

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 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 – 1er janvier au 31 décembre 2015;

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

(iv) Tableau 2 – Coût de l'Entente – 1er 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.

Réponse :

1 **Le tableau R-1.1 présente l'information demandée.**

2 **Le Distributeur souligne qu'en plus des écarts observés au tableau R-1.1,**
3 **l'application du SIÉ aux années 2013 à 2015 aurait aussi généré une réduction**
4 **des coûts indirects en énergie et en puissance. Cette réduction est estimée à**
5 **environ 63 M\$ sur la période, en considérant les prix moyens réellement**
6 **payés pour les achats de court terme et la réduction des moyens en**
7 **puissance nécessaires.**

TABLEAU R-1.1 :
COÛTS DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE POUR LES ANNÉES 2013 À 2015

	Retour d'énergie (TWh)	Coût pour les retours d'énergie (\$/MWh) (1)	Montant pour les retours d'énergie (M\$)	Erreur absolue (MWh)	Coût pour les erreurs de prévision en (\$/MWh) (1)	Montant pour les erreurs de prévision annuel (M\$)	Écart énergétique (TWh)	Prix pour les écarts (\$/MWh) (2)	Montant pour l'écart entre la production éolienne et les retours (M\$)	Coût total SIÉ (M\$)	Coût total ElÉ - suivi D-2006-27 (M\$)	Écart (M\$)
Détail	A	B	C = A X B	D	E	F = D X E X 8760 / 10 ⁶	G	H	I = -G X H	K= C+F+I	J	K - J
2013	4,825	5,45	26,3	119,0	1,85	1,9	-0,383	47,40	18,2	46,4	64,3	-17,9
2014	6,837	5,56	38,0	152,0	1,89	2,5	-0,310	47,40	14,7	55,3	71,4	-16,2
2015	8,317	5,67	47,2	191,0	1,92	3,2	-0,010	47,40	0,5	50,9	53,5	-2,6

(1) Les composantes sont calculées au 1er janvier de chaque année en utilisant un taux d'inflation de 2%.

(2) Si le FU réel annuel < 35% = 47,40 \$/MWh et si le FU réel annuel > 35% = -1,85 \$/MWh.

- 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).

Réponse :

1 **Le Distributeur considère que les données présentées par Philip Q. Hanser**
 2 **(référence (ii)) sont toujours pertinentes. Par conséquent, il n’a pas procédé à**
 3 **leur mise à jour.**

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).

Réponse :

4 **Le tableau R-2.2 présente les composantes des services d’intégration**
 5 **éolienne (« ancillary services ») des autres juridictions nord-américaines**
 6 **indiquées à la référence (ii) telles que définies dans le rapport de Philip Q.**
 7 **Hanser (p. 7-8). Le rapport de M. Hanser souligne (p. 2) que ces services**
 8 **offerts dans les autres juridictions couvrent uniquement l’horizon intra-**
 9 **horaire, à la différence des services offerts par le Producteur qui vont bien au-**
 10 **delà de l’heure (3 ans), ce qui ajoute une composante d’uniformité et de**
 11 **fermeté par rapport aux autres juridictions.**

TABLEAU R-2.2 :
CARACTÉRISTIQUES DES SERVICES D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

	Services intra-horaires			Services au-delà de l'horizon horaire	
	Réglage fréquence puissance	Suivi de la charge	Équilibrage	Livraisons horaires uniformes	Puissance complémentaire en hiver
BPA	✓	✓	✓		
PSE	✓	✓	✓		
Westar	✓				
NorthWestern	✓	✓	✓		
Idaho Power	✓	✓	✓		
HQP	✓	✓	✓	✓	✓

- 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**

Approvisionnement 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.

Approvisionnement 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.

Réponse :

1 Les approvisionnements présentés aux tableaux R-3.1-A et R-3.1-B sont ceux
2 qui fluctuent en introduisant la nouvelle soumission ; les autres
3 approvisionnements demeurent constants. Les bilans en énergie et en
4 puissance utilisés pour le scénario de l'ancienne entente proviennent, en
5 2016, de la mise à jour effectuée en réponse à la demande de renseignements
6 n° 7 de la Régie au dossier R-3933-2015¹ et, pour les années 2017 à 2019, de
7 l'état d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

**TABLEAU R-3.1-A :
COÛTS INDIRECTS EN ÉNERGIE**

			2016	2017	2018	2019
Besoins		TWh	183,8	186,2	187,4	188,8
Nouveau service	Patrimonial utilisé	TWh	168,7	169,6	169,1	170,2
		M\$	4 509,5	4 624,4	4 703,3	4 827,4
	Cyclable	TWh	0,2	0,2	0,2	0,3
		M\$	40,1	43,4	44,6	50,4
	Rappels d'énergie	TWh	0,0	0,0	0,0	0,1
		M\$	0,0	0,0	0,0	4,4
Achats de court terme	TWh	0,2	0,3	0,3	0,5	
	M\$	18,0	19,5	18,9	28,4	
Ancienne entente	Patrimonial utilisé	TWh	168,9	169,3	168,8	169,8
		M\$	4 515,2	4 616,3	4 695,9	4 815,8
	Cyclable	TWh	0,2	0,3	0,3	0,4
		M\$	40,6	47,2	48,2	54,2
	Rappels d'énergie	TWh	0,0	0,1	0,1	0,4
		M\$	0,0	6,5	4,3	22,0
Achats de court terme	TWh	0,2	0,4	0,5	0,5	
	M\$	18,6	24,9	26,9	32,2	
Écart		M\$	-6,8	-7,7	-8,5	-13,6

¹ Voir la réponse à la question 11.4 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.6.3 (B-0155).

TABLEAU R-3.1-B :
COÛTS INDIRECTS EN PUISSANCE (EN MW MOYEN HIVER (4 MOIS))

			2016	2017	2018	2019
Nouveau service	Rappels en puissance	MW	0	0	0	25
		M\$	0,0	0,0	0,0	0,5
	UCAP	MW	580	963	1163	758
		M\$	20,1	106,1	130,8	86,9
Ancienne entente	Rappels en puissance	MW	0	38	25	125
		M\$	0,0	0,8	0,5	2,7
	UCAP	MW	580	1030	1270	764
		M\$	20,1	113,6	142,9	87,7
Écart		M\$	0,0	-8,3	-12,6	-2,9

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.

Réponse :

1 L'horizon prévisionnel ainsi que le prix étaient à la discrétion du
2 soumissionnaire. Le Distributeur a opté pour cette formule afin de maximiser
3 la participation à l'appel d'offres, de minimiser les contraintes imposées aux
4 soumissionnaires afin d'obtenir de meilleures offres et d'augmenter la
5 compétitivité.

6 Sans présumer des motifs du soumissionnaire, le Distributeur indique qu'un
7 tel horizon pourrait favoriser la planification des quantités offertes dans les
8 marchés « Day Ahead Market » (DAM) des juridictions voisines.

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.

Réponse :

1 **Le tableau R-4.2 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-4.2
ERREURS ABSOLUES MOYENNES POUR LES ANNÉES 2013 À 2015**

Année	Puissance installée en MW	Erreur absolue moyenne (en % P inst) selon différents horizons				
		1 heure	4 heures	12 heures	24 heures	48 heures
2013	1573,6	4,40%	5,10%	5,70%	6,60%	8,70%
2014	2230,0	4,00%	4,70%	5,40%	6,10%	7,60%
2015	2712,7	4,00%	4,70%	5,30%	6,10%	8,10%

4.3 Veuillez justifier le fait que le coût unitaire de l'erreur de prévision augmente alors que l'horizon prévisionnel est plus long.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 4.1.**

3 **De plus, le Distributeur réitère que même si la composante reliée aux erreurs**
4 **de prévision augmente, le service d'intégration éolienne pris globalement**
5 **apporte un gain sur la durée de l'entente. La détermination du poids de**
6 **chaque composante du SIÉ était à la discrétion du soumissionnaire.**