

**REponses A LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE)  
ADRESSEE AU ROÉÉ ET AU RNCREQ  
RELATIVEMENT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017  
D'HYDRO-QUEBEC DANS SES ACTIVITES DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE (LE DISTRIBUTEUR)**

---

- 1. Référence :** Pièce C-13.9-ROÉÉ-RNCREQ révisée le 30 mai 2008, page 7 et graphique 3 de la page 19.

**Préambule :**

M. Raphals conclut, entre autres, que :

*« Notre analyse [...] démontre que [...] la réception sans intermédiaire de l'énergie éolienne réduit sensiblement les besoins du Distributeur en énergie postpatrimoniale pendant les heures de pointe [...] en comparaison des résultats avec un contrat d'équilibrage. En moyenne, sur les cinq ans étudiés, la réduction des besoins post patrimoniaux sur les 10 heures de plus grande charge était de 16 %. Pour les 100 heures et les 300 heures, la réduction était de 12,2 % et de 9 %, respectivement.*

*Cela implique que les coûts encourus par le Distributeur pour combler sa demande de pointe seraient plus élevés avec l'équilibrage que s'il recevait l'énergie variable de l'éolien directement, même avant de tenir compte du coût du contrat d'équilibrage. »*

La Régie comprend de l'étude de M. Raphals que, sans équilibrage, le Distributeur aurait plus d'énergie provenant des parcs éoliens pour gérer ses besoins de pointe. Cette énergie disponible en pointe ne serait pas rattachée à de la puissance garantie.

**Demandes :**

- 1.1** Veuillez indiquer si M. Raphals a évalué le coût de la réserve additionnelle qui serait requise sans équilibrage et s'il en a tenu compte pour conclure que *« les coûts encourus par le Distributeur pour combler sa demande de pointe seraient plus élevés avec l'équilibrage »*.

**Réponse de M. Raphals**

Mon étude n'a pas essayé d'évaluer les besoins en réserves requises sans équilibrage, ni les coûts qui les accompagneraient. J'ai mentionné, à la page 31, que « pour continuer à respecter le critère de fiabilité en puissance avec l'ajout progressif de ressources éoliennes, il est fort possible que le Distributeur doive se doter de différentes réserves additionnelles ». J'ai également mentionné que, « étant donné le rôle actuel d'HQ Production comme producteur de dernier recours, il sera probablement appelé à répondre à ce besoin ».

Dans le paragraphe suivant, j'ai indiqué qu'HQP aurait sans doute droit à une compensation pour les coûts réels que lui cause l'acquisition, par HQD, des ressources éoliennes.

Finalement, au dernier paragraphe, j'ai formulé la recommandation que « les paiements exigés à ce titre soient justifiés en fonction des coûts réellement encourus par HQP ».

Il est bien sûr impossible d'estimer ces coûts sans connaître les conséquences précises de l'intégration des parcs éoliens sur l'exploitation du parc de production d'HQP.

- 1.2** Veuillez indiquer si l'option sans équilibrage serait économiquement plus avantageuse si l'analyse de M. Raphals avait porté sur les douze mois de l'année.

### **Réponse de M. Raphals**

L'effet démontré dans mon rapport — la réduction des besoins post patrimoniaux sur les 10, 100 et 300 heures de plus grande charge de l'année — disparaît totalement si l'on étire l'analyse aux 8 760 heures.

Cela est vrai parce que, pour une année où le facteur de puissance du parc éolien est égal aux 35 % prévus dans l'Entente d'équilibrage, les besoins postpatrimoniaux avec et sans le contrat d'équilibrage, pour l'ensemble des heures de l'année, seront égaux. La seule différence qui peut exister à ce niveau résulterait des écarts entre la production éolienne réelle pour une année donnée par rapport aux 35 % prévus.

Cela implique que, si notre analyse démontre une réduction des besoins postpatrimoniaux pendant les heures de pointe, il y a nécessairement une augmentation correspondante des besoins postpatrimoniaux dans les autres heures de l'année.

Si la valeur de l'électricité, pour le Distributeur, était égale pendant toutes les heures de l'année, nos conclusions seraient donc sans intérêt. Toutefois, il est clair que la desserte de la pointe représente un défi important pour tout distributeur, et que les coûts reliés à cette desserte sont généralement beaucoup plus élevés que ceux reliés aux heures hors pointe. Dans le cas d'Hydro-Québec Distribution, le traitement différencié pour les 300 heures de pointe et les autres heures dans l'Entente-cadre souligne l'importance de cette question au Québec.

Cela vient appuyer la prémisse dans laquelle s'inscrit mon étude, à l'effet qu'il serait avantageux pour le Distributeur de transférer ses besoins postpatrimoniaux des heures de la fine pointe aux autres heures de l'année.

- 2. Références :**
- (i) Pièce C-13.9-ROEE-RNCREQ révisée le 30 mai 2008, page 21;
  - (ii) Pièce C-13.5-ROEE-RNCREQ, page 4.

**Préambule :**

Le graphique 4 de la référence (i) montre que la puissance moyenne fournie par les éoliennes en Gaspésie aurait été inférieure à la puissance garantie par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), à trois reprises pour les 10 heures de pointe et à deux reprises pour les 300 heures de pointe, sur les 34 années de l'étude.

M. Raphals indique à la même page que la puissance moyenne fournie par les éoliennes pour l'ensemble des années étudiées était de 469 MW pour les 300 heures de pointe, soit nettement plus que la puissance garantie par le Producteur (346,5 MW).

À la référence (ii), M. Weiss suggère que le facteur de puissance pour les parcs prévus en Gaspésie devrait être approximativement de 29 %.

**Demandes :**

**2.1** Veuillez indiquer si, de l'avis de M. Raphals et M. Weiss, les périodes indiquées à la référence (i), où la puissance éolienne est plus faible, sont des périodes que le Distributeur peut anticiper, vu qu'il doit fournir au Producteur une prévision de la production éolienne la veille pour le lendemain en vertu de l'entente d'intégration éolienne.

**Réponse de M. Raphals :**

Tout d'abord, il importe de souligner que les points indiqués au graphique 4 ne représentent pas des événements distincts, mais plutôt des moyennes de la production horaire éolienne pendant les heures de pointe tout au long de l'année en question. Étant donné que les heures de pointe ne sont connues définitivement qu'à la fin de l'année en question, l'anticipation de ces périodes de faible contribution ne dépend pas uniquement de la prévision de la production éolienne.

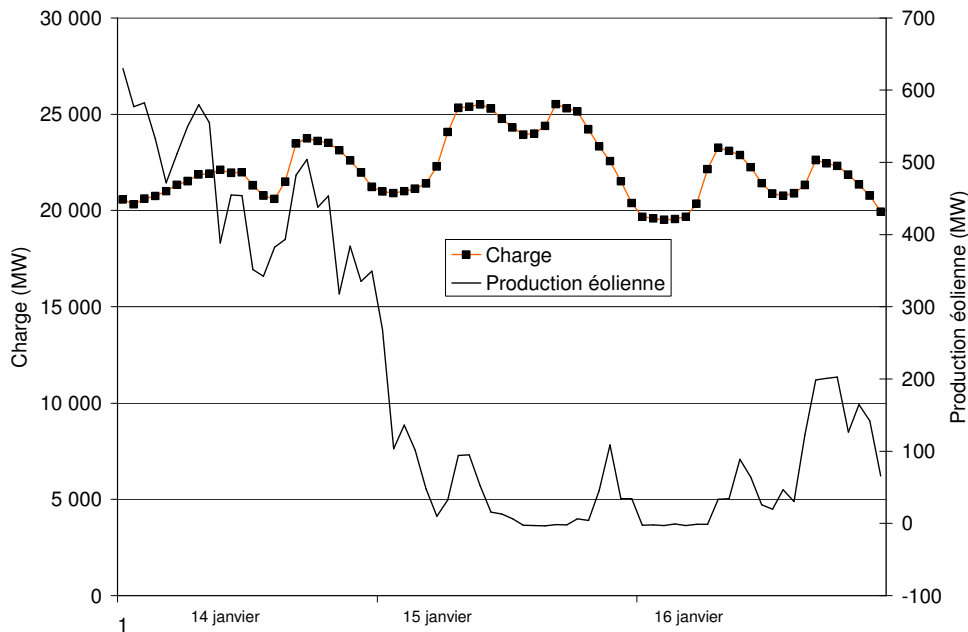
Pour mieux comprendre le degré de prévisibilité de ces situations, regardons en détail le pire cas indiqué dans le graphique, soit la contribution éolienne pendant les 10 heures de plus grande charge en 1990. Il s'agit, en fait, de la seule occurrence où la production éolienne réelle aurait été significativement moindre que la puissance garantie en vertu du contrat d'équilibrage.

Pour évaluer le degré de prévisibilité de la production éolienne pendant les heures de la fine pointe en 1990, il faut d'abord identifier les heures en question. Le tableau suivant indique les 10 heures de plus grande charge en 1990, net de la production éolienne :

charge (MW)	production	
	éolienne (MW)	date et heure
25 515	-2	1990-01-15 17:00
25 500	52	1990-01-15 10:00
25 383	95	1990-01-15 09:00
25 332	94	1990-01-15 08:00
25 305	-2	1990-01-15 18:00
25 294	16	1990-01-15 11:00
25 141	6	1990-01-15 19:00
24 996	255	1990-02-26 19:00
24 947	731	1990-02-20 19:00
24 938	334	1990-01-22 08:00

Notons que les sept premières de ces dix heures — et l'ensemble des heures de basse production éolienne pendant les 10 heures de la fine pointe de 1990 — se trouvaient toutes le même jour, soit le 15 janvier 1990, entre 8h et 19h.

Le prochain graphique indique la charge brute sur le réseau et la production éolienne pour les journées du 14 au 16 janvier 1990. On y voit clairement que la production éolienne a commencé à chuter au courant de la journée du 14 janvier, et est restée très basse pendant quelques jours. En même temps, la charge a augmenté dans la matinée du 15 janvier pour atteindre ses sommets de l'année.

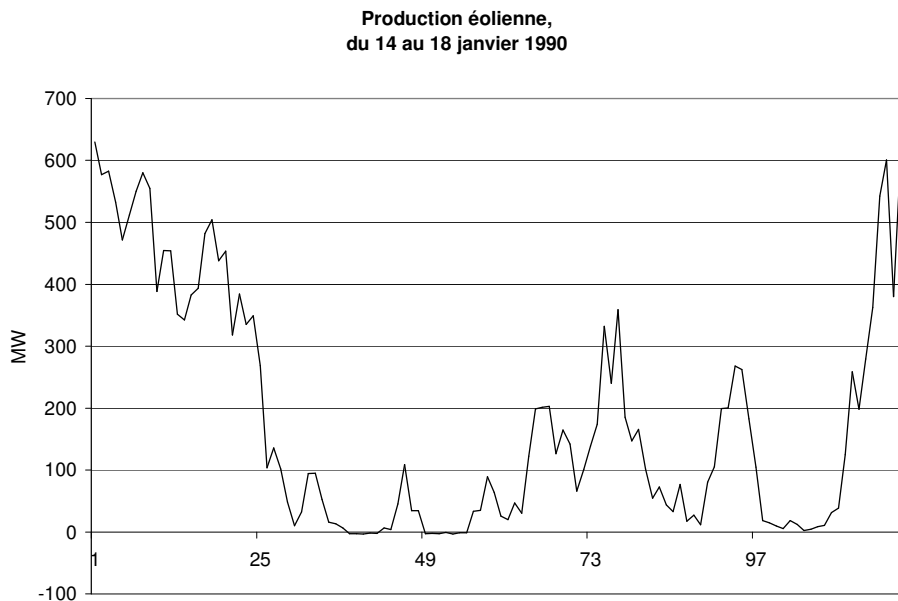


De toute évidence — et sans aller plus loin dans une analyse météorologique —, le Québec semble avoir été frappé par un événement météorologique caractérisé par un froid intense et, simultanément, d'une accalmie des vents en Gaspésie. C'est la conjoncture de

ces deux événements — et l'intensité de chacun — qui explique la faible contribution de l'éolien à la fine pointe de 1990.

Ce qui est remarquable n'est pas que cela aurait eu lieu, mais que cela n'aurait eu lieu qu'une fois pendant les 27 années étudiées.

En réalité, cette baisse de production éolienne, qui a débuté le 14 janvier, a duré jusqu'au 18 janvier (après une légère reprise le 16 et 17), comme le démontre le prochain graphique.



Il serait surprenant qu'un tel phénomène météorologique ne soit pas prévisible au moins quelques heures à l'avance.

Il importe de noter qu'on ne peut se prononcer quant à la prévisibilité des autres périodes indiquées sans répéter ce même type d'analyse pour chaque événement. À notre avis, la question de la prévisibilité trouve son importance non pas au niveau des moyennes annuelles, tel qu'indiqué au graphique 4 de la référence (i), mais au niveau des événements individuels au cours de toute la période étudiée. Une telle analyse dépasse largement la portée de la présente étude.

- 2.2** Veuillez indiquer si, selon la connaissance de M. Raphals et M. Weiss, un facteur de puissance a déjà été reconnu dans certaines juridictions pour de la production provenant de parcs éoliens concentrés en une région comme ceux issus de l'appel d'offres de 990 MW en Gaspésie ou de parcs éoliens présentant une dispersion plus large comme ceux issus de l'appel d'offres de 2000 MW. Dans l'affirmative, veuillez nommer ces juridictions et préciser l'ordre de grandeur des facteurs de puissance.

**Réponse :**

La réponse antérieure démontre clairement que la contribution de l'énergie éolienne à la pointe, **une fois prise en considération son interaction avec le contrat patrimonial**, n'a rien à voir avec la mesure traditionnelle qui est le « facteur de puissance ».

Cela dit, M. Weis nous a fourni les informations suivantes :

Étant donné que le facteur de puissance dépend de la qualité de la ressource éolienne, il est difficile de généraliser. Notons cependant que les facteurs de puissance constatés dans le cadre du programme fédéral (maintenant connu sous l'appellation ÉcoÉnergie) depuis 2003 sont autour de 35 %. Actuellement, ce programme se base sur des facteurs de puissance pouvant aller jusqu'à 35 %, ou 42 % pour les projets off-shore.

Avec les dernières générations de turbines et leurs améliorations de l'efficacité, des facteurs de puissance peuvent aller jusqu'à 40 %, pour la même qualité de ressource éolienne.

**3. Référence :** Pièce C-13.9-ROÉÉ-RNCREQ révisée le 30 mai 2008, pages 22 et 23.

**Préambule :**

En ce qui concerne l'effet de l'éolien sur la variabilité de la demande, M. Raphals présente un graphique qu'il commente ainsi :

*« Le graphique 5 compare les écarts-types de ces variations horaires pour chaque année. Un écart-type plus élevé indique une augmentation de la variation d'heure en heure. Quoique l'on note une augmentation de l'écart-type de la variation horaire de plus que 10 % dans la variante sans équilibrage dans les premières années, cela est dû en grande partie à la proportion élevée que représentent 990 MW par rapport à la demande de l'époque. Cette augmentation s'estompe avec le temps et devient minime (entre 1 % et 2 %) dans les années récentes. »*

**Demandes :**

**3.1** Veuillez confirmer qu'il s'agit d'une simulation de production de l'énergie éolienne basée sur les caractéristiques de l'appel d'offres A/O 2003-02.

**Réponse de M. Raphals :**

Les données utilisées pour la préparation du graphique 5 étaient celles fournies par le Distributeur en réponse à notre demande de renseignements numéro 2.1 (HQD-3, doc. 9, p. 7). Il s'agit donc des données produites par Hélimax dans son étude *Reconstitution de séries historiques de production éolienne* (HQD-3, doc. 1, annexe 4) qui, selon notre compréhension, reflètent effectivement les caractéristiques de l'appel d'offres A/O 2003-02.

**3.2** Afin d'illustrer comment s'estompe l'écart-type dans le temps, veuillez présenter le calcul de l'écart-type pour les années 1973 et 2006.

**Réponse de M. Raphals :**

Le chiffrier ci-joint (dont la première page est reproduite comme Annexe I) contient l'ensemble des calculs requis pour fixer les valeurs du graphique 5, pour les années 1973 et 2006.

Commençons avec la feuille « 1973 et 2006 ». Les colonnes B à G s'appliquent à 1973, comme suit :

Colonne B : besoins horaires ;

Colonne C : écarts horaires des besoins (heure 2 – heure 1 ; heure 3 – heure 2 ; etc.). L'écart-type se trouve à la rangée 3 ;

Colonne D : la production éolienne horaire ;

Colonne E : besoins net de la production éolienne (B – D) ;

Colonne F : écart horaire des besoins net de la production éolienne. L'écart-type se trouve à la rangée 3 ;

Cellule G3 : le ratio entre les deux écarts types, exprimé en pourcentage ( $F3/C3 - 1$ ), soit **13,9 %**.

La même structure s'applique à l'année 2006, aux colonnes I à N. Le ratio ultime pour 2006 (cellule N3) est de **1,3 %**. Ainsi, l'augmentation de ce ratio s'estompe dans le temps.

En fait, les ratios élevés qu'on trouve au début de la série peuvent aussi être vus comme une anomalie créée par la méthode. Rappelons qu'en 1973, la puissance installée d'Hydro-Québec était de seulement 11 148 MW. Il n'est donc pas surprenant que l'ajout de 990 MW de puissance éolienne ait affecté la variabilité de la demande nette beaucoup plus qu'il ne le ferait aujourd'hui.

**3.3** Veuillez expliquer comment l'apport du second appel d'offres de 2000 MW influencera, de par sa plus grande répartition géographique éventuelle, le graphique 5.

**Réponse de M. Raphals :**

En appliquant la même méthodologie avec les données venant de mats de mesure sur cinq sites dans quatre régions administratives (décrites à la section 3.1 du rapport), nous constatons un ratio de 1,1 % (feuille « 2006-07 » du chiffrier). Cela est légèrement moins élevé que le ratio de 1,3 % noté à la réponse précédente.

Il importe de souligner, toutefois, que la dispersion géographique représentée par ces données est sensiblement moindre que celle des soumissions retenues dans le second appel d'offres de 2000 MW, tel qu'indiqué à la carte reproduite en Annexe II (voir en comparaison le graphique 7 à la page 27 de mon rapport).

On peut s'attendre normalement à ce que ces parcs éoliens, une fois en opération, démontent une réduction de l'écart-type de la variation horaire encore plus grande que celle constatée au premier paragraphe de cette réponse.

**ANNEXE I**

**Réponse à la question 3.2**

**(fichier Excel ci-joint)**

Réponse à la question 3.2 de la Régie

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
2			écart-type des écarts horaires (besoins)			écart-type des écarts horaires (besoins net)	ratio entre les écarts-type (écarts des besoins vs. écarts des besoins net de l'éolien)		écart-type des écarts horaires (besoins)			écart-type des écarts horaires (besoins net)	ratio entre les écarts type (écarts des besoins vs. écarts des besoins net de l'éolien)
3			306			348	13,9%		709			718	1,3%
4		<b>1973</b>						<b>2006</b>					
5	heure	besoins	écart	prod. éolienne	besoins net	écart		besoins	écart	prod. éolienne	besoins net	écart	
6	1	6009		216	5793			25110		105	25005		
7	2	5674	-335	450	5224	-569		24869	-241	30	24839	-165	
8	3	5434	-240	151	5283	60		24644	-225	51	24593	-246	
9	4	5376	-58	8	5368	85		24478	-166	28	24450	-143	
10	5	5226	-150	108	5118	-250		24545	67	2	24543	93	
11	6	5251	25	203	5048	-70		24837	292	12	24825	283	
12	7	5116	-135	8	5108	60		25343	506	-1	25344	518	
13	8	5135	19	284	4851	-258		25722	379	39	25683	339	
14	9	5412	277	1	5411	560		26097	375	26	26071	389	
15	10	5751	339	58	5693	282		26385	288	56	26329	257	
16	11	5999	248	120	5879	186		26478	93	-3	26481	152	
17	12	6018	19	1	6017	138		26452	-26	0	26452	-28	
18	13	5899	-119	0	5899	-118		25885	-567	-2	25887	-566	
19	14	5874	-25	1	5873	-26		25659	-226	7	25652	-235	
20	15	5839	-35	40	5799	-74		25754	95	7	25747	95	
21	16	5913	74	438	5475	-324		26227	473	14	26213	466	
22	17	6574	661	403	6171	695		27553	1326	7	27546	1333	
23	18	6450	-124	511	5939	-232		27389	-164	21	27368	-178	
24	19	6222	-228	803	5419	-520		26885	-504	-3	26888	-480	
25	20	6189	-33	820	5369	-50		26673	-212	3	26670	-218	
26	21	5932	-257	866	5066	-303		26311	-362	1	26310	-361	
27	22	5927	-5	833	5094	28		25820	-491	21	25799	-511	
28	23	5742	-185	895	4847	-247		25004	-816	31	24973	-825	
29	24	5596	-146	746	4850	3		24283	-721	69	24214	-760	
30	25	5409	-187	572	4837	-13		23764	-519	27	23737	-477	

## ANNEXE II

### DISTRIBUTION GÉOGRAPHIQUE DES SOUMISSIONS RETENUES DANS L'APPEL D'OFFRES POUR 2 000 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE (réponse 3.3)

[http://www.hydroquebec.com/4d\\_includes/depdoc/cpe/fr/2000MW\\_final.pdf](http://www.hydroquebec.com/4d_includes/depdoc/cpe/fr/2000MW_final.pdf)