



*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

28 mars 2008

# L'énergie éolienne, l'équilibrage, et la demande à la pointe, dans le contexte du contrat patrimonial

## R-3648-2007

rapport d'expertise de

Philip Raphals  
Directeur général  
Centre Hélios

avec l'assistance de René Michaud, ing. M. Sc.

pour le ROEE et le RNCREQ

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

---

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. Introduction.....</b>	<b>1</b>
1.1. Notre mandat .....	1
1.2. Mise en contexte.....	2
1.3. Nos travaux antérieurs et la raison d'être de la présente étude.....	3
1.4. Approche et sommaire des résultats .....	6
1.4.1. Analyse des données provenant de la simulation de la production des parcs de 990 MW en Gaspésie .....	7
1.4.2. Analyse de l'ajout de 2 000 MW dans quatre régions administratives.....	8
1.4.3. Conclusion.....	8
<b>2. Analyse pluriannuelle de l'ajout de 990 MW en Gaspésie .....</b>	<b>10</b>
2.1. Données et méthodologie .....	10
2.1.1. Données sur la demande.....	10
2.1.2. Données sur la production éolienne .....	11
2.1.3. Méthode analytique .....	11
2.1.4. Un exemple chiffré.....	12
2.2. Résultats 2002-06 .....	19
2.3. Résultats 1971-2001 .....	20
2.3.1. Production éolienne pendant les heures de la pointe et de la fine pointe.....	20
2.3.2. Effets de l'éolien sur la variabilité de la demande .....	22
<b>3. Analyse de l'ajout de 2 000 MW dans 4 régions administratives .....</b>	<b>25</b>
3.1. Données et méthodologie .....	25
3.2. Résultats .....	28
<b>4. Conclusions.....</b>	<b>30</b>

## 1. Introduction

### 1.1. Notre mandat

Tel que reflété dans une lettre du 26 février 2008 adressée à la Régie, le ROEE et le RNCREQ nous ont confié le mandat suivant :

- a) Évaluer les conséquences sur les besoins post patrimoniaux qui découleraient de l'intégration sans intermédiaire de la production éolienne résultant :
  - i) des parcs éoliens du premier appel d'offres, en fonction de la chronique de 36 ans de production éolienne simulée et de la demande réelle pour ces mêmes années ; et
  - ii) des parcs éoliens du 2e appel d'offres, en faisant l'hypothèse que les données obtenues de différents promoteurs éoliens soient représentatives de la dispersion géographique des projets qui seront éventuellement retenus.
- b) Estimer la contribution en puissance de tels parcs géographiquement dispersés, notamment en considérant leur interrelation avec le contrat patrimonial entre Hydro-Québec dans ses activités de production et Hydro-Québec dans ses activités de distribution.
- c) À la lumière des résultats obtenus aux points précédents, donner une opinion sur les besoins réels en services d'équilibrage pour l'énergie éolienne achetée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

Sommairement, l'objectif de la présente étude est donc de dresser un portrait de l'interaction entre la variabilité de la ressource éolienne et la flexibilité inhérente au contrat patrimonial, notamment pendant les heures de pointe, afin de permettre un jugement quant à la pertinence pour le Distributeur de renouveler le contrat d'équilibrage actuellement en vigueur.

Pour faire ce travail, nous avons bénéficié de l'assistance de M. René Michaud, analyste au Centre Hélios, pour la programmation et l'analyse des données ainsi que de l'expertise soumise par M. Tim Weis.

## 1.2. *Mise en contexte*

Dans sa preuve, HQD fait état de nombreux programmes de recherche déjà en cours concernant l'impact de l'éolien sur les réserves d'exploitation, sur les provisions pour aléas et sur la contribution de la ressource éolienne à la fiabilité en puissance des approvisionnements, en indiquant que les résultats de ces travaux pourraient donner lieu à la négociation d'une nouvelle entente d'intégration de la production éolienne<sup>1</sup>.

Il s'agit, effectivement, de questions importantes. Toutefois, selon les informations fournies, le Distributeur néglige une question importante : l'interaction entre la variabilité de la ressource éolienne et la flexibilité inhérente au contrat patrimonial.

Le Distributeur indique que ses analyses sur les impacts de l'intégration éolienne sur les différentes réserves requises seront basées, dans un premier temps, « sur l'analyse des variations de la charge nette de la production éolienne, sur différents horizons de temps<sup>2</sup> ».

Or, la desserte de ces charges nettes passe inévitablement par le contrat patrimonial et le « jeu des bâtonnets » qui en constitue le cœur. L'objectif de la présente étude est de dresser un portrait de la nature de cette interaction et, avec les données disponibles, de commencer à connaître son comportement.

La variabilité de la production éolienne crée des défis importants aux réseaux électriques, et ces défis doivent inévitablement être traités en fonction de la structure institutionnelle en place. Par exemple, les défis de l'intégration de l'éolien pour un monopole verticalement intégré sans séparation fonctionnelle sont très différents de ceux qui confrontent un réseau doté d'un marché ouvert géré par un Independent System Operator.

L'étude de la question de l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau d'Hydro-Québec doit se faire en tenant compte des structures institutionnelles en place, et notamment avec le régime de séparation fonctionnelle créée par la *Loi sur la Régie de l'énergie*, telle qu'amendée en 2000. Elle doit également tenir compte du contrat patrimonial qui lie HQD et HQP ainsi que le décret

---

<sup>1</sup> HQD-1, doc. 2, Annexe 6A.

<sup>2</sup> Ibid., p. 269.

1277-2001 qui en précise les modalités et l'entente-cadre qui gouverne les dépassements involontaires.

Ces structures, qui sont uniques au Québec, donnent une saveur très particulière à la question de l'intégration d'énergie éolienne. 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 direct, comme c'est le cas lorsqu'un distributeur détient ses propres ressources de production, ni définie clairement en quantité et prix pour chaque période temporelle, comme c'est le cas pour les blocs d'électricité achetés sur le marché du gros. Comme nous allons le voir, l'ajustement en fin d'année des bâtonnets requis pour l'application du contrat patrimonial (l'affectation des « bâtonnets »), qui est au coeur de notre régime réglementaire, impose un contexte très particulier pour l'intégration d'une énergie intermittente.

Les événements météorologiques vécus par le Québec d'heure en heure tout au long de l'année ont une influence capitale et simultanée — mais distincte — sur la demande d'électricité ainsi que sur la production des parcs éoliens. On sait déjà qu'il existe une certaine corrélation entre la production éolienne et la demande, mais le simple calcul de cette corrélation ne nous permet pas, en soi, de connaître l'effet de la production éolienne sur l'affectation des bâtonnets et donc sur les besoins en énergie post patrimoniale.

Pour connaître cet effet, il n'y pas d'autres choix que d'étudier des cas concrets. Naturellement, un tel exercice n'aurait peu d'intérêt si les données utilisées étaient fictives. De plus, un tel exercice doit nécessairement se faire sur une base horaire, parce que la nature du contrat patrimonial fait en sorte que l'évaluation des besoins post patrimoniaux se calcule en fonction des besoins horaires.

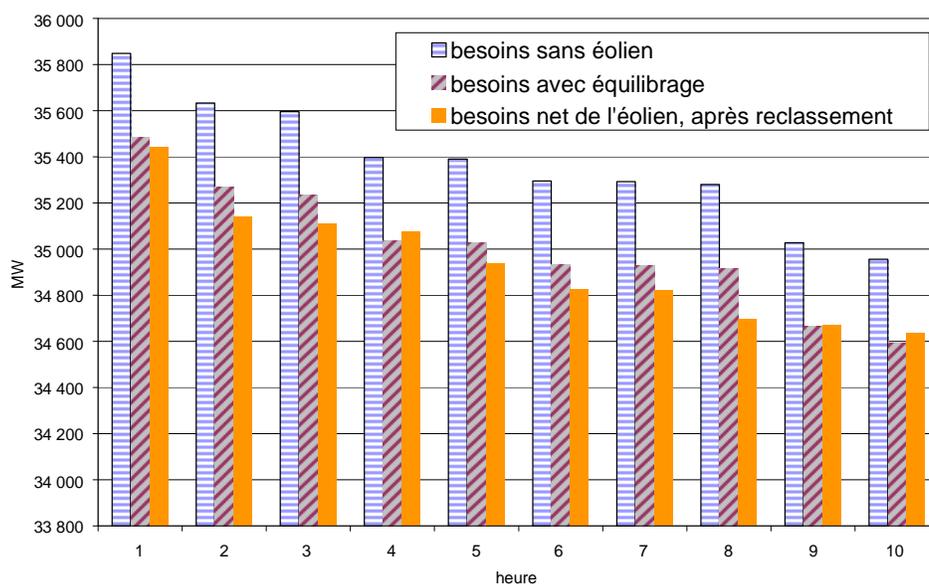
### ***1.3. Nos travaux antérieurs et la raison d'être de la présente étude***

Dans le dossier R-3550-05, nous avons présenté une expertise à la demande du RNCREQ concernant les implications pour le Distributeur de l'ajout de parcs éoliens en Gaspésie. L'objectif était d'explorer les conséquences du mariage de la souplesse inhérente au contrat patrimonial avec l'intermittence de la ressource éolienne. Plus spécifiquement, nous avons essayé de préciser de façon quantitative 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.

Cette étude a indiqué que, si HQD aurait reçu l'énergie éolienne « brute », ses besoins en énergie post patrimoniale pendant la plupart des heures de la fine pointe auraient été réduits à un niveau encore moins élevé que celui associé à un contrat d'équilibrage, tel que l'indique le graphique 1.

**Graphique 1. Résultats de l'étude de 2005 pour les 10 heures de plus grande charge sur le réseau**



L'étude a également démontré que, dans le contexte précis du Plan d'approvisionnements 2004-2013, la réception directe de l'énergie éolienne par le Distributeur aurait réduit ses besoins additionnels en énergie cyclable de 430 à 231 MW, comparativement à une énergie de base similaire au contrat d'équilibrage actuellement en vigueur, tout en diminuant également la variabilité de son utilisation<sup>3</sup>.

L'étude a conclu comme suit<sup>4</sup> :

<sup>3</sup> Philip Raphals, *Implications pour le Distributeur de l'ajout des parcs éoliens en Gaspésie*, R-3550-05, p. 20-21.

<sup>4</sup> Ibid., p. 24.

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 faire cet exercice, il fallait des données horaires précises tant sur la distribution des besoins en électricité que sur les vents dans la région gaspésienne. Notre travail en 2005 se limitait à la seule année (2004) pour laquelle nous disposions de telles données.

Il est bien sûr impossible de tirer des conclusions fermes sur un phénomène stochastique avec l'examen d'une seule année. Heureusement, depuis ce temps, HQD a mandaté le groupe HéliMAX à estimer la production des parcs éoliens en Gaspésie en fonction des données météorologiques basées sur 35 années, de 1971 à 2006. L'existence de ces données simulées permet pour la première fois d'étendre cette analyse à un nombre important d'années.

Selon le contractant, il a fait cela dans le but précis de pouvoir étudier son comportement comparativement à la demande :

Des modélisations ont été effectuées pour simuler la production en puissance des 990 MW de parcs éoliens planifiés en Gaspésie durant une période climatique rétrospective de 36 ans. L'intérêt du Client d'obtenir de telles données est lié à l'existence d'une information comparable pour la charge du réseau. Ainsi, il lui est possible de tenir compte de la coïncidence entre la charge et la production éolienne. La période de 36 ans, couvrant de 1971 à 2006 inclusivement, a donc été choisie afin de correspondre à l'historique climatique de référence, utilisé par Hydro-Québec Distribution, pour les fins de la prévision des besoins et de la planification des approvisionnements<sup>5</sup>. (nos soulignés)

Toutefois, la preuve d'HQD ne présente aucune telle analyse, mais indique plutôt que « les données historiques sur la demande sont inutilisables pour l'analyse des impacts de la production éolienne<sup>6</sup> ». Dans un complément de réponse, il précisait que « certaines différences

---

<sup>5</sup> HéliMAX, *Reconstitution de séries historiques de production éolienne : Parcs éoliens de la Gaspésie (990 MW)*, février 2008, page 1.

<sup>6</sup> HQD-3, doc. 9, p. 8.

méthodologiques ont été appliquées au fil des années dans l'évaluation des données horaires relatives aux charges du Distributeur ». Il ajout que ces données n'ont pas été compilées de façon systématique ni validées par rapport aux données annuelles officielles correspondantes, que les données antérieures à 2004 ne sont pas directement comparables à celles des années plus récentes et que, pour les années 2001 et précédentes, les données de la charge québécoise incluaient entre autres celles des réseaux voisins québécois<sup>7</sup>.

Malgré ces difficultés, nous considérons qu'il vaut la peine d'explorer ces données historiques, qui pourrait fournir un éclairage additionnel sur cette relation entre la flexibilité inhérente au contrat patrimonial et l'intermittence de la ressource éolienne. Étant donné la qualité supérieure des données récentes, nous analysons tout d'abord les années 2002 à 2006. Dans un deuxième temps, nous étendrons notre analyse à la période 1971 à 2001.

Notre étude de 2005 était également limitée à l'égard de sa portée géographique. La question se pose, évidemment, comment une distribution géographique plus ample aurait affecté les conclusions.

Dans la présente étude, nous avons pu dépasser cette limitation de manière utile. En effet, certains promoteurs qui participent à l'appel d'offres A/O 2005-03 d'HQD pour 2 000 MW d'énergie éolienne nous ont fourni des estimations de la production horaire de parcs éoliens situés dans différentes régions du Québec, préparées en fonction de leurs propres campagnes de mesure<sup>8</sup>. Ces données nous permettent de faire une analyse similaire pour l'ajout de 2 000 MW repartis sur le territoire de la province. Toutefois, ayant des données pour seulement une année de mesure, cette dernière analyse doit nécessairement se limiter à une seule année.

#### **1.4. Approche et sommaire des résultats**

Dans un premier temps, nous avons comparé les conséquences pour le Distributeur de l'ajout d'énergie de ses ressources éoliennes en Gaspésie avec et sans contrat d'équilibrage, en tenant compte des données historiques rendues publiques récemment par HQD.

---

<sup>7</sup> Ibid., version révisée.

<sup>8</sup> Ces promoteurs ont toutefois exigé l'exécution d'une entente de confidentialité qui couvre leurs données ainsi que leur identité.

Dans un deuxième temps, nous avons examiné la même question dans le contexte des parcs éoliens qui résulteront de l'appel d'offres pour 2 000 MW présentement en cours, qui n'est pas limité à une seule région géographique.

Dans les deux cas, notre approche vise à estimer les conséquences du choix du Distributeur — la réception de l'énergie éolienne brute versus un contrat d'équilibrage — à l'égard du volume d'énergie post patrimoniale dont il aura besoin pendant la pointe et la fine pointe. Cette question tire son importance non seulement de la question de la fiabilité en puissance, mais également du prix dissuasif appliqué aux dépassements pendant cette période en vertu de l'entente-cadre. Cela dit, notre étude ne vise pas à évaluer la contribution en puissance de l'apport éolien, qui fait l'objet d'une vaste littérature, mais plutôt son interaction avec la structure particulière du contrat patrimonial.

#### 1.4.1. Analyse des données provenant de la simulation de la production des parcs de 990 MW en Gaspésie

Notre analyse des données de 2002 à 2006, les séries les plus fiables, démontre que, pour chacune des années étudiées, **la réception sans intermédiaire de l'énergie éolienne réduit sensiblement les besoins du Distributeur en énergie post patrimoniale pendant les heures de pointe, et surtout pendant la fine pointe, lorsque comparé aux 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.

Notre examen des données des années 1973-2001<sup>9</sup> démontre que, **pour la quasi-totalité des années étudiées, les puissances moyennes de l'énergie éolienne produite pendant les 300 heures de pointe auraient été plus élevées que la puissance garantie par HQP en vertu du**

---

<sup>9</sup> Dû au grand nombre de données manquantes pour les années 1971, 1972, 1988 et 1989, nous avons exclu ces années de l'analyse.

**contrat d'équilibrage. Pour la vaste majorité de ces années, la production annuelle aurait été sensiblement plus élevée.**

Les seuls cas où la puissance éolienne moyenne aurait été moins élevée que la puissance garantie en fonction du contrat d'équilibrage auraient eu lieu en 1993 (309 MW) et 2001 (290 MW).

**Cela dit, la puissance moyenne produite par les éoliennes pendant les 300 heures de la pointe pour l'ensemble des années étudiées était de 469 MW, soit 35 % plus élevée que la puissance garantie fournie par HQP.**

Toujours dans cette longue série historique, on constate que **la production éolienne pendant la fine pointe (les 10 heures de plus grande charge) est encore plus élevée en moyenne que pendant les 300 heures, mais plus volatile. La puissance fournie pendant la fine pointe pour l'ensemble des années étudiées est en moyenne 527 MW, soit 52 % plus élevée que la puissance garantie en fonction du contrat d'équilibrage.** Cependant, dans les années 1972 et 1990, la puissance fournie pendant la fine pointe était seulement 71 MW et 158 MW, respectivement ; dans trois autres années (1982, 1986 et 1993), elle était légèrement moins élevée que la puissance garantie en vertu du contrat d'équilibrage.

Ces résultats confirment ceux des années 2002-06, à l'effet qu'un contrat d'équilibrage pour aplanir la variabilité de la ressource éolienne n'est pas à l'avantage du Distributeur.

#### 1.4.2. Analyse de l'ajout de 2 000 MW dans quatre régions administratives

Nous avons également analysé des données fournies sur une base confidentielle provenant des mats de mesure installés pendant un an sur cinq sites dans quatre régions administratives du Québec. **Dans tous les cas, comme dans les autres discutées ci-dessus, on constate une diminution importante des besoins post patrimoniaux lorsque l'énergie éolienne est reçue sans intermédiaire, par rapport à un contrat d'équilibrage. La réduction des besoins post patrimoniaux pour les 10 heures de la fine pointe monte à 25,9 %. Pour les 100 et 300 heures de la pointe, cette réduction est de 12,3 % et de 10,7 %, respectivement.**

#### 1.4.3. Conclusion

Les analyses numériques présentées ici démontrent très clairement que, **pour la quasi-totalité des cas étudiés, les besoins en énergie post patrimoniale pendant les heures de pointe sont plus élevés avec un contrat d'équilibrage que dans son absence. Devant ce constat, il est difficile de voir pourquoi le Distributeur voudra s'engager dans un contrat d'équilibrage similaire à celui qui est en vigueur.**

Il est encourageant de constater que le Distributeur est ouvert à négocier une nouvelle entente d'intégration de la production éolienne, en fonction des services complémentaires requis pour intégrer et équilibrer la production des parcs éoliens<sup>10</sup>. Il importe toutefois de préciser qu'HQD devrait se limiter aux des services réellement requis. **En l'absence de preuves additionnelles, il nous semble claire que les services réellement requis n'incluent pas l'équilibrage tel que défini dans l'entente en vigueur, soit le remplacement de la production variable des éoliens par des livraisons à un niveau constant pendant toute l'année.**

---

<sup>10</sup> HQD-1, doc. 2, Annexe 6A, pages 272 à 273.

## 2. Analyse pluriannuelle de l'ajout de 990 MW en Gaspésie

### 2.1. Données et méthodologie

#### 2.1.1. Données sur la demande

Les données horaires sur la demande (besoins réguliers du Distributeur) ont été fournies par HQD en réponse à notre demande de renseignements. Tel que mentionné ci-dessus, HQD considère que la fiabilité de ces données diminue, au fur et à mesure qu'on remonte dans le temps.

Rappelons que l'approche de cette étude est de transposer les événements météorologiques vécus au cours des différentes années historiques — qui affectent simultanément la demande horaire et la production éolienne horaire — à une année future<sup>11</sup>. Il nous fallait donc une méthode pour projeter la demande horaire pour des années historiques à une année future où les parcs éoliens seraient en service.

Une courbe de puissances classées (CPC) prévisionnelle a été produite antérieurement. Ces valeurs horaires devaient représenter une année météorologique « typique », composée de la moyenne de 210 simulations, faite en fonction des derniers 30 ans<sup>12</sup>. En tenant compte de la révision à la baisse de la prévision de la demande depuis R-3550, cette CPC devrait s'appliquer plutôt à 2012. Pour transposer une année historique de la demande en 2012, nous avons donc affecté les heures de la CPC 2012 selon l'index chronologique vécu dans l'année étudiée.

Pour mieux comprendre cette méthode, il suffit de regarder un exemple. En 2002, l'heure de plus grande charge était le 9 décembre à 18h, soit la 8226<sup>e</sup> heure de l'année. Dans notre simulation de la demande en 2012 avec la météorologie de 2002, nous avons donc affecté l'heure de plus grande charge (l'heure numéro 1 de la CPC, soit 36 184 MW) à cette même heure. De cette façon, nous produisons un profil horaire pour l'année 2012 qui reflète à la fois la CPC fournie par Hydro-Québec et le profil annuel de 2002.

---

<sup>11</sup> Il aurait été plus facile de simplement présumer que les parcs éoliens auraient déjà été construits pendant les années historiques, mais la croissance de la demande au fil des ans aurait rendu ces différents cas non comparables l'un à l'autre.

<sup>12</sup> R-3550-05, HQD-2, doc. 1, pages 38 à 40.

### 2.1.2. Données sur la production éolienne

Les données sur la production éolienne viennent du rapport HéliMAX, fourni en format numérique par HQD. Selon l'analyse de HéliMAX, la production annuelle des parcs gaspésiens variera de 2,66 TWh (1993) à 3,99 TWh (1976), soit de 31 % à 46 % de la puissance installée. Pour chaque année, HéliMAX a fourni une estimation de la production éolienne pour chaque heure, en fonction des données historiques de la vitesse des vents.

Les méthodes utilisées par HéliMAX ont été revues par M. Tim Weis dans son rapport annexé à la présente étude. Il conclut que l'analyse a été faite dans les règles de l'art.

### 2.1.3. Méthode analytique

L'application de la méthode décrite à la section 4.1.1 nous donne plusieurs scénarios pour l'an 2012, chacun représentant les effets d'une différente série météorologique sur le profil de la demande, et chaque série correspondant à une année historique. Avec les données sur la production éolienne lors de ces mêmes années historiques (section 4.1.2), il devient possible d'associer à ces scénarios la production éolienne horaire qui en correspond.

Pour chaque scénario météorologique, nous avons comparé la courbe de puissances classées avec celle du décret sur l'énergie patrimoniale (les bâtonnets) pour déterminer la quantité d'énergie post patrimoniale requise pour chaque heure de l'année, et ce, selon trois variantes :

1. en fonction de la demande brute, sans éolien (« sans éolien »),
2. en fonction de la demande nette d'un contrat d'équilibrage qui fournit une puissance de 35 % de la puissance nominale installée (35 % de 990 MW = 346,5 MW) pour chaque heure de l'année (« équilibrage »), et
3. en fonction de la demande brute moins la production éolienne, calculée pour chaque heure de l'année (« nette de l'apport éolien »).

Pour la variante 1 (sans éolien), les besoins post patrimoniaux se calculent simplement en soustrayant la CPC patrimoniale de la CPC 2012.

Pour la variante 2 (équilibre), les besoins en énergie post patrimoniale sont, pour chaque heure, 346,5 MW moindres que ceux identifiés pour la variante 1.

Toutefois, pour déterminer les besoins horaires post patrimoniaux pour la variante 3 (« nette de l'apport éolien »), il faut trier les puissances non en fonction de la demande, mais en fonction de la demande nette de l'apport éolien. Comme on l'a vu dans notre étude de 2005, cet exercice révèle un comportement complexe.

Rappelons que l'affectation des « bâtonnets » (les puissances horaires de l'énergie patrimoniale) se fait en fonction de la courbe de puissances classées de l'année, ce qui est connu seulement après la fin de l'année en question. Si l'on affecte les bâtonnets en fonction de la demande nette de l'apport éolien, le bâtonnet affecté dépendra de la puissance éolienne disponible. Il en découle que le bâtonnet affecté à une heure donnée sera moins grand si l'apport éolien pour cette même heure a été plus élevé que la production moyenne, et vice versa. La présence d'un apport éolien important pendant une heure de pointe a donc l'effet de a) réduire le bâtonnet affecté à l'heure en question et donc b) de déplacer cette heure vers le hors pointe dans le classement. Ce déplacement a comme conséquence de réduire les besoins post patrimoniaux à la pointe.

#### 2.1.4. Un exemple chiffré

Pour illustrer cet effet, prenons comme exemple les heures de la fine pointe de l'année 2006. Le tableau suivant présente les dix heures de plus grande charge sur le réseau, en ordre classé.

**Tableau 1 : Les 10 heures de plus grande charge en 2006**

<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
<b>Index CPC</b>	<b>Date et heure</b>	<b>Index chrono</b>	<b>Demande brute (sans éolien)</b>
1	2/27/2006 18h	1386	36 184
2	2/27/2006 8h	1376	35 896
3	2/27/2006 19h	1387	35 792
4	1/16/2006 8h	368	35 558
5	2/18/2006 18h	1170	35 446
6	2/27/2006 9h	1377	35 294
7	2/28/2006 18h	1410	35 217
8	1/16/2006 18h	378	35 098
9	2/27/2006 20h	1388	35 019
10	2/10/2006 8h	968	34 896

Dans le prochain tableau, nous ajoutons pour chaque heure la production éolienne ainsi que la demande nette à combler, en tenant compte a) du contrat d'équilibrage ou b) de la production éolienne variable.

**Tableau 2 : Les 10 heures de plus grande charge en 2006, avec la demande nette de l'éolien**

<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
<b>Index CPC</b>	<b>Date et heure</b>	<b>Index chrono</b>	<b>Demande brute (sans éolien)</b>	<b>Production éolienne</b>	<b>Équilibrage</b>	<b>Nette de l'apport éolien</b>
1	2/27/2006 18h	1386	36 184	325	35 838	35 859
2	2/27/2006 8h	1376	35 896	853	35 550	35 043
3	2/27/2006 19h	1387	35 792	430	35 446	35 362
4	1/16/2006 8h	368	35 558	538	35 212	35 020
5	2/18/2006 18h	1170	35 446	788	35 100	34 658
6	2/27/2006 9h	1377	35 294	748	34 948	34 546
7	2/28/2006 18h	1410	35 217	232	34 871	34 985
8	1/16/2006 18h	378	35 098	875	34 752	34 223
9	2/27/2006 20h	1388	35 019	363	34 673	34 656
10	2/10/2006 8h	968	34 896	54	34 550	34 842

On peut constater, grâce à ce tableau, que le fait de soustraire de la demande la valeur (constante) du contrat d'équilibrage ne modifie aucunement la classification des heures – les valeurs de la

colonne E se trouvent en ordre décroissant, chacune étant 346,5 MW moindres que la valeur correspondante de la colonne D.

On note cependant que les valeurs de la colonne G (demande nette de la production horaire éolienne) ne sont plus en ordre décroissant.

Si HQD recevait directement la production éolienne variable, au lieu d'une puissance fixe en vertu d'un contrat d'équilibrage, les bâtonnets seraient affectés en fonction des puissances réellement tirées d'HQP, soient celles de la colonne G. Par exemple, la troisième valeur est plus élevée que la deuxième.

Si les puissances tirées d'HQP étaient celles de la colonne G, l'affectation des bâtonnets serait faite seulement après reclassification en ordre décroissant. Cette reclassification nous donne la séquence suivante :

**Tableau 3 : Les 10 heures de plus grande charge en 2006, reclassifiées en fonction de la demande nette**

A <sub>N</sub>	B	C	A <sub>O</sub>	D	E	G
Index CPC (net)	Date et heure	Index chrono	Index CPC (orig)	Demande brute	Production éolienne	Nette de l'apport éolien
1	2/27/2006 18h	1386	1	36184	325	35 859
2	2/27/2006 19h	1387	3	35792	853	35 043
3	2/27/2006 8h	1376	2	35896	430	35 362
4	1/16/2006 8h	368	4	35558	538	35 020
5	2/28/2006 18h	1410	7	35217	788	34 658
6	2/10/2006 8h	968	10	34896	748	34 546
7	2/18/2006 18h	1170	5	35446	232	34 985
8	2/27/2006 20h	1388	9	35019	875	34 223
9	2/27/2006 9h	1377	6	35294	363	34 656
10	2/28/2006 19h	1411	15	34592	54	34 842

En comparant ces séquences, on note par exemple, que quoique l'heure de la plus grande demande soit la même dans les deux séries, l'heure numéro 2 selon le classement original (l'heure 1376, le 27 février à 8h) est devenue l'heure numéro 3 lorsqu'on tient compte de l'apport éolien. En effet, le très grand apport éolien pendant cette heure (853 MW) fait en sorte qu'elle présente une charge nette à combler par les autres ressources d'HQD (patrimoniale et post patrimoniale) moins grande que l'heure 1387, qui avait une demande brute plus élevée.

Les conséquences de ces changements deviennent plus claires si on soustrait de ces charges les « bâtonnets » d'énergie patrimoniale. Sans l'éolien, les besoins en énergie post patrimoniale aux heures de pointe de 2006 sont ceux de la colonne I (demande horaire moins le bâtonnet applicable) du Tableau 4. Les besoins en énergie post patrimoniale pour le scénario avec équilibrage sont évidemment 346,5 MW moindres pour chacune de ces heures (colonne J).

**Tableau 4 : Besoins en énergie post patrimoniale (sans éolien et avec équilibrage)**

A <sub>0</sub>	B	C	D	H	I = D - H	J = D - H - 328 MW
Index CPC	Date et heure	Index chrono	Demande brute	Bâtonnet	Besoins en énergie post patrimoniale (sans éolien)	Besoins en énergie post patrimoniale (équilibrage)
1	2/27/2006 18h	1386	36 184	34 342	1 842	1 496
2	2/27/2006 8h	1376	35 896	34 018	1 878	1 532
3	2/27/2006 19h	1387	35 792	33 780	2 012	1 666
4	1/16/2006 8h	368	35 558	33 774	1 784	1 438
5	2/18/2006 18h	1170	35 446	33 517	1 929	1 583
6	2/27/2006 9h	1377	35 294	33 431	1 863	1 517
7	2/28/2006 18h	1410	35 217	33 377	1 840	1 494
8	1/16/2006 18h	378	35 098	33 361	1 737	1 391
9	2/27/2006 20h	1388	35 019	33 138	1 881	1 535
10	2/10/2006 8h	968	34 896	33 113	1 783	1 437

Pour calculer les besoins post patrimoniaux pour la variante avec l'intégration directe de l'énergie éolienne, il faut refaire le tri en fonction de la demande nette de l'énergie éolienne, et ensuite soustraire les bâtonnets :

**Tableau 5 : Besoins en énergie post patrimoniale (avec éolien sans équilibrage)**

A <sub>N</sub>	B	C	A <sub>O</sub>	D	F	G	H	K = G - H
Index CPC (net de l'éolien)	Date et heure	Index chrono	Index CPC (orig)	Demande brute	Prod. éolienne	Demande nette de l'éolien	Bâtonnet	Besoins en énergie post patrimoniale (net de l'éolien)
1	2/27/2006 18h	1386	1	36 184	325	35 859	34 342	1 517
2	2/27/2006 19h	1387	3	35 792	430	35 362	34 018	1 344
3	2/27/2006 8h	1376	2	35 896	853	35 043	33 780	1 263
4	1/16/2006 8h	368	4	35 558	538	35 020	33 774	1 246
5	2/28/2006 18h	1410	7	35 217	232	34 985	33 517	1 468
6	2/10/2006 8h	968	10	34 896	54	34 842	33 431	1 411
7	2/18/2006 18h	1170	5	35 446	788	34 658	33 377	1 281
8	2/27/2006 20h	1388	9	35 019	363	34 656	33 361	1 295
9	2/27/2006 9h	1377	6	35 294	748	34 546	33 138	1 408
10	2/28/2006 19h	1411	15	34 592	116	34 476	33 113	1 363

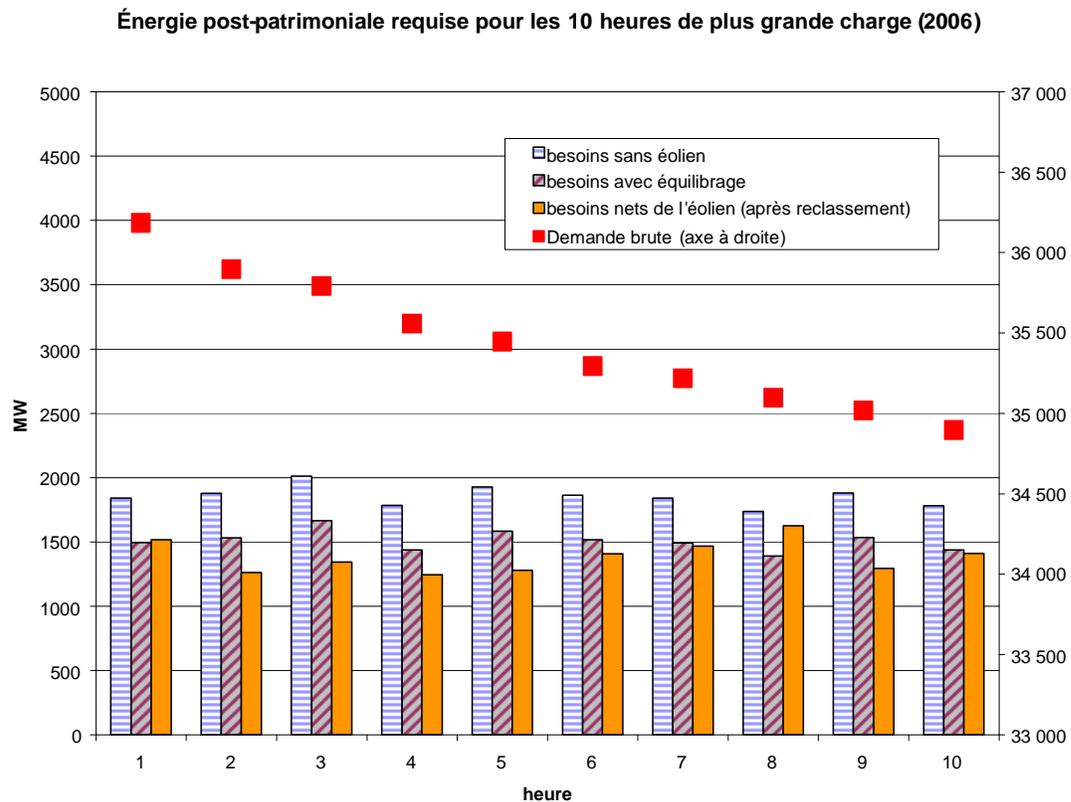
Le tableau suivant compare les besoins post patrimoniaux pour les dix heures de plus grande demande brute sur le réseau en fonction des trois scénarios décrits précédemment.

**Tableau 6 : Besoins post patrimoniaux selon les trois variantes (selon la classification originale)**

A <sub>O</sub>	B	C	I	J	K
Index CPC (orig)	Date et heure	Index chrono	Besoins post patrimoniaux		
			Sans Éolien	Équilibrage	Net de l'éolien
1	2/27/2006 18h	1386	1 842	1 496	1 517
2	2/27/2006 8h	1376	1 878	1 532	1 263
3	2/27/2006 19h	1387	2 012	1 666	1 344
4	1/16/2006 8h	368	1 784	1 438	1 246
5	2/18/2006 18h	1170	1 929	1 583	1 281
6	2/27/2006 9h	1377	1 863	1 517	1 408
7	2/28/2006 18h	1410	1 840	1 494	1 468
8	1/16/2006 18h	378	1 737	1 391	1 625
9	2/27/2006 20h	1388	1 881	1 535	1 295
10	2/10/2006 8h	968	1 783	1 437	1 411

Ces besoins en énergie patrimoniale pour les 10 heures de plus grande demande sur le réseau sont indiqués sur le prochain graphique. La variante avec équilibrage (la 2<sup>e</sup> barre) suit la même courbe que la variante sans éolien (1<sup>e</sup> barre), étant donné que le contrat d'équilibrage fournit la même puissance pendant toutes les heures de l'année. La variante « nette de l'apport éolien » (sans contrat d'équilibrage), par contre, est très différente. Dans le cas de 2006, pour la plupart des heures, les besoins en énergie post patrimoniale sont nettement moindres qu'avec l'équilibrage. **Cela implique que les coûts encouru 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 sans tenir compte du coût du contrat d'équilibrage.**

Graphique 2



Toutefois, cette réduction des besoins post patrimoniaux n'est pas invariable. Aux heures 1 (la pointe annuelle), 7 et 10, il n'y a presque pas de différence entre le net et l'équilibrage, et à l'heure 8, la variante « nette de l'apport éolien » crée des besoins post patrimoniaux plus élevés.

Cela dit, les besoins en énergie post patrimoniale sont en moyenne beaucoup moins élevés avec l'approche « nette de l'apport éolien » qu'avec un contrat d'équilibrage, comme l'indique le tableau suivant :

Besoins post patrimoniaux – moyenne sur les 10 heures de plus grande charge sur le réseau		
Sans Éolien	Équilibrage	Éolien – Nette
1 855	1 508	1 386

L'ajout d'un contrat d'équilibrage crée donc une augmentation pour 2006 d'environ 8 % des besoins en énergie post patrimoniale pour les 10 heures les plus chargées, par rapport aux besoins sans équilibrage.

Le même type d'indicateur peut être calculé sur différents groupes d'heures. Le tableau suivant donne ces indicateurs pour les premières 10 heures, 100 heures et 300 heures, toujours pour 2006.

**Tableau 7 : Besoins post patrimoniaux à la pointe selon les trois variantes**

**2006**

Moyenne des premières X heures de plus grande charge	Besoins post-patrimoniaux			Réduction en besoins post-patrimoniaux sans équilibrage
	Sans Éolien	Éolien – Équilibrage	Éolien – Net	
10	1 855	1 508	1 386	8,1%
100	1 829	1 483	1 405	5,2%
300	1 830	1 483	1 431	3,5%

Il est intéressant de noter que l'avantage en termes de réduction des besoins post patrimoniaux est plus fort, dans cet exemple, dans la fine pointe (10 heures) et toujours présent, quoique moins fort, pour les 100 heures et 300 heures de plus grandes charges. Comme nous le verrons dans la prochaine section, ce phénomène se retrouve de façon assez constante sur les années historiques étudiées.

## 2.2. Résultats 2002-06

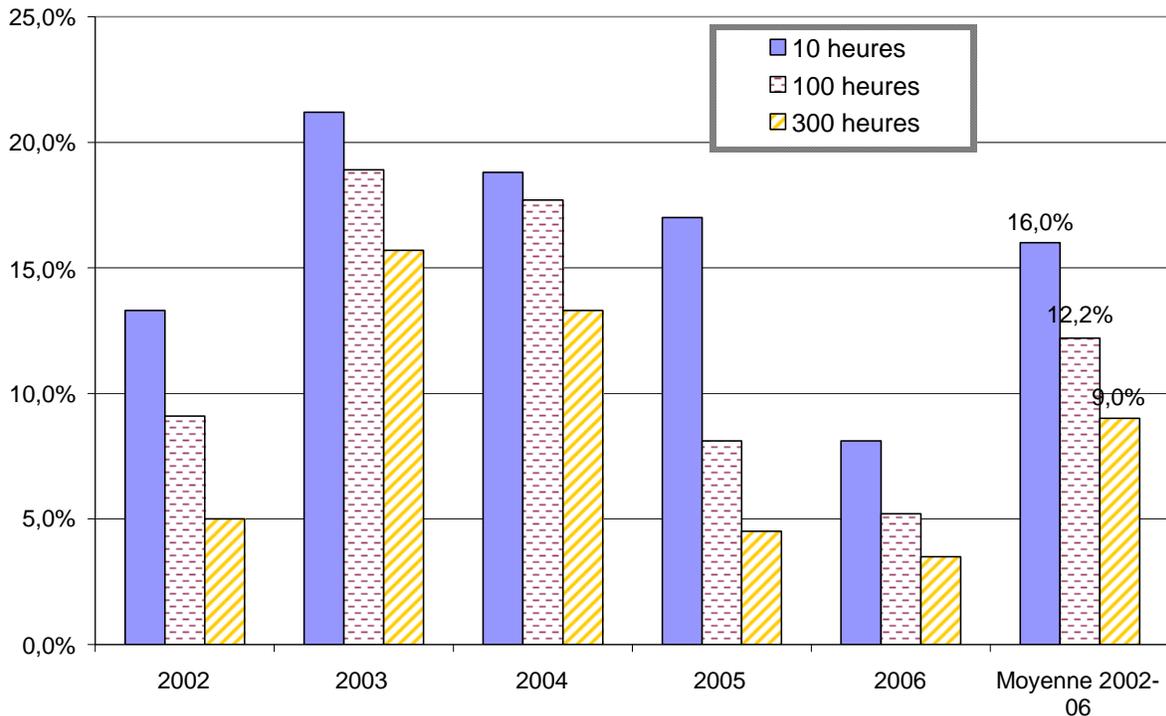
Étant donné la mise en garde d'HQD sur la qualité des données, nous avons procédé dans un premier temps à l'analyse des années 2002 à 2006 inclusivement.

Pour chaque année, nous avons évalué les besoins moyens de l'énergie post patrimoniale pour les 10, 100 et 300 heures les plus chargées du réseau, et ce, pour les trois variantes mentionnées précédemment. Dans chacun de ces cinq exemples, les besoins en énergie post patrimoniale ont été moindres pour la variante « nette de l'apport éolien » que pour la variante avec équilibrage, et ce, pour chaque catégorie (les 10, 100 et 300 heures les plus chargées). Dans tous les cas, la réduction en besoins post patrimoniaux par rapport au contrat d'équilibrage est la plus marquée sur la fine pointe de la demande, soit dans les 10 heures les plus chargées.

Les résultats pour ces cinq années se résument dans le graphique 3.

Graphique 3

Réduction des besoins post patrimoniaux sans équilibrage



On peut conclure de ces analyses que, pour chacune des années étudiées, **la réception sans intermédiaire de l'énergie éolienne réduit sensiblement les besoins du Distributeur en énergie post patrimoniale pendant les heures de pointe, et surtout pendant la fine pointe, lorsque comparé aux 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.

### **2.3. Résultats 1971-2001**

Nous avons répété le même exercice pour les années 1971-2001<sup>13</sup>. Sous réserve des problèmes inhérents aux données utilisées, tels que mentionnés à la section 1.2, les résultats de cet exercice confirment, presque sans exception, ceux des années 2002 à 2006.

#### **2.3.1. Production éolienne pendant les heures de la pointe et de la fine pointe**

Les effets bénéfiques que l'on a observé pour la variante 3 (intégration d'éolien sans contrat d'équilibrage) dépendent ultimement d'une production pendant les heures de pointe qui égalent ou dépassent la puissance fournie en vertu du contrat d'équilibrage.

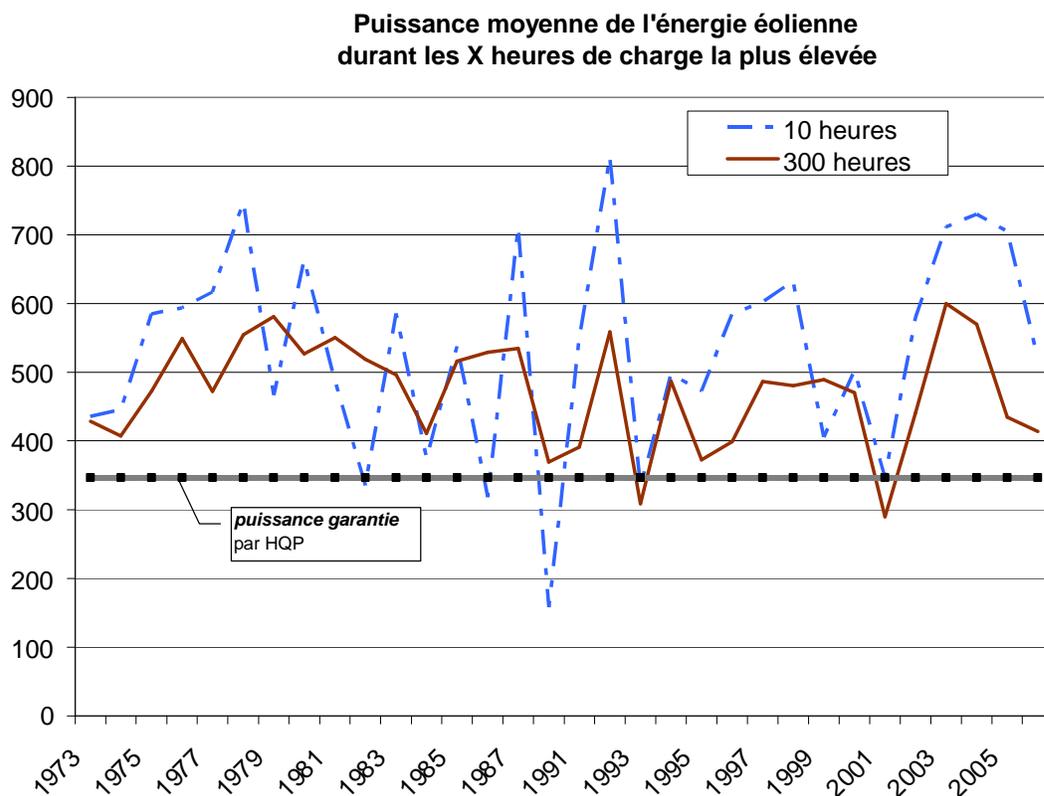
Le graphique 4 indique, pour chacune de ces années, la puissance moyenne de l'énergie éolienne qui aurait été produite par les 990 MW en Gaspésie pendant les X heures de charge les plus élevées. Ainsi, la courbe « 10 heures » indique la puissance moyenne éolienne produite pendant la fine pointe (10 heures) pour chaque année selon les simulations d'Hélimax, et la courbe « 300 heures » l'indique pour les 300 heures de la pointe.

Pour les 100 heures de plus grande charge, les résultats sont presque identiques aux résultats pour les 300 heures. Pour éviter d'encombrer le graphique, nous ne les montrons pas.

---

<sup>13</sup> Dû au grand nombre de données manquantes pour les années 1971, 1972, 1988 et 1989, nous avons exclu ces années de cette analyse.

Graphique 4



**Ces résultats démontrent que, pour la quasi-totalité des années étudiées, les puissances moyennes de l'énergie éolienne produite pendant les 300 heures de pointe auraient été plus élevées que la puissance garantie par HQP en vertu du contrat d'équilibrage. Pour la vaste majorité de ces années, la production annuelle aurait été sensiblement plus élevée.**

Les seuls cas où la puissance éolienne moyenne aurait été moins élevée que la puissance garantie en fonction du contrat d'équilibrage auraient eu lieu en 1993 (309 MW) et 2001 (290 MW).

**Cela dit, la puissance moyenne produite par les éoliennes pendant les 300 heures de la pointe pour l'ensemble des années étudiées était de 469 MW, soit 35 % plus élevée que la puissance garantie fournie par HQP.**

Si l'on regarde la production éolienne pendant la fine pointe (les 10 heures de plus grande charge), on constate qu'elle est encore plus élevée en moyenne, mais plus volatile. La puissance fournie pendant la fine pointe pour l'ensemble des années étudiées est en moyenne **527 MW**, soit

**52 % plus élevée que la puissance garantie en fonction du contrat d'équilibrage.**

Cependant, dans les années 1972 et 1990, la puissance fournie pendant la fine pointe était seulement 71 MW et 158 MW, respectivement ; dans trois autres années (1982, 1986 et 1993), elle était légèrement moins élevée que la puissance garantie en vertu du contrat d'équilibrage.

**Ces résultats confirment ceux des années 2002-06, à l'effet qu'un contrat d'équilibrage du genre de celui en vigueur n'est pas à l'avantage du Distributeur.**

### 2.3.2. Effets de l'éolien sur la variabilité de la demande

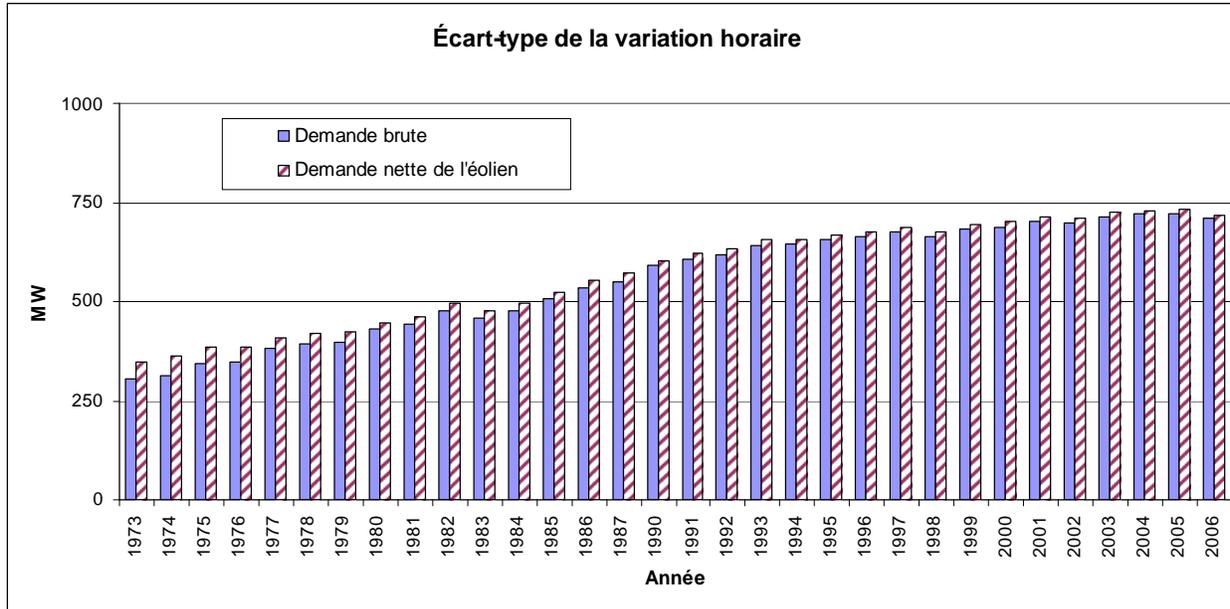
En substituant la charge nette de la production éolienne à la puissance fixe du contrat d'équilibrage, il y a un risque d'augmenter la variabilité de la charge, créant ainsi un fardeau additionnel pour le Distributeur, pour le Transporteur et — en tant que fournisseur principal — pour le Producteur.

Une mesure utile de cette variabilité est la « *ramp rate* », c'est-à-dire la variation vécue d'une heure à l'autre de la charge, d'une part, et de la charge nette de la production éolienne, de l'autre.

Nous avons calculé ces variations horaires (heure 2 moins heure 1, heure 3 moins heure 2, et ainsi de suite) pour l'ensemble des heures de la série 1971-2006 et les avons comparées dans les graphiques suivants, selon différents paramètres.

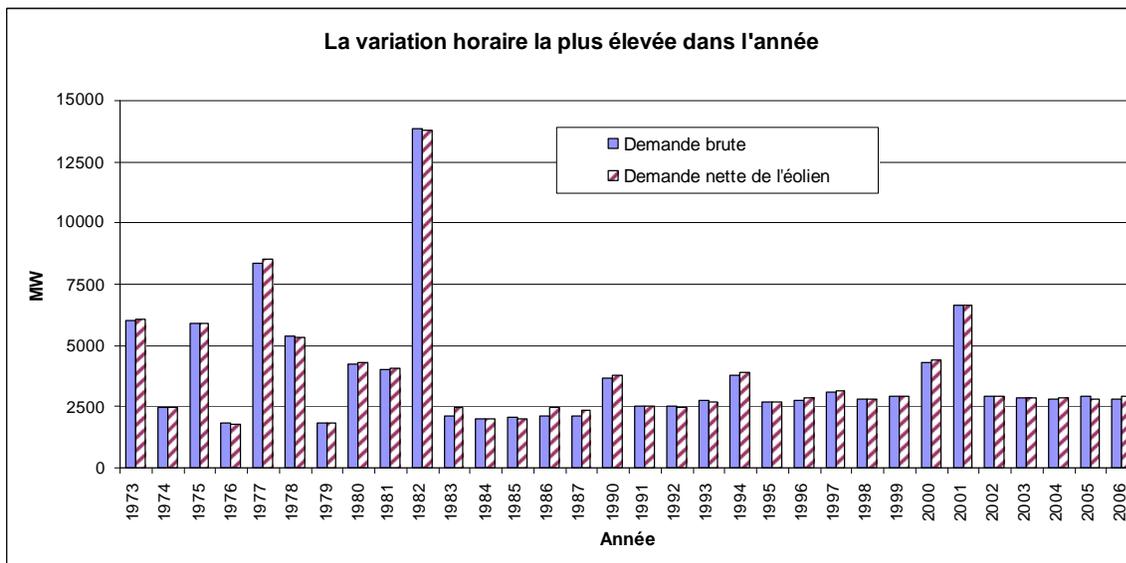
Le graphique 5 compare les écarts types de ces variations horaires pour chaque année. Un écart-type plus élevé indique une augmentation de la variation d'heure en heure. Quoiqu'on note une augmentation de l'écart-type de la variation horaire de plus que 10 % dans la variante sans équilibrage dans les 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 presque imperceptible (entre 1 % et 2 %) dans les années récentes.

Graphique 5



Le Graphique 6 montre la variation horaire maximale vécue dans l'année en question, selon les deux variantes. Quoiqu'il y a des grandes différences entre une année et l'autre, dans tous les cas les différences entre les deux variantes (demande seule et demande nette de l'éolien) demeurent minimales.

Graphique 6



**Malgré les limitations des données historiques, ces analyses nous mènent à croire que, pour un ajout de 990 MW dans un réseau de la grandeur de celui du Québec, les conséquences sur la variabilité de la charge nette seraient minimales.**

### 3. Analyse de l'ajout de 2 000 MW dans 4 régions administratives

#### 3.1. Données et méthodologie

Les analyses entreprises jusqu'ici sont toutes basées sur les parcs éoliens de 990 MW en Gaspésie. Comme nous l'avons noté dans l'introduction, ces analyses ne peuvent pas nous éclairer sur les conséquences d'une dispersion géographique plus grande, comme ce sera presque certainement le cas avec les projets qui seront construits en fonction de l'appel d'offres 2005-03 présentement en cours pour l'ajout de 2 000 MW d'énergie éolienne.

La question de l'effet de lissage introduit par la distribution géographique a déjà été étudiée par M. René Michaud dans le cadre d'un mémoire de maîtrise à l'université Laval<sup>14</sup>. Ce travail a été réalisé avec les meilleures données disponibles à l'époque, soient celles rendues publiques par le Ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec. L'étude a porté particulièrement sur 8 des 41 sites qui ont fait l'objet de relevés de mesures par le MRNQ<sup>15</sup>.

Par différents indicateurs (l'écart-type des séries temporelles, la corrélation des séries temporelles, la probabilité de puissance nulle et les courbes de durée), l'étude démontre qu'il existe effectivement un effet de lissage non négligeable dû à la répartition géographique des éoliennes. Par exemple, une des conclusions de l'étude soutient que, si la puissance éolienne était répartie de façon uniforme sur les huit sites plutôt que sur un seul d'entre eux, on assisterait à une réduction de l'écart-type (donc de la variabilité) sur la série temporelle en puissance allant de 23 à 41 %. De plus, l'étude nous apprend que, pour les mêmes hypothèses, la puissance éolienne disponible minimale aux heures de pointe aurait été de 2,8% de la nominale avec les 8 sites, au lieu de 0% pour un seul site. Encore plus intéressant, la variation horaire maximale de la production éolienne aurait été de 19,6% de la puissance nominale avec 8 sites, au lieu de 100% pour un seul site.

La conclusion de l'étude souligne aussi l'importance du nombre de stations observées dans le phénomène de lissage. Ainsi, à l'échelle de son étude, le nombre de stations — et non seulement

---

<sup>14</sup> René Michaud, *L'effet de lissage induit par la répartition géographique de groupes éoliens*, Mémoire de maîtrise, Département de génie électrique, Université Laval, avril 2007. Analyste au Centre Hélios, M. Michaud a fait la programmation pour les analyses numériques dont fait état ce rapport.

<sup>15</sup> Seulement ces 8 sites avaient une année complète de données simultanées, soit l'année 2001.

la distance qui les sépare — joue un rôle significatif dans la réduction de la variabilité. Soulignons que cette étude ne prend aucunement en compte les infrastructures du réseau électrique du Québec, qui pourraient limiter la capacité d'intégration de production éolienne dans une région donnée.

Pour explorer les conséquences d'un apport éolien de cette nature sur le contrat patrimonial, nous avons obtenu des données de certains promoteurs ayant fait une campagne de mesure afin de participer à l'appel d'offres en cours<sup>16</sup>. Ces données proviennent de cinq sites dans quatre régions administratives du Québec, soit la Monterégie, Chaudières-Appalaches (est et ouest), la Côte Nord et le Bas-Saint-Laurent.

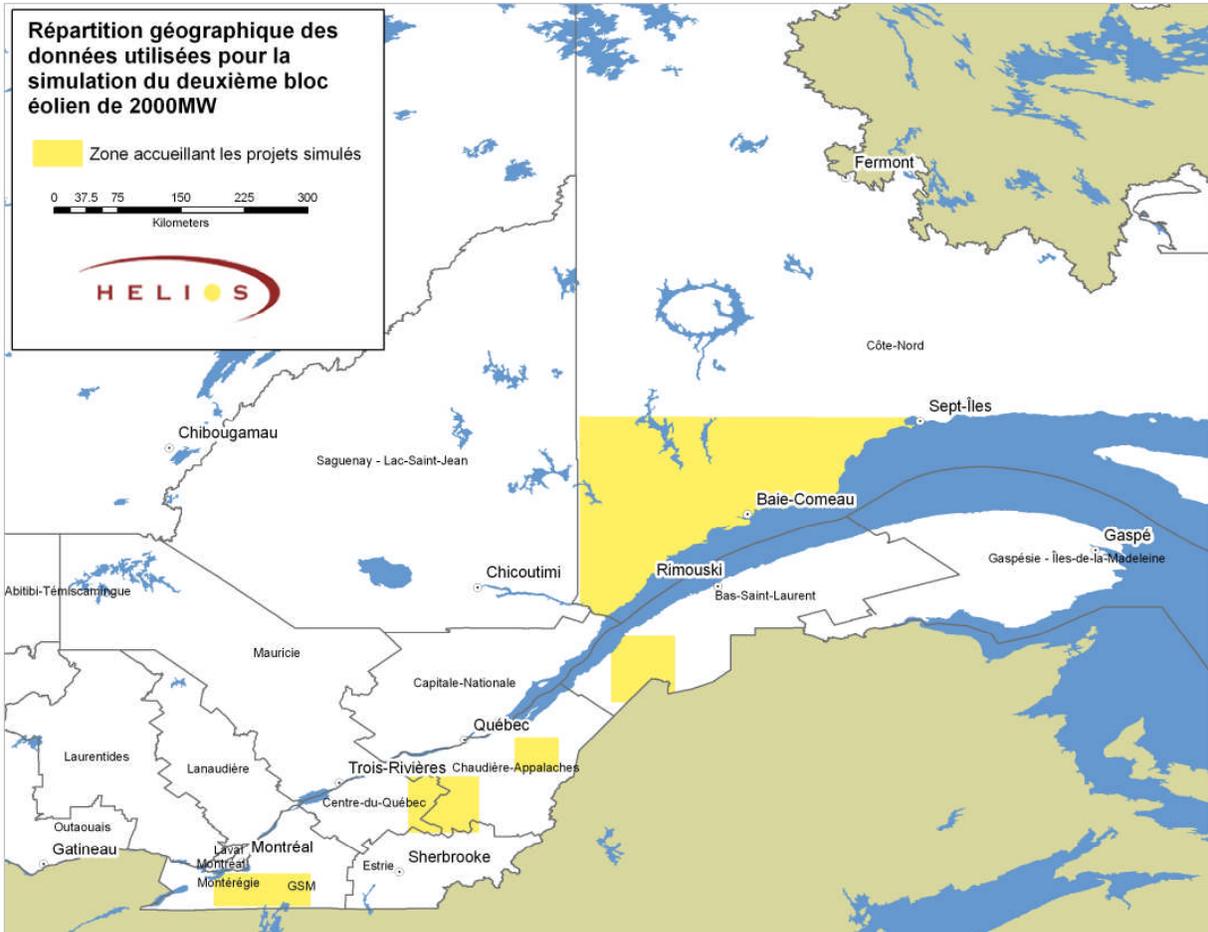
Les régions d'accueil des projets dont les données nous ont été fournies sont indiquées en jaune sur la carte suivante. Des projets dans ces régions totalisant plusieurs milliers de MW ont fait l'objet de soumission dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03. (Un total de 66 soumissions ont été déposées, pour un total de 7 724 MW<sup>17</sup>.) Nous croyons donc raisonnable d'utiliser ces cinq sites pour modéliser la production horaire d'une série de parcs totalisant 2 000 MW. Toutefois, il faut souligner que les effets d'une dispersion géographique plus grande — incluant, par exemple, des projets dans le Grand-Nord et l'ouest du Québec — seraient probablement encore plus importants.

---

<sup>16</sup> Ces promoteurs ont toutefois exigé le traitement confidentiel de leurs données ainsi que de leur identité.

<sup>17</sup> Voir l'inventaire des soumissions à [http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ao\\_200503/pdf/inventaire\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ao_200503/pdf/inventaire_fr.pdf).

Graphique 7



Les données de vents, obtenues à partir des mâts de mesure installés afin d'estimer la production éolienne, ont été converties en production électrique par les promoteurs eux-mêmes, en utilisant les pratiques courantes et éprouvées de l'industrie. Les données tiennent compte du critère minimum établi par HQD dans l'appel d'offres, voulant que les machines doivent opérer jusqu'à une température ambiante d'au moins -30 degrés Celsius (avec reprise lorsqu'elle atteint -25 degrés). Le taux de recouvrement des données utilisées étant imparfait, les données manquantes dans la série de données ont été laissées à zéro. Puisque le taux de perte de données coïncidait avec le taux d'arrêt de production non planifiés généralement garantie par les manufacturiers, cette méthode a permis de simuler l'effet d'arrêts.

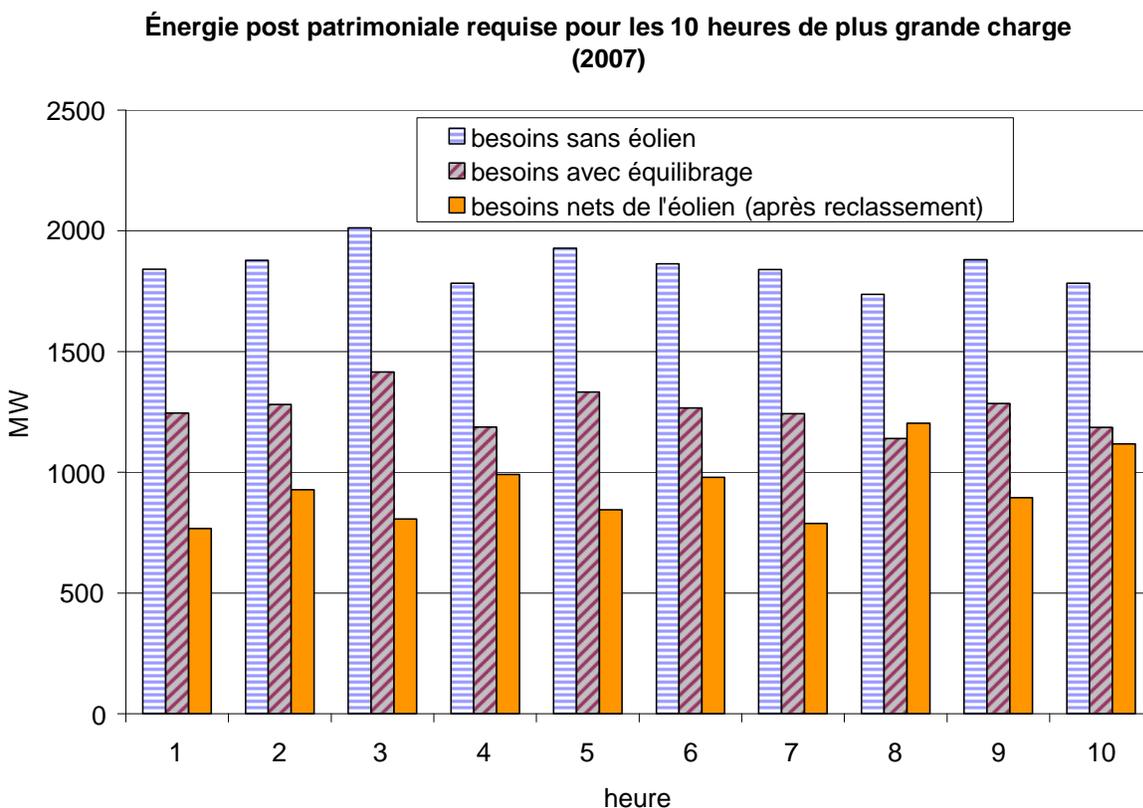
Les données sur les vents couvrent une année complète, du 1<sup>er</sup> octobre 2006 au 30 septembre 2007. Pour permettre une analyse comparative avec la variation horaire de la demande, nous

avons donc dû colliger les données pour ces mêmes dates des fichiers 2006 et 2007 fournis par Hydro-Québec. Aux fins de cet exemple seulement, « l'heure 1 » fait donc référence au 1<sup>er</sup> octobre plutôt qu'au 1<sup>er</sup> janvier. À part cette particularité, l'affectation des bâtonnets a été faite comme pour une année normale. Toutefois, pour cette raison, les données de cette année « 2006-07 » ne sont pas directement comparables aux statistiques ni de 2006 ni de 2007.

### 3.2. Résultats

Le graphique 8 présente les besoins en énergie post patrimoniale pour les 10 heures de la fine pointe, selon les trois variantes analysées dans la section précédente.

Graphique 8



Le tableau 8 présente également les résultats pour les 100 et 300 heures de plus grande charge. **Dans tous les cas, comme dans les autres discutées ci-dessus, on constate une diminution importante des besoins post patrimoniaux dans la variante basée sur la demande nette des**

**apports éoliens, par rapport à celle avec l'équilibrage. La réduction des besoins post patrimoniaux pour les 10 heures de la fine pointe monte à 25,9 %, par rapport à un contrat d'équilibrage. Pour les 100 et 300 heures de la pointe, cette réduction est de 12,3 % et de 10,7 %, respectivement.**

**Tableau 8**  
**2007**

Besoins post patrimoniaux				Réduction en besoins post patrimoniaux sans équilibrage
Moyenne des premières X heures de plus grande charge	Sans Éolien	Éolien – Équilibrage	Éolien – Net	
10	1 855	1 258	932	25,9%
100	1 829	1 233	1 080	12,3%
300	1 830	1 233	1 101	10,7%

En fait, avec ce scénario de 2 000 MW repartis parmi cinq régions géographiques, on constate une réduction des besoins encore plus importante que celle constatée pour les 990 MW en Gaspésie.

Cette analyse est nécessairement limitée à une seule année. Il faut également souligner que, parce que nous n'avons pas de données complètes pour ces sites en 2006 et parce que le rapport Hélimax n'inclut pas des données pour 2007, il nous est impossible de comparer cette configuration directement avec celle de la Gaspésie, et encore moins de combiner les deux.

Toutefois, ces résultats sont cohérents avec ceux de la section 4, qui démontraient que les apports éoliens variables fournissaient, pour la presque totalité des cas étudiés, plus d'énergie aux heures de pointe et de fine pointe que fournit le contrat d'équilibrage en vigueur.

## 4. Conclusions

Les analyses numériques présentées ici démontrent très clairement que, **pour la quasi totalité des cas étudiés, les besoins en énergie post patrimoniale pendant les heures de pointe sont plus élevés avec un contrat d'équilibrage qu'en son absence. Devant ce constat, il est difficile de voir pourquoi le Distributeur voudra s'engager dans un contrat d'équilibrage similaire à celui qui est en vigueur.**

L'analyse fournie par le Distributeur concernant l'analyse des 14 pointes exceptionnelles sur la période 1971-2006 tend à appuyer cette conclusion<sup>18</sup>. Ce document, élaboré en fonction entre autres des données de HéliMAX, analyse la production éolienne simulée pendant les 14 pointes les plus importantes vécues depuis 1971.

Pour chacune de ces pointes, le document présente la vitesse des vents en Gaspésie et le facteur d'utilisation qui en correspond, en tenant compte aussi des arrêts de production lors des températures inférieures à -30 degrés C (avec reprise de production lorsque les températures atteignent -24 degrés C).

La production moyenne pendant ces 14 pointes (données simulées) est présentée au Tableau 5, reproduit ci-dessus.

**Tableau 5**  
**Production moyenne des parcs éoliens du premier appel d'offres**  
**pendant les heures de pointe de chacune des journées**  
**Données simulées**

Date	Moment d'occurrence de la pointe (AM/PM)	Facteur d'utilisation des parcs éoliens (%)
1981-01-04	PM	-0,3%
2004-01-15	PM	53,2%
1981-01-03	PM	78,1%
1994-01-16	AM	70,8%
1976-01-23	AM	89,7%
1995-02-06	PM	57,0%
1976-01-24	AM	90,3%
1981-01-11	PM	87,3%
1994-01-27	AM	22,4%
1982-01-17	PM	38,4%
2004-01-16	AM	36,9%
1992-01-16	PM	93,0%
1994-01-15	PM	84,8%
1980-12-25	PM	54,6%

Note 1 : La période de pointe du matin débute à 6h00 pour se terminer à 10h00, tandis que celle du soir débute à 17h00 pour se terminer à 21h00.

<sup>18</sup> HQD-3, doc. 9, Annexe 2 (En liasse), HQ Distribution, *Analyse de 14 pointes exceptionnelles sur la période 1971-2006 : Simulation de la production éolienne lors de ces événements.*

Il est important de souligner que **le f.u. moyen des parcs éoliens gaspésiens pour les 14 événements auraient été de 61,2 %, soit 75 % plus élevé que la puissance fournie par le contrat d'équilibrage**. De plus, sur 12 de ces 14 pointes, la production éolienne aurait dépassé largement la puissance fournie par le contrat d'équilibrage (f.u. de 35 %). En fait, une puissance nulle n'est arrivée qu'une fois sur les 14 pointes. Vue de cette façon, le parc éolien gaspésien aurait eu un taux de défaillance de seulement 7 % (14 %, si l'on compte également l'événement de 1994, avec un f.u. de 22 %) pendant les pires pointes de l'histoire de 36 ans – une meilleure performance que certaines centrales conventionnelles !

Il est encourageant de constater que le Distributeur est ouvert à négocier une nouvelle entente d'intégration de la production éolienne en fonction des services complémentaires requis pour intégrer et équilibrer la production des parcs éoliens<sup>19</sup>. Il importe toutefois de préciser qu'HQD devrait se limiter aux services réellement requis. **En l'absence de preuves additionnelles, il nous semble clair que les services réellement requis n'incluent pas l'équilibrage tel que défini dans l'entente en vigueur, soit le remplacement de la production variable des éoliens par des livraisons à un niveau constant pendant toute l'année.**

Le Distributeur souligne que « les services nécessaires généralement reconnus associés à l'électricité patrimoniale incluent une provision pour les écarts de prévision de la demande et ne couvrent pas les écarts de prévision de la production éolienne<sup>20</sup> ». Il ajoute que des études sont en cours pour quantifier l'impact de la combinaison de ces deux écarts.

Nos analyses démontrent clairement que, d'une perspective d'optimisation des atouts du contrat patrimonial, le contrat d'équilibrage actuellement en vigueur n'est pas avantageux pour le Distributeur. Toutefois, 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 réserves additionnelles d'une type ou de l'autre. Et étant donné le rôle actuel d'HQ Production comme producteur de derniers recours, il sera probablement appelé à répondre à ce besoin.

---

<sup>19</sup> HQD-1, doc. 2, Annexe 6A, pages 272 à 273.

<sup>20</sup> HQD-3, doc. 1, p. 61.

HQP a sans doute droit à une compensation pour les coûts réels que lui cause l'acquisition par HQD des ressources éoliennes. Dans sa preuve, HQD a souligné les coûts reliés à l'augmentation des réserves d'exploitation et des provisions pour aléas ainsi que les pertes dues à la gestion sous-optimale du parc hydraulique causée par les incertitudes liées à la ressource éolienne.

Ces coûts devraient être couverts, du moins en partie, par le tarif du Service d'écart de réception fixé à l'Annexe 4 des *Tarifs et conditions de transport d'électricité* de TransÉnergie. Ce tarif, qui s'applique lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé par un producteur et celui effectivement reçu par TransÉnergie pendant un heure donnée, est fourni par HQP, qui en reçoit la compensation. Il importe de noter que, dans la refonte récente de son *Open Access Transmission Tariff* (Ordonnance 890), la FERC a pour la première fois mandaté une approche obligatoire à la fixation du prix de ce service — une approche par ailleurs qui est spécifiquement adaptée aux besoins de producteurs éoliens<sup>21</sup>. Quoique TransÉnergie n'est pas soumise à la compétence de la FERC, elle a indiqué son intention de proposer certaines modifications de ses *Tarifs et conditions* découlant de l'Ordonnance 890 lors de sa prochaine cause tarifaire.

Toutefois, malgré l'Annexe 4 des *Tarifs et conditions*, il est également possible qu'un rôle de HQP soit précisé dans une entente d'intégration ou dans l'entente-cadre qui couvre les dépassements de l'électricité patrimoniale.

Dans tous ces cas, il est important que les paiements exigés à ce titre soient justifiés en fonction des coûts réellement encourus par HQP. On peut s'attendre à ce que ses coûts additionnels reliés à l'intégration de son énergie éolienne ne soient pas plus élevés que ceux du contrat d'équilibrage en vigueur, tout en laissant au Distributeur les bénéfices que l'énergie éolienne lui fournisse à l'égard de ses besoins post patrimoniaux lors des périodes de pointe.

---

<sup>21</sup> Pour un résumé de ce sujet, voir Raphals, Philip, *Commentaires sur la demande tarifaire 2008 de TransÉnergie* (pour RNCREQ et UC), R-3640-07, aux pages 28 à 30.