

Implications pour le Distributeur de l'ajout des parcs éoliens en Gaspésie

R-3550-2005

rapport d'expertise de

Philip Raphals
Directeur général
Centre Hélios

pour le RNCREQ

TABLE DES MATIÈRES

1. Qualifications	1
2. Mandat	3
3. Introduction.....	3
4. Méthodes.....	5
4.1. La détermination des charges horaires en 2010.....	6
4.2. La production horaire des parcs éoliens gaspésiens en 2010.....	10
5. Résultats	11
5.1. Estimation des besoins horaires nets de la production éolienne	11
5.2. Estimation des besoins post-patrimoniaux	12
5.3. Les heures exceptionnelles	13
5.4. L'effet des parcs éoliens sur les besoins post-patrimoniaux.....	15
5.5. L'effet du contrat patrimonial sur les apports éoliens	15
5.6. Besoins additionnels du Distributeur	17
5.7. Besoins cyclables additionnels	19
5.8. Comparaison avec le contrat d'équilibrage proposé par HQP	21
6. Conclusion	24
ANNEXE I <i>BPA Wind Integration Services</i>	1
ANNEXE II Power Production Analysis for 990 MW of Wind Power in the Gaspé: 2004 Data Simulation.....	2

1. Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Je m'appelle Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Veillez décrire votre expérience professionnelle.

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?

Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3410 (avis sur une quote-part pour la petite production hydroélectrique), R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec), R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec), R-3493-02 (tarifs de transport de court terme), R-3518-04 (option interruptible), R-3519-03 (coûts évités) et R-3525-04 (critère non monétaire de développement durable). J'ai également préparé un rapport d'expert dans le cadre des travaux de la Régie sur la demande du ministre d'un avis relativement au projet Suroît (R-3526-04).

Veillez décrire votre expertise concernant la réglementation des réseaux électriques, et notamment celui du Québec.

J'étudie ces questions professionnellement depuis 1992 :

- Entre 1992 et 1994, j'étais coordonnateur scientifique adjoint de l'examen public du projet Grande-Baleine. J'avais la responsabilité de l'ensemble des analyses entreprises par les comités et commissions d'examen sur la justification du projet. Dans le cadre de mes fonctions, j'ai rédigé, de concert avec MM. James Litchfield et Roy Hemmingway, une étude sur la planification intégrée des ressources dans le cadre québécois. Cette étude a été soumise à l'examen par les pairs et fut publiée par le Bureau de soutien de l'examen public du projet Grande-Baleine.
- En 1995, je fut mandaté par le Ministère des Ressources naturelles du Québec pour produire une étude sur le cadre réglementaire utilisé en Colombie-Britannique, et son applicabilité dans le contexte québécois.
- Cette même année, je fut invité par le Débat public sur l'énergie à prononcer des conférences sur la planification intégrée de ressources dans le contexte québécois et sur l'approche de portefeuille de ressources.
- En 1997, j'ai conseillé les membres de la Commission permanente de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale dans le cadre de son Mandat de surveillance sur la société Hydro-Québec, notamment sur les enjeux réglementaires.
- En 1998, j'ai livré un témoignage d'expert devant la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-3398-98, concernant le tarif de fourniture d'Hydro-Québec.
- En 2001, j'ai livré un témoignage d'expert devant la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-3401-98, concernant la réglementation du transport d'électricité.
- En 2005, j'ai produit un rapport détaillé (avec Peter A. Bradford) à la demande de l'Organisation latino-américaine de l'énergie (OLADE) sur la restructuration des marchés énergétiques en Amérique du Nord.
- Finalement, depuis cette année, j'occupe les fonctions de Senior Policy Advisor au Law Offices of Scott Hempling, un célèbre cabinet juridique à Washington qui conseille un grand nombre de public utilities commissions ainsi que d'autres instances et acteurs, notamment sur les politiques et pratiques réglementaires. Je collabore actuellement à

fournir des conseils au Public Service Commission of Hawaii dans le cadre du dossier,
Proceeding to Investigate Competitive Bidding for New Generating Capacity in Hawaii.

2. Mandat

Veillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.

Le RNCREQ nous a demandé, dans un premier temps, d'étudier les conséquences pour le Distributeur de l'ajout de l'énergie de ses ressources éoliennes en Gaspésie en l'absence d'un contrat d'équilibrage. Dans un deuxième temps, il nous a demandé de discuter des implications de nos résultats concernant les besoins réels du Distributeur pour une convention d'équilibrage.

3. Introduction

Dans le présent rapport, nous explorons les conséquences du mariage de la souplesse inhérente au contrat patrimonial avec l'intermittence de la ressource éolienne. Plus précisément, nous essayons de préciser les conséquences pour le Distributeur de recevoir directement l'énergie produite par les 990 MW de puissance éolienne qui seront installés en Gaspésie, pour pouvoir mieux évaluer ses véritables besoins en équilibrage.

Le « jeu des bâtonnets » créé par le Décret 1277-2001 donne à cette question, qui doit être traitée d'une façon ou d'une autre dans chaque juridiction qui fait appel à l'énergie éolienne, une saveur très particulière. À l'encontre de tout autre régime réglementaire de notre connaissance, le Distributeur dépend en grande mesure d'une ressource (le contrat patrimonial) qui n'est ni sous son contrôle, comme c'est le cas lorsqu'un distributeur détient ses propres ressources de production, ni définie clairement en quantité et prix pour une période temporelle bien définie, comme c'est le cas pour les blocs d'électricité achetés sur le marché du gros.

En fait, l'ajustement en fin d'année des bâtonnets requis pour l'application du contrat patrimonial, qui est au cœur de notre régime réglementaire, impose un contexte très particulier pour l'intégration d'une énergie intermittente.

Pour cette raison, il nous semble évident que, avant de s'engager dans une convention d'équilibrage coûteuse comme celle proposée par HQ Production, le Distributeur devrait d'abord

explorer en détail sa capacité de recevoir directement l'énergie intermittente des parcs éoliens¹. Il est donc suprenant de constater qu'il n'avait pas encore entrepris une telle étude².

Selon les documents déposés dans le cadre de l'audience R-3526-04, HQ Production a proposé de recevoir l'ensemble de l'énergie produite par les parcs éoliens du Distributeur, et de livrer à HQ Distribution de l'énergie ferme à une puissance égale à la moyenne des puissances horaires reçues pendant la semaine antérieure. Le prix pour ce service serait de 9\$ le MWh. HQP précisait que cette approche était basée sur celle offerte par la Bonneville Power Authority³.

Dans mon témoignage oral dans R-3526-04, j'ai noté que, parmi les deux services d'intégration éolienne offerte par Bonneville, l'approche de son Network Wind Integration Service serait plus appropriée dans le contexte québécois que celle de son Storage and Shaping Service, utilisé comme modèle par HQP. Dans le Network Integration Service, qui est offert aux services publics qui se trouvent à l'intérieur de l'aire de contrôle de BPA, la production éolienne, avec tous ses aléas, est simplement soustraite de la demande en temps réel⁴.

Ainsi, j'ai souligné que l'application de cette approche dans le cadre de notre contrat patrimonial aurait l'effet d'ajuster l'optimisation *post facto* des bâtonnets pour tenir compte des variations de la production éolienne.

L'analyse présentée ici a pour but, dans un premier temps, de quantifier l'effet de la flexibilité inhérente au contrat patrimonial sur l'intermittence de la ressource éolienne. Cette question est rendue plus complexe par le fait que les événements météorologiques vécus par le Québec d'heure en heure tout au long de l'année ont une influence capitale et simultanée — mais différente — tant sur la demande d'électricité que sur la production d'un parc éolien donné. Une façon de tenir compte de cette interaction est de faire appel aux années historiques pour lesquelles des données sont disponibles tant sur la demande horaire que sur les vitesses des vents. Ainsi, nous avons utilisé comme base de notre analyse l'année 2004, pour laquelle nous

¹ Au dossier R-3526-04, HQ Production a fourni une description détaillée de la convention d'équilibrage proposée (HQP-3, doc. 1, p. 43). Toutefois, il semble maintenant que HQ Production aurait modifié sa proposition, quoique les détails ne seront rendus publics qu'une fois le projet d'entente entériné par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec (HQD-5, doc. 8.1, p. 3 (réponse 1.1)).

² HQD-5, doc. 8.1, pp. 8 et 13 (réponses 6.1 et 13.1).

³ R-3526-04, HQP-3, doc. 1, pp. 9-13.

⁴ L'approche de Bonneville est décrite dans sa brochure, *BPA Wind Integration Services*, reproduit ici comme Annexe I.

disposons des données horaires précises tant sur la distribution relative des besoins en électricité que sur les vitesses des vents dans la région gaspésienne.

L'approche utilisée est de présumer que l'année météorologique vécue en 2004 se reproduit précisément dans l'année future qui fera l'objet de notre analyse (2010). On prend également comme hypothèse que les parcs éoliens seront en service dans leur entièreté en 2010, même si, en réalité, ce ne sera pas le cas avant 2014⁵. Il s'agit d'une hypothèse conservatrice, dans le sens qu'elle présuppose un ratio d'énergie éolienne à la demande québécoise que serait le cas en 2010, ou encore en 2014, quand la demande sera encore plus élevée.

4. Méthodes

Pour évaluer les besoins post-patrimoniaux en 2010 avec et sans l'apport des parcs éoliens gaspésiens, on a besoin des valeurs horaires :

- 1) pour la demande en 2010 et
- 2) pour la production éolienne dans la même année.

Nous disposons déjà des données suivantes :

- la demande horaire (réelle) de 2004 (HQD-5, doc. 7, réponse 9.3),
- la prévision d'HQD de la demande en 2010, exprimée en courbe de puissances classées (HQD-5, doc. 8.1, réponse 12b), et
- la courbe de puissances classées qui correspond à l'énergie patrimoniale (décret 1277-2001).

Dans les deux prochaines sections, nous expliquerons la méthodologie utilisée pour déterminer les valeurs horaires pour la demande en 2010 ainsi que pour la production éolienne dans la même année.

⁵ Sa production en 2010 sera seulement 1,9 TWh, soit 59 % de sa production finale.

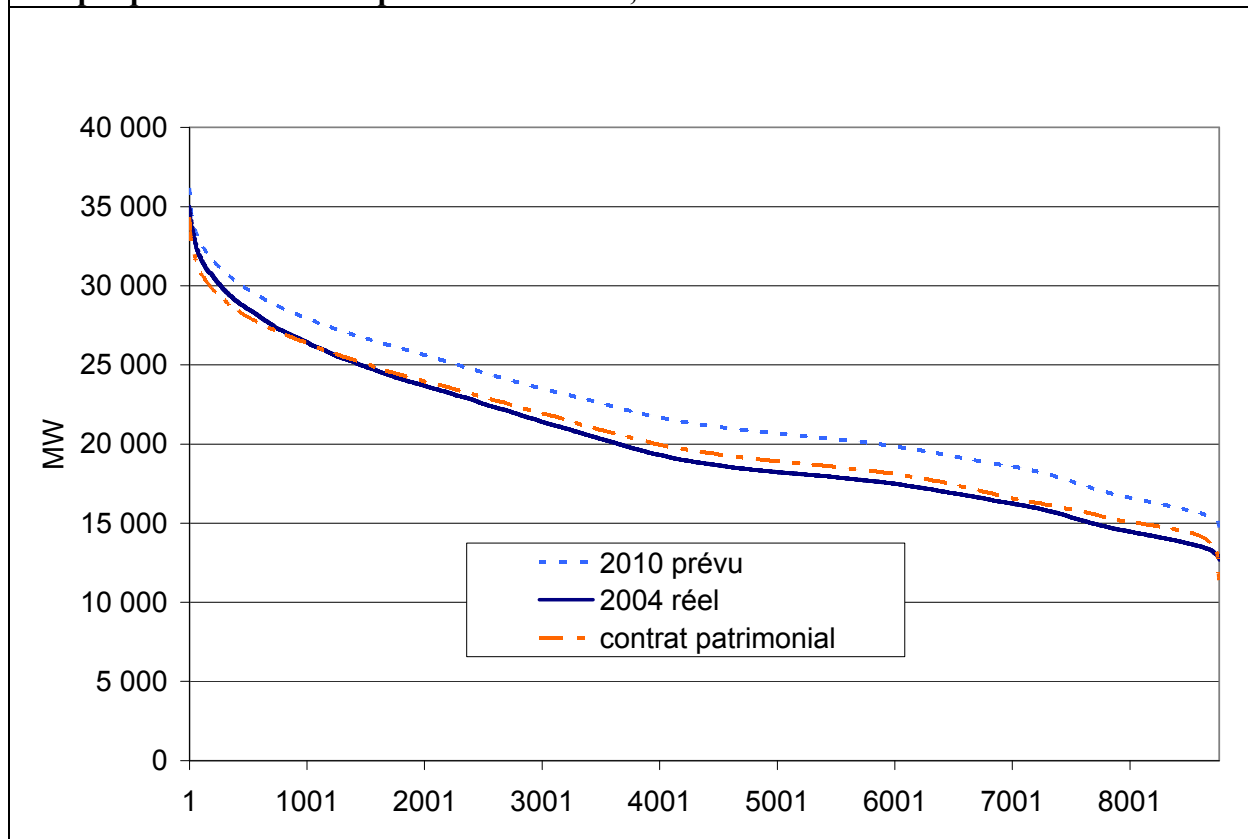
4.1. La détermination des charges horaires en 2010

Comme noté ci-dessus, nous faisons l'hypothèse simplificatrice que les conditions météorologiques en 2010 sont précisément identiques à celles de 2004, heure par heure, partout au Québec. Il s'agit bien sûr d'une hypothèse impossible ; par contre, rien n'empêche que cette année météo ait pu se produire en 2010 au lieu d'en 2004.

Pour déterminer les besoins post-patrimoniaux en 2010 nets de l'apport des parcs éoliens, nous avons besoin non seulement de la courbe de puissances classées de cette année, mais aussi de la séquence de charges horaires. Le premier défi est donc de déterminer la séquence de 8 760 charges horaires qui, d'une part, refléterait une année météorologique identique à celle vécue en 2004, et qui, d'autre part, produirait une courbe de puissances classées similaire à celle fournie par HQD.

Le graphique 1 présente les CPC pour 2004 (ligne noire) et pour 2010 (ligne pointillée). La CPC du contrat patrimonial est également indiquée, à titre indicatif (ligne de tirées). On remarque que l'augmentation de la charge en 2010 est beaucoup plus aiguë pour les heures de faible charge qu'à la pointe.

Graphique 1. Courbes de puissances classées, 2004 et 2010



Tel que l'explique le Distributeur⁶, le CPC en 2010 est le résultat d'un exercice complexe qui intègre 210 simulations horaires des besoins réguliers, basées sur les différentes conditions climatiques observées de 1971 à 2000. Cette courbe représente donc une année météorologique moyenne.

Pour ne pas perdre toute corrélation qui pourrait exister entre la demande et la production éolienne d'une heure donnée — dû au fait qu'elles sont conditionnées, toutes les deux, par les mêmes conditions météorologiques — il est nécessaire de pouvoir transformer une charge horaire 2004 en son équivalent en 2010, toujours en fonction de l'année météorologique de 2004. Pour ce faire, nous avons fait une analyse de régression des écarts entre les deux courbes de puissances classées, avec le résultat suivant :

⁶ HQD-2, doc. 1, pages 38 à 40.

(1)
$$P_x = a*Q_x^4 + b*Q_x^3 + c*Q_x^2 + d*Q_x + e$$

où :

P_x = la demande en heure x en 2010

Q_x = la demande en heure x en 2004

$a = -5,392 \times 10^{-15}$ (écart-type $7,8 \times 10^{-16}$)

$b = 1,1777 \times 10^{-9}$ (écart-type $7,1 \times 10^{-11}$)

$c = -6,9476 \times 10^{-5}$ (écart-type $2,4 \times 10^{-6}$)

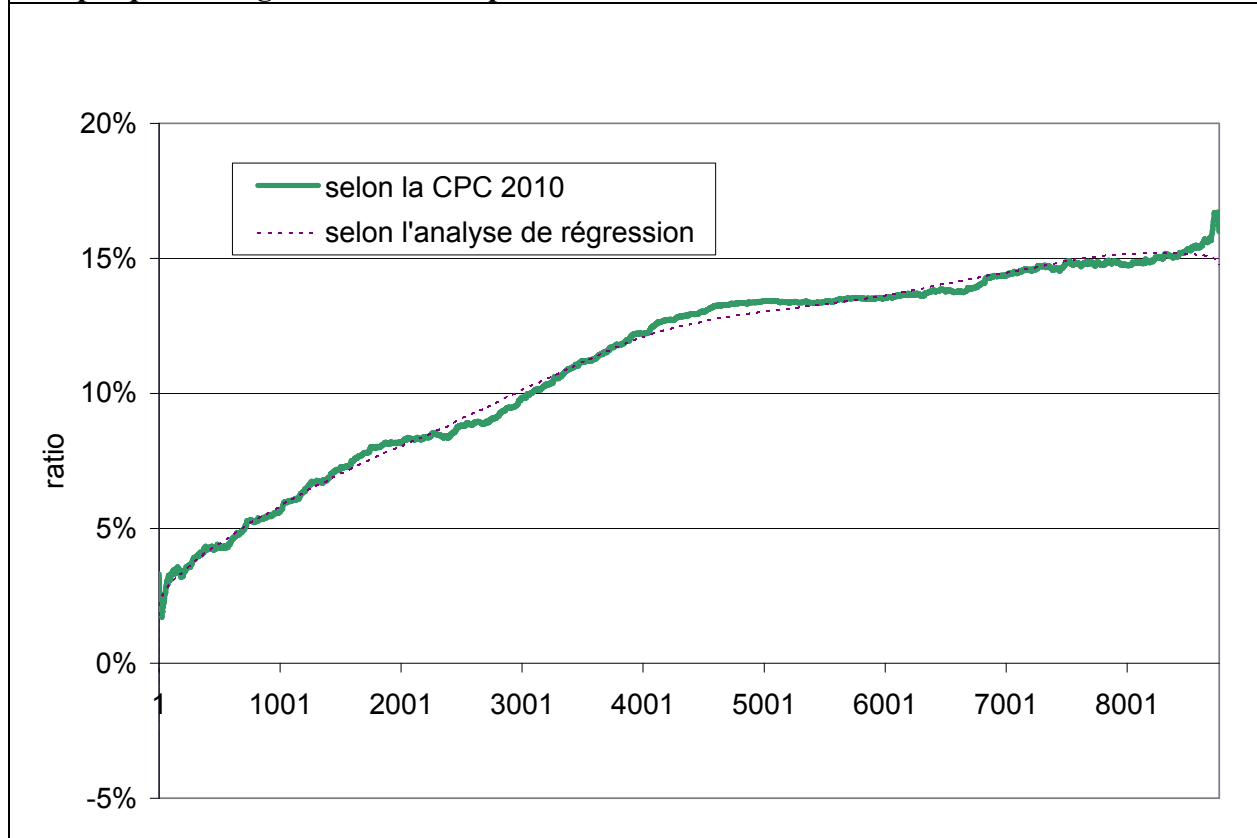
$d = 2,46708333$ et (écart-type 0,034) et

$e = -7819,73753$ (écart-type 179,7)⁷.

Au graphique 2, la ligne solide montre le pourcentage d'augmentation entre les CPC de 2004 et 2010, pour chaque heure de la courbe. Ce pourcentage varie de 1,9 %, aux heures de pointe, à 16,7%, pour les heures de plus faible charge. La ligne pointillé indique le résultat de l'application de l'équation ci-dessus à la courbe de 2004.

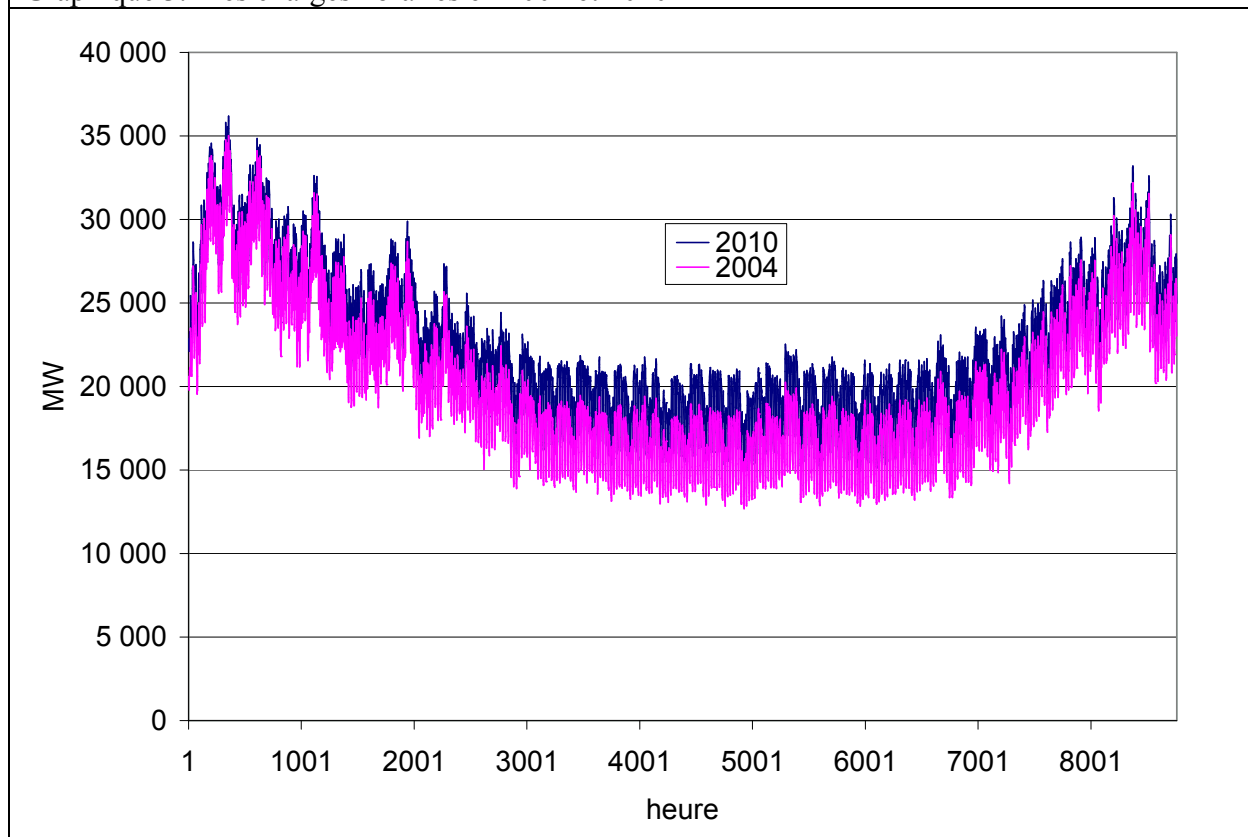
⁷ La valeur R^2 de la régression est de 99,98 %.

Graphique 2. Augmentation de la puissance horaire entre 2004 et 2010



En appliquant l'équation (1) aux valeurs horaires de 2004, dans l'ordre chronologique, on obtient une séquence de charges horaires pour 2010 qui reflète, à la fois, l'année météorologique vécue en 2004 et l'augmentation de la charge prévue par le Distributeur, tel que l'indique le graphique 3.

Graphique 3. Les charges horaires en 2004 et 2010



4.2. La production horaire des parcs éoliens gaspésiens en 2010

Toujours sous l'hypothèse d'une année météorologique en 2010 identique à celle vécue en 2004, on peut utiliser les mesures horaires de vitesse de vent en 2004 faites par Environnement Canada au Cap Chat pour estimer la production horaire des parcs éoliens gaspésiens en 2010. La simulation de la production horaire des parcs éoliens gaspésiens était confiée à M. Tim Weis de l'Institut Pembina. Ses résultats se trouvent aux graphiques 5 et 6 de son rapport, joint comme Annexe II.

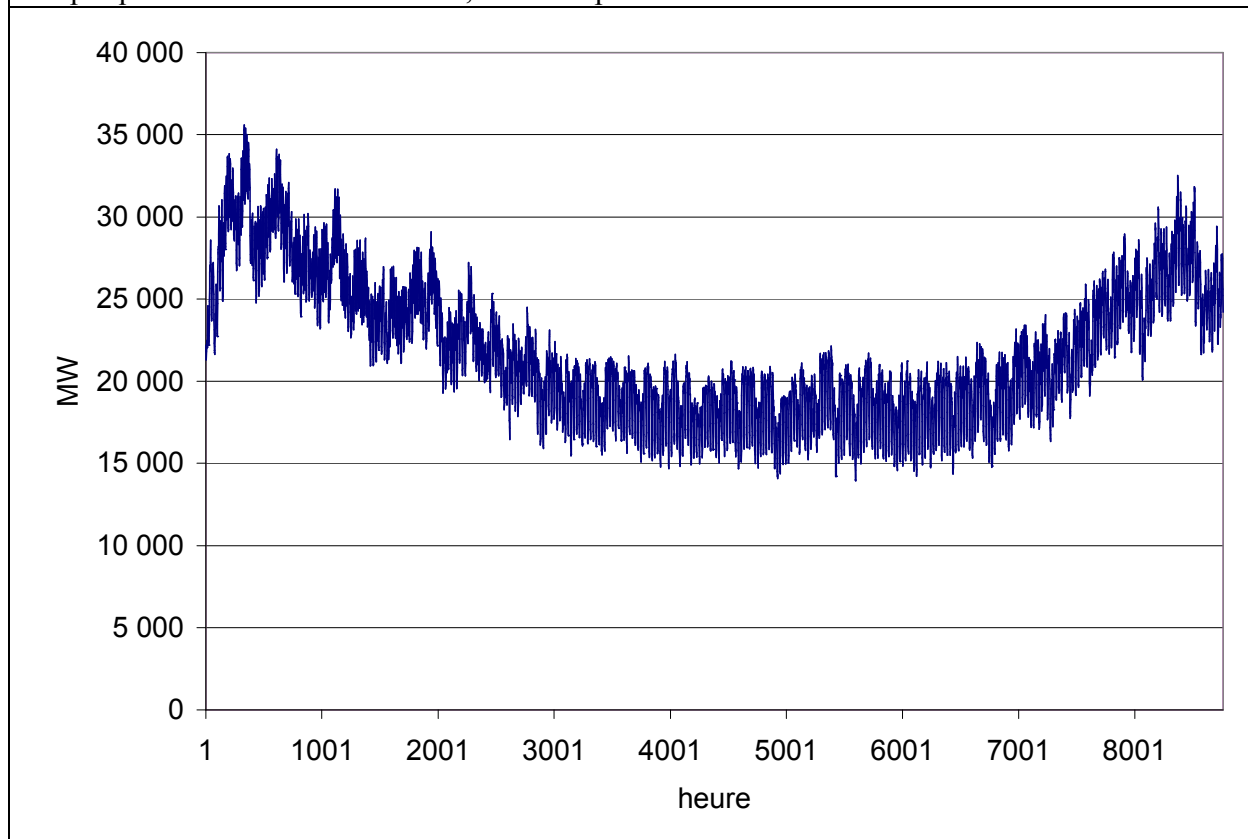
5. Résultats

5.1. Estimation des besoins horaires nets de la production éolienne

Ayant maintenant en main les données horaires pour les besoins réguliers du Distributeur en 2010, d'une part, et de la production des parcs éoliens gaspésiens, de l'autre, nous sommes en mesure de calculer, par soustraction, les besoins horaires du Distributeur net de la production éolienne.

Par exemple, les besoins réguliers du Distributeur à 1h le 1^{er} janvier 2010 seraient de 22 847 MW, et la production éolienne pour la même heure serait de 650 MW. Les besoins du Distributeur, net de la production éolienne, seraient donc de 22 197 MW. Les besoins du Distributeur net de la production éolienne sont indiqués au graphique 4.

Graphique 4. La demande en 2010, net de la production éolienne



Cette approche qui consiste à soustraire la production éolienne à chaque heure de la demande pour la même heure, reflète l'approche qui sous-tend le Network Wind Integration Service offert par la BPA, tel que décrit à l'Annexe I⁸.

5.2. Estimation des besoins post-patrimoniaux

HQ Distribution décrit sa méthode pour l'affectation finale des bâtonnets à la fin de chaque année calendrier comme suit :

Ce n'est qu'en fin d'année, une fois les besoins réels connus, qu'il est possible d'établir la contribution totale d'Hydro-Québec Production à la satisfaction de ces besoins. En superposant la courbe de puissances classées de la contribution d'Hydro-Québec Production à celle de l'électricité patrimoniale, on peut déterminer les moments où les livraisons d'Hydro-Québec Production excèdent l'électricité patrimoniale (énergie involontaire) et ceux où les livraisons sont inférieures à l'électricité patrimoniale (électricité patrimoniale non utilisée)⁹.

Ainsi, la courbe de puissances classées du contrat patrimonial, telle que définie dans le Décret, est soustraite de la CPC des puissances réellement tirées par le Distributeur, net de ses achats (et après ajustement pour des catégories de consommation exclues du contrat patrimonial, s'il y a lieu). Chaque fois que l'énergie utilisée par le Distributeur excède la puissance à laquelle ce dernier a droit en vertu du contrat patrimonial, l'écart entre ces deux valeurs représente un dépassement, qui serait traité en vertu de l'entente-cadre (dossier R-3568-2005).

En utilisant cette même méthode, de façon prospective au lieu de rétrospective, on peut préciser les besoins du Distributeur en énergie post-patrimoniale, selon les hypothèses retenues.

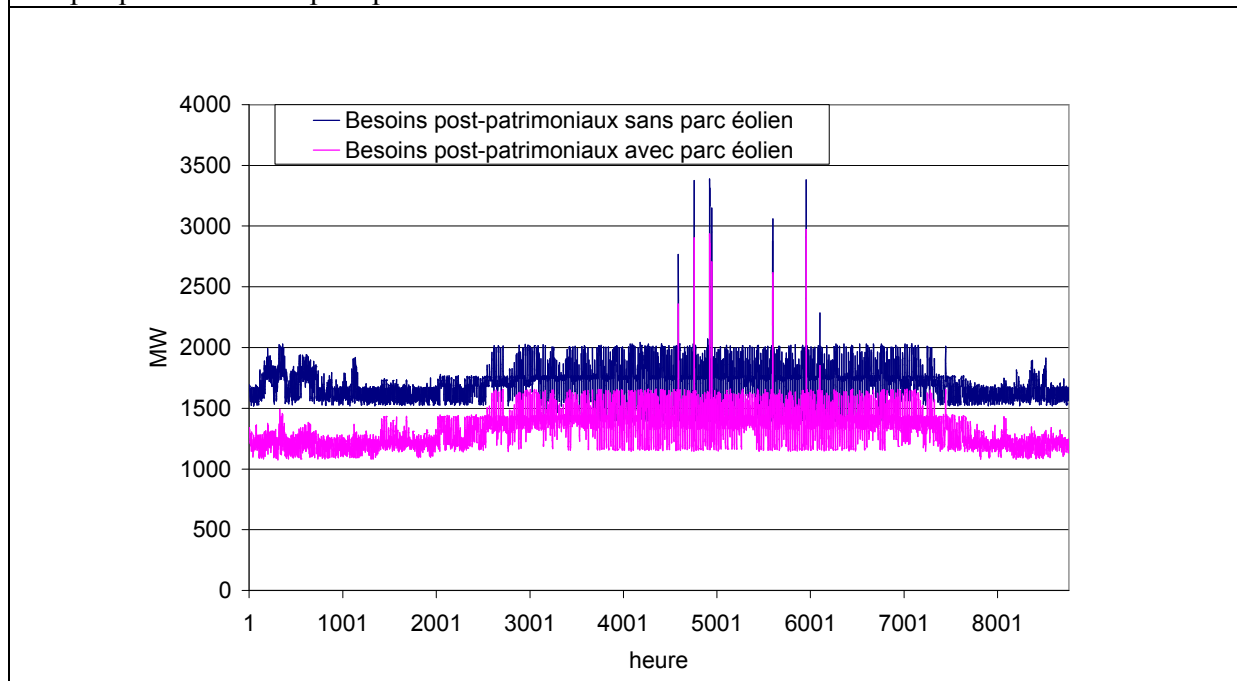
Par exemple, on peut facilement calculer que, selon la distribution de charges horaires de 2010 indiquées au graphique 3 (et selon la distribution horaire des charges résultant de la section 4.1), les besoins post-patrimoniaux seraient ceux indiqués à la courbe supérieure du graphique 5.

En appliquant la même méthode aux valeurs des besoins additionnels **nets de la production éolienne**, déterminée dans la section précédente, on obtient la courbe inférieure du même graphique.

⁸ Voir le graphique à la première page.

⁹ HQD-5, doc. 2, p. 3.

Graphique 5. Besoins post-patrimoniaux en 2010



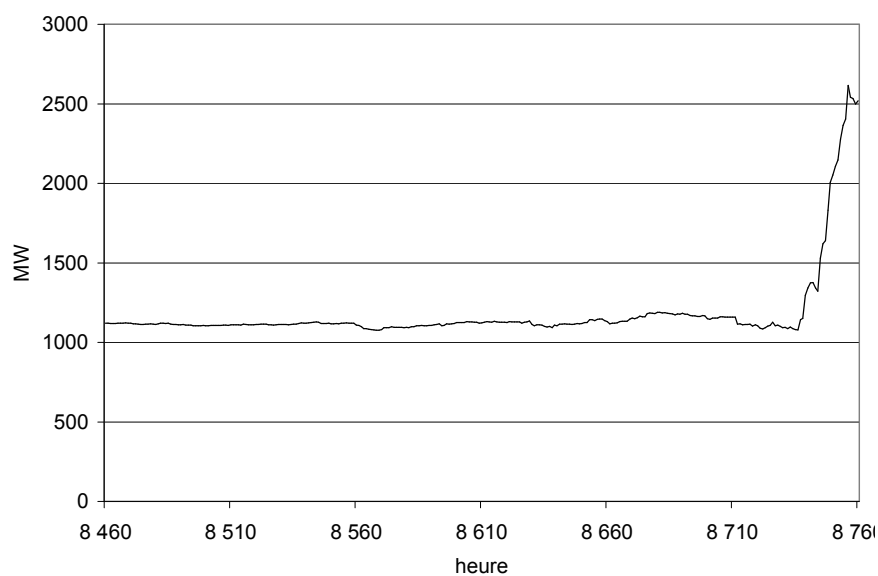
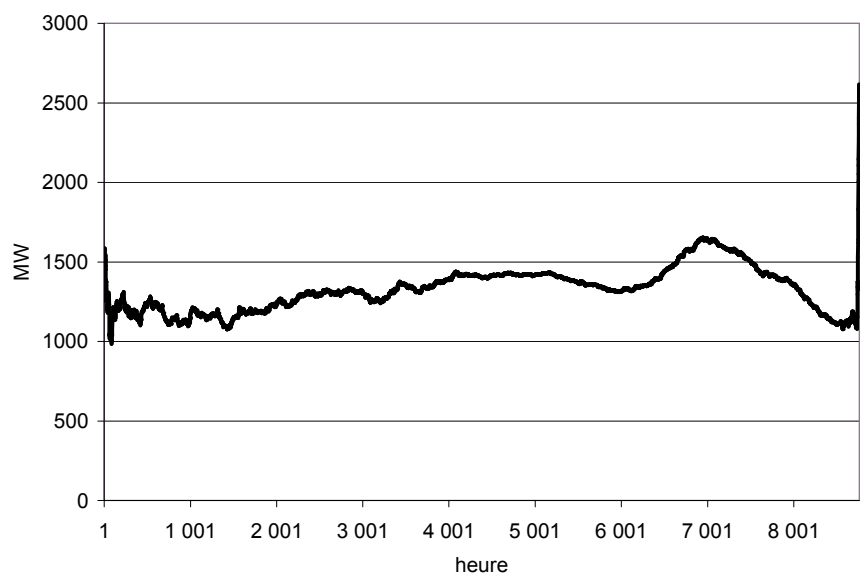
5.3. Les heures exceptionnelles

On remarque, sur les deux courbes, la présence de quelques heures au milieu de l'année où les besoins post-patrimoniaux sont deux ou trois fois plus grands que pour les autres heures de la période. Il est intéressant de constater qu'il s'agit en fait des heures de plus faible demande de l'année. Cette anomalie découle d'une différence marquée entre le profil de la demande prévue pour les heures de plus faible charge en 2010 et celui de la CPC de l'énergie patrimoniale, définie selon le décret 1277-2001¹⁰ (les deux courbes supérieures du graphique 1).

Le graphique 6 présente la différence entre ces deux courbes, qui signifie donc le niveau d'énergie post-patrimoniale requis, selon la séquence de CPC. Le graphique supérieur le démontre pour l'ensemble des heures de l'année, quoique le graphique inférieur présente le détail des 300 heures de plus faible charge de l'année :

¹⁰ Et aussi, dans une moindre mesure, de celui de 2004.

Graphique 6. Besoins post-patrimoniaux, selon la courbe de puissances classées



Ainsi, c'est pendant les quinze heures de l'année où la demande est la plus faible que les besoins post-patrimoniaux sont les plus grands. Ce phénomène découle de la méthodologie d'affectation des bâtonnets. Selon les explications du Distributeur¹¹, l'affectation des bâtonnets plus grands à

¹¹ Au rencontre technique du 14 janvier 2005.

ces heures de faible consommation ne viendrait pas diminuer la quantité d'énergie post-patrimoniale requise.

Notons cependant qu'il sera impossible en réalité de prévoir en temps réel quelles seront ces 15 heures de plus faible demande. Il est donc inévitable que ces besoins ne puissent faire l'objet d'un achat d'énergie post-patrimoniale et que ces heures constituent donc des dépassements, qui seraient apparemment couverts par l'entente-cadre. Pour cette raison, nous excluons ces 15 heures de plus faible demande des analyses et graphiques qui suivent, en y affectant le niveau d'énergie post-patrimoniale requise pour les autres heures de faible charge.

5.4. L'effet des parcs éoliens sur les besoins post-patrimoniaux

Au-delà de l'effet évident de réduire le niveau moyen des besoins post-patrimoniaux, il appert que l'ajout de la production éolienne diminue également la variabilité d'heure en heure de ces besoins. Ainsi, le tableau suivant indique que l'écart-type de la demande horaire net de la production éolienne est moindre que l'écart-type de la demande prévue, sans l'apport éolien.

	Demande prévue, 2010	Demande 2010, net de la prod. éolienne
Total	194,3 TWh	191,2 TWh
Demande moyenne	22 183 MW	21 821 MW
Minimum	14 556 MW	13 939 MW
Maximum	35 849 MW	35 596 MW
Écart-type	4243,1	4177,2

Cet effet découle de la corrélation qui existe entre la production horaire des parcs éoliens et la demande québécoise, qui s'évalue en 2004 à 23,0 %.

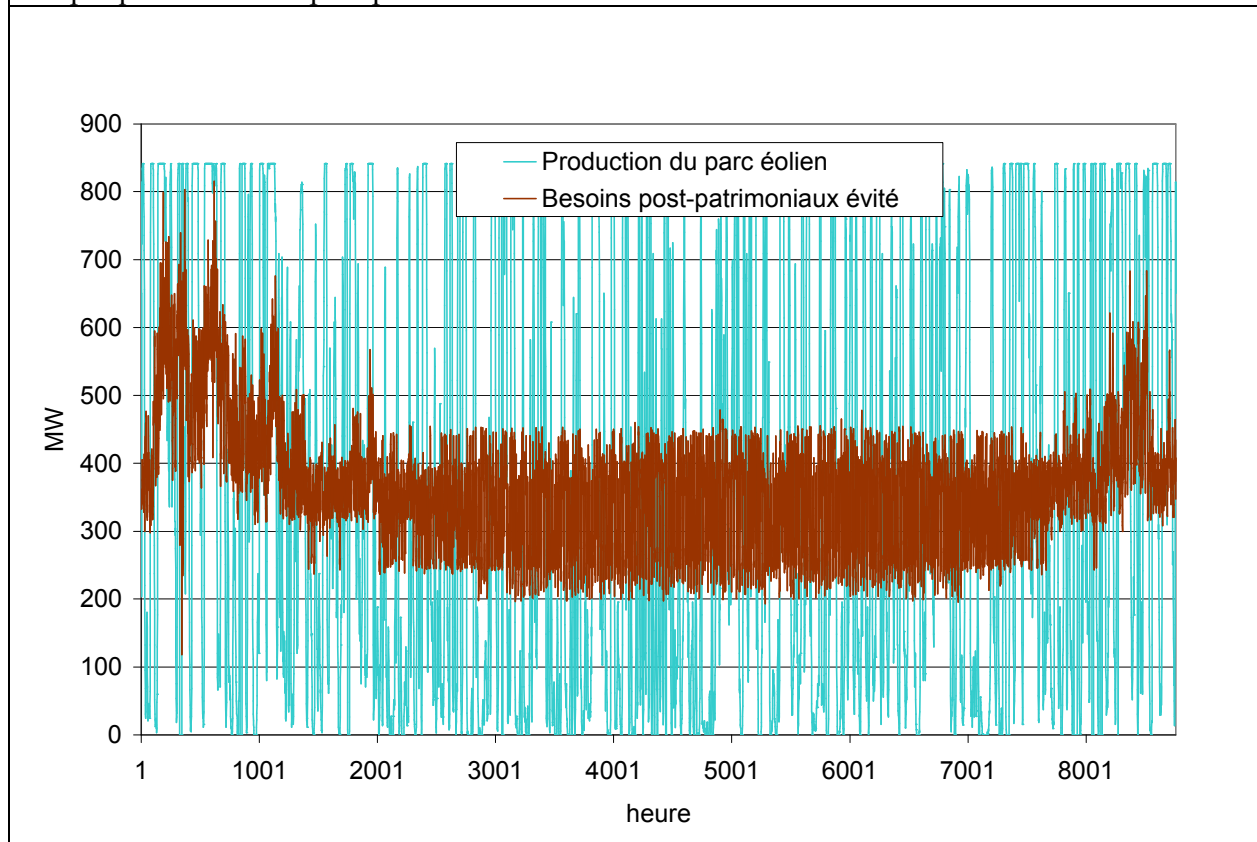
5.5. L'effet du contrat patrimonial sur les apports éoliens

Nous venons de voir que l'apport éolien diminue la variabilité de la demande. On peut également constater que la nature flexible du contrat patrimonial diminue la variabilité des apports éoliens.

Pour examiner cet effet, nous comparons les besoins post-patrimoniaux pour chaque heure en 2010, sans et avec l'apport des parcs éoliens. Ainsi, le graphique 7 montre la différence entre les

deux courbes présentées en graphique 4. Il s'agit en fait des besoins post-patrimoniaux du Distributeur qui seraient évités dus à l'ajout des parcs éoliens gaspésiens. Nous indiquons, sur le même graphique, la production horaire brute des parcs éoliens, qui démontre évidemment une variabilité beaucoup plus grande.

Graphique 7. Besoins post-patrimoniaux évités



Ce graphique montre effectivement que la flexibilité implicite dans le contrat patrimonial contribue grandement à équilibrer la variabilité de la production éolienne. De la même façon dont, face à une charge constante, la production brute éolienne pourrait être décrite en termes des autres approvisionnements qui seraient évités grâce à sa présence, les besoins du Distributeur en énergie post-patrimoniale qui seraient évités grâce à la présence des parcs éoliens représentent, de façon très réelle, l'apport de ces parcs aux besoins post-patrimoniaux.

Le tableau suivant résume quelques indicateurs statistiques des deux séries :

	apport brut des parcs éoliens	apport des parcs éoliens aux besoins post-patrimoniaux du Distributeur
minimum	0 MW	218 MW
maximum	842 MW	569 MW
moyenne	362 MW	362 MW
écart-type	326 MW	62,9 MW

La « ressource virtuelle » qui constitue les apports éoliens dans le régime patrimonial est donc beaucoup moins intermittente que la ressource éolienne elle-même. Ainsi, l'écart-type de cette ressource virtuelle est réduit de 70 %. De plus, la ressource virtuelle démontre en effet une puissance ferme de plus que 200 MW, même si la ressource réelle n'apporte aucune puissance ferme (du moins dans notre simulation qui ne bénéficie d'aucune diversité géographique, ayant été tirée des mesures d'un seul mât).

5.6. Besoins additionnels du Distributeur

Le graphique 4 indiquait les besoins post-patrimoniaux du Distributeur en 2010, sur une base horaire. Avec l'apport des parcs éoliens, et en oubliant les 15 heures de plus faible charge, les besoins post-patrimoniaux varient entre 1100 et 1600 MW, environ.

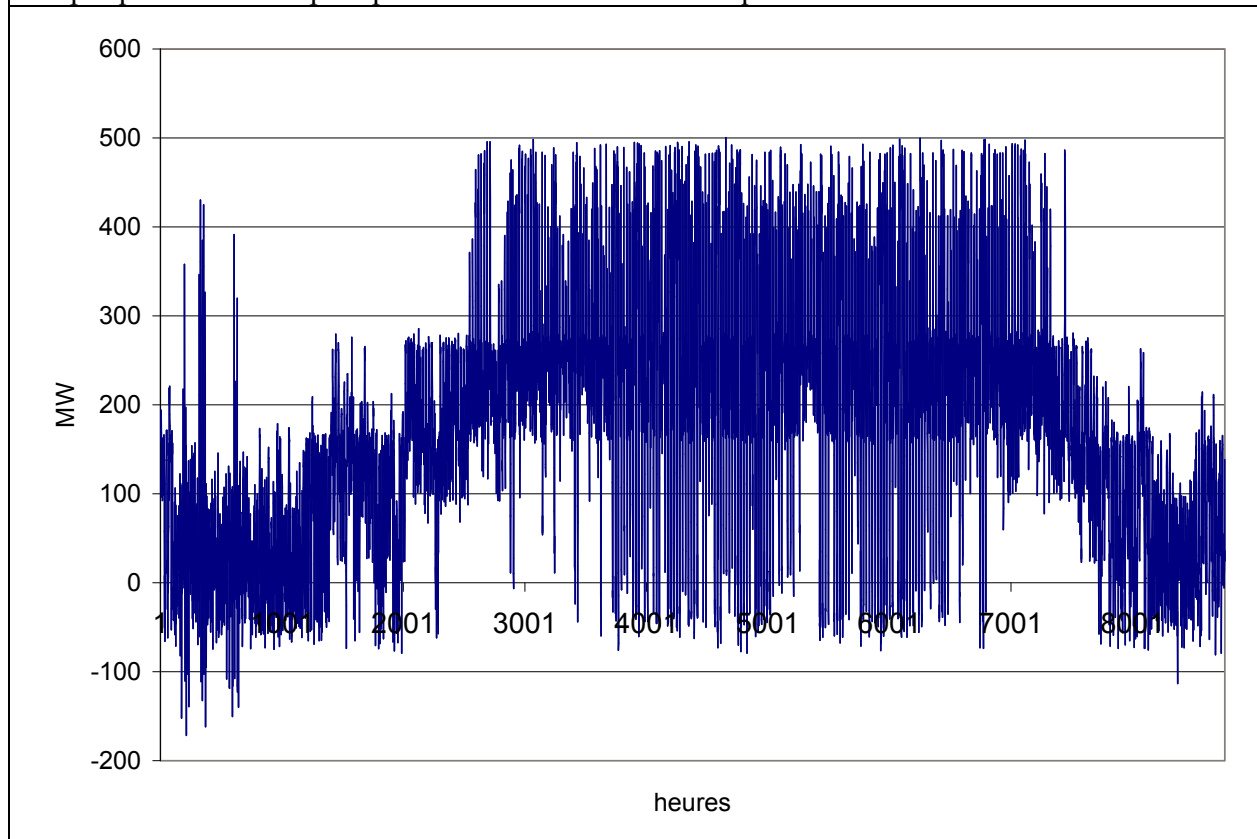
Toutefois, le Distributeur a déjà obtenu, ou est en train d'obtenir, 1283 MW de puissance de base, tel que l'indique le tableau suivant :

SOURCE	MW
TransCanada Énergie	547
HQP – base	350
biomasse	36
cogénération	350
TOTAL	1283

En supposant que 90 % de cette puissance serait disponible en tout temps, nous obtenons les besoins post-patrimoniaux additionnels horaires indiqués au graphique 8¹².

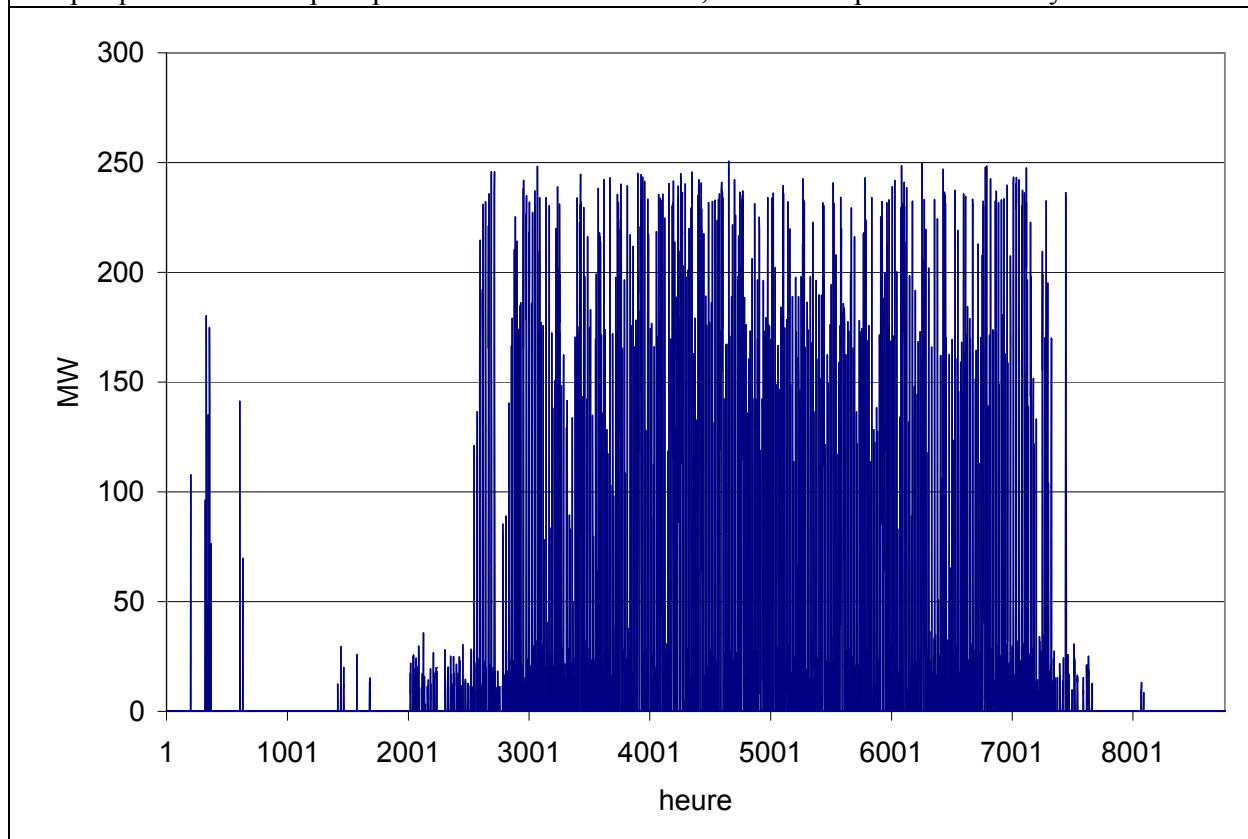
¹² Cette analyse ne tient pas compte des réserves requises en puissance.

Graphique 8. Besoins post-patrimoniaux additionnels requis



Le Distributeur détient également un contrat de 250 MW de puissance cyclable, avec HQ Production. En présumant que cette puissance serait disponible lorsque nécessaire pour combler les besoins additionnels du Distributeur, le profil des besoins additionnels, au-delà de l'ensemble des contrats post-patrimoniaux existants ou en cours d'acquisition, sera celui présenté au graphique 9.

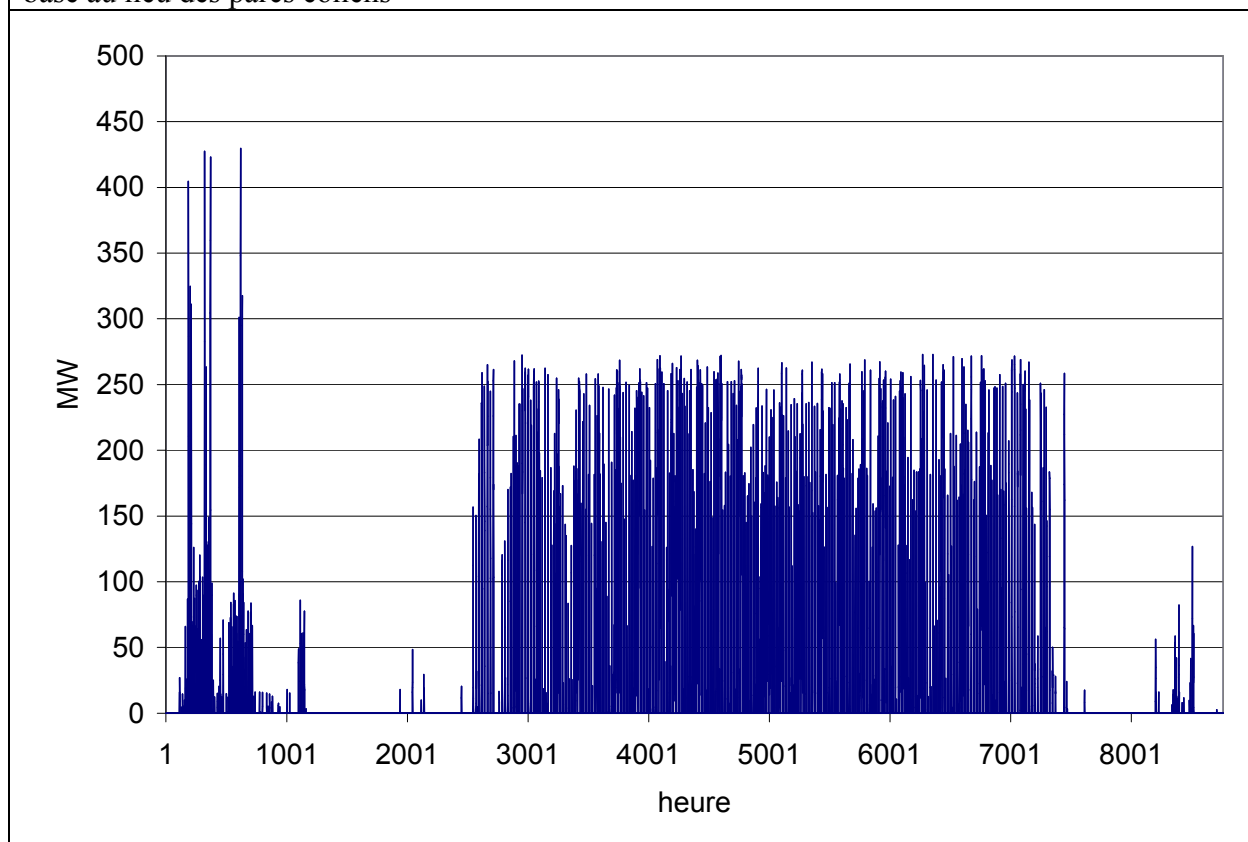
Graphique 9. Besoins post-patrimoniaux additionnels, tenant compte du contrat cyclable existant



5.7. *Besoins cyclables additionnels*

La courbe présentée au graphique 9 montre que, après l'inclusion des parcs éoliens gaspésiens, le Distributeur pourra combler l'ensemble de ses besoins additionnels par l'achat d'un deuxième contrat cyclable de 251 MW, dont l'utilisation pour l'année monterait à 192,5 GWh. Pour comparer la situation avec et sans la ressource éolienne, nous avons effectué une analyse similaire des besoins additionnels du Distributeur, en remplaçant l'apport éolien par une ressource de base de la même production annuelle (362 MW). Les résultats sont présentés au graphique 10.

Graphique 10. Besoins post-patrimoniaux additionnels en énergie cyclable, avec 362 MW de base au lieu des parcs éoliens



Il est intéressant de noter que, pour les heures de pointe en janvier, les besoins additionnels sont beaucoup plus grands avec l'énergie de base qu'avec les parcs éoliens. Ainsi, on remarque des pics d'au-delà de 400 MW au début de l'année sur le graphique 10, tandis que sur le graphique 9, ils n'étaient que d'environ 175 MW. De plus, pendant toute la période estivale, les besoins selon le graphique 10 dépassent régulièrement les 250 MW, tandis que sur le graphique 9, ils demeurent légèrement plus bas.

Les besoins en énergie cyclable selon les deux hypothèses sont résumés dans le tableau suivant :

	avec éolien	avec 362 MW de base
puissance requise	231 MW	430 MW
écart-type	54,9 MW	62,6 MW

Notons que l'écart-type des puissances requises est également plus faible avec l'éolien qu'avec l'énergie de base. Cela implique que l'apport d'énergie éolienne diminue la variabilité des besoins post-patrimoniaux additionnels du Distributeur.

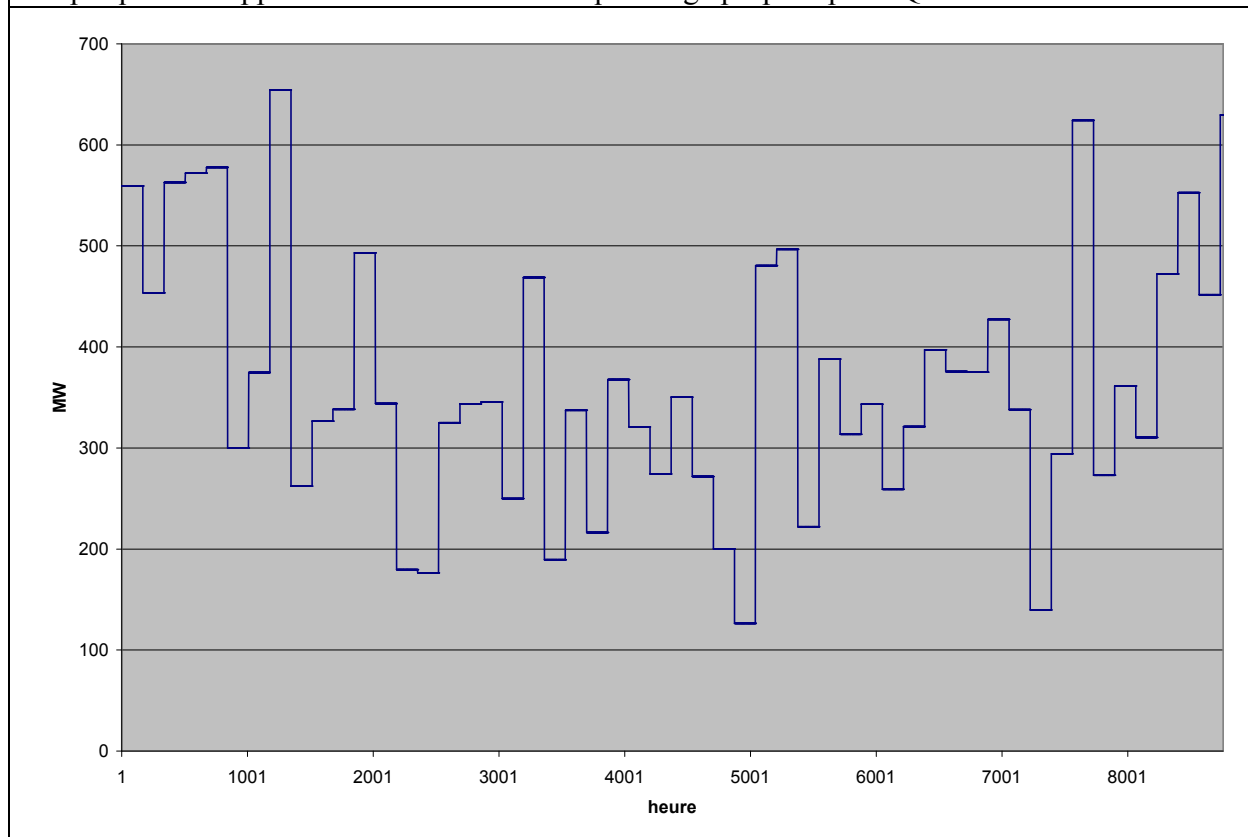
Il en ressort que, dans le contexte réglementaire très particulier créé par le décret patrimonial, l'ajout d'une ressource intermittente éolienne pourrait diminuer les besoins du Distributeur en énergie cyclable, tant à l'égard de sa puissance maximale qu'à l'égard de la variabilité de son utilisation.

5.8. Comparaison avec le contrat d'équilibrage proposé par HQP

Jusqu'ici, nous avons décrit uniquement les conséquences pour le Distributeur de l'ajout des parcs éoliens gaspésiens, sans contrat d'équilibrage. Maintenant, nous allons comparer cette situation avec celle qui serait créée par le contrat d'équilibrage décrit par HQP dans le dossier R-3526-04. En vertu d'une telle entente, le Distributeur recevrait chaque semaine de HQP une puissance ferme égale à la moyenne des puissances horaires produites par les parcs éoliens la semaine auparavant.

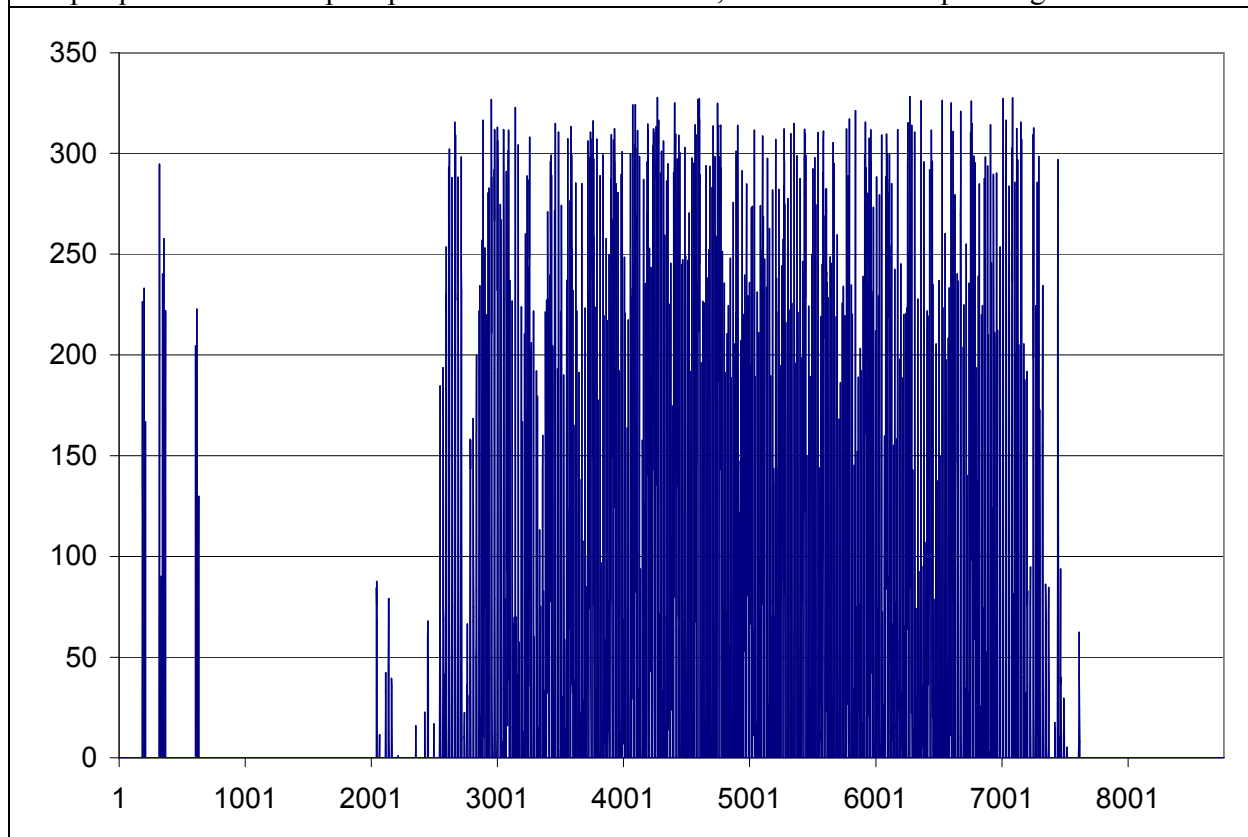
L'apport éolien qui en résulte suivant les valeurs horaires de production éolienne selon l'analyse de Weis — qui reflète toujours l'hypothèse d'une année météorologique en 2010 identique à celle vécue en 2004 — est indiqué au Graphique 11.

Graphique 11. Apport horaire du contrat d'équilibrage proposé par HQP



Nous avons ensuite calculé les besoins post-patrimoniaux additionnels du Distributeur en substituant la puissance qui serait fournie par HQP en vertu du contrat d'équilibrage à la production horaire des parcs éoliens. Le graphique 12 présente donc les besoins post-patrimoniaux après l'utilisation de l'ensemble de ses ressources existantes ou en cours d'acquisition, y compris le contrat cyclable avec HQP.

Graphique 12. Besoins post-patrimoniaux additionnels, avec contrat d'équilibrage



Quoique le profil des besoins additionnels soit dans une certaine mesure similaire à celui du graphique 9, il est en fait encore plus variable. Il est intéressant de noter que, pour les heures de pointe en janvier, la performance des deux options éoliennes est meilleure que celle de l'énergie de base. Cela indique que la corrélation entre la production éolienne et la demande est suffisamment grande pour avoir un effet réel sur les besoins additionnels des ressources post-patrimoniales à la pointe. Entre ces deux options, toutefois, la performance de l'énergie éolienne « brute » est supérieure à celle du contrat d'équilibrage, ce qui démontre que son effet de *smoothing* hebdomadaire diminue la capacité de l'énergie éolienne d'effacer la pointe.

Le tableau suivant reprend celui de la page 20, en y ajoutant les résultats pour le contrat d'équilibrage :

	avec éolien	avec 362 MW de base add'l	avec contrat d'équilibrage
puissance requise	231 MW	430 MW	328 MW
écart-type	54,9 MW	62,6 MW	74,7 MW

Il en ressort que les besoins en énergie cyclable additionnelle seraient moindres avec la réception directe de l'énergie éolienne intermittente qu'avec une ressource de base, d'une part, ou avec le contrat d'équilibrage proposé par HQ Production en 2004, de l'autre.

6. Conclusion

Comme on vient de le noter, notre analyse indique que, dans le cas étudié, la réception directe de l'énergie produite par les parcs éoliens en Gaspésie aurait un effet bénéfique sur les besoins post-patrimoniaux du Distributeur. Ce résultat surprenant suggère que la corrélation — largement reconnue en principe, mais rarement quantifiée — entre la production éolienne et la demande en électricité est suffisamment étroite pour que l'éolien contribue de façon concrète à réduire la volatilité de la demande. Cet effet est amplifié de façon significative par le mécanisme *post facto* d'affectation des bâtonnets en vertu du régime d'énergie patrimoniale. Ainsi, le fait d'appliquer ce mécanisme sur la séquence de demande nette de la production éolienne a l'effet de les réorganiser automatiquement de façon à optimiser l'utilisation d'énergie patrimoniale.

Pour illustrer cet effet, on peut revoir l'exemple mentionné à la page 11 ci-dessus. On a noté que, les besoins réguliers du Distributeur à 1h le 1^{er} janvier 2010 seraient de 22 847 MW, et que, selon notre hypothèse que les conditions météorologiques reproduisent celles vécues en 2004, la production éolienne serait de 650 MW. Ainsi, les besoins du Distributeur, nets de la production éolienne, seraient de 22 197 MW. Sans l'apport éolien, cette première heure de l'année aurait été classée numéro 3367 dans la courbe de puissances classées. Avec l'apport éolien, par contre, elle devient numéro 3528. L'apport éolien fait donc en sorte que le Distributeur y appliquerait un bâtonnet plus court qu'il ne l'aurait fait en l'absence de l'énergie éolienne. De cette façon, le jeu des bâtonnets vient réorganiser les besoins nets, de façon à optimiser l'apport de la production éolienne par rapport à l'électricité patrimoniale.

Cela dit, il existe un bémol important à souligner. Cette analyse présume qu'une ressource cyclable peut être « *dispatchée* » pour répondre de façon fiable aux fluctuations de la production éolienne. Dans la mesure où ces fluctuations sont trop rapides et imprévisibles pour permettre la

gestion d'une ressource cyclable, le remplacement de la production variable des parcs éoliens par de la puissance ferme pourrait quand même avoir une certaine importance pour le Distributeur.

Nous ne sommes pas en mesure de répondre de façon complète à ce questionnement. On peut cependant préciser que la question concerne surtout la *fiabilité relative* des prévisions de la production éolienne, d'une part, et de la demande, de l'autre.

Une des fonctions essentielles de l'exploitation quotidienne du réseau est bien sûr la capacité de suivre les fluctuations imprévisibles de la demande (*load following*). Comme Bonneville l'a bien indiqué dans la présentation de son Network Wind Integration Service, il n'est pas plus difficile de suivre les fluctuations de la demande nette de la production éolienne, que de suivre celles de la demande tout court — sauf lorsque la production éolienne dépasse une certaine limite, pas encore définie.

Toutefois, ce n'est pas le Distributeur qui exerce cette fonction, mais plutôt le Transporteur en collaboration avec HQP Production. La question est plutôt de savoir si l'apport éolien compliquerait la gestion par le Distributeur de ses propres ressources cyclables.

Il n'est malheureusement pas possible d'y répondre en ce moment. À notre connaissance, le Distributeur n'a pas encore expliqué en détail comment il entend gérer son contrat cyclable avec HQP pour minimiser ses dépassements de l'énergie patrimoniale. Une fois qu'il l'aura fait, on pourra examiner les implications pour cette gestion de l'apport intermittent de la ressource éolienne. À cette étape-ci, cependant, notre étude suggère que la réception par le Distributeur de la production fluctuante de ses parcs éoliens futurs ne lui causera pas beaucoup d'ennui, et pourrait même lui apporter des bénéfices réels à l'optimisation de son énergie patrimoniale.

Toutefois, il est important de préciser certaines réserves :

- a) Notre étude se limite à un seul cas — l'année météorologique 2004.
- b) Elle se limite également à une seule année prévisionnelle (2010).
- c) L'estimation de la production éolienne utilisait, pour des fins de simplicité, les mesures d'un seul mât anémométrique. Une approche plus sophistiquée de simulation aurait probablement réduit davantage la variabilité de la production éolienne.

- d) L'analyse des besoins cyclables ne tient pas compte de l'échelle temporelle des capacités de réponse des ressources en question.

Il est bien évident que c'est seulement le Distributeur qui a en main l'ensemble des données et ressources nécessaires pour approfondir cette analyse. Il a déjà en main une base de données de la demande horaire depuis 1971. Des mesures de vent d'Environnement Canada sont disponibles intégralement depuis 1997 ; des données de Gaspé existent depuis 1975. Le Distributeur pourrait simuler la production des parcs éoliens pour plusieurs années distinctes, pour pouvoir confirmer ou infirmer de façon rigoureuse nos résultats préliminaires.

Le Distributeur serait également en mesure de préciser les limites de ses ressources cyclables à répondre aux fluctuations de la demande nette de la production éolienne.

Pour toutes ces raisons, les résultats de cette étude demeurent préliminaires. Nous croyons cependant qu'ils sont suffisamment convaincants pour suggérer au Distributeur un haut niveau de prudence avant de s'engager à une convention d'équilibrage dont il n'aura peut-être pas besoin, surtout si les coûts qu'une telle convention ferait supporter aux consommateurs réglementés seraient importants.

ANNEXE I

BPA Wind Integration Services

BPA Wind Integration Services

Over the past two years, BPA has undertaken an extensive research and development effort to evaluate the costs and opportunities associated with integrating wind energy into the Federal Columbia River Hydroelectric System (FCRPS). This evaluation phase is now complete and we are pleased to announce two new services that will utilize the flexibility of the hydro system to integrate wind energy into our control area on behalf of electrical utilities in the Pacific Northwest. BPA has established a goal of providing up to 450 MW (nameplate) of wind integration services over the 2004-2011 time period. At least 200 MW of these services will be earmarked for public power customers.

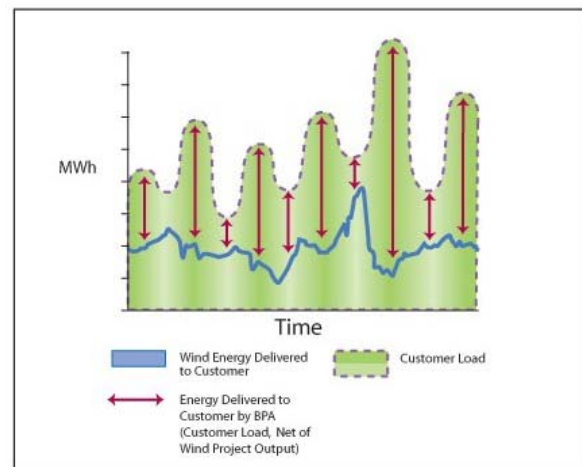
Network Wind Integration Service

Network Wind Integration Service has been designed to serve the needs of public power customers with loads embedded in the BPA control area who elect to purchase all or a portion of their power from a new wind resource. Once the customer has (a) signed a bilateral power purchase agreement with a new wind resource, (b) procured firm transmission and (c) determined a scheduling agent for the power, the BPA Power Business Line will use its hydro system to integrate the scheduled output of the resource with the customer's load. The scheduled energy from the wind resource will offset an equal amount of HLH and LLH PF energy that BPA otherwise would have provided. BPA will continue to meet and follow the customer's load at all times, including during those periods when there is no output from the wind resource. The customer's PF demand billing determinant will not be reduced for the amount of wind generation scheduled to its load on the hour of the generation system peak. BPA PBL

cannot count on the generation being there and thus must hold sufficient generating capacity available to fully back up the resource. The PF Load Variance charge will continue to be based on the customer's Total Retail Load, so will not be reduced by the amount of wind generation.

The customer will be charged a fee of \$4.50/MWh for all scheduled energy that BPA integrates into its system. This fee may be subject to annual escalation depending on the length of the requested contract. For contracts that extend beyond the current rate period, the fee will be escalated at the rate associated with the Gross Domestic Product Implicit Price Deflator, which is the same index used to escalate the Federal Production Tax Credit for wind.

Network Wind Integration Service

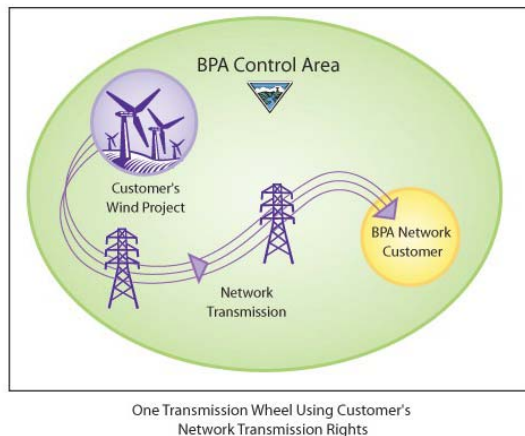


Transmission

With respect to transmission, customers will be able to import power from new resources using their NT transmission rights. BPA will work with public power customers and wind project developers to identify regions of the BPA grid best suited for wind development with respect to the availability

of firm transmission. BPA plans to take an active role in developing a diversified portfolio of regional wind resources. This diversification will be a key factor in increasing the amount of wind energy selling into the BPA grid.

Network Wind Integration Service
Transmission



Scheduling and Generation Imbalance

The customer (or its scheduling agent) will be responsible for transmission arrangements and for scheduling the wind output from the point where the generation is integrated into the BPA transmission system to a point of delivery where the customer's system interconnects with the BPA transmission system. Generally, the customer will need to request a new Point of Receipt under its NT transmission contract and there is no guarantee that firm transmission capacity will be available.

The wind project operator or its scheduling agent will provide the Transmission Business Line with a Day-Ahead Generation Estimate followed by revisions up to 30 minutes before the start of the hour if changes are required. The project operator will be responsible for paying the BPA TBL Generation Imbalance charges for deviations between wind project actual generation and the Generation Estimate.

Whether the project operator directly assigns these generation imbalance costs to project participants or not will depend on the specific contractual agreements between those entities. Accurate wind forecasting will minimize these charges. If changes are made to the Generation Imbalance tariff in the future, these changes will be amended to the Network Wind Integration Service Contract.

Storage and Shaping Service

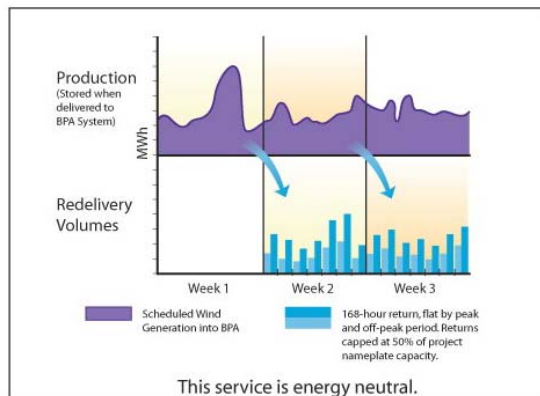
Storage and Shaping Service has been designed to serve the needs of utilities and other entities outside of the BPA Control Area who have chosen to purchase the output of a new wind resource but do not want to manage the hour-to-hour variability associated with the wind output. To facilitate such an arrangement, BPA's Power Business Line will take the hourly output of new wind projects physically located and/or scheduling directly into the BPA Control Area, integrate and store the energy in the Federal hydro system, and redeliver it a week later in flat peak and off-peak blocks to the power purchasing customer. In order to help reduce transmission costs, returns will be capped at 50 percent of the participant's share of project capacity. The base charge for storage and shaping service is \$6.00/MWh, escalated annually at the GDP Implicit Price Deflator.

Transmission

Storage and Shaping Service is for energy delivered *to* and *from* the BPA system. Thus, two transmission wheels are required to receive the service. Generators will be responsible for Generation Imbalance charges for generation scheduled into the BPA system. BPA expects that the transmission arrangements will vary from project to project, depending on (a) the

locations of the project and the end-use buyer, and (b) the availability of firm transmission along both transmission paths.

Storage & Shaping Service Power Redelivery



BPA is committed to working with potential customers to minimize the transmission costs associated with Storage and Shaping Service. So far, we have been able to limit the cost of the wheel out of our system by agreeing to cap returns at 50% of the nameplate rating of the participating project. During periods when generation exceeds the 50% threshold (i.e. greater than 50 MW on a 100 MW project), BPA will bank this excess energy in a storage account. When generation falls below the 50% threshold, BPA will draw from the Excess

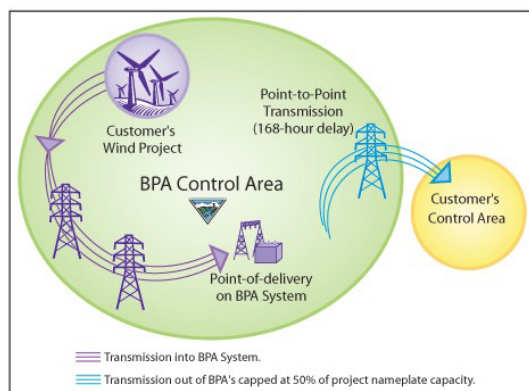
Energy account and redeliver additional quantities above and beyond the current redelivery obligation. This will reduce the amount of transmission required to move the stored energy out of the BPA system. We are also examining a number of potential cost-saving approaches to the transmission wheel into our system.

BPA plans to work closely with project developers, Investor Owned Utilizes and other entities with well-developed and active purchasing plans to help determine which projects can be most efficiently integrated into the BPA system. Siting projects in areas of the grid with minimal congestion and in a way that takes advantage of regional diversity in wind patterns is essential to the growth of cost-effective wind energy in the Pacific Northwest.

For More Information

To learn more about Network Wind Integration Service or Storage and Shaping Service, please contact your PBL or TBL Customer Account Executive or the BPA PBL Renewable Power Group at (503) 230-3530. We look forward to working with you on these exciting new services.

Storage & Shaping Service Transmission



Customer purchases point-to-point transmission out of BPA's Control Area into their own area.

ANNEXE II

Power Production Analysis for 990 MW of Wind Power in the Gaspé: 2004 Data Simulation

T. WEIS, M. Sc.



Power Production Analysis for 990 MW of Wind Power in the Gaspésie

2004 Data Simulation

May 24, 2005

Tim Weis, M.Sc.

Final Report

Acknowledgements

The Pembina Institute would like to acknowledge the support of Philip Raphals of the Helios Centre for his guidance in this work.

About the Author

Tim Weis, M.Sc.

Tim Weis is part of the Sustainable Communities Group at the Pembina Institute working on renewable energy analysis and planning. He has done technical research and analysis on implementing renewable energy and energy efficiency options with many First Nations communities in Canada. Tim is also currently doing his PhD at the Université du Québec à Rimouski in Environmental Science, studying wind energy development in Canadian First Nations. Tim has also worked with Yukon Energy Corporation's as well as Aurora College, Inuvik examining wind energy challenges in Nordic conditions. Tim has a Master's degree in Mechanical Engineering where he studied rime ice adhesion to wind turbine blades. Tim has a Bachelor degree in Mechanical Engineering with an option in Environmental Engineering.

For any questions about this report, please contact: timw@pembina.org

About the Pembina Institute

The Pembina Institute creates sustainable energy solutions through research, education and advocacy. It promotes environmental, social and economic sustainability in the public interest by developing practical solutions for communities, individuals, governments and businesses. The Pembina Institute provides policy research leadership and education on climate change, energy issues, green economics, energy efficiency and conservation, renewable energy, and environmental governance. More information about the Pembina Institute is available at <http://www.pembina.org> or by contacting: info@pembina.org

©2005 The Pembina Institute

The Pembina Institute
Box 7558
Drayton Valley, Alberta T7A 1S7 Canada
Phone: 780-542-6272
E-mail: piad@pembina.org

Cover Photo: Tim Weis, The Pembina Institute.



Power Production Analysis for 990 MW of Wind Power in the Gaspésie

2004 Data Simulation

Table of Contents

1	Introduction	1
1.1	Context of Simulation	1
2	Methodology	2
2.1	Wind Resource	2
2.2	Data Smoothing	3
3	Simulation Results	4
3.1	Power Data	4

1 Introduction

1.1 Context of Simulation

990 MW of wind energy have been approved by Hydro-Québec to be installed in the Gaspésie region between 2006 and 2012 across an area of approximately 350 km. The successful bids are listed in Table 1, and the region where this development is to take place can be seen in the Environment Canada Wind Atlas¹ shown in Figure 1.

Table 1: Successful bids for Gaspésie wind development

2006	100.5 MW	Anse-à-Valleau
2006	109.5 MW	Baie-des-Sables
2007	150.0 MW	St-Ulric/St-Léandre
2008	109.5 MW	Carleton
2009	150.0 MW	Les Méchins
2010	100.5 MW	Mont-Louis
2011	58.5 MW	Montagne-Sèche
2011	100.5 MW	Gros-Morne phase 1
2012	111.0 MW	Gros-Morne phase 2

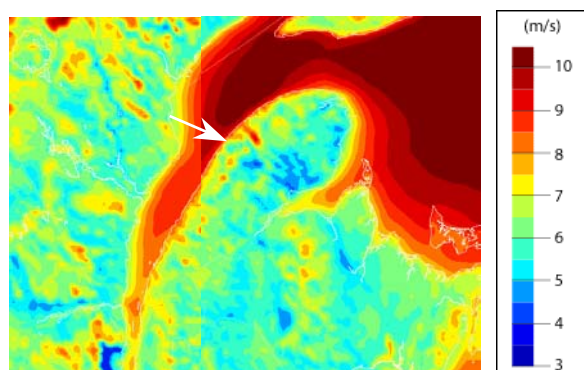


Figure 1: Wind map of Gaspésie and surrounding region at 80 m

The current study was completed in order to estimate the variability of the power production from the proposed development. The study is based on 2004 data from the Environment Canada station in Cap Chat (location indicated by the arrow in Figure 1).

The anticipated mean annual power output from these wind farms is to be 3.2 TWh collectively delivered to Hydro-Québec². This study therefore assumes 3.2 TWh as a given annual output from all of the wind farms developed under the current bid.

¹ www.windatlas.ca

² Hydro-Québec, October 4/04 Press Release, *Call for tenders for electricity from wind power Hydro-Québec selects eight bids for a total of 990 MW*, http://www.hydroquebec.com/4d_includes/headlines/PcAn2004-161.htm

2 Methodology

2.1 Wind Resource

There are several Environment Canada anemometers in the Gaspésie. For simplicity, the data set was taken from a single tower at Cap Chat. This tower is approximately at the centre of the proposed wind energy development in the region. One full year of data was used from this tower beginning midnight January 1, 2004³. The collected wind data at a 10 m tower height is shown in Figure 2.

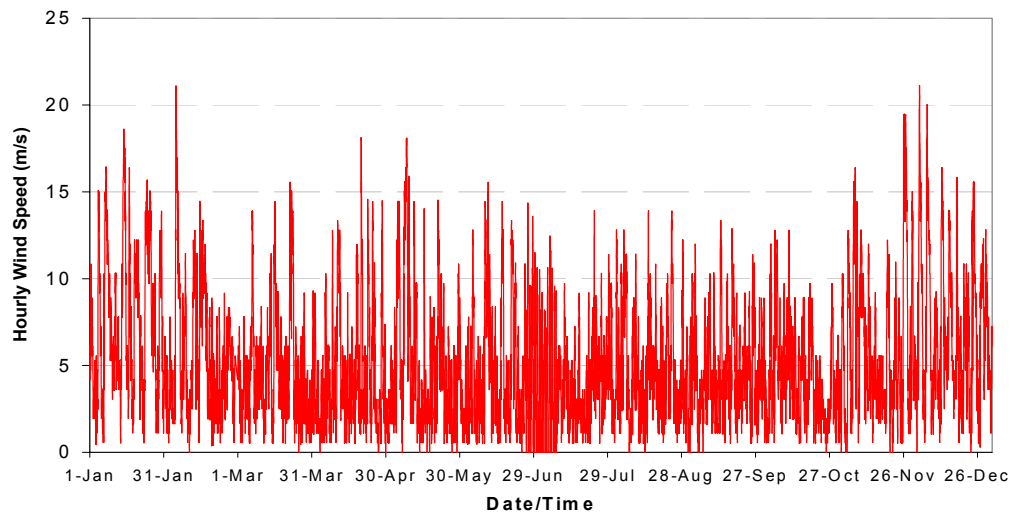


Figure 2: 2004 Cap Chat wind speeds at 10 m

General Electric sl/e and s/se turbines whose power curves are shown in Figure 3 will be used exclusively in the wind farms. The Cap Chat wind data was projected to a height of 80 m and annual power production was estimated using a linear average of the two GE wind turbines. In order to attain the desired 3.2 TWh of production, including 15% estimated losses, the wind speed was recalibrated multiplicatively to reach the average annual production.

³ A data gap exists in the Environment Canada data from June 25/04 at 11:00pm to July 8th at 9am. Data was used from the Environment Canada Gaspé station for this gap, scaled based on the difference in annual wind speeds from the two sites. Several other data gaps ranging from 1-4 hours were filled by linear interpolation.

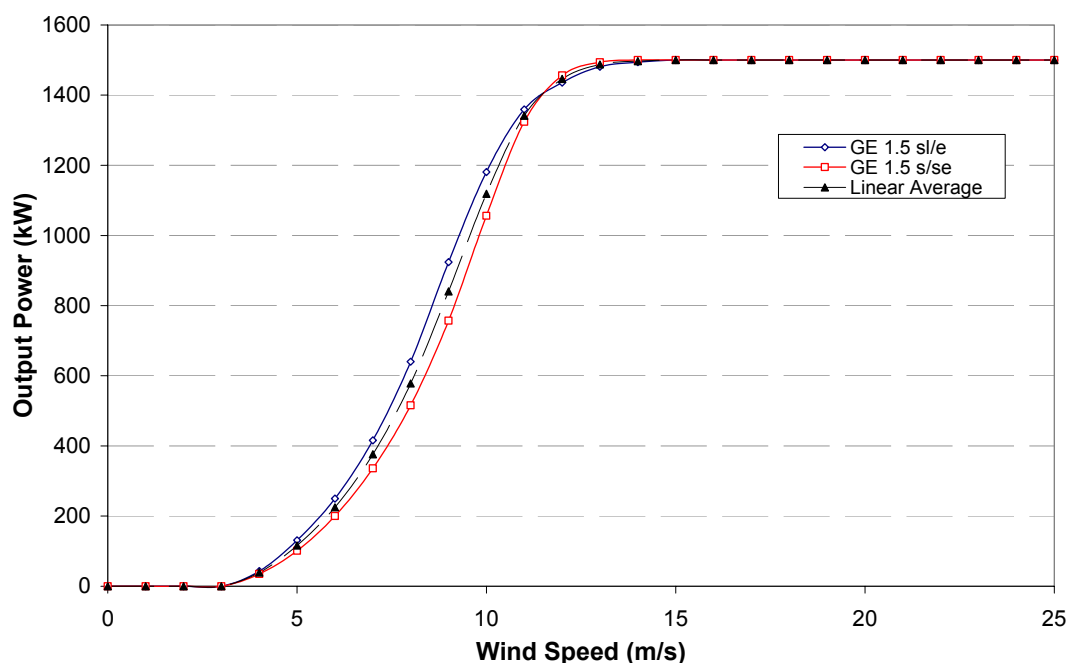


Figure 3: GE sl/e and s/se Power Curves

2.2 Data Smoothing

Because of the large area over which the wind turbines will be constructed it is unreasonable to assume that they will all experience the same wind speeds at the same time as weather systems move through the region. Using an average wind speed of 8.3 m/s (30 km/h), it can be assumed that it takes almost 11 hours for weather systems to move through the 350 kilometers where the wind farms are to be developed. In order to account for the varying wind speeds that turbines would experience simultaneously across this distance, the wind data was smoothed using an 11-hour average. The average was centred on the hour in question to account for the fact that the weather systems could be approaching from any given direction.

A more accurate simulation would include data from various other towers in the region weighted to reflect geographic location of the developments, as well as considering power smoothing within a wind farm caused by local variations in wind speeds, turbulence and turbine wakes. Such an approach would further smooth the data fluctuations. The current method was used as it can be considered a “worst-case scenario” in terms of the variability of the output power. While the simulation used a rolling average to represent some of the inherent reductions in output variability it is clear, based on the aforementioned reasons that the actual power output will be smoother than the data presented in the following section.

3 Simulation Results

3.1 Power Data

The processed wind speed data was then applied to the averaged power curve of the two GE turbines. The resulting data set is shown below in Figure 4 and Figure 5.

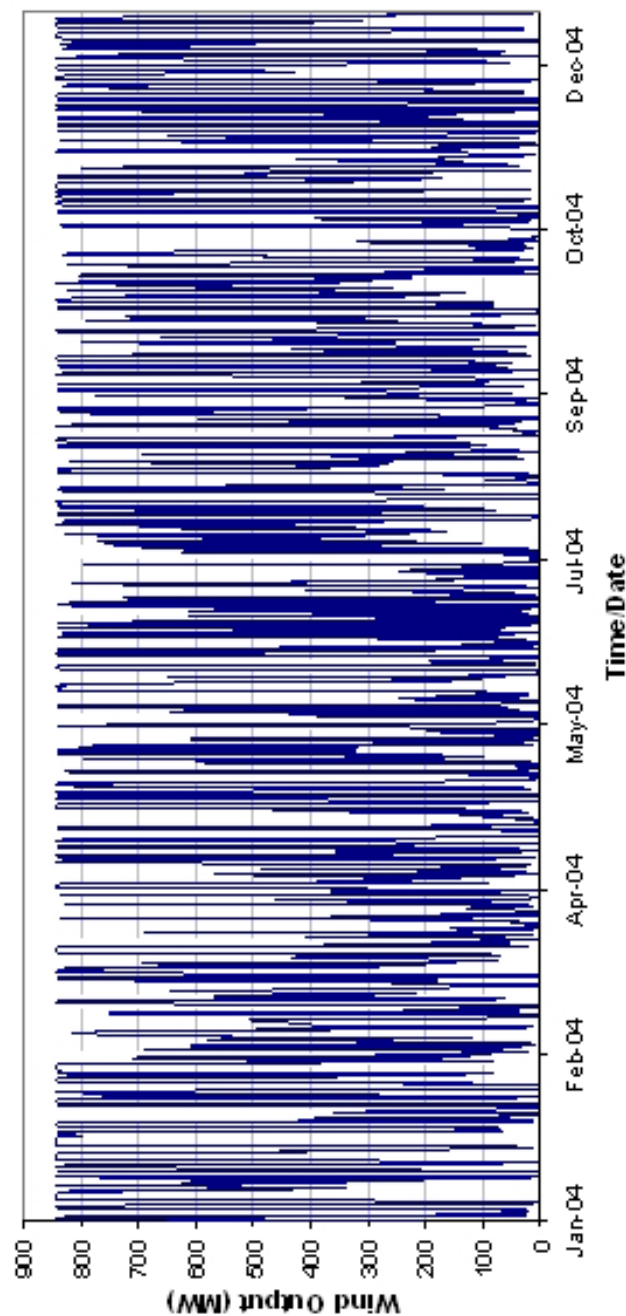


Figure 4: Simulated annual power production of the proposed 990 MW of wind power in the Gaspésie

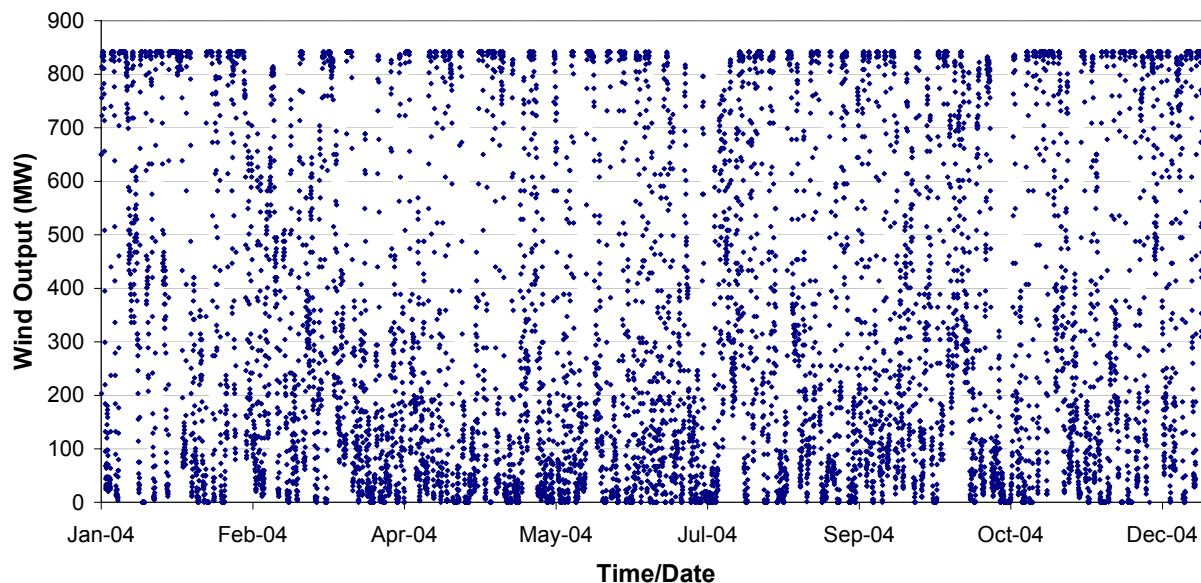


Figure 5: Power simulation data points

Because of the assumed 15% losses the maximum power output is 842 MW. The simulation shows an average output of 362 MW (a capacity factor of 36%), with the machines producing full power 15% of the year (1,275 hours) and no output for 7% (624 hours) as can be seen in Figure 6.

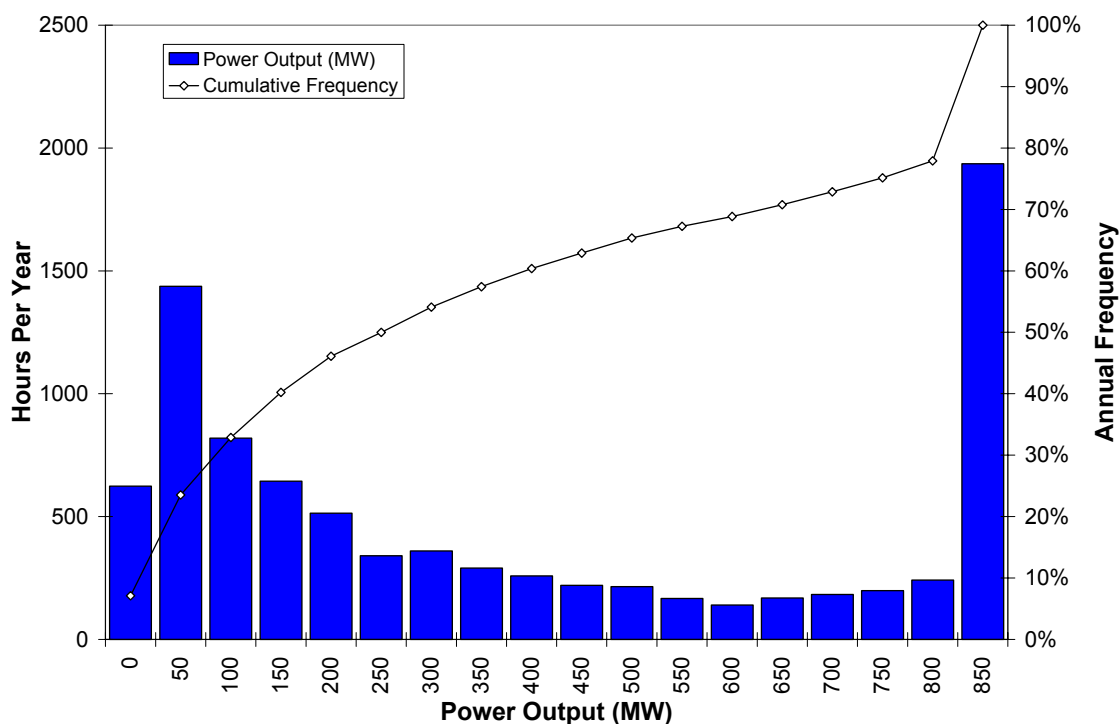


Figure 6: Simulated power output histogram

Figure 7 illustrates the seasonal power variations. January and December have average power outputs of over 500 MW, and the stretch between March and October is relatively flat with average outputs close to 300 MW.

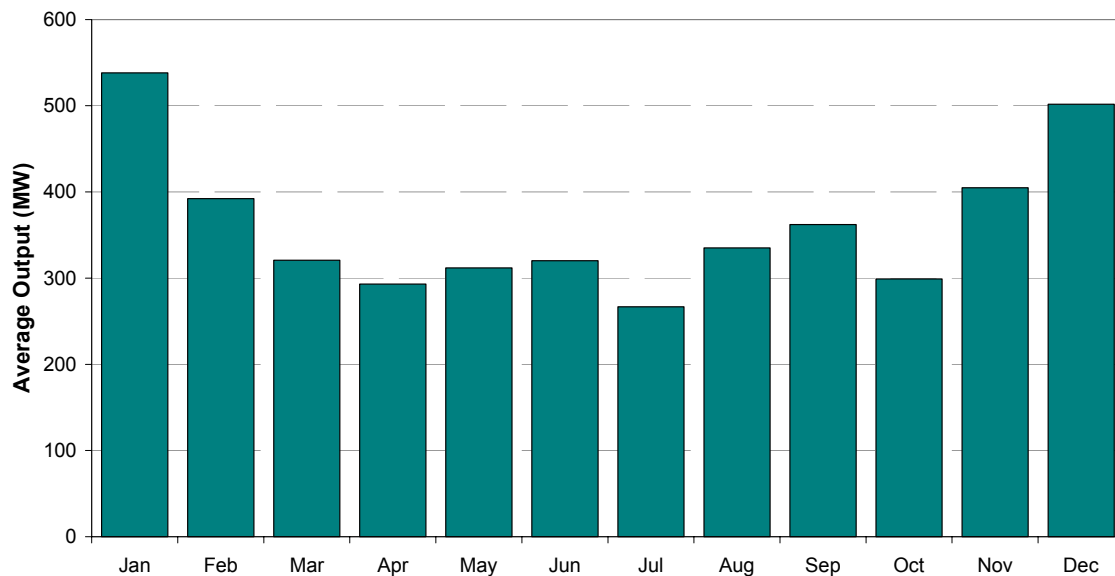


Figure 7: Seasonal variations in power production

The data presented within this report is based on actual 2004 weather data and is a realistic representation of the variability that can be anticipated from the proposed wind energy developments in the Gaspésie. While the wind resource will clearly vary from year to year, because the data smoothing was done as a *worst-case scenario*, the collective power output from the 990 MW of wind energy is unlikely to show larger hour-to-hour variability than the simulated power data presented in this report.