

HELIOS

Une expertise en énergie
au service de l'avenir

28 mars 2008,
rév. 30 mai 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 ROÉÉ 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

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----------|
| 1. Introduction..... | 1 |
| 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 | 7 |
| 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..... | 9 |
| 2. Analyse pluriannuelle de l'ajout de 990 MW en Gaspésie..... | 10 |
| 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 2002-2006 | 18 |
| 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 |
| 3. Analyse de l'ajout de 2 000 MW dans 4 régions administratives..... | 25 |
| 3.1. Données et méthodologie | 25 |
| 3.2. Résultats | 28 |
| 4. Conclusions..... | 30 |

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 deuxième 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 (HQP) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD).
- 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 de 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 éolienne¹.

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 temps² ».

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 du 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 1277-

¹ HQD-1, doc. 2, Annexe 6A.

² Ibid., p. 269.

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 partie 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 cœur 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 postpatrimoniale.

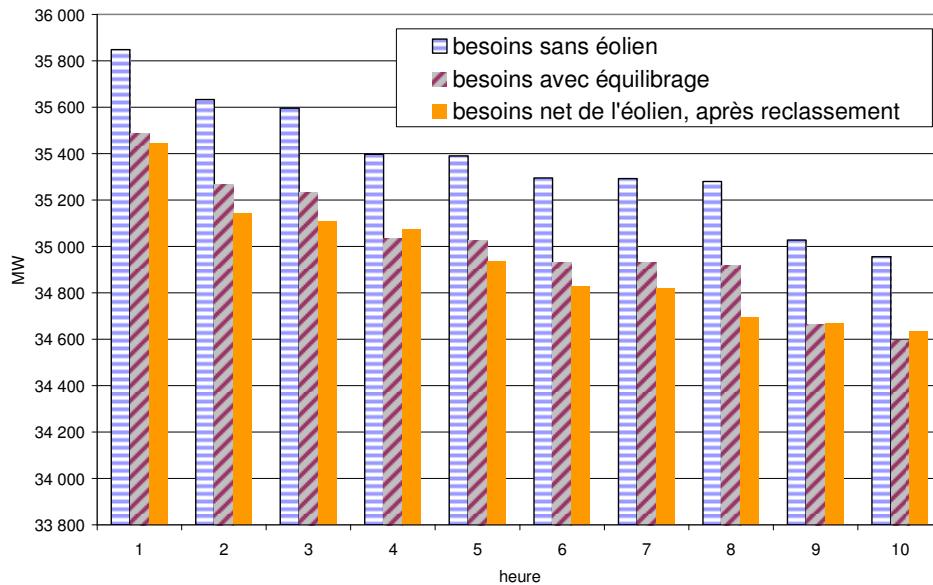
Pour connaître cet effet, nous sommes obligés d'étudier des cas concrets. Naturellement, un tel exercice aurait peu d'intérêt si les données utilisées étaient fictives. De plus, un tel exercice doit nécessairement se faire sur une base horaire, parce que la nature du contrat patrimonial fait en sorte que l'évaluation des besoins postpatrimoniaux 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 avait reçu l'énergie éolienne « brute », ses besoins en énergie postpatrimoniale 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 utilisation³.

L'étude a conclu ce qui suit⁴ :

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

⁴ 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 pour 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.

Le contractant, selon ses dires, a fait cela dans le but précis de pouvoir étudier le comportement de la production éolienne 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 approvisionnements⁵. (nos soulignés)

Toutefois, la preuve d'HQD ne présente aucune analyse de ce genre, mais indique plutôt que « les données historiques sur la demande sont inutilisables pour l'analyse des impacts de la production éolienne⁶ ». Dans un complément de réponse, HQD précisait que « certaines différences méthodologiques [avaient] été appliquées au fil des années dans l'évaluation des

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

⁶ HQD-3, doc. 9, p. 8.

données horaires relatives aux charges du Distributeur ». Il ajoutait que ces données n'avaient pas été compilées de façon systématique ni validées par rapport aux données annuelles officielles correspondantes, que les données antérieures à 2004 n'étaient 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 choses, celles des réseaux voisins québécois⁷.

Malgré ces difficultés, nous considérons qu'il vaut la peine d'explorer ces données historiques, qui pourraient 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 analyserons tout d'abord les années 2002 à 2006. Nous étendrons ensuite notre analyse à la période 1971 à 2001⁸.

Notre étude de 2005 était également limitée à l'égard de sa portée géographique. La question se pose, évidemment, de savoir 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 mesure⁹. Ces données nous permettent de faire une analyse similaire pour l'ajout de 2 000 MW, répartis 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.

⁷ Ibid., version révisée.

⁸ Le 26 mai 2008, nous avons appris que le Distributeur a préparé des données simulées de la charge pour cette période produite avec « des modèles qui, à partir de l'historique climatique, effectuent une simulation des variations de charge, tout en tenant compte de la structure de la consommation prévue à un horizon précis⁸ ». Il serait naturellement souhaitable de reprendre cette analyse avec ces données simulées qui permettraient d'éviter les problèmes identifiés dans les paragraphes précédents.

⁹ Ces promoteurs ont toutefois exigé l'exécution d'une entente de confidentialité qui couvre leurs données ainsi que leur identité.

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.

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 récemment terminé, qui n'était 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 postpatrimoniale 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 postpatrimoniale pendant les heures de pointe, et surtout pendant la fine pointe, en comparaison des résultats avec un contrat d'équilibrage.** En moyenne, sur les cinq ans étudiés, **la réduction des besoins postpatrimoniaux 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 1973-2001¹⁰ 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 contrat d'équilibrage. Pour la vaste majorité de ces années, cet écart aurait été très substantiel.**

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 2002-2006, indiquant 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 de mats de mesure installés pendant un an sur cinq sites, dans quatre régions administratives du Québec. **Dans tous les cas, comme dans les autres discutés ci-dessus, on constate une diminution importante des besoins postpatrimoniaux lorsque l'énergie éolienne est reçue sans intermédiaire, par rapport à un contrat d'équilibrage. La réduction des besoins postpatrimoniaux 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.**

¹⁰ Dû au grand nombre de données manquantes pour les années 1971, 1972, 1988 et 1989, nous avons exclu ces années de l'analyse.

1.4.3. Conclusion

Les analyses numériques présentées ici démontrent très clairement que, **pour la quasi-totalité des cas étudiés, les besoins en énergie postpatrimoniale pendant les heures de pointe sont plus élevés avec un contrat d'équilibrage qu'en son absence. Devant ce constat, il est difficile de comprendre 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 éoliens¹¹. 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 éoliennes par des livraisons à un niveau constant pendant toute l'année.**

¹¹ 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 future¹². Il nous fallait donc une méthode pour projeter la demande horaire au cours des années historiques à une année future où les parcs éoliens seraient en service.

Une courbe de puissances classées (CPC) prévisionnelle pour l'an 2010 a été produite par HQD dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement antérieure¹³. Ces valeurs horaires devaient représenter une année météorologique « typique », composée de la moyenne de 210 simulations, faite en fonction des derniers 30 ans. Étant donné la révision à la baisse de la prévision de la demande depuis R-3550, la demande alors prévue pour l'an 2010 est maintenant prévue pour l'an 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 18 h, soit la 8226^e 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 prévisionnelle, 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.

¹² Il aurait été plus facile de simplement présumer que les parcs éoliens avaient 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.

¹³ 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 aurait variée de 2,66 TWh (1993) à 3,99 TWh (1976), ce qui correspond à un f.u. de 31 % à 46 %. 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 déposé simultanément avec 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 2.1.1 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 correspondant à chacune de ces années historiques (section 2.1.2), il devient possible d'associer à ces scénarios météorologiques les productions éoliennes horaires correspondantes.

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 postpatrimoniale 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 postpatrimoniaux se calculent simplement en soustrayant la CPC patrimoniale de la CPC 2012.

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

Pour déterminer les besoins horaires postpatrimoniaux pour la variante 3 (« nette de l'apport éolien »), il faut trier les puissances, non pas 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, qui est connue 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 en partie 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 postpatrimoniaux 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

| A | B | C | D |
|-----------|---------------|--------------|-----------------------------|
| Index CPC | Date et heure | Index chrono | Demande brute (sans éolien) |
| 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

| A | B | C | D | E | F | G |
|-----------|---------------|--------------|-----------------------------|---------------------|-------------|--------------------------|
| Index CPC | Date et heure | Index chrono | Demande brute (sans éolien) | Production éolienne | Équilibrage | Nette de l'apport éolien |
| 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_N | B | C | A_O | 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 postpatrimoniale) 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 postpatrimoniale 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 postpatrimoniale pour le scénario avec équilibrage sont évidemment 346,5 MW moindres pour chacune de ces heures (colonne J).

Tableau 4 : Besoins en énergie postpatrimoniale (sans éolien et avec équilibrage)

| A₀ | 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 postpatrimoniale (sans éolien) | Besoins en énergie postpatrimoniale (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 postpatrimoniaux 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 postpatrimoniale (avec éolien sans équilibrage)

| A _N | B | C | A _O | 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 postpatrimoniale (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 postpatrimoniaux pour les dix heures de plus grande demande brute sur le réseau en fonction des trois scénarios décrits précédemment.

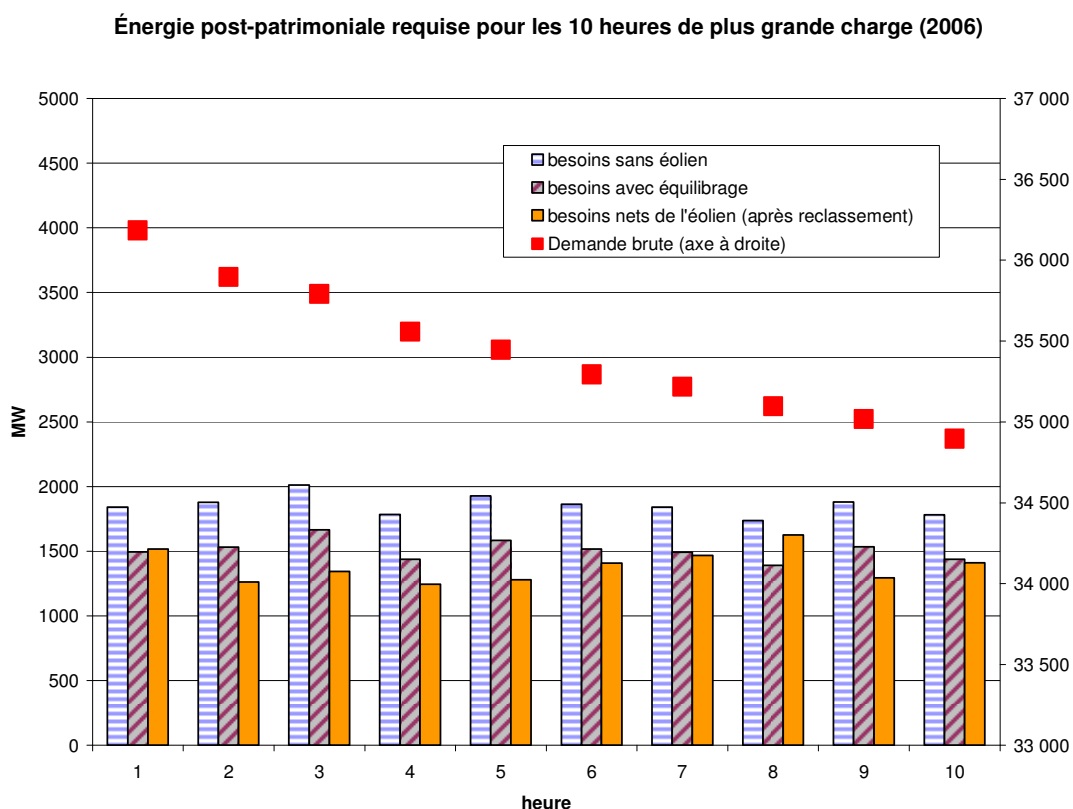
Tableau 6 : Besoins postpatrimoniaux selon les trois variantes (selon la classification originale)

| A _O | B | C | I | J | K |
|------------------|---------------|--------------|--------------------------|-------------|-----------------|
| Index CPC (orig) | Date et heure | Index chrono | Besoins postpatrimoniaux | | |
| | | | 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 graphique 2. La variante avec équilibrage (la 2^e barre) suit la même courbe

que la variante sans éolien (1^e 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 postpatrimoniaux sont nettement moindres qu'avec l'équilibrage. **Cela implique que les coûts encourus par le Distributeur pour combler sa demande de pointe seraient normalement 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 postpatrimoniaux 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 postpatrimoniaux plus élevés. Cela dit, les besoins en énergie postpatrimoniaux 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 postpatrimoniaux – 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 postpatrimoniale 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 postpatrimoniaux 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 postpatrimoniaux, est plus fort dans cet exemple, pour 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 2002-2006

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.

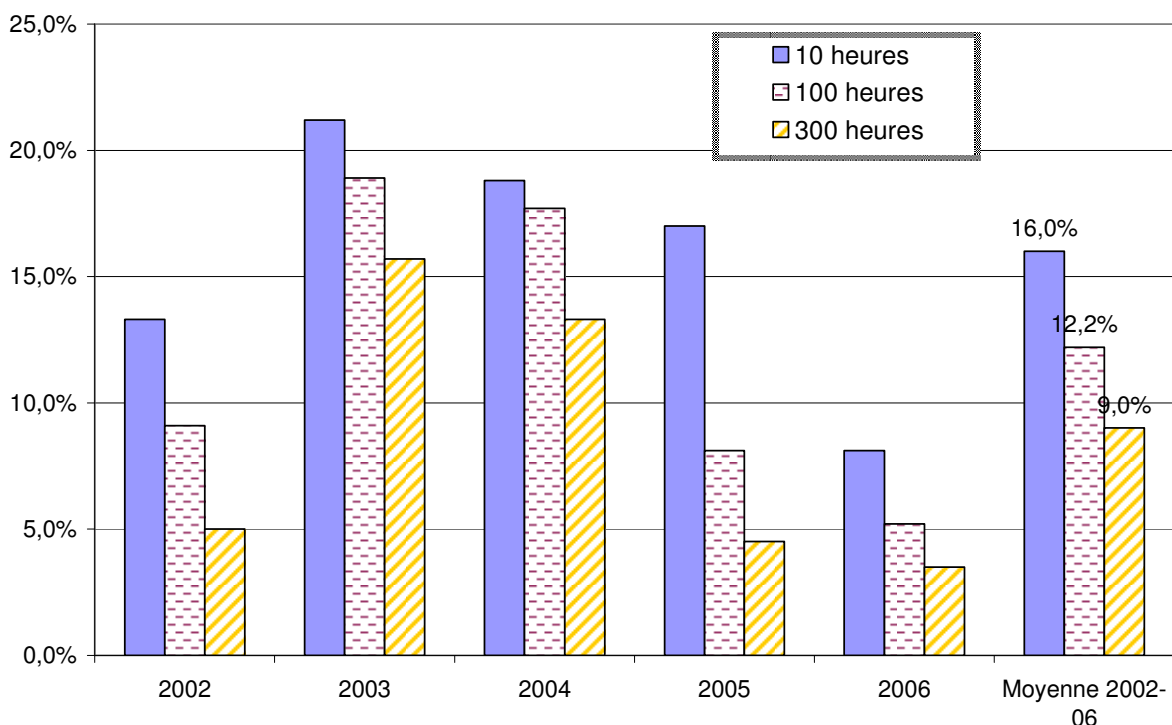
Pour chaque année, nous avons évalué les besoins moyens de l'énergie postpatrimoniale pour les 10, 100 et 300 heures les plus chargées du réseau, et ce, pour les trois variantes mentionnées précédemment. Dans chacun de ces cinq exemples, les besoins en énergie postpatrimoniale ont été moindres pour la 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 postpatrimoniaux 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 sont résumés dans le graphique 3, qui illustre les réductions des besoins postpatrimoniaux dues à l'intégration de l'éolien sans équilibrage.

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 postpatrimoniale pendant les heures de pointe, et surtout pendant la fine pointe, en comparaison des résultats avec un contrat d'équilibrage.** En moyenne, sur les cinq ans étudiés, la réduction des besoins postpatrimoniaux 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 1973-2001¹⁴. 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

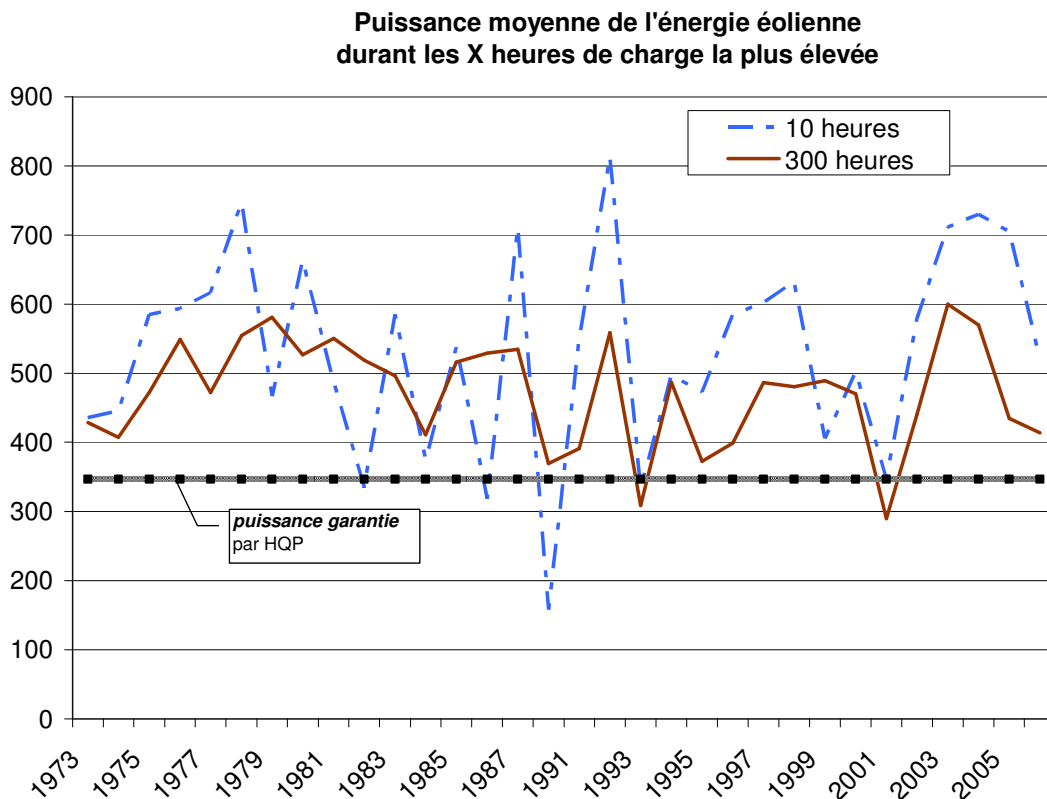
Les effets bénéfiques que l'on a observé pour la variante 3 (intégration d'éolien sans contrat d'équilibrage) dépendent ultimement d'une production pendant les heures de pointe qui égale ou dépasse la puissance fournie en vertu du contrat d'équilibrage.

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 donc pas.

¹⁴ 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



Résultats pour les 300 h de charge la plus élevée

Ces résultats démontrent que, pour la quasi-totalité des années étudiées (25 sur 27), 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, cet écart aurait été très substantiel.

Les seuls cas où la puissance éolienne moyenne pendant les 300 h 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.**

Résultats pour les 10 h de charge la plus élevée

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 l'année 1990, la puissance fournie pendant la fine pointe était seulement 158 MW ; dans trois autres années (1982, 1986 et 1993), elle était légèrement moins élevée que la puissance garantie, en vertu du contrat d'équilibrage. Toutefois, sur 23 des 27 années étudiées, la puissance fournie à la fine pointe sans équilibrage aurait été plus élevée que la puissance fournie en fonction de l'entente 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.

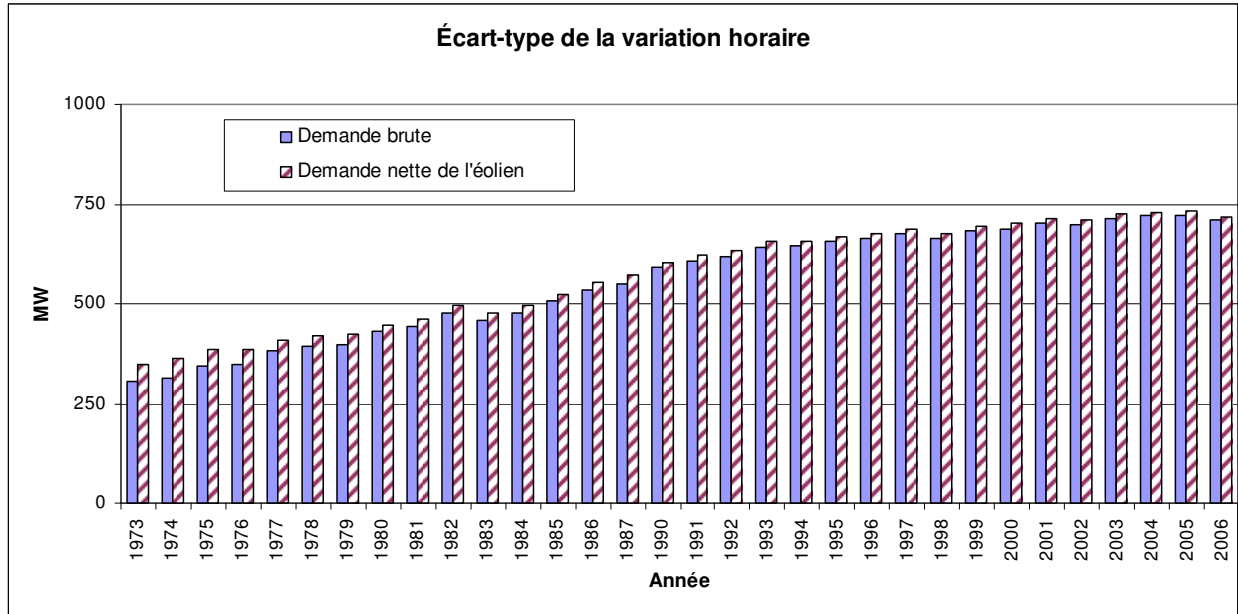
Une mesure utile de cette variabilité est la « *ramp rate* », c'est-à-dire la variation vécue d'une heure à l'autre de la charge, d'une part, et de la charge nette de la production éolienne, d'autre part.

Nous avons calculé ces variations horaires (heure 2 moins heure 1, heure 3 moins heure 2, et ainsi de suite) pour l'ensemble des années étudiées 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. Quoique l'on note une augmentation de l'écart-type de la variation horaire de plus que 10 % dans la variante sans équilibrage dans les premières années, cela est dû en grande partie à la proportion élevée que

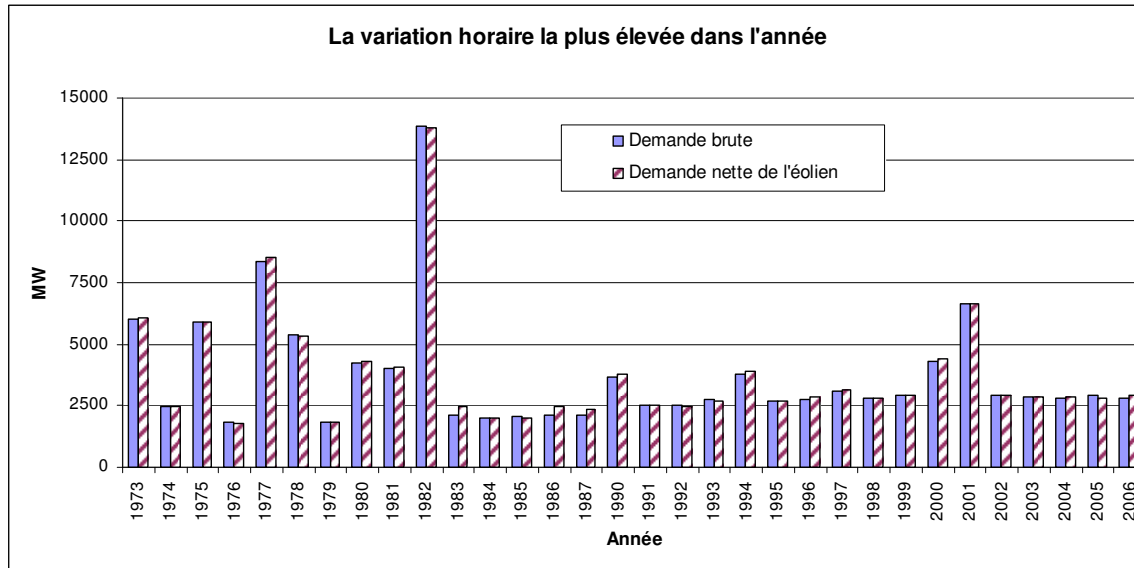
représentent 990 MW par rapport à la demande de l'époque. Cette augmentation s'estompe avec le temps et devient minime (entre 1 % et 2 %) dans les années récentes.

Graphique 5



Le Graphique 6 montre la variation horaire maximale vécue dans l'année en question, selon les deux variantes. Quoiqu'il y ait de 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 portent 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 récemment terminé 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 Laval¹⁵. Ce travail a été réalisé avec les meilleures données disponibles à l'époque, soient celles rendues publiques à l'époque par le Ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec. L'étude a porté plus particulièrement sur 8 des 41 sites qui ont fait l'objet de relevés de mesures par le MRNQ¹⁶.

Grâce à 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 minimale disponible 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 la distance qui les sépare — joue un rôle significatif dans la réduction de la variabilité.

¹⁵ 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.

¹⁶ Seuls ces 8 sites avaient une année complète de données simultanées, soit l'année 2001.

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.

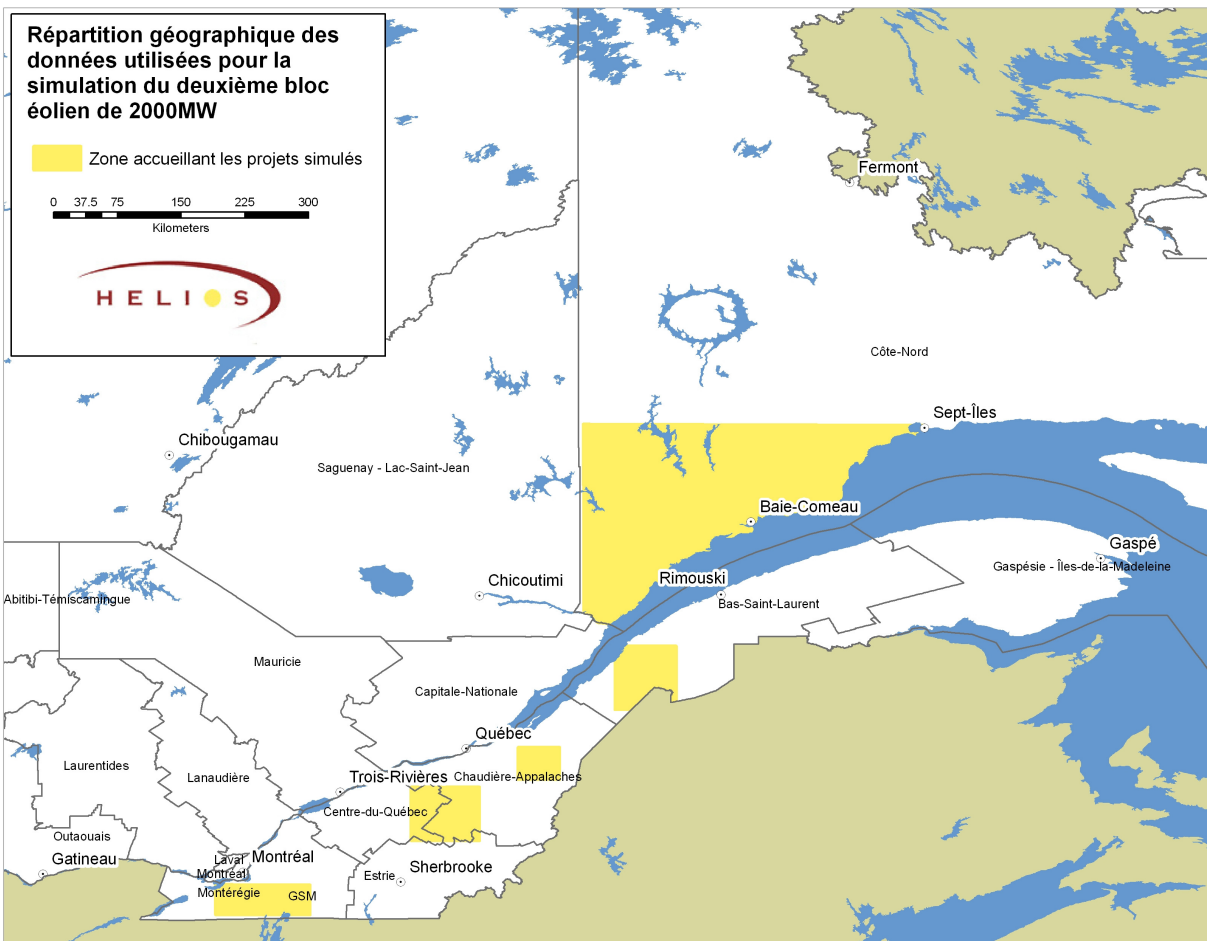
Pour explorer les conséquences d'un apport éolien de cette nature sur le contrat patrimonial, nous avons obtenu des données de certains promoteurs ayant fait une campagne de mesure afin de participer à l'appel d'offres en cours¹⁷. Ces données proviennent de cinq sites dans quatre régions administratives 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 (pas moins de 66 soumissions ont été déposées, pour un total de 7 724 MW¹⁸). 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.

¹⁷ Ces promoteurs ont toutefois exigé l'exécution d'une entente de confidentialité qui couvre leurs données ainsi que leurs identités.

¹⁸ Voir l'inventaire des soumissions à 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'arrêts de production non planifiés généralement garanti par les manufacturiers, cette méthode a permis de simuler l'effet de tels arrêts.

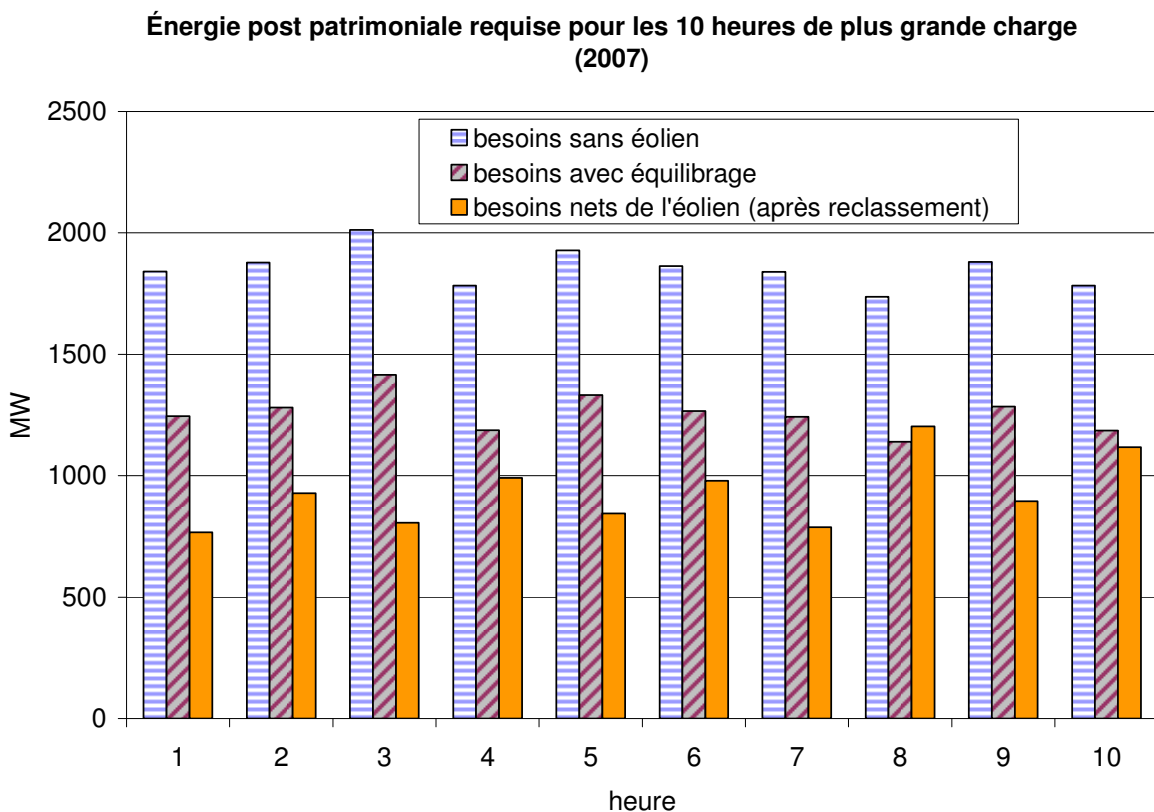
Les données sur les vents couvrent une année complète, du 1^{er} octobre 2006 au 30 septembre 2007. Pour permettre une analyse comparative avec la variation horaire de la demande, nous avons donc dû colliger les données pour ces mêmes dates des fichiers 2006 et 2007 fournis par

Hydro-Québec. Aux fins de cet exemple seulement, « l'heure 1 » fait donc référence au 1^{er} octobre plutôt qu'au 1^{er} 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 « 2006-2007 » ne sont pas directement comparables aux statistiques ni de 2006 ni de 2007.

3.2. Résultats

Le graphique 8 présente les besoins en énergie postpatrimoniale 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 discutés ci-dessus, on constate une diminution importante des besoins postpatrimoniaux dans la variante basée sur la demande nette des apports éoliens, par rapport à celle avec l'équilibrage. La réduction des besoins postpatrimoniaux 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**

| 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 | 1 258 | 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 répartis 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 de 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.

En fait, comme le démontre le tableau 9, cet effet est encore plus prononcé avec les cinq sites qu'il l'a été avec la production gaspésienne seulement.

| Moyenne des premières X heures de plus grande charge | Réduction en besoins postpatrimoniaux sans équilibrage | |
|--|--|-----------------------|
| | Sur les cinq sites | En Gaspésie (2002-06) |
| 10 | 25,9 % | 16,0 % |
| 100 | 12,3 % | 12,2 % |
| 300 | 10,7 % | 9,0 % |

Sources : Graphique 3, Tableau 8

4. Conclusions

Les analyses numériques présentées ici démontrent très clairement que, **pour la quasi-totalité des cas étudiés, les besoins en énergie postpatrimoniale pendant les heures de pointe sont plus élevés avec un contrat d'équilibrage qu'en son absence. Devant ce constat, il est difficile de comprendre 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 conclusion¹⁹. Ce document, élaboré en fonction notamment 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 y 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 les -24 degrés C).

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

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.

¹⁹ 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 aurait 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, probablement, 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 éoliens²⁰. 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 éolienne²¹ ». 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 différentes réserves additionnelles. Et étant donné le rôle actuel d'HQ Production comme producteur de derniers recours, il sera probablement appelé à répondre à ce besoin.

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 liés à l'augmentation

²⁰ HQD-1, doc. 2, Annexe 6A, pages 272 à 273.

²¹ HQD-3, doc. 1, p. 61.

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 TransÉnergie²². 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 éoliens²³. Quoique TransÉnergie ne soit bien sûr 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 liés 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 fournit à l'égard de ses besoins postpatrimoniaux lors des périodes de pointe.

²² Selon l'article 3 des *Tarifs et conditions*, ce tarif s'applique à tout client du service de transport qui alimente une charge dans le zone de réglage du Transporteur. L'article 1.8 précise que le Distributeur est client du service de transport.

²³ 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.