périodes trop courtes pour être gérées par l'intervention manuelle du contrôleur du réseau. Par contre, les variations de charge plus importantes entraînent l'arrêt et le démarrage de groupes, nécessitant la mise en attente de ressources pendant la période qui précède leur synchronisation ; ces ressources ne peuvent alors être utilisées à des fins productives. À cet égard, le suivi de la charge présente certaines similitudes avec le maintien des réserves tournante et arrêtée.

Bien que la tarification du service de suivi de la charge soit basée sur le prix du RFP, ce service ne suffirait pas à lui seul à satisfaire les besoins identifiés. Un recours à des ressources plus coûteuses est donc requis. Ainsi, afin de refléter la valeur additionnelle du service de suivi de la charge par rapport au RFP, le prix est établi à 150 % du RFP. Le facteur de 150 % appliqué au RFP assure par ailleurs que le prix payé pour le suivi de la charge (20 250 \$/MW-an) demeure bien en deçà de ceux associés à la réserve tournante (49 700 \$/MW-an) et à la réserve arrêtée (49 600 \$/MW-an). » (nous soulignons)

Demandes :

- 21.1 Veuillez expliquer les motifs, les paramètres et autres considérations ayant conduit à appliquer au RFP un facteur spécifique de 150 %, plutôt que d'autres facteurs entre 100 % (prix du service de réglage de la fréquence) et 368 % (prix du service de maintien des réserves d'exploitation).
- 21.2 En référence à l'extrait souligné au préambule, veuillez fournir la tarification actuelle, le cas échéant, du service de suivi de la charge. Veuillez préciser vos sources.
- 21.3 Veuillez expliquer pourquoi le prix du service de suivi de la charge ne serait pas basé, à l'instar du service de réglage de la fréquence, sur la perte de rendement du Producteur pour fournir ce service.