

Rapport

Impact de la production éolienne
sur le service de régulation de la fréquence

Octobre 2009

Requérant : Comité technologique Éolien Interunités

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	1
2	ÉLÉMENTS TECHNIQUES RELIÉS À LA RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE	1
3	APPROCHE GÉNÉRALE	4
4	MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉSENTE ÉTUDE	5
4.1	Provenance et préparation des données	8
4.2	Algorithme de calcul	10
4.3	Algorithme de l'allocation	13
4.3.1	Méthode d'allocation pondérée utilisée par BPA	13
4.3.2	Méthode ORNL – Holttinen d'allocation à la marge	14
5	BESOINS ADDITIONNELS DE CAPACITÉ DE RÉSERVES POUR LE SERVICE DE RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE	15
5.1	Méthode d'allocation pondérée utilisée par BPA	15
5.2	Méthode ORNL – Holttinen d'allocation à la marge	17
6	CONCLUSION	19
	APPENDICE 1	21
	APPENDICE 2	23

1 INTRODUCTION

Sur un réseau électrique, comme celui d'Hydro-Québec, la consommation d'électricité varie en permanence et sans préavis. Ainsi, l'opérateur du réseau doit répondre en tout temps à ces fluctuations, par un ajustement de la production, de manière à maintenir la fréquence du réseau à 60 Hz. Des réserves de production doivent donc être rendues disponibles à cet égard.

Il existe actuellement une entente régissant l'ensemble des services complémentaires fournis par Hydro-Québec Production afin d'assurer la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement patrimonial. Cette entente inclut des niveaux de réserve requise afin d'assurer la régulation de la fréquence. Le niveau de réserve actuel peut varier entre 500 et 1500 MW¹. Cette pratique a historiquement permis à TransÉnergie de maintenir un niveau très élevé de conformité aux normes de contrôle de la fréquence du NERC.

L'énergie éolienne, compte tenu de la variabilité non contrôlée de sa production, peut exiger, de la part du contrôleur d'un réseau, des ressources additionnelles afin d'assurer le maintien de la fréquence. Cette étude vise à évaluer l'impact potentiel de l'introduction de 3000 MW de production éolienne dans la zone de réglage du Québec. Elle fait appel à des méthodes statistiques appliquées dans d'autres juridictions. Par ailleurs, Hydro-Québec vise également à utiliser un simulateur de réseau afin d'évaluer, avec plus d'acuité, ce type d'impacts. Toutefois, les données d'entrée requises par un tel simulateur ont été rendues disponibles tout récemment, de sorte que les résultats ne seront connus qu'au printemps 2010.

2 ÉLÉMENTS TECHNIQUES RELIÉS À LA RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE

La performance des réseaux à l'égard du maintien de la fréquence est supervisée par le NERC, dans son rôle de régulateur de la fiabilité en Amérique du Nord. Afin de s'acquitter de son rôle, le NERC a désigné pour chaque zone de réglage, un responsable de l'équilibrage. On en dénombre ainsi une centaine de zones de réglage en Amérique du Nord. Le Québec constitue l'une de ces zones de réglage où l'unité Contrôle des mouvements d'énergie de TransÉnergie (CMÉ) est responsable de l'équilibrage.

Par définition, le responsable de l'équilibrage a pour mandat de préparer le programme de production ou d'utilisation des ressources dans l'optique de maintenir **en temps réel** l'équilibre demande-échanges-production dans sa zone, tout en **supportant la fréquence du système**. Ce programme est ensuite ajusté en temps réel par l'ajout, ou simplement le déplacement dans le temps, des arrêts ou démarrages de groupes appropriés. En parallèle à

¹ Ces niveaux de réserve sont inscrits dans l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*. Cette obligation est inclusive par rapport au maintien de la réserve normale.

ces actions commandées par le répartiteur, le système automatique de régulation de fréquence joue continuellement son rôle afin d'ajuster la puissance produite aux fluctuations trop fines ou trop rapides. Après le fait, pour évaluer la capacité du responsable de l'équilibrage à assumer ses responsabilités, il est nécessaire de calculer l'erreur de contrôle de sa zone de réglage (ACE), conformément à l'équation ci-dessous.

$$ACE = \Delta I - 10B = \Delta G - \Delta D - 10B \Delta F \quad (1)$$

où :

ACE = l'Area Control Error ou l'erreur de contrôle à l'intérieur d'une zone

F = la fréquence (Hz)

I = les échanges avec les autres zones de réglage (MW)

G = production (MW)

D = demande (MW)

B = Bias Setting (MW / 0,1Hz) déterminé par le NERC

Δ = écart par rapport au programme

Le cas du Québec est par ailleurs particulier puisque le réseau québécois constitue l'une des quatre interconnexions synchrones² en Amérique du Nord. Une interconnexion synchrone est une aire géographique où l'ensemble de l'électricité produite et consommée suit la même fréquence. Dans un tel cas, les lois de la physique imposent en tout temps un équilibre instantané entre la production et la demande (MW). Tout déséquilibre temporaire production-consommation se reflète directement dans la fréquence et non dans les puissances transitant sur les interconnexions. Il est donc requis de considérer, pour les fins du contrôle de fréquence, un $\Delta I = 0$. Dans ce cas, l'équilibre instantané entre la production et la demande (MW) s'exprime par:

$$\Delta G - \Delta D = 0 \quad (2)$$

Avec pour conséquence :

$$ACE = - \Delta 10B \Delta F \quad (3)$$

Ainsi, sur le réseau d'Hydro-Québec, si la fréquence chute sous les 60 Hz et que l'ACE prend automatiquement une valeur positive, cela signifie que la charge est supérieure à la production. Pour contribuer efficacement au maintien de la fréquence, le responsable de l'équilibrage doit augmenter la production. À contrario, lorsque la fréquence est plus grande que 60 Hz, l'ACE prend alors une valeur négative, suggérant qu'il faut réduire la production.

L'ACE doit demeurer à l'intérieur de limites spécifiées par le NERC (limite L10), cette dernière variant d'une zone de réglage à l'autre. Lorsque la modulation rapide de la

² http://www.nerc.com/fileUploads/File/AboutNERC/maps/NERC_Interconnections_color.jpg

production n'est pas suffisante pour contenir la variation de fréquence, il y a violation de la limite L10³.

La performance du contrôleur du réseau est mesurée par deux critères :

Le premier, appelé « Control Performance Standard 1 » ou CPS1, est basé sur la capacité de maintenir, le plus bas possible, le différentiel de fréquence sur une période de 12 mois. La méthode de calcul du critère CPS1 donne une valeur de 100 si le seuil minimal imposé par le NERC est respecté. Une valeur supérieure à 100, signifie une performance supérieure au minimum requis.

Le second critère de performance, appelé « Control Performance Standard 2 » ou CPS2, est basé sur le taux de respect de la limite L10. Le pourcentage minimal exigé par le NERC, lorsque ce pourcentage est calculé sur un pas de temps de 10 minutes, est de 90%. Ainsi, la performance minimale permet environ 400 violations par mois ou 14,4 violations par jour. Une valeur supérieure à 90, signifie une performance supérieure à la limite minimale imposée par le NERC.

Tel qu'illustré à la Figure 1, TransÉnergie maintient son score CPS 2 proche de la valeur idéale alors que le score CPS1 a toujours été largement supérieur à 100. Aux États-Unis, une étude d'EPRI notait qu'au début des années 2000, environ le quart des 138 zones de réglage affichait un CPS2 compris entre 90 et 95% alors le tiers d'entre eux avait un CPS2 près de 100, au même niveau que TransÉnergie.

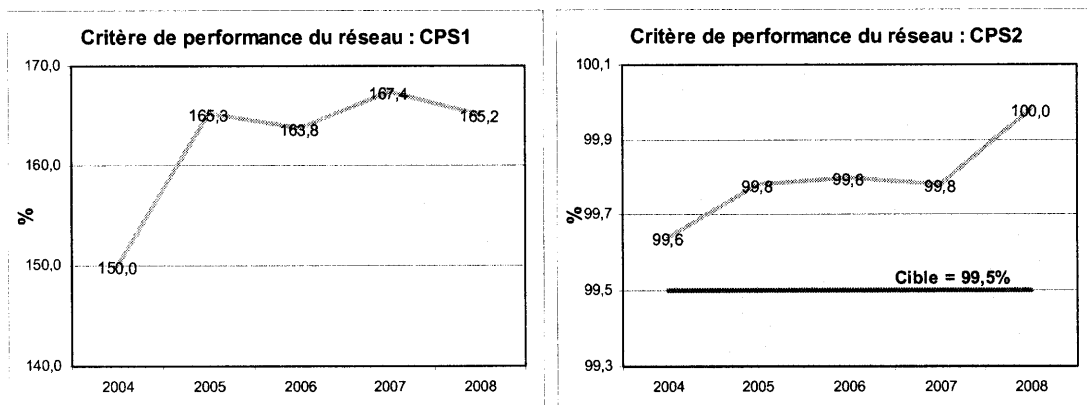


Figure 1
Performance historique de la régulation de fréquence au Québec

L'unité CMÉ doit s'assurer, en tout temps, que les ressources en puissance requises soient disponibles, afin de faire face aux variations de charge et minimiser le risque de contrevenir à la limite L10, sans quoi sa performance, telle que mesurée par les critères CPS1 et CPS2 pourrait se détériorer.

³ Pour une définition de la limite L10, voir : [http://www.nerc.com/docs/oc/rs/CPS2%20Bounds%202009\(Revised%2010-1-2009\).pdf](http://www.nerc.com/docs/oc/rs/CPS2%20Bounds%202009(Revised%2010-1-2009).pdf)

La présente étude a donc pour objectif d'évaluer, le cas échéant, l'impact de l'introduction de 3000 MW de production éolienne sur la quantité de ressources additionnelles requises pour maintenir les niveaux actuels de CPS1 et CPS2.

3 APPROCHE GÉNÉRALE

La littérature récente portant sur l'impact de la production éolienne sur la régulation de fréquence fait apparaître deux approches, à savoir, l'approche par simulation et l'approche par analyse statistique.

- L'approche par simulation consiste à modéliser en détail tout ou une partie du système électrique, puis à simuler le fonctionnement minute par minute de ce dernier en considérant différents scénarios de développement de l'éolien (AESO⁴).
- L'approche par analyse statistique se limite à étudier les caractéristiques des différents aléas affectant le système électrique, à partir des séries chronologiques de la demande et de la production éolienne sur plusieurs années (BPA⁵, CAISO⁶). Aucun modèle analytique du réseau n'est utilisé dans ce cas.

Suite à une analyse préliminaire des avantages et inconvénients des différentes méthodes, TransÉnergie accorde une préférence pour une approche par simulation. Les raisons justifiant ce choix sont décrites ci-dessous.

- Contrairement aux autres juridictions nord-américaines, l'ACE de TransÉnergie est uniquement fonction de l'écart de fréquence. Les méthodes statistiques (BPA, CAISO) ne font pas intervenir l'écart de fréquence et sont par conséquent moins précises dans le cas de réseaux insulaires où il n'y a jamais de déséquilibre de production-demande, mais uniquement des écarts de fréquence.
- La simulation permet d'obtenir d'autres résultats importants pour mesurer les impacts globaux de l'éolien, tels que la fréquence des arrêts démarrage, l'écart de rendement des groupes asservis au RFP, et surtout l'utilisation de la plage réglante du RFP.

Cette approche par simulation est en cours de développement à l'IREQ. Le but ultime recherché en appliquant cette approche est de reproduire, au moyen de calculs d'écoulement de puissance et répartition optimale de la production, le comportement du

⁴ Alberta Electric System Operator (April 2006) : "Wind Integration Impact Studies Phase 2 - Assessing the impacts of increased wind power on AESO operations and mitigating measures": http://www.uwig.org/AESO_Phase_II_Wind_Integration_Impact_Studies_final_1.pdf

⁵ BPA Wind Integration Team: "Regulation, Load Following and Generation/Load Imbalance", Study paper for the 2010 BPA rate Case, Sept 2008: http://www.bpa.gov/corporate/ratecase/2008/2010_BPA_Rate_Case/docs/TR-10_WIT%20Study%20Paper_091008.pdf

⁶ CAISO, "Integration of Renewable Resources" , Nov 2007: <http://www.uwig.org/CAISOIntRenewablesNov2007.pdf>

réseau, avec un pas de temps d'une minute. Ainsi, il est possible d'analyser le plus précisément possible les impacts de la production éolienne sur l'utilisation des équipements greffés au réseau de TransÉnergie (les systèmes de protection, de compensation, etc.). Pour appliquer ce simulateur au bloc de 3000 MW, il est requis de connaître la topologie du réseau à l'année 2015-2016, incluant tous les ajouts qu'impliquent les travaux d'intégration, et d'adapter le simulateur au format du logiciel d'analyse de réseau PSS/E. Ces éléments ne seront en place qu'à la fin de l'année 2009 et c'est alors que l'approche par simulation sera appliquée, tout en intégrant 3000 MW de production éolienne.

Par ailleurs, d'ici à ce que les résultats de l'approche par simulation soient disponibles, il a été convenu d'appliquer à nos données de demande et de production éolienne, une approche statistique, afin de rendre disponibles des résultats préliminaires le plus tôt possible. Cette démarche a un double avantage :

- bien qu'elle soit moins précise, les méthodes statistiques permettent d'obtenir des valeurs de référence;
- les résultats permettront également une comparaison avec les valeurs utilisées par BPA, une zone de réglage où la production conventionnelle est presque entièrement hydraulique et où la production éolienne atteindra 3155 MW en 2010.

4 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉSENTE ÉTUDE

La méthodologie s'appuie sur l'obligation du responsable de l'équilibrage du réseau d'ajuster la production de façon à satisfaire de manière économique toute la demande prévue. Les moyens utilisés à cet effet diffèrent en fonction du pas de temps considéré. Ainsi :

- les différences intra-horaires entre l'énergie prévue et la demande réelle sont généralement compensées par l'arrêt ou le démarrage de groupes ou encore, par la modification de la plage de fonctionnement des groupes asservis au système de suivi intra-horaire de la demande;
- pour sa part, le système de réglage automatique de la production (AGC: Automatic Generation Control) est utilisé pour gérer les déséquilibres sur des plages de temps beaucoup plus courtes, comme les variations se produisant de minute en minute, sans apport significatif en énergie.

Pour modéliser les impacts sur ces deux types de moyens, la méthode utilisée s'inspire de celle développée par Kirby et Hirst du Oak Ridge National Laboratory (ORNL) au Kentucky⁷. Les travaux de Kirby et Hirst proposent de séparer la demande d'une zone de réglage en trois composantes :

⁷M. Milligan , H. Shiu , B. Kirby, K. Jackson , "A Multi-Year Analysis of Renewable Energy Impacts in California: Results from the Renewable Portfolio Standards Integration Cost Analysis –Phase III", CEC

- l'énergie de base, qui correspond à la demande au début d'un cycle d'exploitation horaire;
- le « load following », ou le suivi intra-horaire de la demande, qui correspond à l'énergie additionnelle requise pendant l'heure;
- la régulation, qui correspond aux fluctuations rapides minute par minute de la demande, sans impact énergétique.

Kirby propose d'utiliser une moyenne mobile de la demande sur 15 à 20 minutes afin de déterminer dans un premier temps le suivi intra-horaire de la demande. Dans un second temps, on soustrait ce résultat de la demande réelle (constatée) afin d'isoler la composante de régulation. En résumé :

$$\begin{aligned} \text{Suivi Demande (t)} &= D_{\text{Estimée}}(t) \\ &= \frac{1}{15} [D(t-7) + \dots D(t-1) + D(t) + D(t+1) + \dots + D(t+7)] \\ \text{Régulation (t)} &= D(t) - D_{\text{Estimée}}(t) \end{aligned} \tag{4}$$

où $D(t)$ = Demande à chaque minute

Cette méthode a été appliquée dans les études du CA RPS en utilisant une moyenne mobile sur 15 minutes, ainsi que par Idaho power et Xcell North qui ont utilisé une fenêtre de 20 minutes. Son principal défaut est qu'elle suppose implicitement que la prévision en temps réel de la demande est égale à la moyenne mobile de la demande réelle sur 15 minutes, ce qui n'est jamais le cas. Cette méthode sous-estime donc les impacts à l'échelle intra-horaire et a récemment été améliorée par la prise en compte de l'erreur de prévision en temps réel, tant au niveau de la demande que de la production éolienne.

Les définitions s'appliquant à la régulation et au suivi intra-horaire de la demande, suivant le principe de découplage temporel de Kirby tout en tenant compte des erreurs de prévision, sont présentées au Tableau 1.

Tableau 1
Définitions de la régulation et du suivi intra-horaire de la charge

Relatif à la production éolienne		Relatif à la demande	
Variable	Définition	Variable	Définition
$E_{1mn}(t)$	Production éolienne, moyenne sur une minute centrée au temps t	$D_{1mn}(t)$	Demande, moyenne sur une minute centrée au temps t
$E_{10mn}(t)$	Production éolienne, moyenne sur dix minutes centrée au temps t	$D_{10mn}(t)$	Demande, moyenne sur dix minutes centrée au temps t
$PHE_i(t)$	Programme horaire de l'éolien sans erreurs de prévisions	$PHD_i(t)$	Programme horaire de la demande sans erreurs de prévisions
$PHE_p(t)$	Programme horaire de l'éolien basé sur la prévision disponible au début de l'heure	$PHD_p(t)$	Programme horaire de la demande basé sur la prévision disponible au début de l'heure
$AGC_E(t) = E_{1mn}(t) - E_{10mn}(t)$	Besoins en régulation, production éolienne seule	$AGC_D(t) = D_{1mn}(t) - D_{10mn}(t)$	Besoins en régulation, Demande seule
$SIE_I(t) = E_{10mn}(t) - PHE_i(t)$	Suivi intra-horaire de la production éolienne sans erreurs de prévisions	$SID_I(t) = D_{10mn}(t) - PHD_i(t)$	Suivi intra-horaire de la demande sans erreurs de prévisions
$SIE_P(t) = E_{10mn}(t) - PHE_p(t)$	Suivi intra-horaire de la production éolienne, incluant les erreurs de prévisions en temps réel	$SID_P(t) = D_{10mn}(t) - PHD_p(t)$	Suivi intra-horaire de la demande, incluant les erreurs de prévisions en temps réel
$DSQ_E(t) = SIE_P(t) - SIE_I(t)$	Déséquilibre intra-horaire du programme éolien imputable aux erreurs de prévisions en temps réel	$DSQ_D(t) = SID_P(t) - SID_I(t)$	Déséquilibre intra-horaire du programme de la demande imputable aux erreurs de prévisions en temps réel

Aussi, les équations du Tableau 1, qui s'appliquent à l'éolien et à la demande, peuvent également s'appliquer au concept de « Demande nette », ce dernier étant défini par la différence entre la demande et la production éolienne.

$$V_{DemandeNette} = V_{Demande} - V_{Éolien} \quad (5)$$

Les remarques additionnelles permettent d'apprécier certaines équations présentées au Tableau 1.

La fenêtre de moyenne mobile pour séparer le suivi intra-horaire et les besoins en régulation a été fixée à 10 minutes, puisque, dans les systèmes d'AGC, l'indice de performance du NERC (CPS2) est évalué aux 10 minutes; il s'agit également du pas de temps utilisé pour mesurer le respect de la limite L10 (voir section 2).

Les équations du Tableau 1 font ressortir deux définitions du suivi de la charge : l'une sans erreurs de prévision pour l'heure courante alors que l'autre tient compte de celles-ci. La différence entre ces deux définitions tient au déséquilibre induit, en temps réel, par les

erreurs de prévision. Ce déséquilibre doit être compensé par les moyens utilisés afin de gérer la régulation de la fréquence.

Le programme intra-horaire de la charge est égal à la demande horaire moyenne dans l'intervalle comprise entre la 10^e et la 49^e minute d'une heure. À partir de la 50^e minute, une rampe de transition est initiée pour raccorder (linéairement) le programme de l'heure courante au programme de l'heure suivante.

4.1 Provenance et préparation des données

Les données sur les BRD sont basées sur les prévisions des besoins réguliers du Distributeur (BRD) pour l'horizon 2016, tirées de la révision de mai 2009 de la prévision de la demande. Par ailleurs, les données horaires de production éolienne proviennent des reconstitutions historiques de la production des 3 000 MW des deux premiers appels d'offres, réalisées par Hélimax⁸. Par ailleurs, la présente étude ne nécessite pas l'utilisation de séries chronologiques aussi longues que les 36 années simulées par Hélimax. Aussi, puisque les données des onze dernières années couvertes par ces séries (soit du 1^{er} novembre 1995 au 31 octobre 2006) comportent une meilleure précision, la présente analyse se limite à cette période.

La première étape de préparation des données a consisté à générer par interpolation, les versions à la minute de celles-ci, en utilisant une procédure de désagrégation qui a la propriété de préserver la moyenne horaire des données originales. Ensuite, la variabilité intra-horaire de la production éolienne a été reproduite séparément pour chaque parc via la méthode de simulation du spectre de Kaimal⁹. Ainsi, une turbulence estimée à la minute a été superposée à la production éolienne horaire interpolée. Les données minute par minute ainsi générées ont été validées avec succès en les comparant sur les horizons de 1 minute, 10 minutes, 30 minutes, et 1 heure avec des données réelles provenant des parcs éoliens de Baie-Des-Sables et Anse-à-Valleau qui sont en exploitation depuis décembre 2006 et novembre 2007 respectivement.

La variabilité à la minute des BRD a été estimée par l'application d'un modèle statistique aux séries chronologiques mesurées par le Centre de contrôle du réseau (CCR), sur deux années complètes en 2006 et 2007. Ces résultats, juxtaposés aux prévisions en temps réel de la demande pour les mêmes années, ont permis de reproduire 11 années de prévisions minute par minute des BRD. Après vérification, il s'est avéré que les erreurs de prévision

⁸ Hélimax Énergie Inc.; Reconstitution de séries historiques de production éolienne - Parcs éoliens de la Gaspésie (990 MW); Préparé pour Hydro-Québec Distribution; Décembre 2008; 61 pages.
Hélimax Énergie Inc.; Reconstitution de séries historiques de production éolienne - Appel d'offres pour 2000 MW; Préparé pour Hydro-Québec Distribution; Juin 2009; 74 pages.

⁹G.M. McNerney, P.S. Veers, « A Markov Method for Simulating Non-Gaussian Wind Speed Time-Series», Sandia National Laboratories Report No. SAND84-1227, January 1985, 8pages:
<http://www.sandia.gov/wind/other/841227.pdf>

ainsi générées avaient essentiellement les mêmes propriétés statistiques, incluant les cycles diurnes et saisonniers, que les erreurs constatées en temps réel au CCR.

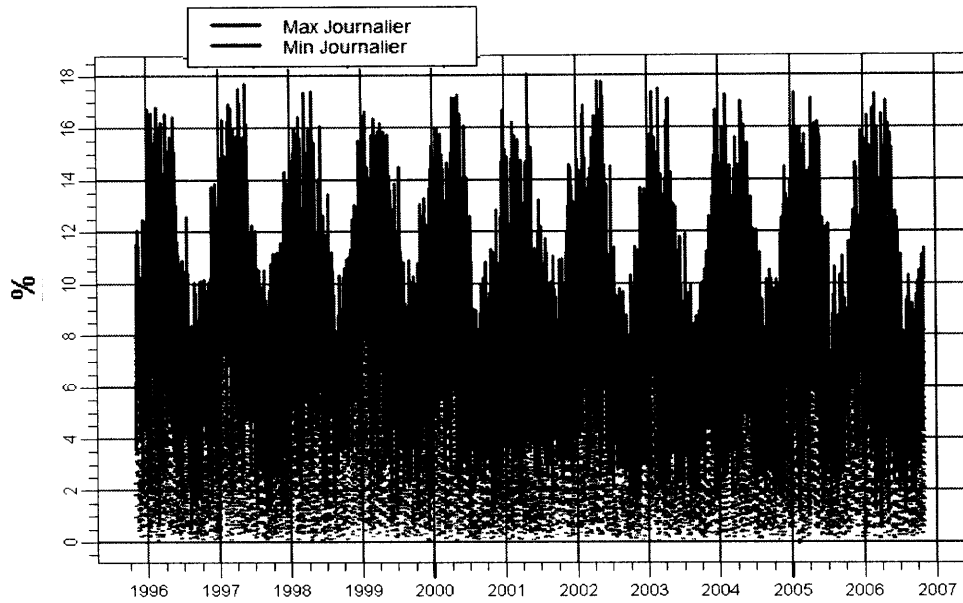


Figure 2
Croisement des BRD et de la production éolienne Hélimax sur 11 ans
Taux de pénétration horaire du 1^{er} novembre 1995 au 31 octobre 2006

Tableau 2
Statistiques sommaires des données à la minute du 1^{er} nov. 1995 au 31 oct. 2006

	Demande (MW)	En % par rapport à la moyenne des BRD
Écart-type variabilité 1mn	38,5	0,2%
Écart-type variabilité 1h	837	4%
Moyenne des erreurs absolues de prévision en temps réel	522	2,5%
Écart-type des erreurs de prévision en temps réel	686	3,2%

	Production Éolienne (MW)	En % par rapport à la production éolienne moyenne
Écart-type variabilité 1mn	7,5	0,7%
Écart-type variabilité 1h	171	15,6%
Moyenne des erreurs absolues de prévision en temps réel	202	18,4%
Écart-type des erreurs de prévision en temps réel	227	21%

Éolien : (Moyenne=1 099, Max= 2 801) MW; BRD : (Moyenne=21 204, Max= 41 774) MW

Suite à l'examen de la littérature (BPA, CAISO) et à une analyse des processus de conduite en temps réel à CMÉ, l'hypothèse de prévision en temps réel de la production éolienne retenue est basée sur un modèle de persistance avec un délai de 2 heures. Autrement dit, au moment de préparer le programme de la prochaine heure, la meilleure prévision de production éolienne disponible serait la production éolienne moyenne horaire observée une heure plus tôt. Cette hypothèse ne tient toutefois pas compte de la possibilité d'ajuster le programme en fonction de la production éolienne réelle des dernières minutes.

Le tableau 2 résume certaines caractéristiques typiques des données des BRD et de la production éolienne. De façon générale, la production éolienne présente, toute proportion gardée, une plus grande variabilité et une moins bonne prévisibilité en temps réel que la demande.

4.2 Algorithme de calcul

Pour chacune des trois séries chronologiques, à savoir, la production éolienne, la demande de la zone de réglage et la demande nette, un programme « parfait » (sans erreurs de prévisions) est déterminé à partir de la valeur moyenne horaire de chaque série de données. Pour ce faire, on assigne aux minutes 10 à 49 de chaque heure la moyenne horaire de la variable considérée, alors qu'une rampe de transition est appliquée de la minute 50 à la minute 9 de l'heure suivante, par interpolation linéaire entre les valeurs horaires moyennes

consécutives. Pour créer le programme « prévu » (i.e., incluant les erreurs de prévision), la même procédure est appliquée, en remplaçant la moyenne horaire par la valeur prévue en temps réel, cette dernière étant calculée selon la procédure décrite à la section 4.1.

Pour chacune des trois séries chronologiques de base, une série constituée des moyennes sur 10 minutes est créée. Ainsi, les données à la minute, leurs moyennes sur 10 minutes, les programmes parfait et prévu constituent la base pour le calcul des besoins additionnels de capacité requis par le service de régulation de la fréquence.

La réserve totale comprend le service de régulation (AGC) et celui de suivi intra-horaire de la charge. Le service de régulation est défini comme étant la variation d'une minute à l'autre autour de la moyenne sur dix minutes. Le service de suivi intra-horaire est constitué de la différence entre la moyenne sur 10 minutes des données réelles et le programme de production correspondant. Les deux définitions du programme de production (parfait et prévu) sont par ailleurs utilisées pour calculer le suivi intra-horaire. La différence entre le suivi intra-horaire calculé avec le programme prévu et le résultat obtenu avec le programme parfait est appelé « imbalance » dans la littérature. Il s'agit du déséquilibre essentiellement causé par les erreurs des prévisions.

Tous les concepts établis ci-dessus sont illustrés sur un cas d'espèce à la Figure 3. Une fenêtre d'observations de six heures lors de la montée en charge matinale du 22 août 2006 est utilisée. Pour plus de réalisme, les données de la demande (ainsi que les prévisions correspondantes) sont des données historiques réelles, provenant du CCR. Par contre, les données de production éolienne correspondent aux données simulées décrites précédemment.

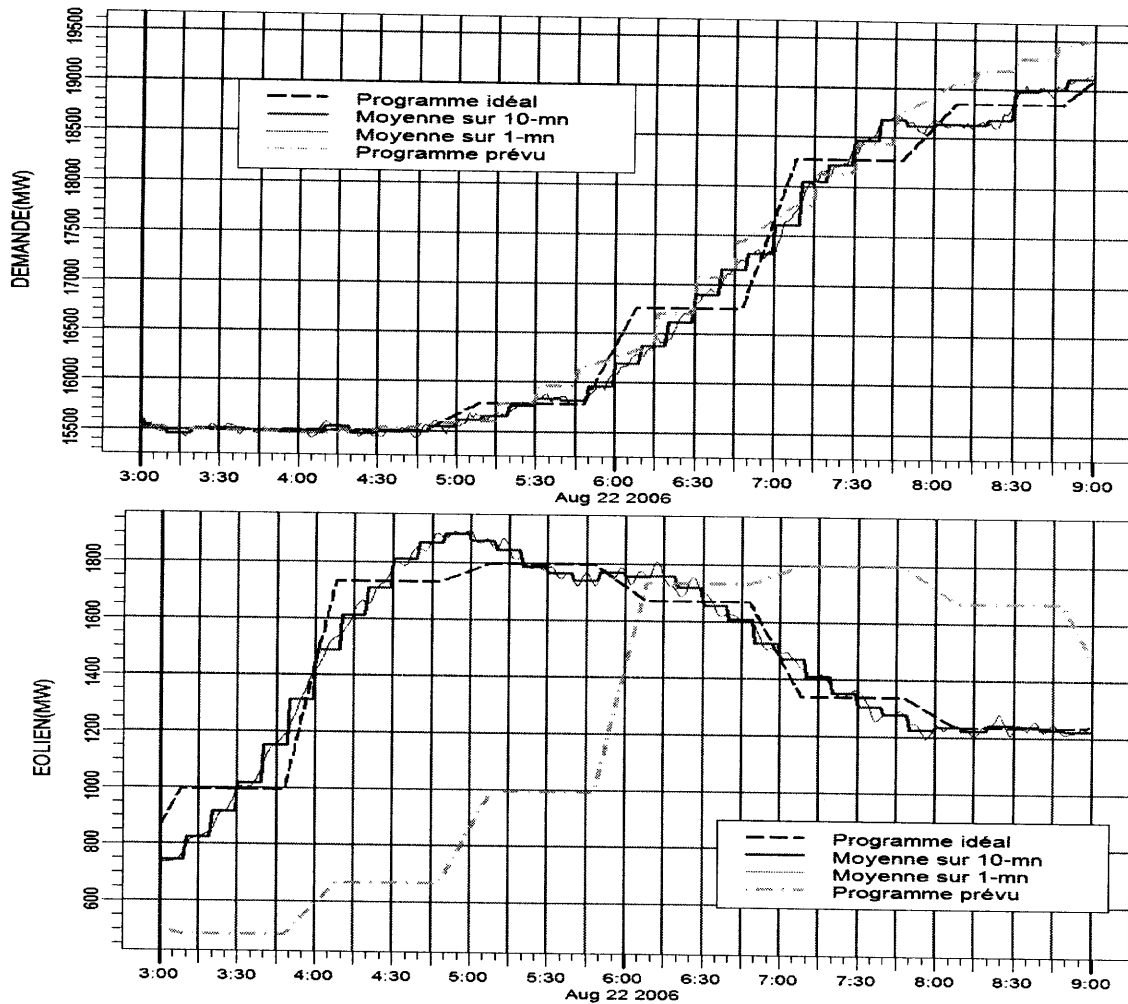


Figure 3
Comportement de la demande et de l'éolien au cours d'un matin typique d'été

Les besoins de régulation correspondent à la différence entre les courbes mauve (moyenne sur 1 minute) et bleue (moyenne sur 10 minutes). Par ailleurs, les besoins en suivi intra-horaire correspondent à la différence entre les courbes bleue et noire (programme idéal), lorsque les erreurs de prévision ne sont pas prises en compte et entre les courbes bleu et verte (programme prévu), avec la prise en compte du déséquilibre (erreurs de prévision).

Pendant la période considérée, on observe qu'à la suite d'une rampe de production éolienne de 1150 MW en deux heures, les prévisions éoliennes avec un modèle de persistance sur deux heures sont erronées, ce qui provoque un déséquilibre intra-horaire important (jusqu'à 1200 MW). Un impact sera inévitablement compensé par des arrêts et des démarrages de groupes.

À l'opposé, la prévision en temps réel de la demande (qui varie peu pendant la nuit) est excellente.

Pour chacune des composantes des réserves, sont calculées séparément les exigences de réserve en hausse et en baisse, car les signaux de régulation et de suivi intra-horaire de la demande ne sont pas symétriques autour de zéro. À chaque étape du processus, 0,25% des valeurs les plus élevées (positives) et 0,25% des valeurs les plus faibles (négatives), sont éliminées. Ainsi, le besoin de réserve de régulation de la fréquence est égal à la valeur maximale de la série chronologique constituée de 99,5% des valeurs disponibles après élimination des extrêmes. Ce choix de seuil est tout à fait compatible avec l'objectif historique de TransÉnergie(CMÉ) de maintenir un taux de conformité de 99.5% au niveau du CPS2 (Fig. 2).

4.3 Algorithme de l'allocation

Afin de déterminer la contribution de l'éolien et de la demande aux besoins totaux de réserves de régulation de fréquence (RRF), il est nécessaire d'adopter une méthode statistiquement neutre et rigoureuse, qui assure que la somme des deux contributions est toujours égale à la RRF requise par la demande nette. Ainsi l'égalité suivante doit être respectée :

$$\text{Hausse de la RRF due à l'éolien} + \text{Hausse de la RRF due à la demande} = \text{Hausse totale de la RRF}$$

Deux méthodes d'allocation sont parallèlement utilisées.

4.3.1 Méthode d'allocation pondérée utilisée par BPA

La première méthode d'allocation correspond à celle utilisée par BPA. Basée sur le partage statistiquement équitable de la variabilité, cette méthode est décrite en détail dans le « white paper » de BPA disponible sur leur site internet¹⁰. En résumé, elle consiste à déterminer les variances du signal de régulation ou de suivi intra-horaire¹¹ associé à l'éolien, à la demande et à la demande nette. En plus, si les variations de production éolienne et de la demande sont corrélées entre elles, il faut également tenir compte de la covariance. Les formules de répartition des besoins de RRF sont alors les suivantes:

$$\begin{aligned} \text{ContributionEolien} &= \frac{\text{cov}(-V_{Eolien}, V_{DemandeNette})}{\sigma^2(V_{DemandeNette})} = \frac{\sigma^2(V_{Eolien}) + \text{cov}(-V_{Eolien}, V_{Demande})}{\sigma^2(V_{DemandeNette})} \\ \text{ContributionDemande} &= \frac{\text{cov}(V_{Demande}, V_{DemandeNette})}{\sigma^2(V_{DemandeNette})} = \frac{\sigma^2(V_{Demande}) + \text{cov}(V_{Demande}, -V_{Eolien})}{\sigma^2(V_{DemandeNette})} \end{aligned} \quad (6)$$

où

¹⁰ BPA Wind Integration Team: "Regulation, Load Following and Generation/Load Imbalance", Study paper for the 2010 BPA rate Case, Sept 2008: http://www.bpa.gov/corporate/ratecase/2008/2010_BPA_Rate_Case/docs/TR-10_WIT%20Study%20Paper_091008.pdf

¹¹ Les signaux de régulation ou de suivi intra-horaire sont constitués des résultats des équations présentées au Tableau 1.

V = variance du « signal de régulation » applicable aux différentes composantes de la réserve, soit, la régulation, le suivi intra-horaire et le déséquilibre.

$$\text{cov}(-V_{Eolien}, V_{Demande}) = \text{cov}(V_{Demande}, -V_{Eolien}) \quad \text{et} \quad V_{DemandeNette} = V_{Demande} - V_{Eolien}$$

Il découle des formules ci-dessus que si la covariance entre les signaux de régulation de la production éolienne et de la demande est nulle, la répartition des besoins de régulation sera alors uniquement fonction des variances respectives des signaux de régulation de la production éolienne et de la demande.

4.3.2 Méthode ORNL – Holttinen d'allocation à la marge

Une seconde approche d'allocation des réserves a été développée par le Oak-Ridge National Laboratory (ORNL)¹² et est également présentée par Holttinen et al.¹³ (pp.364-451). Cette méthode suggère de déterminer l'augmentation marginale des besoins de réserves de régulation en fonction de la couverture des variations contenues à l'intérieur d'un nombre prédéfini d'écart-types.

En présupposant une hypothèse d'indépendance entre les variations de la demande et les variations de la production éolienne et de distribution de ces dernières selon une Loi normale gaussienne¹⁴, il est possible de déterminer l'écart-type de la Demande nette par la moyenne géométrique des écart-types de la demande et de la production éolienne:

$$\sigma_{DemandeNette} = \sqrt{\sigma_{Demande}^2 + \sigma_{Eolien}^2} \quad (7)$$

Où, $\sigma_{Demande}$, σ_{Eolien} et $\sigma_{DemandeNette}$ sont respectivement les écart-types des séries chronologiques associées aux signaux de régulation de la demande et de la production éolienne et de la demande nette.

L'augmentation à la marge de la variabilité induite dans le réseau électrique par la production éolienne peut s'exprimer par l'augmentation de l'écart-type, lorsqu'on passe de $\sigma_{Demande}$ à $\sigma_{DemandeNette}$. En utilisant 4σ comme critère, on obtient une couverture de 99,9 %

¹² B. Kirby and E. Hirst, "Customer-Specific Metrics for the Regulation and Load-Following Ancillary Services", ORNL/CON-474, January 2000. <http://eetd.lbl.gov/certs/pdf/ornl-con-474.pdf#search=%22Separating%20and%20Measuring%20the%20Regulation%20and%20Load%20Following%20Ancillary%20Services%22>

¹³ H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane, T. Molinski, "Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power," *Wind Engineering*, 32(4), 2008.

¹⁴ Cette hypothèse a pu être vérifiée lors de l'application de la méthode de BPA expliquée précédemment.

des variations d'un signal de régulation¹⁵. On en déduit que l'augmentation marginale du besoin de réserve se calcule comme suit :

$$\Delta(\text{Signal de régulation}) = 4 \times \left[\sigma_{\text{DemandeNette}}(\text{Signal de régulation}) - \sigma_{\text{Demande}}(\text{Signal de régulation}) \right] \quad (8)$$

Cette méthode s'applique à n'importe lequel des signaux de régulation définis au Tableau 1 précédemment.

5 BESOINS ADDITIONNELS DE CAPACITÉ DE RÉSERVES POUR LE SERVICE DE RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE

5.1 Méthode d'allocation pondérée utilisée par BPA

L'algorithme défini par l'équation (6) a d'abord été appliqué sur une base horaire afin d'obtenir les quantités de réserve requise pour chaque signal de régulation. Les 24 valeurs ainsi obtenues sont ensuite pondérées à l'aide de l'équation (9) qui suit, afin d'obtenir les réserves optimales applicables aux périodes journalières.

$$V_{\text{Eolien}}(\text{optimal}) = \frac{\max(V_{\text{Eolien}}(h)) \times \max(V_{\text{DemandeNette}}(h))}{\max(V_{\text{Eolien}}(h)) + \max(V_{\text{Demande}}(h))} \quad (9)$$

$$V_{\text{Demande}}(\text{optimal}) = \frac{\max(V_{\text{Demande}}(h)) \times \max(V_{\text{DemandeNette}}(h))}{\max(V_{\text{Eolien}}(h)) + \max(V_{\text{Demande}}(h))} \quad h = 0, \dots, 23$$

Cette méthode consiste donc à répartir la réserve associée à la demande nette en proportion des valeurs maximales associées à l'éolien et à la demande, de telle sorte que la contrainte principale soit toujours vérifiée :

$$V_{\text{Eolien}}(\text{optimal}) + V_{\text{Demande}}(\text{optimal}) = \max(V_{\text{DemandeNette}}) \quad (10)$$

Les résultats journaliers sont ensuite réduits à une seule valeur optimale pour l'année, l'hiver {décembre à mars}, l'été {juin à septembre} ou pour la période hors-saison {avril, mai, octobre et novembre} en utilisant le même type de formule que celle présentée à l'équation (9). Les besoins de régulation et le déséquilibre sont présentés, à la Figure 4, par année civile, en considérant séparément les différentes saisons. Finalement, les valeurs présentées au Tableau 3 représentent la moyenne arithmétique des valeurs annuelles ou saisonnières présentées à la Figure 6.

¹⁵ I. Kamwa, A. Héniche, M. de Montigny, "Assessment of AGC and Load-Following Definitions for Wind Integration Studies in Québec," *8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms* – Bremen, 14–15 Oct, 2009, Paper no. 129.

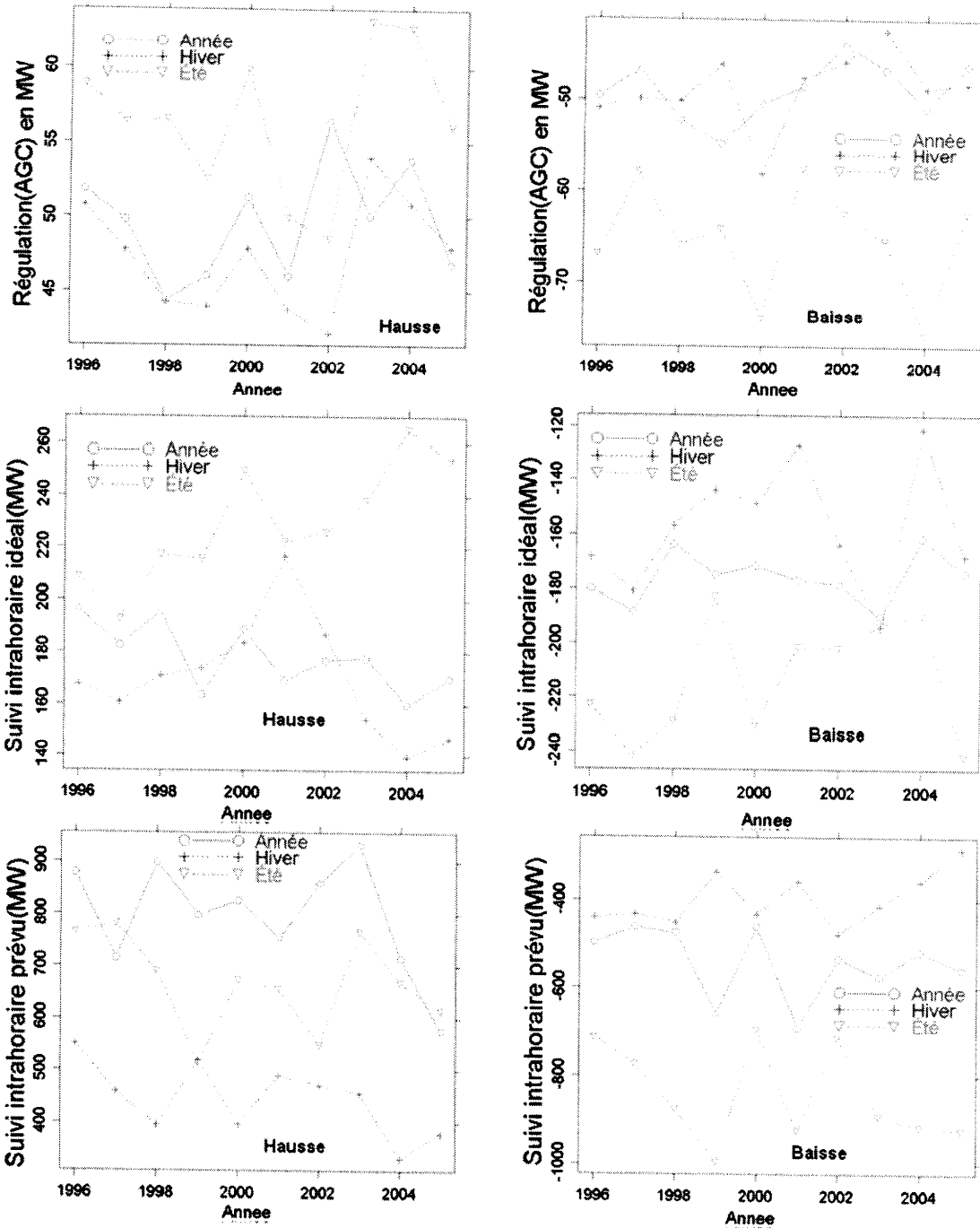


Figure 4
Besoins additionnels de réserves pour le service de régulation de la fréquence
Méthode d'allocation pondérée

Tableau 3
Espérance mathématique sur 10 années civiles des besoins additionnels de réserves
pour le service de régulation de la fréquence
Méthode d'allocation pondérée

	Requis par la charge Moyenne annuelle	Requis par la production éolienne			
		Moyenne annuelle	Hiver	Été	Hors saison
Besoins additionnels de régulation					
▪ Régulation positive	307 MW	50 MW	47 MW	56 MW	47 MW
▪ Régulation négative	-196 MW	-54 MW	-49 MW	-65 MW	-48 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme parfait)					
▪ Suivi de charge positif	1183 MW	191 MW	170 MW	229 MW	174 MW
▪ Suivi de charge négatif	-1644 MW	-181 MW	-157 MW	-213 MW	-174 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme prévu)					
▪ Suivi de charge positif	2296 MW	618 MW	445 MW	667 MW	741 MW
▪ Suivi de charge négatif	-3064 MW	-582 MW	-397 MW	-842 MW	-508 MW

En résumé, pour assurer la régulation de fréquence liée à l'intégration de 3000 MW de production éolienne au Québec, les capacités de régulation requises sont en moyenne de 54 MW alors que le suivi intra-horaire de la charge requiert 191 MW avec le programme parfait et 618 MW avec le programme prévu. À titre de comparaison, l'intégration de 3 743 MW de production éolienne dans le réseau de BPA a imposé un total de 1045 MW de réserves de régulation et de suivi intra-horaire de la demande¹⁶ comparativement à 668 MW pour le réseau d'Hydro-Québec. Une comparaison des résultats obtenus par Hydro-Québec à ceux de BPA est présentée, sur une base horaire, à l'Appendice 1.

5.2 Méthode ORNL – Holttinen d'allocation à la marge

Les résultats de l'application de l'approche utilisant quatre fois l'écart-type, conformément aux explications fournies à la section 4.3.2, sont présentés à la Figure 5 et au Tableau 4.

Essentiellement, les besoins de réserves de régulation de la fréquence déterminés à partir de cette méthode sont de loin inférieurs à ceux du Tableau 4, obtenus à partir de la méthode de BPA. La différence est reliée à la méthode de répartition des besoins de réserve, qui, dans le cas de la méthode d'allocation pondérée de BPA ré-optimise la répartition des besoins de réserve entre la demande et la production éolienne. La méthode utilisant quatre fois l'écart-type est essentiellement appliquée à la marge des besoins requis par la demande.

¹⁶ 2010 BPA Rate Case, *Presentation of Power Services & Transmission Services to the Wind Integration Rate Customer Workshop*, 23 January 2009
http://www.bpa.gov/corporate/ratecase/2008/2010_BPA_Rate_Case/docs/TR-10%20Workshop_Wind%20Integration%20Rates_012309.pdf

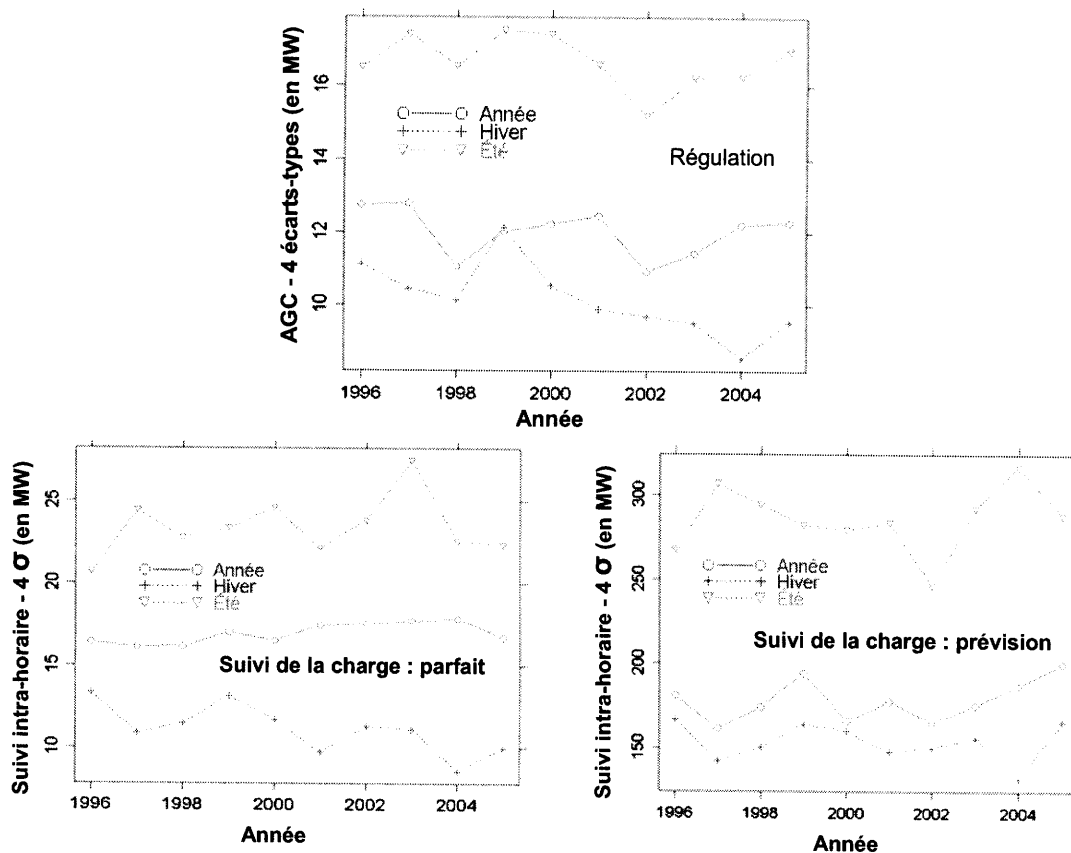


Figure 5
Besoins additionnels de réserves pour le service de régulation de la fréquence
Méthode d'allocation à la marge

Tableau 4
Espérance mathématique sur 10 années civiles des besoins additionnels de réserves
pour le service de régulation de la fréquence
Méthode d'allocation à la marge

	Requis par la production éolienne			
	Moyenne annuelle	Hiver	Été	Hors saison
Besoins additionnels de régulation	13 MW	10 MW	17 MW	11 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme parfait)	17 MW	11 MW	23 MW	15 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme prévu)	203 MW	153 MW	285 MW	170 MW

Tous les calculs et les conclusions des analyses présentées à la présente section 5 ont également été repris en utilisant les « Besoins Globaux Satisfaits » du réseau. Les résultats sont présentés à l'Appendice 2.

6 CONCLUSION

Deux différentes méthodes ont été utilisées afin d'évaluer l'impact de la production éolienne sur les différentes réserves requises pour la régulation de fréquence. Ces deux méthodes conduisent à des résultats différents, lesquels sont résumés au Tableau 5, ci-dessous.

Tableau 5
Besoins additionnels totaux pour maintenir la qualité du réglage de la fréquence
suite à l'intégration de 3000MW de production éolienne

Méthode d'allocation pondérée utilisée par BPA

En Mégawatts				
(maximum en hausse ou en baisse)	Moyenne	Hiver	Été	Hors saison
Besoins en régulation	54	49	65	48
Besoins en suivi intra-horaire				
▪ Programme parfait	191	170	229	174
▪ Programme prévu	618	445	842	741
En % de la puissance éolienne installée				
(maximum en hausse ou en baisse)	Moyenne	Hiver	Été	Hors saison
Besoins en régulation	1,8	1,6	2,2	1,6
Besoins en suivi intra-horaire				
▪ Programme parfait	6,4	5,7	7,6	5,8
▪ Programme prévu	20,6	14,8	28,1	24,7

Méthode ORNL – Holtinen d'allocation à la marge

En Mégawatts				
	Moyenne	Hiver	Été	Hors saison
Besoins en régulation	13	10	17	11
Besoins en suivi intra-horaire				
▪ Programme parfait	17	11	23	15
▪ Programme prévu	203	153	285	170
En % de la puissance éolienne installée				
	Moyenne	Hiver	Été	Hors saison
Besoins en régulation	0,4	0,3	0,6	0,4
Besoins en suivi intra-horaire				
▪ Programme parfait	0,6	0,4	0,8	0,5
▪ Programme prévu	6,8	5,1	9,5	5,7

L'application de la méthode de BPA au cas d'Hydro-Québec conduit à des résultats similaires à ceux obtenus dans d'autres juridictions où l'hydroélectricité constitue la principale source de production. Alors que la présente évaluation indique qu'une quantité de réserves totales correspondant à 22,4 % (= 20,6 + 1,8) de la puissance éolienne installée seraient requises, les résultats correspondant à BPA indiquent 28 %¹⁷ et 26 % au Manitoba¹⁸.

¹⁷ 2010 BPA Rate Case, *Presentation of Power Services & Transmission Services to the Wind Integration Rate Customer Workshop*, 23 January 2009
http://www.bpa.gov/corporate/ratecase/2008/2010_BPA_Rate_Case/docs/TR-

La méthode des quatre écarts-types conduit à des besoins additionnels de réserves plus faibles que ceux basés sur la méthode d'allocation pondérée de BPA.

Il est généralement admis que les méthodes statistiques utilisées dans la présente étude sont moins précises que les méthodes par simulation qui s'appuient sur des hypothèses d'exploitation du réseau beaucoup plus détaillées. Le simulateur de comportement de réseau qui est en cours de développement à l'IREQ permettra de raffiner ces estimations et surtout de mieux positionner l'évaluation des impacts en tenant compte de la configuration réelle du réseau d'Hydro-Québec.

[10%20Workshop_Wind%20Integration%20Rates_012309.pdf](#)

¹⁸ T.S. Molinski, "Manitoba Hydro Wind Power Reserve Requirements", *7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems and Transmission Networks for Offshore Wind Farms* – Madrid, 26 – 27 May, 2008

APPENDICE 1

Comparaison des résultats d'Hydro-Québec à ceux de BPA.

Puisqu'une des méthodes appliquées par Hydro-Québec est en tout point conforme à celle de BPA, la comparaison des résultats obtenus par les deux juridictions s'avère intéressante, d'autant plus que les quantités d'éoliennes concernées sont du même ordre de grandeur, soit 3155 MW. Les résultats de BPA sont tirés de leur cause tarifaire 2010. Ils ont été ajustés proportionnellement pour en faciliter la comparaison avec ceux d'Hydro-Québec, lesquels portent sur l'impact de l'intégration de 3000 MW.

Cette comparaison a été réalisée pour chaque heure du cycle quotidien, sur la base de l'ensemble des 11 années de données, sans distinction de saison. Pour chaque signal de régulation, 5 785 920 de points de données à la minute sont disponibles, soit 241 080 points horaires. Les résultats sur les besoins de réserve à la hausse et à la baisse sont présentés figures A 1-1 et A 1-2.

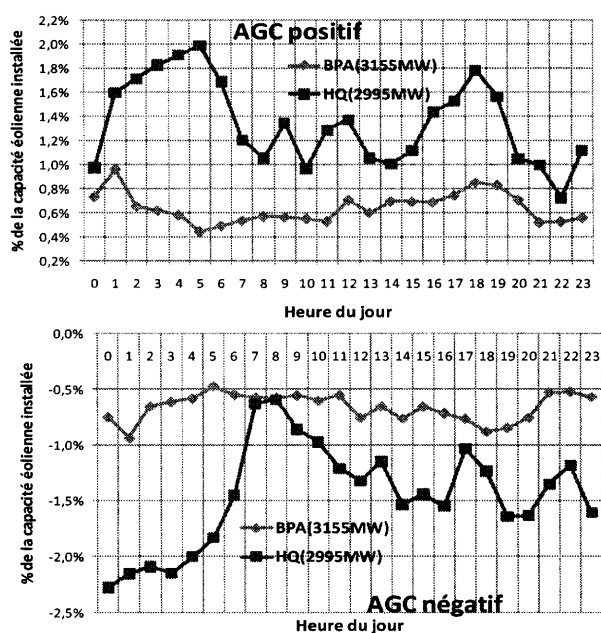


Figure A 1-1
Besoins additionnels de régulation

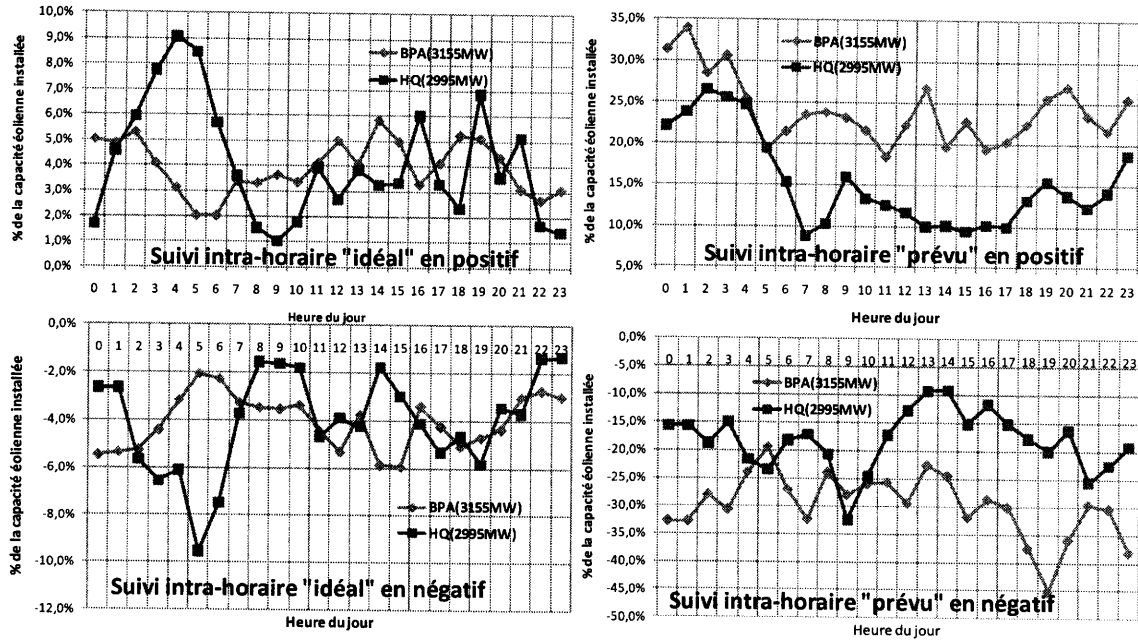


Figure A 1-2
Besoins additionnels de suivi intra-horaire de la charge

APPENDICE 2

Prise en compte des besoins globaux du réseau dans l'évaluation des besoins additionnels de capacité des réserves.

L'impact de la production éolienne sur le réseau a été jusqu'ici étudié en présence des besoins réguliers du distributeur (BRD). Or, au quotidien, le transporteur doit faire face aux besoins de tous ses clients et non seulement à ceux du Distributeur. Dans ce contexte, il est utile d'examiner l'impact de l'application des méthodes de la présente étude en utilisant les besoins globaux du réseau plutôt que les BRD.

Pour ce faire, les besoins québécois (BQ) et les besoins globaux satisfaits du réseau (BGS) ont été extraits de la base de données dynamiques du CCR, pour les années 2006 et 2007. Une analyse comparative de leurs variabilités sur 10 et 60 minutes est présentée à la Figure A 2-1. En hiver comme en été, les besoins globaux peuvent, à certaines heures, être substantiellement plus élevés que les besoins québécois (qui sont considérés ici comme une bonne approximation des BRD). De plus, les variabilités sur 10mn et 60mn des BGS sont de 10 à 200% plus grandes que celles des BQ, selon l'heure et la saison. Il y a donc lieu de valider l'impact de ces différences dynamiques sur l'estimation des besoins de réserves pour la régulation de fréquence.

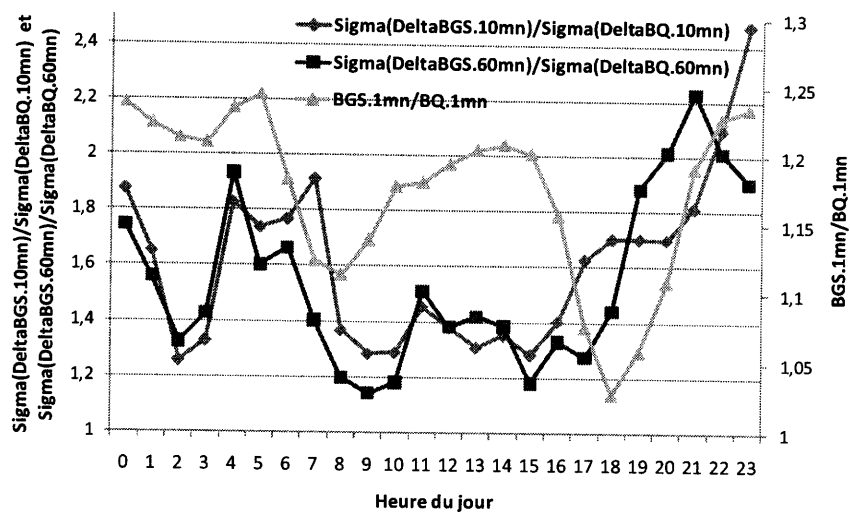
Si on retourne à l'équation (6), on constate que le besoin de régulation attribué à l'éolien est fonction des écarts types de la demande et de l'éolien. Afin de formaliser le problème, l'écart-type de la variabilité des BGS par rapport à celui des BQ est défini comme suit: $\sigma_{BGS} = \gamma \sigma_{BQ}$. Étant donné que la covariance intra-horaire de la demande et de la production éolienne est négligeable, la formule d'allocation des réserves en présence des BGS peut se réécrire en fonction des écarts-types :

$$ContributionBGS = \frac{\gamma^2 \sigma(V_{BRD})^2}{\gamma^2 \sigma(V_{BRD})^2 + \sigma(V_{Eolien})^2} \quad (2-1)$$

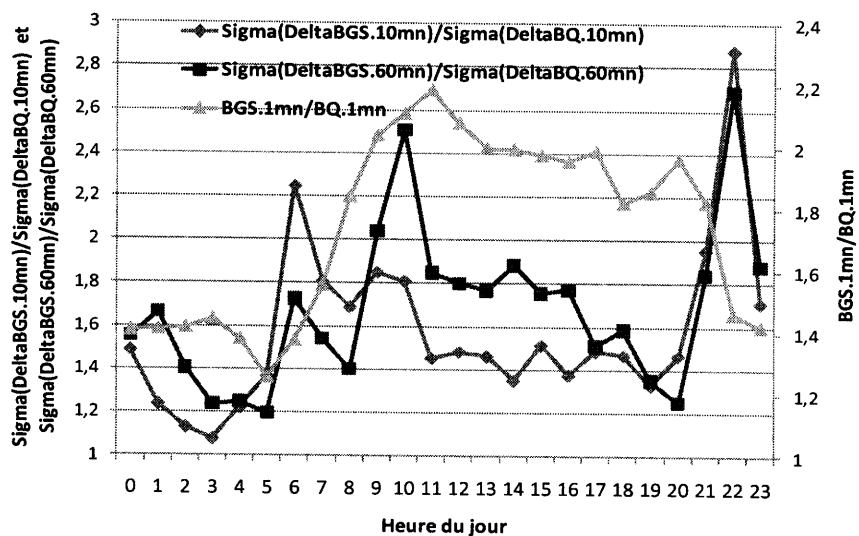
$$ContributionEolien = 1 - ContributionBGS$$

Où, la variable de réserve (V) désigne respectivement l'AGC et le suivi intra-horaire de la charge. À titre d'exemple : si $\sigma(V_{BRD}) = 1$; $\sigma(V_{Eolien}) = 0.5$ et $\gamma = 2$, il est possible de déduire que $ContributionBRD = 0.8$ et $ContributionBGS = 0.94$.

Le coefficient γ , illustré à la Figure A 2-1 en fonction de l'heure et de la saison, est le rapport des écarts types sur 10 minutes et 60 minutes. Dans l'application de cette méthodologie, les contributions respectives de la demande et de l'éolien ont été modifiées en fonction de γ , tout en maintenant inchangées les valeurs des réserves associées à la demande nette. Cette dernière étant la même, toute différence entre les besoins additionnels de réserves issus des BRD et des BGS est uniquement le résultat de la plus grande variabilité intra-horaire des BGS.



(a) Hiver



(b) Été

Figure A 2-1

Cycle diurnal du ratio des besoins globaux sur les besoins québécois (axe de droite) et du ratio de l'écart-type de leurs variations sur 10 et 60minutes (axe de gauche).

$$\text{Sigma}(V)=\text{Écart-type}(V)$$

Les résultats finaux obtenus d'après l'équation (2-1) sont présentés aux Tableaux A 2-1 et A 2-2. On y note une baisse généralisée des valeurs de réserves associées à l'éolien, comparativement à ceux obtenus en utilisant les BRD. Ces résultats sont contrebalancés par une hausse équivalente des réserves associées à la demande (BGS).

En résumé, les besoins additionnels totaux de réserves de régulation de fréquence passent de 668 MW en présence des BRD (voir au Tableau 3) à 431 MW dans l'analyse effectuée avec les BGS, soit une diminution de 35 %.

Tableau A 2-1
Espérance mathématique sur 10 années civiles des besoins additionnels de réserves
pour le service de régulation de la fréquence
Analyse avec les besoins globaux du réseau

	Requis par la charge Moyenne annuelle	Requis par la production éolienne			
		Moyenne annuelle	Hiver	Été	Hors saison
Besoins additionnels de régulation					
▪ Régulation positive	320 MW	37 MW	31 MW	46 MW	35 MW
▪ Régulation négative	-210 MW	-40 MW	-31 MW	-52 MW	-36 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme parfait)					
▪ Suivi de charge positif	1216 MW	158 MW	131 MW	200 MW	143 MW
▪ Suivi de charge négatif	-1688 MW	-138 MW	-117 MW	-184 MW	-112 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme prévu)					
▪ Suivi de charge positif	2520 MW	394 MW	224 MW	476 MW	482 MW
▪ Suivi de charge négatif	-3320 MW	-326 MW	-214 MW	-506 MW	-260 MW

Tableau A 2-2
Espérance mathématique sur 10 années civiles des hausses marginales de réserves
pour le service de régulation de la fréquence
Analyse avec les Besoins globaux du réseau

	Requis par la production éolienne			
	Moyenne annuelle	Hiver	Été	Hors saison
Besoins additionnels de régulation	6 MW	5 MW	6 MW	6 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme parfait)	10 MW	7 MW	15 MW	9 MW
Suivi intra-horaire de charge (programme prévu)	106 MW	104 MW	111 MW	103 MW

Dans le cas de l'application de l'approche utilisant les quatre écarts-types, les besoins additionnels suivi intra-horaire de la charge avec le programme prévu passent de 203 MW en présence des BRD (voir au Tableau 4) à 106 MW dans l'analyse effectuée avec les BGS.

