

**COMPLÉMENTS DE RÉPONSES  
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1  
D'EBM (WK MARSHALL)**



**Compléments de réponses à la demande de  
renseignements n° 1 d'EBM (WK Marshall)**

---

2. References : (i) File R-3848-2013, HQD-1, Document 1 (translation), p. 7, l. 5 to 13:  
(ii) File R-3648-2007 (Supply plan 2008-2017), decision D-2008-133, p. 41, 42:

**Preamble:**

(i) *"The wind power integration services sought by the Distributor is described as follows:*

*(i) The supplier shall absorb the variable wind power generation in real time, up to a quantity that will be determined in its bid, with said quantity representing the "contract quantity."*

*(ii) The supplier shall return at all times a quantity of electricity that corresponds to 35% of the contract capacity.*

*(iii) During the Winter Period, the energy returns described in (ii) include a capacity guarantee, with additional penalties applying if the delivered quantity is less than the supplier's commitment."*

\* \* \*

(ii) **"4.1.2 LIVRAISONS UNIFORMES**

*La Régie constate que la concordance des besoins du Distributeur et de la production supérieure des éoliennes en période d'hiver contribue à diminuer le besoin d'équilibrage tout au long de l'année.*

*De plus, le Distributeur dispose d'un contrat d'électricité patrimoniale qui permet un reclassement des bâtonnets de la courbe des puissances classées selon ses besoins réels ainsi que d'une entente cadre qui permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles du Distributeur au-delà du profil de l'électricité patrimoniale. Ces deux outils fournissent au Distributeur une grande flexibilité et lui procurent un avantage unique par rapport aux autres distributeurs d'électricité.*

*Selon le rapport de balisage réalisé par le Distributeur, la variabilité de la production éolienne diminue avec une plus grande dispersion géographique des éoliennes sur le territoire. La Régie constate que la prise en compte de ce facteur dans le renouvellement ou l'élaboration d'une entente d'intégration éolienne deviendra importante avec la mise en service des parcs éoliens du second bloc d'énergie éolienne."*

**Questions :**

- 2.6 Explain in detail the penalty mechanism with prices that will be applied to a delivery shortfall in the Winter Period. Please provide an example calculation.

***Compléments de réponses à la demande de  
renseignements n° 1 d'EBM (WK Marshall)***

---

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 13.3 de la demande de renseignements n° 1 de UC à la pièce HQD-2, document 8.

**Complément de réponse :**

Comme le Distributeur l'a précisé en réponse à la question 13.3 de la demande de renseignements n° 1 de UC à la pièce HQD-2, document 8, ces pénalités seront établies selon des principes comparables à ceux déterminant les pénalités des contrats de type UCAP que le Distributeur conclut à chaque hiver avec ses fournisseurs.

Dans ces contrats, la pénalité payée par un fournisseur pour chaque heure en défaut de livraison de l'énergie associée à ce contrat correspond à 25 % du revenu de ce fournisseur pour le mois concerné. Cette pénalité est calculée au prorata de la portion d'énergie en défaut de livraison par rapport à celle qui devait être livrée.

Par ailleurs, un processus de révision des quantités contractuelles pourra être enclenché si un défaut de livraison est constaté pour plus de 50 heures en hiver.

4. Reference : The table below was taken from an HQD report filed with the Regie showing the annual settlement costs for the services under the EIE for 2012. This report and reports for previous years may be found at

[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)

**Compléments de réponses à la demande de  
renseignements n° 1 d'EBM (WK Marshall)**

**Preamble:**

**TABLEAU 1  
COÛT DE L'ENTENTE – 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2012**

	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total T1-T4
Service d'équilibrage (art. 7.1)					
Coût des écarts de prévision (\$)	71 264	63 238	50 004	76 234	260 739
Puissance complémentaire (art 7.2)					
Coût de la puissance garantie (\$)	3 209 425	3 806 880	3 806 880	4 531 911	15 355 096
Énergie (art. 7.3)					
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	574 768	479 068	443 208	797 370	2 294 415
Énergie livrée par HQP (MWh)	544 458	645 994	653 093	777 769	2 621 315
écart (MWh)	30 310	-166 926	-209 885	19 601	-326 901
Coût de l'énergie (\$)	(2 702 184)	14 881 728	18 711 549	(1 750 331)	29 140 763
Coût total ( \$)	578 505	18 751 845	22 568 433	2 857 815	44 756 598

Notes: Pour 2012, la "quantité contributive" (associée à la puissance garantie, ligne 2 du tableau) est établie à 15 %.

Les données de mars à septembre ont été corrigées pour prendre en compte les taux de pertes entre le point de mesurage et le point de livraison au parc Le Plateau.

**Questions :**

- 4.1 Please provide monthly settlement data similar to the table for the five years from January 2008 to December 2012.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.14 de la demande de renseignements n° 1 d'EBM à la pièce HQD-2, document 3.1.**

## Complément de réponse :

Les tableaux R-4.1-A à R-4.1-C présentent l'information demandée.

**TABLEAU R-4.1-A**  
**SUIVI DES COÛTS RELATIFS À L'ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE - 2010**

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)													
Coût des écarts de prévision (milliers de \$)	19	12	15	8	12	9	10	12	12	12	12	15	148
Puissance complémentaire (art 7.2)													
Coût de la puissance garantie (milliers de \$)	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	7 742
Puissance complémentaire (art. 7.3)													
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	117 446	97 605	117 587	79 125	98 853	69 566	68 053	63 788	98 555	151 511	99 884	135 658	1 197 632
Énergie livrée par HQP (MWh)	116 399	105 134	116 242	112 644	116 399	112 644	116 399	116 399	112 644	116 399	112 800	116 399	1 370 502
Écart (MWh)	1 047	(7 529)	1 344	(33 519)	(17 545)	(43 078)	(48 346)	(52 611)	(14 089)	35 113	(12 917)	19 259	(172 870)
Coût de l'énergie (milliers de \$)	(89)	639	(114)	2 844	1 489	3 655	4 102	4 464	1 196	(2 980)	1 096	(1 634)	14 669
Coût total (milliers de \$)	575	1 296	546	3 498	2 146	4 310	4 757	5 122	1 853	(2 322)	1 753	(975)	22 559

**TABLEAU R-4.1-B**  
**SUIVI DES COÛTS RELATIFS À L'ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE - 2011**

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)													
Coût des écarts de prévision (milliers de \$)	12	16	9	15	10	11	11	8	14	13	14	17	151
Puissance complémentaire (art 7.2)													
Coût de la puissance garantie (milliers de \$)	658	658	658	658	658	658	658	658	727	806	833	1 040	8 670
Puissance complémentaire (art. 7.3)													
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	117 325	122 251	131 136	123 807	87 351	58 294	53 972	71 264	105 838	147 256	161 939	155 536	1 335 969
Énergie livrée par HQP (MWh)	116 399	105 134	116 242	112 644	116 399	112 644	116 399	116 399	124 463	142 569	142 798	183 973	1 506 063
Écart (MWh)	926	17 116	14 894	11 163	(29 048)	(54 350)	(62 427)	(45 135)	(18 625)	4 687	19 141	(28 437)	(170 094)
Coût de l'énergie (milliers de \$)	(81)	(1 489)	(1 295)	(971)	2 527	4 727	5 430	3 926	1 620	(408)	(1 665)	2 473	14 794
Coût total (milliers de \$)	589	(815)	(628)	(298)	3 195	5 396	6 099	4 592	2 361	412	(818)	3 531	23 616

**TABLEAU R-4.1-C**  
**SUIVI DES COÛTS RELATIFS À L'ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE - 2012**

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Service d'équilibrage (art. 7.1)													
Coût des écarts de prévision (milliers de \$)	21	28	22	31	18	14	19	16	15	17	27	32	261
Puissance complémentaire (art 7.2)													
Coût de la puissance garantie (milliers de \$)	1 061	1 061	1 088	1 269	1 269	1 269	1 269	1 269	1 269	1 350	1 528	1 654	15 355
Puissance complémentaire (art. 7.3)													
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	177 982	176 883	219 904	194 643	172 200	112 225	147 228	136 826	159 155	250 309	265 680	281 382	2 294 415
Énergie livrée par HQP (MWh)	183 973	172 103	188 382	212 965	220 064	212 965	220 064	220 064	212 965	234 176	256 791	286 802	2 621 315
Écart (MWh)	(5 991)	4 780	31 521	(18 323)	(47 864)	(100 740)	(72 836)	(83 239)	(53 810)	16 133	8 889	(5 420)	(326 901)
Coût de l'énergie (milliers de \$)	534	(426)	(2 810)	1 633	4 267	8 981	6 493	7 421	4 797	(1 438)	(795)	483	29 141
Coût total (milliers de \$)	1 616	663	(1 700)	2 934	5 554	10 264	7 782	8 705	6 081	(71)	760	2 169	44 757

**Compléments de réponses à la demande de renseignements n° 1 d'EBM (WK Marshall)**

---

4.2 Please provide the monthly total energy deviation from forecast for the *Service d'équilibrage* for the same five years.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.14 de la demande de renseignements n° 1 d'EBM à la pièce HQD-2, document 3.1.**

**Complément de réponse :**

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

**TABLEAU R-4.2**  
**ÉCARTS DE PRÉVISION MENSUELS SELON LES MODALITÉS**  
**DE L'ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**  
**2010 À 2012 (GWH)**

	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Janvier	19	12	21
Février	12	16	28
Mars	15	9	22
Avril	8	15	31
Mai	12	10	18
Juin	9	11	14
Juillet	10	11	19
Août	12	8	16
Septembre	12	14	15
Octobre	12	13	17
Novembre	12	14	27
Décembre	15	17	32

4.3 Please provide the monthly totals of variation of energy between the wind forecast and the proposed returns of energy corresponding to the 35 % of the contract quantity for the same five years.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.14 de la demande de renseignements n° 1 d'EBM à la pièce HQD-2, document 3.1.**

**Compléments de réponses à la demande de renseignements n° 1 d'EBM (WK Marshall)**

---

**Complément de réponse :**

Le Distributeur ne collige pas ces données car elles ne sont utiles ni au suivi de l'Entente d'intégration éolienne, ni à l'analyse de la performance de la prévision de la production éolienne, ni à la facturation du service.

8. Reference : **File R-3848-2013, HQD-1, Document 1, Appendix B Section 4, p. 3 :**

**Preamble:**

*"To ensure transmission system reliability and balancing, the Distributor shall implement a mechanism for handling any divergences with respect to SCC instructions. This mechanism shall include penalties for any non-compliance with minute-by-minute instructions as well as for total hourly values."*

**Questions :**

- 8.1 What is the penalty mechanism regarding minute-by-minute divergences from CCR instructions? Explain in detail with numerical examples.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

**Complément de réponse :**

**Voir le complément de réponse à la question 18.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.**