

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE
RELATIVE À L'APPROBATION DU CONTRAT DE SERVICE D'INTÉGRATION
ÉOLIENNE DÉCOULANT DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-02**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0005, p.8;
 - (ii) Décision D-2006-27, suivi de l'entente d'intégration éolienne pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2015, p.7;
 - (iii) Décision D-2006-27, suivi de l'entente d'intégration éolienne pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2014, p.6;
 - (iv) Décision D-2006-27, suivi de l'entente d'intégration éolienne pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2013, p.8.

Préambule :

(i) « Pour faire suite au paragraphe 396 de la décision D-2015-014, le Distributeur a pris soin de comparer le coût du service d'intégration éolienne offert dans la Soumission avec le coût du service existant à l'entente d'intégration éolienne actuelle. Sur sa durée totale, la nouvelle entente présente un gain de 67,2 M\$ par rapport à l'entente actuelle ».

(ii) Tableau 2 – Coût de l'Entente – 1^{er} janvier au 31 décembre 2015;

(iii) Tableau 2 – Coût de l'Entente – 1^{er} janvier au 31 décembre 2014;

(iv) Tableau 2 – Coût de l'Entente – 1^{er} janvier au 31 décembre 2013.

Demande :

1.1 Veuillez recalculer chacun des coûts indiqués aux tableaux des références (ii), (iii) et (iv) en utilisant le service d'intégration éolienne offert dans la Soumission. Veuillez détailler tous les calculs.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0005, p. 8;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 23.

Préambule :

(i) « Un rapport de balisage réalisé par Philip Q Hanser de la firme The Brattle Group a été déposé à la Régie en juin 2013, dans le cadre du dossier R-3848-20134. Ce rapport démontrait que les tarifs associés aux services d'intégration éolienne observés dans les autres juridictions en Amérique du Nord étaient similaires à celui qui était en vigueur au Québec au moment de l'étude, et ce, malgré l'offre de services supérieure dont bénéficie le Distributeur. Cela s'explique essentiellement par le fait que les services d'intégration offerts dans les autres juridictions sont limités à un horizon intra-horaire, ce qui n'est pas le cas au Québec. Le service

d'intégration éolienne offert par le Producteur couvre une plus longue période, ce qui aide le Distributeur dans la planification de ses approvisionnements pour répondre à ses obligations à plus long terme.

Ces conclusions sont toujours vraies pour la nouvelle entente, à plus forte raison puisque le coût global associé au service d'intégration éolienne a diminué et la contribution en puissance en période d'hiver a été bonifiée. Cela permet à la fois d'intégrer la production éolienne à moindre coût et d'augmenter la capacité du Distributeur à répondre à ses obligations en période d'hiver ». [nous soulignons]

(ii)

Table 3: Non-market Intra-Hour Wind Integration Rate Summary

	MW Installed Capacity	Published Capacity Factor	Published Rate (\$/kW-month)	Rate in \$/MWh (for published capacity factor)	Rate in \$/MWh (reference capacity factor of 35%)
BPA	4711	32%	\$1.23	\$5.27	\$4.81
PSE	430	30%	\$1.55	\$7.08	\$6.07
Westar*	614	40%	\$4.44	\$0.50	\$0.58
NorthWestern**	141	40%	\$1.58	\$5.41	\$6.18
Idaho Power	678	27%	NA***	\$6.50	\$5.01

* Rates for Westar are for regulation only, while for the four other utilities the rate includes following and imbalance services.

** Rates for NorthWestern Energy represents a Zone 1, long-term contract rate

*** The published rate for Idaho Power is already in \$/MWh

Demandes :

2.1 Dans le cadre du présent dossier, veuillez indiquer si le Distributeur a mis à jour les données utilisées par Philip Q. Hanser (référence (ii)) dans le rapport de balisage mentionné à la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez présenter ces données mises à jour dans un tableau comparable à celui de la référence (ii).

2.2 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les caractéristiques, modalités et paramètres de chacun des services d'intégration éolienne offerts dans les autres juridictions nord-américaines indiquées à la référence (ii).

3. **Références :** (i) Pièce B-0005, p.8;
 (ii) Pièce B-0005, p.10.

Préambule :

(i) « Les coûts indirects correspondent à l'impact sur les autres approvisionnements du changement dans le profil mensuel de contribution en énergie de l'entente (30 % du 1er avril au 30 septembre et 40 % du 1er octobre au 31 mars) et de l'augmentation du niveau de la

puissance complémentaire (contribution totale de 40 %, comparativement à 35 % dans l'ancienne entente) ».

(ii) « **Coûts indirects**

Approvisionnements en énergie

Sur la période 2016 à 2019, les coûts indirects associés aux approvisionnements en énergie diminueront de 36,7 M\$.

Le changement dans la contribution énergétique mensuelle des retours d'énergie contractuels permettra de réduire le recours au contrat cyclable, les achats de court terme et les rappels d'énergie associés aux contrats de long terme avec le Producteur, ainsi que de maximiser l'utilisation du contrat patrimonial.

Approvisionnements en puissance

L'augmentation de 35 % à 40 % de la contribution en puissance de la nouvelle entente entraînera des gains de 23,8 M\$. Les gains proviendront d'une réduction de la puissance associée aux conventions d'énergie différée et à une diminution des achats de puissance à un prix égal au coût évité de long terme en puissance ».

Demande :

3.1 Veuillez préciser comment sont calculés les coûts indirects en énergie et en puissance. Veuillez notamment présenter les hypothèses utilisées, ainsi que l'utilisation prévue des différents moyens d'approvisionnement en énergie et en puissance (contrat patrimonial, contrat cyclable, conventions d'énergie différée, achats de court terme, etc.) par rapport aux prévisions de la demande en énergie et en puissance sur la période 2016-2019.

4. **Référence :** (i) Pièce B-0005, p.9.

Préambule :

(i) « Deux éléments expliquent la hausse de 7,9 M\$ du coût associé à l'erreur de prévision. D'une part, le prix augmente de 1 \$/MWh à 1,95 \$/MWh en dollars de 2015, indexé à 2 %. D'autre part, la nouvelle entente prévoit une seule prévision fixe à 02 h 00 pour les livraisons du lendemain comparativement à un envoi horaire quatre heures avant les livraisons pour l'ancienne entente. Cette modification de l'horizon prévisionnel augmente l'erreur absolue moyenne anticipée ».

Demandes :

- 4.1 Veuillez expliquer le changement de l'horizon prévisionnel. Veuillez présenter les raisons pour lesquelles l'ancien horizon prévisionnel n'est plus applicable.
- 4.2 Veuillez indiquer les taux d'erreur de prévision de production des parcs éoliens calculés par le Distributeur pour chacune des trois dernières années pour les horizons suivants :
- 48 heures avant les livraisons;
 - 24 heures avant les livraisons;
 - 12 heures avant les livraisons;
 - 4 heures avant les livraisons;
 - 1 heure avant les livraisons.
- 4.3 Veuillez justifier le fait que le coût unitaire de l'erreur de prévision augmente alors que l'horizon prévisionnel est plus long.