

## Rapport

---

Évaluation de la provision pour aléas en considérant  
les erreurs de prévision de la production éolienne

Octobre 2009

Requérant : Comité technologique Éolien Interunités

# Table des matières

<b>TABLE DES MATIÈRES</b> .....	<b>III</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>IV</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>V</b>
<b>SECTION 1 : INTRODUCTION</b> .....	<b>6</b>
<b>SECTION 2 : APPROCHE GÉNÉRALE</b> .....	<b>7</b>
2.1 Mise en contexte .....	7
2.2 Modélisation des aléas.....	7
2.2.1 <i>Modélisation des erreurs sur la prévision de la demande</i> .....	8
2.2.1.1 Horizon prévisionnel du lendemain.....	8
2.2.1.2 Horizon prévisionnel du jour même .....	8
2.2.2 <i>Modélisation de la capacité indisponible due à des événements fortuits</i> .....	10
2.2.3 <i>Modélisation des erreurs sur la prévision de la production éolienne</i> .....	11
2.2.3.1 Hypothèses dans le calcul des statistiques .....	11
2.2.3.2 Horizon prévisionnel du lendemain.....	11
2.2.3.3 Horizon prévisionnel du jour même .....	12
2.2.4 <i>Extrapolation pour considérer 3000 MW de puissance éolienne installée</i> ....	13
2.2.5 <i>Comparaison des différents aléas</i> .....	14
2.3 Calcul du risque et des provisions pour aléas .....	16
2.3.1 <i>Hypothèses utilisées pour le calcul du risque</i> .....	16
2.3.2 <i>Méthodologie du calcul du risque</i> .....	16
2.3.2.1 Formulation du problème.....	16
2.3.2.2 Analyse du problème.....	18
2.3.3 <i>Processus du calcul de risque de dépassement</i> .....	20
<b>SECTION 3 : RÉSULTATS</b> .....	<b>22</b>
3.1 Résultats pour l'horizon du lendemain .....	22
3.2 Résultats pour l'horizon du jour même.....	24
3.3 Synthèse des résultats .....	26
<b>RÉFÉRENCES</b> .....	<b>28</b>
<b>ANNEXE 1 DÉFINITIONS</b> .....	<b>29</b>

## Liste des figures

Figure 2-1.	Courbe des écarts-types sur l'erreur de prévision de la demande pour tous les mois pour l'horizon du lendemain .....	8
Figure 2-2.	Courbes des écarts-types sur l'erreur de la demande pour le mois de janvier ( <i>Ja</i> ), horizon du jour même.....	9
Figure 2-3.	Courbes des écarts-types sur l'erreur de la demande pour le mois de juillet ( <i>Jl</i> ), horizon du jour même.....	9
Figure 2-4.	Illustration des moyennes et des écarts-types de prévision de la puissance indisponible pour l'horizon du lendemain. ....	10
Figure 2-5.	Résultats des calculs des statistiques de l'erreur sur la prévision éolienne pour l'horizon du lendemain .....	12
Figure 2-6.	Écarts-types de l'erreur sur la prévision éolienne, horizon du jour même .....	12
Figure 2-7.	Évolution de l'écart-type des erreurs sur les prévisions de la demande, de la production éolienne et de la capacité indisponible, pour l'horizon du lendemain.....	15
Figure 2-8.	Illustration qualitative des différentes composantes utilisées pour calculer le risque.....	19
Figure 2-9.	Illustration qualitative du risque et des provisions pour aléas additionnelles pour deux niveaux de production éolienne.....	20
Figure 2-10.	Procédure de calcul.....	21
Figure 3-1.	Résultats typiques pour l'horizon du lendemain, pour le mois de décembre et pour un temps d'appel de 12 heures .....	22
Figure 3-2.	Synthèse des résultats pour tous les mois pour l'horizon du lendemain. ....	23
Figure 3-3.	Résultats typiques pour l'horizon du jour même pour la période 1-6 heures, pour le mois de décembre.....	24
Figure 3-4.	Synthèse des résultats pour tous les mois pour l'horizon du jour même.....	25

## Liste des tableaux

Tableau 2-1.	Extrapolation de l'écart-type des erreurs de prévision au 3000 MW de production éolienne .....	14
Tableau 3-1.	Résultats pour tous les mois pour l'horizon du lendemain.....	23
Tableau 3-2.	Résultats pour tous les mois pour l'horizon du jour même. ....	26

## Section 1 : Introduction

---

L'approvisionnement en électricité des clients québécois requiert à tout instant non seulement la production d'électricité pouvant satisfaire le besoin, mais nécessite également le maintien de réserves. Pour ce faire, Hydro-Québec élabore quotidiennement des programmes de production couvrant la journée du lendemain. Ces programmes, réalisés par TransÉnergie, ont comme intrants principaux les prévisions horaires de la demande du Québec, les transactions prévues avec les réseaux voisins et une prévision de disponibilités des équipements de production et de transport. Ces programmes permettent d'établir la production anticipée de chacune des centrales et servent de guide aux opérateurs du réseau. Ils sont révisés régulièrement au cours de la journée en fonction des dernières prévisions disponibles. Les incertitudes associées aux prévisions de la demande ainsi qu'à la disponibilité des équipements de production et de transport rendent nécessaire la provision, dans les programmes, d'une capacité de production (au-delà de la capacité requise pour rencontrer la charge) pour contenir les risques de déficits de réserve ou d'utilisation de moyens de soutien coûteux en temps réel. Ainsi, une sous-estimation de la charge ou une surestimation de la disponibilité des équipements de production pourront être compensées, en temps réel, par l'utilisation de cette capacité de production provisionnée.

L'Annexe B de l'*Entente sur les services complémentaires*<sup>1</sup> définit le service de Provisions pour aléas que le Producteur doit rendre au Distributeur :

- 500 MW en temps réel et pour les six prochaines heures ;
- 1000 MW pour un horizon de 6 heures et plus au-delà du temps réel (700 MW du 1er mai au 31 octobre) ;
- 1500 MW pour l'horizon du lendemain (1200 MW du 1er mai au 31 octobre).

Avec l'intégration de la production éolienne, une source supplémentaire d'incertitude s'ajoute à la conduite du réseau. Dans ce nouveau contexte, on doit assumer le maintien du même niveau de risque d'exploitation (risque de ne pas satisfaire complètement la demande<sup>2</sup>) du réseau avant et après l'intégration de la production éolienne. Pour ce, il est nécessaire d'évaluer les niveaux de risque avant et après l'intégration de la production éolienne et d'évaluer les provisions pour aléas additionnelles requises pour maintenir le risque original.

Ce rapport décrit une méthodologie pour quantifier le risque (Section 2) et présente une estimation des provisions pour aléas additionnelles qui seront requises suite aux mises en service des parcs éoliens du 1<sup>er</sup> et du 2<sup>e</sup> appel d'offres (Section 3).

---

<sup>1</sup> Les termes en Italique sont définis à l'Annexe 1.

<sup>2</sup> Dorénavant, il est sous-entendu en écrivant "le risque de ne pas satisfaire la demande" qu'il s'agit de la demande au complet.

## Section 2 : Approche générale

---

### 2.1 Mise en contexte

La méthode de quantification de l'impact de la production éolienne sur le service de Provisions pour aléas (P.A.s) se base explicitement sur la mesure du risque de ne pas pouvoir satisfaire complètement la demande avec la capacité de production programmée, avec et sans production éolienne. Les principales étapes de la méthodologie utilisée sont les suivantes :

- déterminer le niveau de risque de ne pas satisfaire la demande avec la production programmée en utilisant les provisions actuelles en tenant compte des erreurs de prévision de la demande et des indisponibilités non planifiées des moyens de production ;
- calculer le niveau de risque additionnel causé par la prise en compte des incertitudes reliées aux prévisions de la production éolienne ;
- calculer les provisions pour aléas additionnelles, en MW, pour retrouver le même niveau de risque assumé avant l'introduction de la production éolienne.

La quantification du risque doit prendre en compte le processus de travail relié à l'élaboration des programmes de production ainsi que les différents niveaux de provision pour aléas définis selon les horizons prévisionnels.

À chaque jour avant 12h00, les intrants requis à l'élaboration du programme de production couvrant l'*horizon prévisionnel du lendemain* sont recueillis et utilisés pour faire le programme. Ce programme débute à minuit du jour courant et couvre l'ensemble de la journée du lendemain. Le jour courant, le programme de production de la veille est utilisé et mis à jour régulièrement au cours de la journée selon les dernières prévisions disponibles (prévision de la demande, disponibilité de production, etc.). Les provisions pour aléas utilisées varient en fonction du délai entre l'heure courante et l'*heure de prévision*. Ces provisions correspondent actuellement aux valeurs inscrites à l'Annexe B de l'*Entente sur les services complémentaires* et mentionnées à la section précédente.

Dans cette étude, des résultats pour les deux horizons de temps sont présentés, soit l'horizon prévisionnel du lendemain et celui du jour même. Pour l'horizon du lendemain, le calcul de risque est effectué à partir du *temps d'appel*, soit midi du jour courant, et pour chaque *temps d'éloignement* soit de minuit à la fin du jour courant jusqu'à minuit le lendemain. Pour l'horizon prévisionnel du jour même, le calcul est effectué à partir d'un temps d'appel donné du jour courant, pour chaque *temps d'éloignement* allant au plus tard à minuit du jour courant. À l'intérieur de cet horizon, on distingue la période 0-6h, couvrant les premières 6 heures suivant un temps d'appel, et la période 7-24h couvrant les heures au delà de 6 heures d'éloignement jusqu'à minuit de la journée courante.

Pour évaluer le risque, des modélisations mathématiques du comportement aléatoire des erreurs de prévisions de la demande et de la production éolienne ainsi que des indisponibilités des équipement de production dues à des événements fortuits (pannes), pour les 2 horizons prévisionnels et selon les temps d'éloignement, doivent être établies.

### 2.2 Modélisation des aléas

Le risque de ne pas satisfaire la demande est lu directement sur la courbe de la probabilité cumulative conjointe d'une variable aléatoire représentant l'agrégation des aléas de prévision.

Pour calculer le niveau de risque dû aux aléas, il est nécessaire avant tout de calculer les caractéristiques statistiques des erreurs sur les prévisions de la demande, de l'indisponibilité des groupes et de la production éolienne. Seules les caractéristiques statistiques des erreurs de prévision sont utilisées dans cette étude, et non les prévisions comme telles. Ces caractéristiques sont calculées en comparant des prévisions passées avec des valeurs observées correspondantes. Afin d'obtenir l'évolution de ces statistiques dans le temps, les erreurs de prévision ont été groupées par *temps d'appel* et *temps d'éloignement*.

La présente section 2.2 est consacrée à la de modélisation de chaque type d'aléas. Les hypothèses et les détails sur la méthodologie du calcul du risque de ne pas satisfaire la demande avec la capacité de production programmée sont présentés à la section 2.3.

### 2.2.1 Modélisation des erreurs sur la prévision de la demande

Les caractéristiques statistiques de l'erreur sur la prévision de la demande ont été fournies par la Direction Contrôle des mouvements d'énergie de TransÉnergie. Les paramètres des statistiques reliés à ces erreurs de prévision sont basés sur les mesures et les prévisions couvrant la période 2004-2007. La distribution des erreurs de prévision de la demande a été démontrée comme normale à moyenne nulle avec un écart-type qui évolue en fonction du mois et du *temps d'éloignement*.

#### 2.2.1.1 Horizon prévisionnel du lendemain

Pour l'horizon du lendemain, le temps d'appel est midi de la journée courante, heure locale, et l'intervalle d'intérêt est de minuit le jour courant à minuit le lendemain. La Figure 2-1 montre l'écart type sur l'erreur de prévision de la demande pour les heures d'intérêt de l'horizon du lendemain pour chaque mois de l'année. Les heures correspondant à l'horizon prévisionnel du lendemain sont mises en évidence dans le bloc central de couleur jaune.

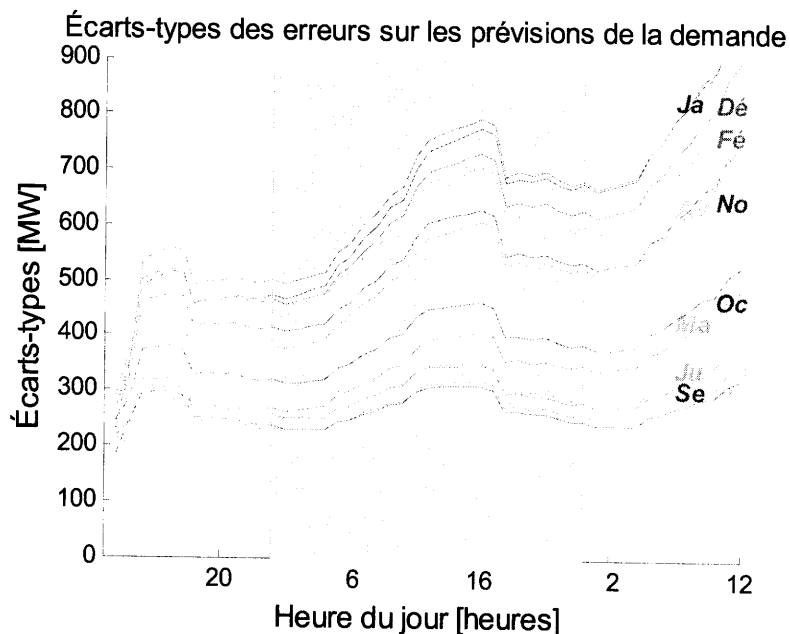


Figure 2-1. Courbe des écarts-types sur l'erreur de prévision de la demande pour tous les mois pour l'horizon du lendemain

#### 2.2.1.2 Horizon prévisionnel du jour même

Pour l'*horizon prévisionnel du jour même*, des courbes d'écart-type de l'erreur sur la prévision sont générées pour 24 temps d'appel horaire. Chaque courbe présente l'écart-type correspondant à un temps d'appel en fonction du temps d'éloignement, à partir de ce temps d'appel. Les Figure 2-2 et Figure 2-3 montrent les écart-types sur une période de 24 heures, pour les mois de janvier et de juillet respectivement. Pour fins de présentation, des bandes de couleurs différentes distinguent les périodes 1-6 heures et 7-24 heures après la première heure d'appel commençant à 1 heure.



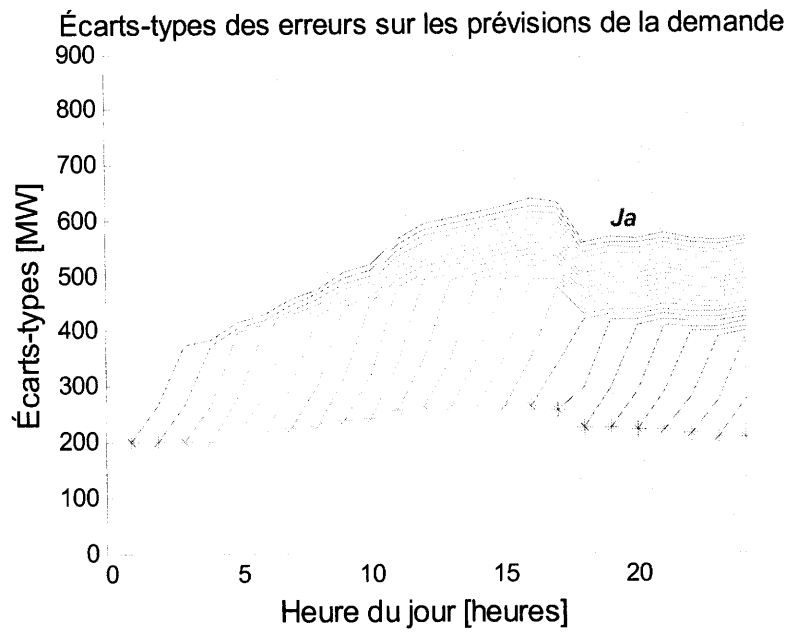


Figure 2-2. Courbes des écarts-types sur l'erreur de la demande pour le mois de janvier (*Ja*), horizon du jour même.

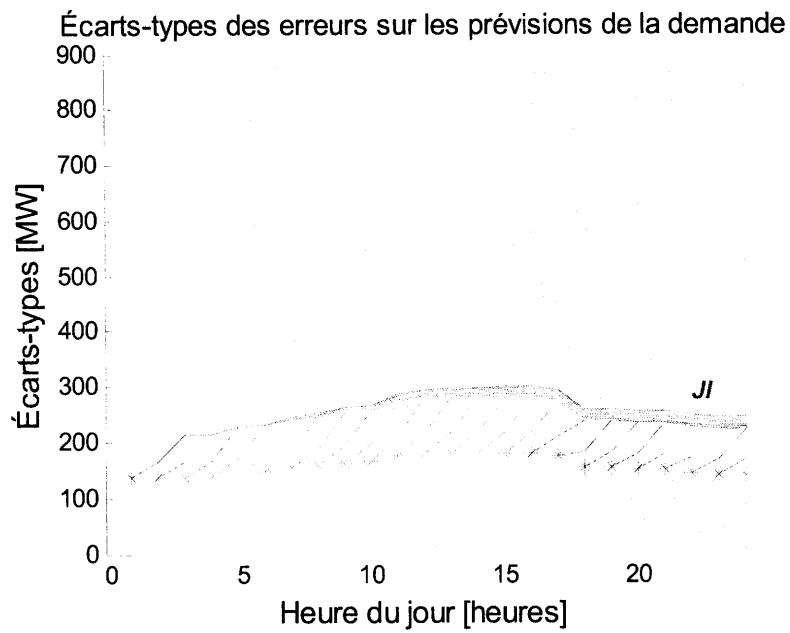


Figure 2-3. Courbes des écarts-types sur l'erreur de la demande pour le mois de juillet (*Jl*), horizon du jour même.

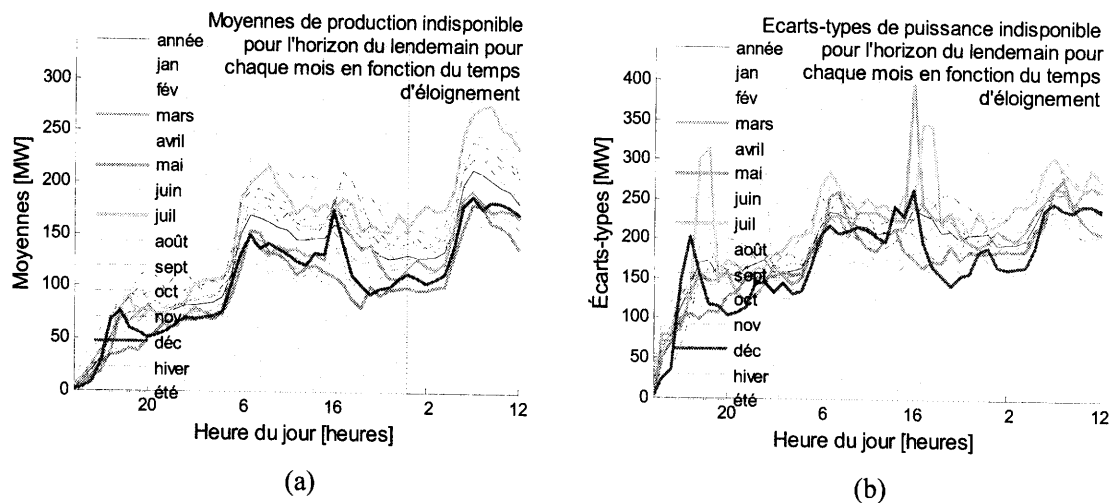
On remarque les points suivants :

- Il y a une grande variabilité de l'écart-type suivant l'heure de la journée et les mois.
- En termes absolus, les écart-types sur les erreurs de prévision de la demande sont beaucoup plus élevées en hiver qu'en été.
- L'écart-type sur les erreurs de prévision de la demande est maximum en fin d'après-midi.

## 2.2.2 Modélisation de la capacité indisponible due à des événements fortuits

Le deuxième type d'aléas adresse les indisponibilités non-planifiées des groupes turbines-alternateurs. Ici on calcule les caractéristiques statistiques de la capacité de production susceptible de devenir indisponible durant l'horizon prévisionnel considéré. Les statistiques ont été compilées à partir d'un historique chronologique de pannes de groupes turbines-alternateurs couvrant 4 années. Pour chaque temps d'appel, on considère seulement les nouvelles indisponibilités après ce temps d'appel. Puisqu'un groupe peut devenir indisponible à n'importe quel instant à l'intérieur d'une heure, on retient, pour une heure donnée, la valeur maximum de la capacité indisponible survenue durant cette heure. En groupant les données par mois et en les classant par temps d'appel et temps d'éloignement, on a calculé l'évolution des caractéristiques statistiques de la capacité susceptible de devenir indisponible.

Les distributions obtenues ne suivent pas des lois de distributions connues. C'est pour cette raison que le calcul du risque s'appuie sur les distributions empiriques et non sur des paramètres d'une distribution connue. Toutefois, les moyennes et écart-types des distributions empiriques sont présentés à titre illustratif à la figure suivante.



**Figure 2-4. Illustration des moyennes et des écarts-types de prévision de la puissance indisponible pour l'horizon du lendemain.**

Il ressort de la figure 2-4 les observations suivantes.

- Il y a une grande variation selon les heures de la journée, avec les valeurs maximales coïncidant avec les heures de pointes du matin et du soir.
- Il y a aussi une grande variabilité selon les mois de l'année. On retrouve la plus grande variabilité durant les mois d'été.

### **2.2.3 Modélisation des erreurs sur la prévision de la production éolienne**

Le calcul des caractéristiques statistiques des erreurs sur la prévision de la production éolienne est basé sur des données colligées par la Direction de l'Approvisionnement en électricité, d'Hydro-Québec Distribution. Les données proviennent d'un historique de prévisions de production éolienne des parcs de Baie-des-Sables (BDS) et d'Anse-à-Valleau (AAV) couvrant une période s'échelonnant du 13 novembre 2007 au 31 mai 2008. Ces parcs ont des puissances installées respectives de 109.5 et de 100.5 MW. Les prévisions de production sont basées sur des prévisions météorologiques. Elles sont fournies comme des valeurs déterministes de production prévue pour une période couvrant environ 48 heures.

#### **2.2.3.1 Hypothèses dans le calcul des statistiques**

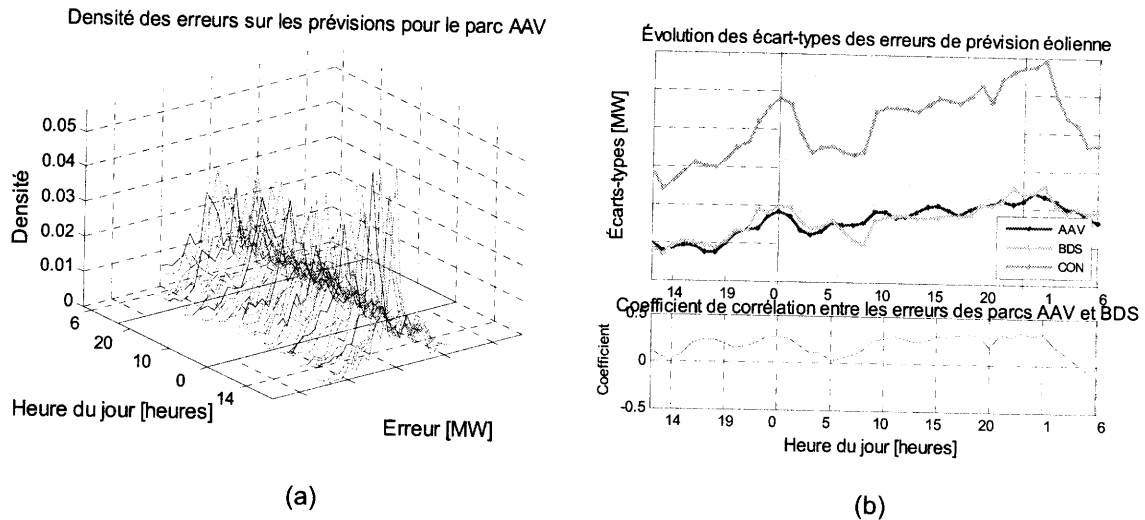
Le calcul des statistiques sur les erreurs de prévision de la production éolienne s'appuie sur les hypothèses suivantes.

- Pour l'horizon du lendemain, l'historique des dernières prévisions de production éolienne disponibles avant midi de chaque jour a été retenu pour fin de calcul. Les caractéristiques statistiques des erreurs sur la prévision de la production éolienne ont été calculées pour chaque temps d'éloignement.
- Pour l'horizon du jour même, deux types de prévisions ont été considérés. Le premier type correspond aux prévisions contenues dans l'historique mentionné plus haut. Le second type est basé sur la persistance, où la prévision pour un temps d'appel et un temps d'éloignement donnés est égale à la valeur observée au temps d'appel. Le type de prévision retenu pour chaque temps d'éloignement est celui qui résulte en la plus faible valeur d'écart-types. Il a été démontré que le modèle basé sur la persistance offre de meilleures performances pendant les 2 à 3 premières heures suivant le temps d'appel.
- Les données ont été classifiées en fonction des temps d'appel. Étant donné que plusieurs prévisions sont émises par jour, elles se chevauchent sur une bonne partie de leur plage de temps. Pour chaque temps d'appel, la prévision la plus récente parmi celles disponibles a été retenue, soit la plus proche du temps d'appel.
- Les caractéristiques statistiques des erreurs sur la prévision de la production éolienne sont calculées sans distinctions saisonnières.

#### **2.2.3.2 Horizon prévisionnel du lendemain**

La Figure 2-5 présente

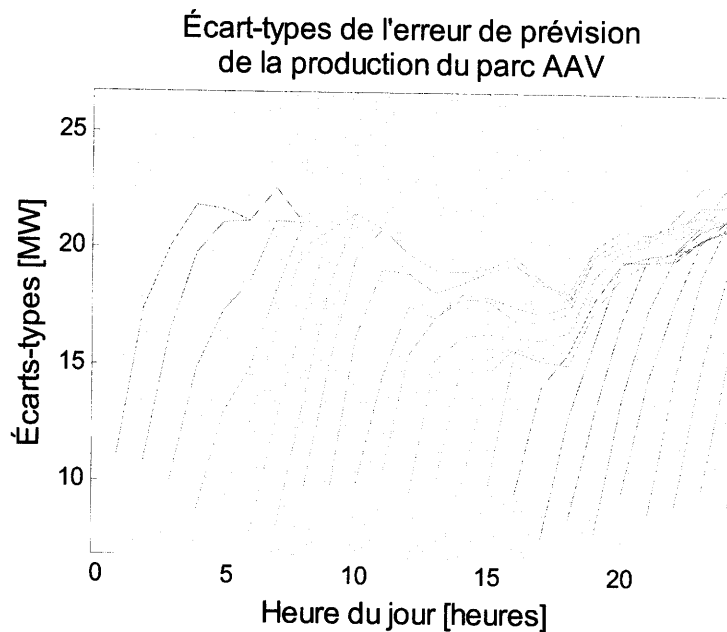
- l'évolution de la distribution empirique des erreurs de prévision pour un parc en fonction du temps d'éloignement et
- l'écart-type des erreurs de prévision en fonction du temps d'éloignement pour les deux parcs, AAV et BDS, et leur somme (CON) et
- la corrélation des erreurs de prévision entre les deux parcs.



**Figure 2-5. Résultats des calculs des statistiques de l'erreur sur la prévision éolienne pour l'horizon du lendemain**

### 2.2.3.3 Horizon prévisionnel du jour même

La Figure 2-6 présente l'écart-type des erreurs de prévision en fonction du temps d'éloignement pour un parc pour un temps d'appel donné. Les écart-types ont été calculés en considérant la « meilleure » prévision entre les modèles de persistance et météorologiques. Pour fins de présentation, des bandes de couleurs différentes distinguent les périodes 1-6 heures et 7-24 heures.



**Figure 2-6. Écart-types de l'erreur sur la prévision éolienne, horizon du jour même**

On remarque les points suivants :

- Les erreurs sur la prévision éolienne suivent approximativement des processus de loi normale à moyenne nulle. Ce fait a été utilisé pour extrapoler les caractéristiques statistiques des erreurs de la production éolienne sur l'ensemble des parcs éoliens du 3000 MW.
- L'écart-type de l'erreur de prévision augmente jusqu'à approximativement 25 MW à la fin de l'horizon du lendemain pour un parc de 100 MW de capacité.
- Le modèle de persistance offre des meilleures performances pour les 2 ou 3 premières heures seulement.
- Les résultats ont démontré une très faible corrélation des erreurs de prévision entre les centrales éloignées les unes des autres comme Anse-à-Valleau et Baie des Sables.

#### **2.2.4 Extrapolation pour considérer 3000 MW de puissance éolienne installée**

Puisque des données de prévision n'existent pas encore pour l'ensemble des parcs du 1<sup>er</sup> et 2<sup>e</sup> A/O, il a été requis d'avoir recours à certaines hypothèses afin d'obtenir une extrapolation plausible des caractéristiques statistiques des erreurs de prévision correspondant à une production totale de 3000 MW. Ainsi, l'écart-type correspondant à une production de 3000 MW a été obtenu en groupant les parcs sur une base régionale et en supposant l'indépendance des erreurs de prévision entre les différentes régions, mais une parfaite corrélation entre les erreurs des parcs d'une même région. À cet égard, le Tableau 2-1 présente le regroupement régional utilisé. La base d'estimation des écarts-types de prévision éolienne s'appuie sur l'historique de prévision du parc de AAV. Ce parc, comparativement à celui de BDS, est caractérisé par une complexité de terrain plus près de ce qui attendu pour la plupart des parcs qui seront mis en service lors des prochaines années.

Projets par région	puissance installée (MW)	écart-type erreur (% puiss. installée)	écart type erreur (MW)
Baie des sables	109,5	0,21	
Saint Ulric	150	0,21	
Les-Méchins	150	0,21	
Bas St-Laurent (Ste-Luce)	68	0,21	
total	477,5	0,21	100,275
Mont-Louis	100,5	0,21	
Gros Morne phases 1 et 2	211	0,21	
total	311,5	0,21	65,415
Anse-à-Valleau	100,5	0,21	
Montagne-Sèche	58,5	0,21	
total	159	0,21	33,39
Carleton	109,5	0,21	
New Richmond	66	0,21	
total	175,5	0,21	36,855
Lac Alfred 1 et 2	300	0,21	63
Vents du Kempt	100	0,21	21
Le plateau	138,6	0,21	29,106
Massif du sud	150	0,21	31,5
De l'érable	100	0,21	
Des Moulins	156	0,21	
total	256	0,21	53,76
St-Rémi	100	0,21	
St-valentin	50	0,21	
total	150	0,21	31,5
Seigneurie Beaupré 2 et 3	271,9	0,21	57,099
Rivière du Moulin	350	0,21	73,5
Clermont	74	0,21	15,54
Aganish	80	0,21	16,8
total	2994	0,21	628,74
		<b>Écart type total</b>	<b>190,07</b>

facteur d'extrapolation pour écart type horaire, basée sur AAV

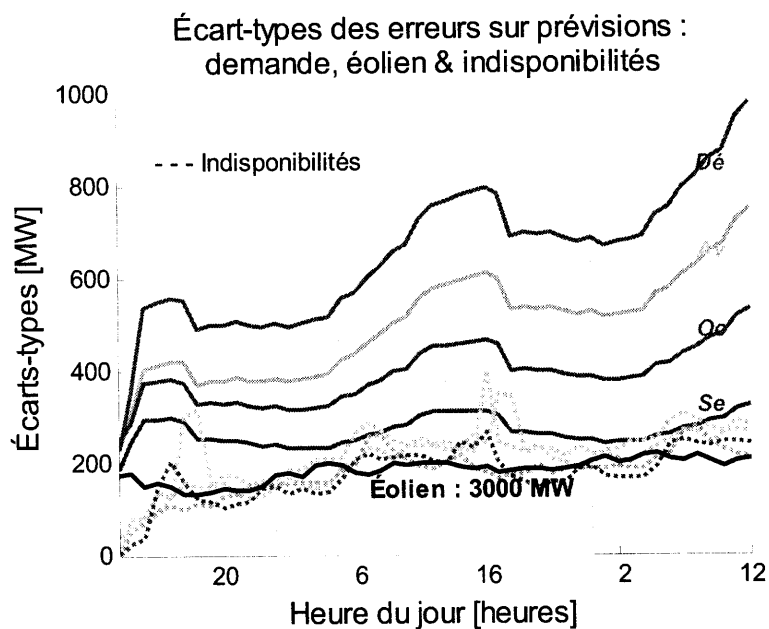
9,01

**Tableau 2-1. Extrapolation de l'écart-type des erreurs de prévision au 3000 MW de production éolienne**

### 2.2.5 Comparaison des différents aléas

Une comparaison des différents aléas pour l'horizon du lendemain est présentée à la Figure 2-7. On remarque que les incertitudes les plus importantes, mesurées en termes d'écart-types, sont celles

correspondant aux erreurs sur la prévision de la demande. L'écart-type correspondant aux erreurs de la production éolienne est relativement constante en comparaison avec celui sur les indisponibilités des groupes.



**Figure 2-7. Évolution de l'écart-type des erreurs sur les prévisions de la demande, de la production éolienne et de la capacité indisponible, pour l'horizon du lendemain.**

- Écart-type des erreurs sur la prévision de la demande pour chaque mois
- Écart-type des erreurs sur la prévision de la capacité de production indisponible pour chaque mois
- Écart-type des erreurs sur la prévision de la production éolienne

## 2.3 Calcul du risque et des provisions pour aléas

Cette section présente sommairement la méthodologie du calcul du risque [9].

En général, le risque de ne pas satisfaire la demande est lu directement sur la courbe de la probabilité cumulative d'une variable aléatoire représentant l'agrégation des aléas de prévision à chaque pas de temps. Puisque les caractéristiques statistiques des différents aléas de prévision évoluent avec le temps, le risque évoluera aussi avec le temps.

### 2.3.1 Hypothèses utilisées pour le calcul du risque

Les principales hypothèses utilisées pour calculer le risque sont les suivantes :

- Les erreurs sur les prévisions des différents aléas, soit sur la prévision de la demande, de la production éolienne et celles sur les indisponibilités des groupes sont indépendantes.
- Le risque est calculé en considérant que les erreurs sur les prévisions de la demande et celles sur la production éolienne sont distribuées selon une loi normale, tandis qu'une distribution empirique issue d'observations du parc de production d'Hydro-Québec est utilisée pour la prévision de puissance indisponible.

### 2.3.2 Méthodologie du calcul du risque

#### 2.3.2.1 Formulation du problème

L'hypothèse de base est qu'à chaque instant l'adéquation entre la production totale et la demande doit être assurée<sup>3</sup>. Ceci est vrai pour le temps réel.

$$p_d(t) = p_c(t) + p_e(t) \quad (1.1)$$

où  $p_d(t)$  : représente la demande à chaque instant,

$\{p_c(t), p_e(t)\}$  : représente la production au moyen des groupes conventionnels et des éoliennes respectivement à chaque instant.

Cependant, les prévisions comportent un niveau d'incertitude inhérent. Elles sont décrites par des processus stochastiques, i.e. des variables aléatoires à chaque instant. Les incertitudes inhérentes associées sont dues aux méthodes de prévisions ainsi qu'aux phénomènes sous-jacents. En extrayant la moyenne de chaque processus, chacune de ces variables est décrite comme suit :

$$\begin{aligned} \tilde{p}_d(t) &= \bar{p}_d(t) + \varepsilon_d(t) \\ \tilde{p}_c(t) &= \bar{p}_c(t) - \varepsilon_i(t), \quad \varepsilon_i(t) \geq 0 \\ \tilde{p}_e(t) &= \bar{p}_e(t) + \varepsilon_e(t) \end{aligned} \quad (1.2)$$

où  $\{\tilde{p}_d(t), \tilde{p}_c(t), \tilde{p}_e(t)\}$  : représentent les processus stochastiques associés aux prévisions de la demande, de la production conventionnelle et de la production éolienne respectivement à chaque instant ;

$\{\bar{p}_d(t), \bar{p}_c(t), \bar{p}_e(t)\}$  : représentent les moyennes de ces processus à chaque instant ;  
et

<sup>3</sup> L'adéquation est assurée au moyen des calculs d'engagement des groupes et dispatching effectuées préalablement.



$\{\varepsilon_d(t), \varepsilon_i(t), \varepsilon_e(t)\}$  : représentent les erreurs sur les prévisions de ces processus à chaque instant.

Dans un horizon prévisionnel, les variables deviennent aléatoires et on doit s'assurer que l'adéquation soit satisfaite à chaque instant avec une grande probabilité. L'équation (1.1) doit donc être exprimée en termes de risque de ne pas pouvoir satisfaire la demande et doit être exprimée comme suit :

$$\begin{aligned} Risque(t) &= \Pr[\tilde{p}_d(t) > \tilde{p}_c(t) + \tilde{p}_e(t)] \\ &= \Pr[\bar{p}_d(t) + \varepsilon_d(t) > (\bar{p}_c - \varepsilon_i(t)) + (\bar{p}_e(t) + \varepsilon_e(t))] \\ &= \Pr[\varepsilon_d(t) + \varepsilon_i(t) > \varepsilon_e(t)] \end{aligned} \quad (1.3)$$

La première ligne de (1.3) représente la problématique de l'adéquation de l'offre et de la demande en termes probabilistes. À la deuxième ligne, on remplace les variables aléatoires par leur description détaillée donnée dans (1.2). La troisième égalité suit du fait que l'adéquation s'applique exactement sur les valeurs moyennes des variables, soit  $\bar{p}_d(t) = \bar{p}_c(t) + \bar{p}_e(t)$ . On exprime donc le risque en fonction des erreurs de prévisions correspondantes à chaque instant  $t$  dans le futur. En simplifiant la notation, on réécrit l'équation (1.3), où la dépendance temporelle est sous-entendue, comme suit :

$$\begin{aligned} Risque &= \Pr[\varepsilon_d > \varepsilon_e - \varepsilon_i] \\ &= \Pr[\varepsilon_d + \varepsilon_i - \varepsilon_e > 0] \end{aligned} \quad (1.4)$$

Le risque de dépassement à chaque instant est alors défini comme la probabilité que l'erreur sur la prévision de la demande,  $\varepsilon_d$ , soit plus grande que celle sur la prévision éolienne,  $\varepsilon_e$ , moins celle de la puissance indisponible,  $\varepsilon_i$ , ce qui implique que la demande ne pourrait pas être entièrement satisfaite.

Par ailleurs pour maintenir un niveau de risque acceptable donné,  $R_0$ , une provision de capacité de production est maintenue dans le réseau, prête à être utilisée dans le cas où la production ne couvre pas complètement la demande. Cette quantité est définie comme la provision pour aléas ( $P.A.$ ). Elle s'intègre dans l'expression (1.4) pour un risque précis prenant la forme suivante :

$$\begin{aligned} R_0 &= \Pr[\varepsilon_d + \varepsilon_i - \varepsilon_e \geq P.A.] \\ &= 1 - \Pr[\varepsilon_d + \varepsilon_i - \varepsilon_e \leq P.A.] \triangleq 1 - F_x(P.A.) \end{aligned} \quad (1.5)$$

où  $x \triangleq \varepsilon_d + \varepsilon_i - \varepsilon_e$  est une variable aléatoire composite et  $F_x(P.A.)$  est la valeur sur la courbe de la distribution cumulative de la variable aléatoire  $x$ , évaluée au point  $x = P.A.$  L'expression donnée en (1.5) est générale. Elle n'est pas liée aux hypothèses de normalité et d'indépendance des variables impliquées. Cependant en considérant l'hypothèse de cette étude, que les erreurs sur les prévisions sont des variables aléatoires indépendantes, la distribution cumulative de la variable composite est obtenue au moyen de l'opération de la convolution standard pour la somme et une convolution ajustée pour la différence des variables aléatoires indépendantes [8].

$$F_x(x) \triangleq F_x(\varepsilon_d + \varepsilon_i - \varepsilon_e) = f_{d+i} * F_{-e} \triangleq 1 - F_e(-\varepsilon_e) * f_{d+i} \quad (1.6)$$

où :  $f_{d+i} \triangleq (f_d * f_i)$ ,  $f_d \triangleq f_d(\varepsilon_d)$  et  $f_i \triangleq f_i(\varepsilon_i)$  représentent les densités des variables aléatoires correspondantes, et  $F_e \triangleq F_e(\varepsilon_e)$  est la distribution cumulative de la variable  $\varepsilon_e$ .

### 2.3.2.2 Analyse du problème

Rappelons que l'objectif de cette étude consiste à évaluer les provisions pour aléas additionnelles ( $\Delta P.A.s$ ), requises pour maintenir le même niveau de risque avant et après l'intégration de la production éolienne dans le réseau. Dans cette optique, il est d'abord requis de calculer le risque nominal, ( $R_0$ ), avec les provisions pour aléas ( $P.A.s$ ) nominales sans la production éolienne. Ensuite en utilisant l'équation (1.5) les  $P.A.s$  requises pour maintenir le même niveau de risque après l'intégration de la production éolienne sont obtenues. Les  $\Delta P.A.s$  requises sont simplement obtenues par la différence entre la  $P.A.$  nominale et celle requise pour maintenir le même niveau de risque après l'introduction de l'éolien. En effet, pour calculer  $\Delta P.A.s$ , il est nécessaire de calculer la distribution cumulative  $F_x(x)$  deux fois, une première fois avec et une seconde fois sans la production éolienne.

Afin d'illustrer la démarche utilisée, un exemple fictif est élaboré et présenté dans les paragraphes qui suivent. Les quantités mentionnées dans la présente section le sont donc uniquement à titre illustratif et ne sont pas le reflet des résultats réels de l'exercice.

Ainsi, afin d'illustrer, la distribution cumulative  $F_x(x)$ , on suppose que les erreurs sur les prévisions de la demande et celles sur la production éolienne sont des processus Gaussiens à moyenne nulle, que la capacité indisponible est représentée par une distribution exponentielle et que les trois processus sont indépendants. Les trois distributions marginales et les distributions des variables composites sont présentées à la Figure 2-8. Le risque correspondant, obtenu utilisant l'équation (1.5), est illustré à la Figure 2-9.

On note à la Figure 2-8 que les distributions des erreurs sur les prévisions de la demande et de la production éolienne,  $\{F_d, F_e\}$ , sont symétriques dû au fait que les variables aléatoires correspondantes,  $\{\varepsilon_d, \varepsilon_e\}$ , sont des processus Gaussiens à moyenne nulle. Toutes les autres distributions des variables aléatoires composites impliquant l'indisponibilité des groupes,  $\{F_i, F_{d+i}, F_{d+i-e}\}$ , sont asymétriques dû au fait que la distribution représentant la capacité indisponible suit une distribution asymétrique.

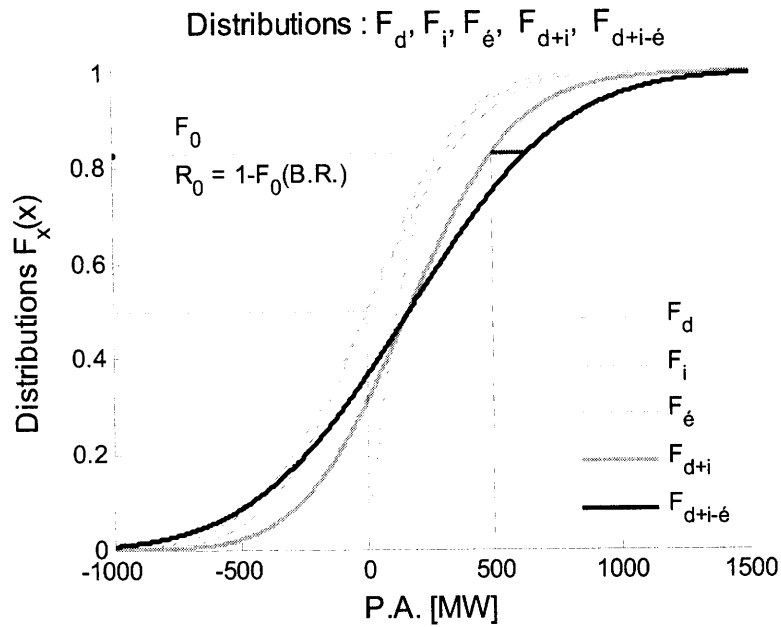
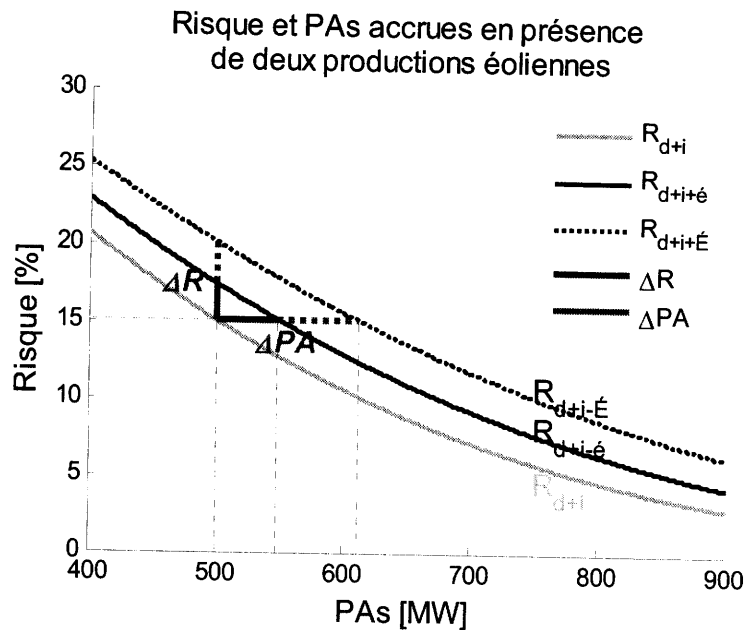


Figure 2-8. Illustration qualitative des différentes composantes utilisées pour calculer le risque.

La Figure 2-9 illustre le risque correspondant à une valeur nominale de provisions ( $P.A._{nom}$ ), le risque additionnel après l'ajout d'un certain niveau de production éolienne ( $\Delta R$ ), et les provisions additionnelles ( $\Delta P.A.s$ ), pour deux différents niveaux de production éolienne.

Par exemple, en considérant un  $P.A._{nom} = 500 MW$ , le risque nominal,  $R_0$ , sans la production éolienne est de 15% (en lisant sur la courbe verte  $R_{d+i}$ ). Après l'ajout d'une certaine quantité de production éolienne, le risque pour un même niveau de  $P.A._{nom}$ , augmente par une quantité de  $\Delta R$ . Les courbes noires sur le graphique,  $R_{d+i-é}, R_{d+i-É}$ , correspondent au risque obtenu après l'ajout d'un faible et d'un plus grand niveau de production éolienne dans le réseau. Ainsi, l'impact des ajouts de production éolienne portent les niveaux de risque à respectivement 17,5% et 20%. Pour maintenir le niveau de risque nominal à 15%, il est nécessaire de hausser les provisions à respectivement 550 et 610 MW. Les  $\Delta P.A.s$  requises sont respectivement 50 et 110 MW.



**Figure 2-9. Illustration qualitative du risque et des provisions pour aléas additionnelles pour deux niveaux de production éolienne.**

On remarque que le risque nominal ( $R_0$ ), dépend des caractéristiques statistiques des aléas sur l'erreur de la prévision, de la demande et la capacité indisponible à chaque instant ainsi que des provisions nominales ( $P.A._{nom}$ ).

À partir de l'exemple qui précède, certaines observations sont effectuées.

- Puisque les caractéristiques statistiques des prévisions varient en fonction du temps d'éloignement, du temps d'appel et de la saison, il s'ensuit que le risque nominal ( $R_0$ ) varie avec le temps.
- Le risque additionnel ( $\Delta R$ ) découlant de l'ajout de la production éolienne, ainsi que les  $\Delta P.A.s$  requises pour ramener le risque à son niveau nominal, dépendent non-seulement des caractéristiques statistiques des aléas sur la prévision éolienne, mais aussi du niveau nominal du risque ( $R_0$ ).
- Pour une capacité production éolienne et conditions du réseau données, les  $\Delta P.A.s$  varient inversement avec le risque nominal  $R_0$ .
- Puisque les écart-types varient suivant l'heure de la journée et les mois, on peut s'attendre à ce que les  $\Delta P.A.s$  requises varient en conséquence.

### 2.3.3 Processus du calcul de risque de dépassement

Rappelons que les  $P.A.s$  nominales adressent et couvrent le risque associé aux incertitudes de la prévision de la demande et celles liées aux indisponibilités des groupes. Des  $P.A.s$  additionnelles,  $\Delta P.A.s$ , couvrent le risque supplémentaire amené par l'ajout de la production éolienne. Le processus de calcul est résumé sommairement dans la Figure 2-10.

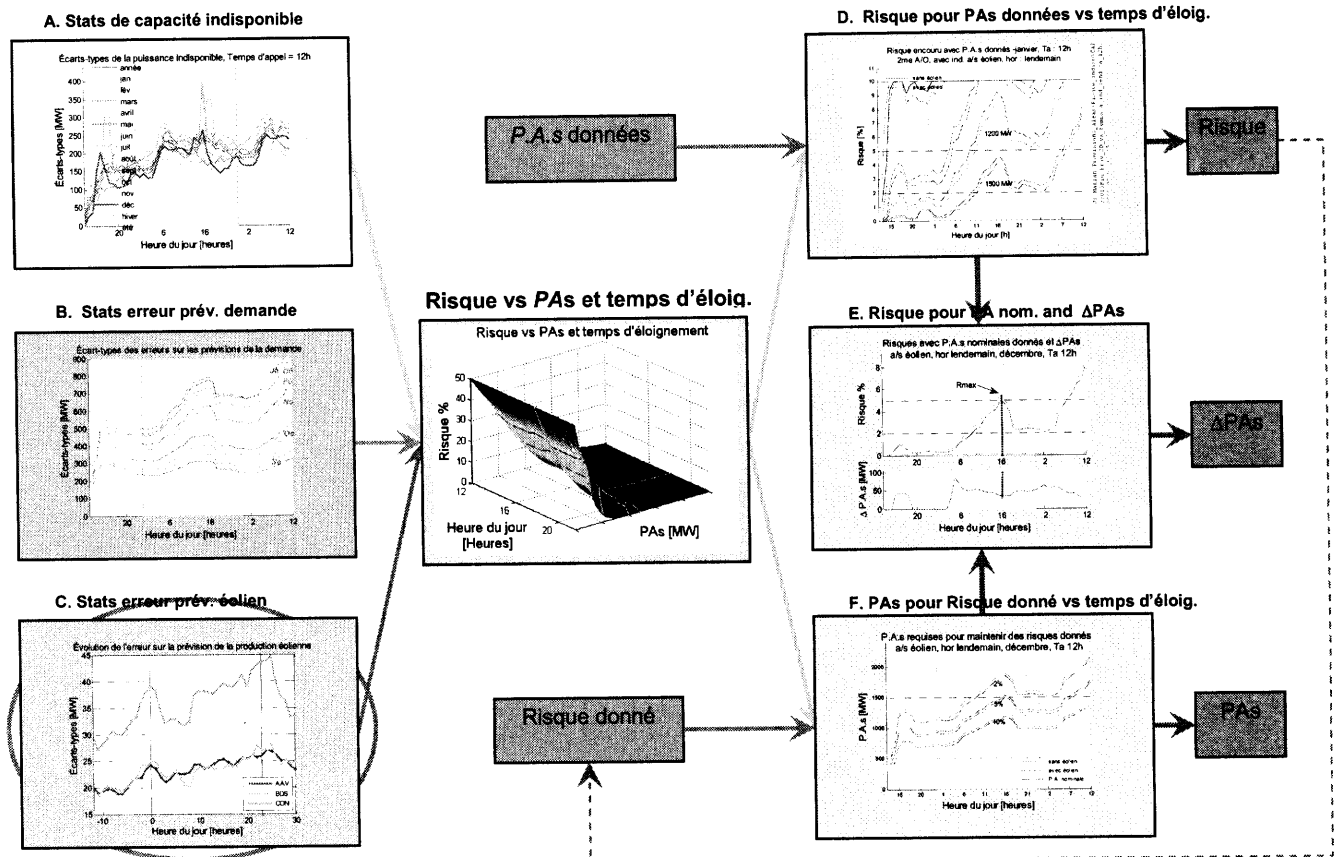


Figure 2-10. Procédure de calcul.

Le module principal au centre de la figure est le noyau du calcul du risque en fonction des provisions pour aléas et du temps d'éloignement, et ce pour les deux différents horizons prévisionnels. Ce calcul nécessite comme intrants les caractéristiques statistiques suivantes, illustrées dans les trois graphiques de gauche.

Les données requises pour le calcul sont :

- les statistiques sur la capacité indisponible de la production, (graphique A).
- les statistiques sur l'erreur de la prévision de la demande, (graphique B).
- les statistiques sur l'erreur de la prévision de la production éolienne, (graphique C).

Ces statistiques permettent d'obtenir les résultats suivants :

- le risque en fonction du temps d'éloignement pour les différents horizons de temps, avec et sans prise en compte de l'aléa de la prévision de la production éolienne, découlant des différents niveaux de  $P.A.$  (graphique D) ;
- les  $P.A.s$  nécessaires pour maintenir un niveau de risque, en fonction du temps d'éloignement pour différents horizons, avec et sans la production éolienne (graphique F) ;
- finalement, étant donné le risque calculé sans prise en compte de l'aléa de la prévision de production éolienne et correspondant à des niveaux des  $P.A.s$  prédéterminés, il est possible de calculer les nouvelles  $P.A.s$  requises pour maintenir ce même risque, lorsque l'aléa éolien est pris en compte. Ainsi, les  $\Delta P.A.s$  requis pour ramener le risque au niveau initial sont obtenus (graphique E).

## Section 3 : Résultats

Rappelons que les *P.A.s* telles que définies dans l'*Entente sur les services complémentaires* adressent et couvrent le risque associé aux incertitudes de la prévision de la demande et celles liées aux indisponibilités des groupes. Les niveaux de *P.A.s* (présentés à la Section 1) varient en fonction des horizons et des saisons.

Dans ce qui suit, les niveaux de *P.A.s* stipulés à l'entente sont appelés *P.A.s* nominales. Le risque est calculé pour deux horizons de temps, soit l'*horizon prévisionnel du lendemain* et l'*horizon prévisionnel du jour même*. Dans chaque cas, le risque nominal encouru sans la production éolienne en utilisant les provisions pour aléas nominales est d'abord calculé. Ensuite, le risque assumé en incorporant la production éolienne est évalué. Finalement les provisions pour aléas additionnelles requises pour maintenir le risque au même niveau qu'avant l'incorporation de la production éolienne sont calculées. Pour le cas de l'horizon du jour même, des résultats pour les périodes 1-6h et 7-24h sont présentés.

### 3.1 Résultats pour l'horizon du lendemain

Quelques résultats typiques illustrant l'impact de l'ajout des 3000 MW éoliens sont montrés à la Figure 3-1. Ainsi, à la partie (b) de cette figure on peut observer que, aux heures de la journée où le risque nominal est faible (avant 6 AM), les  $\Delta P.A.s$  nécessaires sont élevées. À l'opposé, lorsque le risque nominal est plus élevé (vers la fin de l'après-midi), les  $\Delta P.A.s$  nécessaires sont plus faibles. Dans la synthèse des résultats, présentés au

Tableau 3-1, on retient la valeur des  $\Delta P.A.s$  qui correspondent aux heures de la journée où le risque maximum est assumé, soit, dans ce cas particulier, les valeurs correspondant à la fin de l'après-midi.

P.A.s requises pour maintenir des risques donnés  
a/s éolien, horizon lendemain, décembre,  
Temps d'appel = 12h

Risque encouru avec P.A.s nominales, a/s  
éolien et  $\Delta P.A.s$  pour maintenir un même niveau  
de risque qu'avant l'éolien horizon lendemain,  
décembre, Temps d'appel = 12h

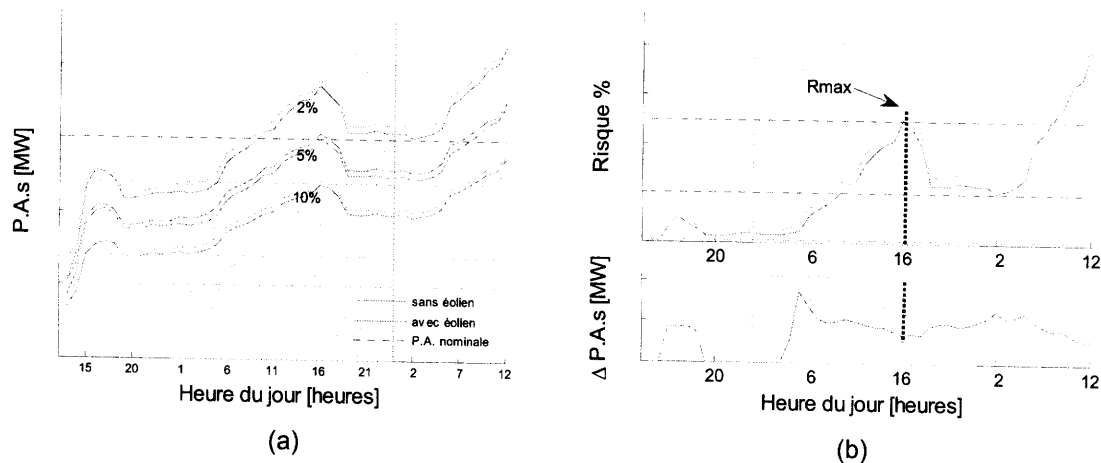
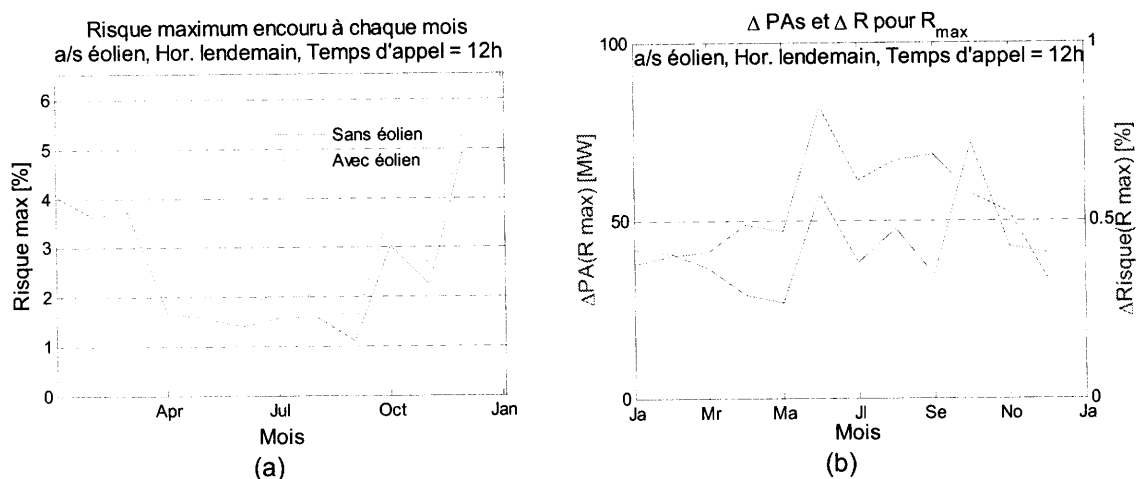


Figure 3-1. Résultats typiques pour l'horizon du lendemain, pour le mois de décembre et pour un temps d'appel de 12 heures

Risque maximum pour chaque mois et  $\Delta P.A.s$  correspondants au risque maximum

Le risque maximal à chaque mois est calculé parmi toutes les heures couvertes pour l'horizon du lendemain. Les  $\Delta P.A.s$  sont calculés pour chacun des mois et pour chaque heure d'éloignement. La valeur des  $\Delta P.A.s$  retenues est celle qui correspond à l'heure du mois où le risque maximal est observé. Une synthèse des résultats est présentée à la Figure 3-2. Au graphique (a) on retrouve le risque maximal encouru à chaque mois pour l'horizon prévisionnel du lendemain, avec et sans la production éolienne. On remarque à cette figure que le risque maximal survient durant le mois de décembre, soit un mois d'hiver. Au graphique (b) on retrouve les  $\Delta P.A.s$  ainsi que le  $\Delta R$  correspondant à l'heure où le risque maximal est observé.



**Figure 3-2. Synthèse des résultats pour tous les mois pour l'horizon du lendemain.**

Un sommaire des résultats numériques pour tous les mois est compilé au Tableau 3-1, ci-dessous.

Risque maximal a/s éolien, $\Delta R$ et $\Delta PAs$ pour Risque maximal Horizon lendemain - 1er et 2ième A/O : 3000 MW												
	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Rmax s/é [%]	4,0	3,7	3,7	1,7	1,6	1,4	1,6	1,6	1,1	<b>3,0</b>	2,2	<b>5,0</b>
Rmax a/é [%]	4,5	4,1	4,1	2,0	1,8	2,0	1,9	2,1	1,4	3,8	2,7	5,5
$\Delta R(R_{s\acute{e}mx})$ [%]	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,6	0,4	0,5	0,3	0,7	0,4	0,5
$\Delta PA(R_{s\acute{e}mx})$ [MW]	38	40	41	49	47	82	61	67	68	<b>57</b>	52	<b>34</b>

**Tableau 3-1. Résultats pour tous les mois pour l'horizon du lendemain.**

Rmax s/é : Risque maximal encouru durant la période du lendemain sans éolien  
 Rmax a/é : Risque maximal encouru durant la période du lendemain avec éolien  
 $\Delta R(R_{s\acute{e}mx})$  : Variation du risque dû à l'ajout de la production éolienne  
 $\Delta PA(R_{s\acute{e}mx})$  :  $\Delta PA$  s correspondant à l'instant du Rmax avec éolien

Le risque maximal encouru pendant l'hiver survient au mois de décembre et s'élève à 5,0%. Les provisions additionnelles requises par la présence de l'éolien s'élèvent à 34 MW. Le risque maximal enregistré pendant les mois autres que les mois d'hiver, survient en octobre et s'élève à 3,0%. Les provisions additionnelles correspondantes sont de 57 MW.

### 3.2 Résultats pour l'horizon du jour même

Les résultats pour l'horizon prévisionnel du jour même sont présentés selon le même format que celui utilisé pour l'horizon prévisionnel du lendemain, sous réserve que, pour chaque mois, les résultats sont ici présentés pour les 24 temps d'appel de la journée. Pour chaque temps d'appel, les résultats sont présentés pour les catégories de temps d'éloignement : 1-6 heures et 7-24 heures. Les graphiques ci-dessous les représentent par des couleurs différentes. La figure 3.3b présente un cas pour lequel le risque maximum a été atteint dans la période 1-6 heures. Ce cas a été observé au mois de décembre pour le temps d'appel à 6 heures AM et un temps d'éloignement de 6 heures.

P.A.s requises pour maintenir des risques donnés  
a/s éolien, horizon du jour même, décembre,  
Temps d'appel = 6h

Risque encouru avec P.A.s nominales, a/s  
éolien et ΔPAs pour maintenir même niveau de  
risque qu'avant l'éolien, horizon jour même,  
décembre, Temps d'appel = 6h

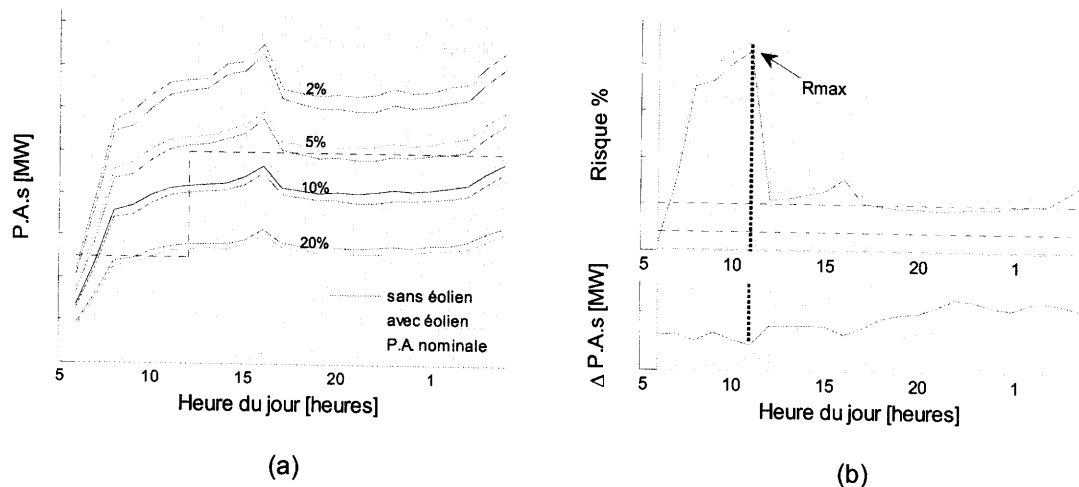
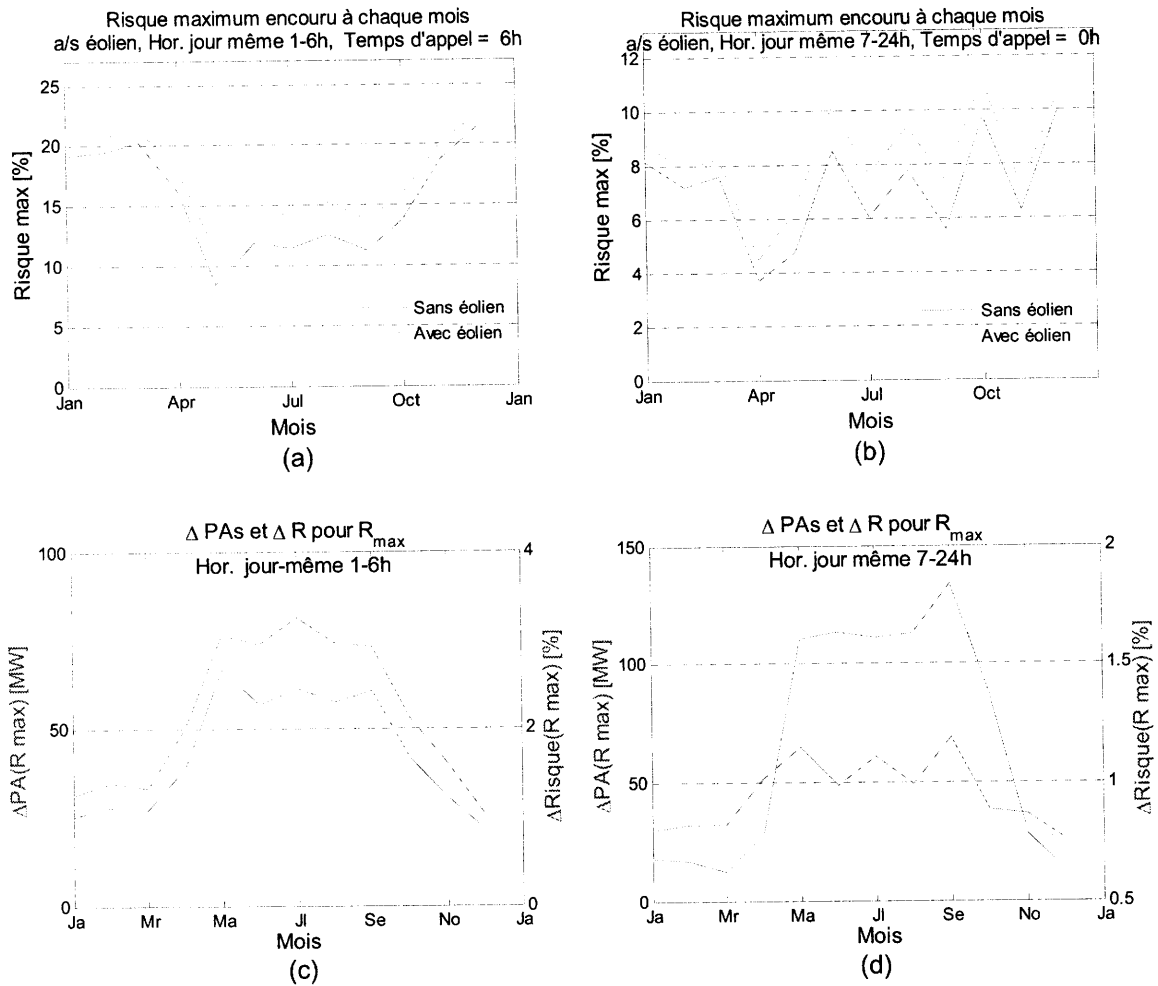


Figure 3-3. Résultats typiques pour l'horizon du jour même pour la période 1-6 heures, pour le mois de décembre

Une synthèse des risques maximaux a été préparée pour chaque temps d'appel et pour chaque catégorie de temps d'éloignement, soit 1-6 heures et 7-24 heures. Les Figure 3-4 (a) et (b) présentent les risques maximaux encourus à chaque mois. Les temps d'appel affichés représentent les instants où les risques maximaux annuels ont été atteints. Ces événements se sont produits en décembre. Ils surviennent à 6 heures AM dans le cas des analyses utilisant un temps d'éloignement de 1 à 6 heures et à minuit dans le cas des temps d'éloignement de 7 à 24 heures. Les Figure 3-4 (c) et (d) présentent les risques et provisions additionnels maximaux correspondantes.





**Figure 3-4. Synthèse des résultats pour tous les mois pour l'horizon du jour même.**

Les Figure 3-2 et Figure 3-4, permettent de constater que le risque maximum sans éolien survient en décembre, tandis que la variation de risque  $\Delta R$  maximale et les provisions additionnelles  $\Delta P.A.s$  maximales induites par la production éolienne surviennent durant des mois d'été.

Un sommaire des résultats numériques pour tous les mois et tous les *temps d'appel* est présenté au Tableau 3-2.

Risque maximal a/s éolien, $\Delta R$ et $\Delta PAs$ pour Risque maximal												
Horizon jour même 1-6 heures - 1er et 2ième A/O : 3000 MW												
	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Rmax s/é [%]	19,2	19,7	20,3	16,2	9,1	12,1	11,5	13,5	11,3	<b>13,8</b>	19,4	<b>21,4</b>
Rmax a/é [%]	20,4	21,2	21,6	18,2	12,2	14,8	14,8	16,4	14,2	15,9	21,0	22,4
$\Delta R(R_{s\acute{e}mx})$ [%]	1,2	1,4	1,3	2,0	3,1	2,9	3,2	3,0	2,9	2,1	1,6	1,0
$\Delta PA(R_{s\acute{e}mx})$ [MW]	25	28	27	39	67	57	61	57	61	<b>41</b>	30	<b>22</b>

Risque maximal a/s éolien, $\Delta R$ et $\Delta PAs$ pour Risque maximal												
Horizon jour même 7-24 heures - 1er et 2ième A/O : 3000 MW												
	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Rmax s/é [%]	8,1	7,2	7,6	3,7	4,7	8,5	6,0	7,8	5,6	<b>9,8</b>	6,3	<b>10,0</b>
Rmax a/é [%]	8,8	7,9	8,2	4,5	6,3	10,1	7,6	9,4	7,4	11,1	7,1	10,6
$\Delta R(R_{s\acute{e}mx})$ [%]	0,7	0,7	0,6	0,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,4	0,8	0,6
$\Delta PA(R_{s\acute{e}mx})$ [MW]	30	32	32	51	65	49	61	49	69	<b>39</b>	37	<b>26</b>

**Tableau 3-2. Résultats pour tous les mois pour l'horizon du jour même.**

- Rmax s/é : Risque maximal encouru durant la période du jour même sans éolien
- Rmax a/é : Risque maximal encouru durant la période du jour même avec éolien
- $\Delta R(R_{s\acute{e}mx})$  : Variation du risque dû à l'ajout de la production éolienne
- $\Delta PA(R_{s\acute{e}mx})$  :  $\Delta PA$  s correspondant à l'instant du Rmax avec éolien

On remarque que le risque maximal sans éolien est de 21,4 % pour les *temps d'éloignement* de 1-6 heures et de 10,0 % pour les *temps d'éloignement* de 7-24 heures. Les provisions additionnelles correspondantes sont de 22 MW et 26 MW respectivement. En excluant les mois d'hiver, le risque maximum survient en octobre. Il est de 13,8 % pour les *temps d'éloignement* de 1-6 heures et de 9,8 % pour les *temps d'éloignement* de 7-24 heures. Les provisions additionnelles correspondantes sont de 41 MW et 39 MW respectivement.

### 3.3 Synthèse des résultats

Le tableau ci-dessous présente la synthèse des résultats pour tous les horizons.

1 <sup>er</sup> et 2 <sup>e</sup> A/O – 3000 MW	Lendemain		Jour même 7-24 heures		Jour même 1-6 heures	
	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver	Été
Avec Indisponibilités - HQ						
Provisions pour aléas nominales [MW]	1500	1200	1000	700	500	500
Risque maximal sans éolien (%)	5,0	3,0	10,0	9,8	21,4	13,8
$\Delta$ Risque avec ajout de l'éolien correspondant au Risque maximal (%)	0,4	0,7	0,6	1,4	1,0	2,1
$\Delta$ Provisions avec ajout de l'éolien correspondant au Risque maximal [MW]	34	57	26	39	22	41

Quelques calculs additionnels montrent qu'en maintenant les valeurs des  $\Delta P.A.s$  d'hiver pour chaque horizon, on assure

- Pour l'horizon du lendemain, des  $\Delta P.A.s$  maintenues constantes à 34 MW, permettraient de limiter le risque à 5% à en hiver et à 3,7% en été.
- Pour l'horizon du jour même 7-24 heures, des  $\Delta P.A.s$  maintenues constantes à 26 MW, permettraient de limiter le risque à 10,0% en hiver et à 11.2% en été.
- Pour l'horizon du jour même 1-6 heures, des  $\Delta P.A.s$  maintenues constantes à 22 MW, permettraient de limiter le risque à 21,4% en hiver et à 15.9% en été.
- Pour le cas d'exception de l'horizon du jour même 7-24 heures, où le risque avec éolien est plus élevé l'été que l'hiver, des  $\Delta P.A.s$  maintenues constantes à 39 MW, permettraient de limiter le risque à approximativement 9,8% durant toute l'année.

En conclusion, cette étude fait ressortir les points suivants :

- Le risque additionnel induit par l'éolien,  $\Delta R$ , varie inversement avec le *temps d'éloignement*. Ainsi, plus on s'approche du temps réel, plus le  $\Delta R$  augmente.
- Les provisions pour aléas additionnelles,  $\Delta P.A.s$ , sont moins élevées en hiver qu'en été.
- Les niveaux de provisions additionnelles requises à l'intégration des 3000 MW de production éolienne ne sont pas très importants compte tenu du niveau des provisions nominales, particulièrement en hiver.

## Références

---

- [1] Carol Mercier, Michel Grenier, Jacques Richard, "Équations des fonctions de prévision de la demande aux minutes, horaire et hebdomadaire", Unité Programmation du contrôle des mouvements d'énergie, 2 juillet 2007
- [2] 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*, vol. 32, No. 4, 2008, pp 355-378.
- [3] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Ed. Ackermann, Wiley, 2005, pp 143-167.
- [4] F. Maupas, "Analyse de l'impact économique de l'aléa éolien sur la gestion de l'équilibre d'un système électrique," Dissertation de doctorat, Dép. Sciences Économ., Université Paris-Sud 11, 2008.
- [5] M. Milligan M., "Wind power plants and system operation in the hourly time domain", *Windpower* 2003. Austin, Texas. Mai 2003.
- [6] M. Milligan, B. Kirby, "The Impact of Balancing Areas Size. Obligation Sharing and Ramping Capability", *Proceedings of Wind Power 2007 Conference*, June 3-5, 2007, Los Angeles, CA, USA. NREL-CP-500-41809.
- [7] K. Dragoon, B. Kirby and M. Milligan, "Do Wind Forecasts Make Good Generation Schedules?", *Proceedings of Wind Power Conference 2008*, June 1-4, 2008, Houston, Texas, NREL/CP-500-43507.
- [8] A. Leon-Garcia, *Probability and Random Processes for Electrical Engineering*, Second Edition, Wesley, 1993, pp 222.
- [9] N. Menemenlis, M. Huneault, J. Bourret, A. Robitaille, "Calculation of Balancing Reserves Incorporating Wind Power into the Hydro-Québec System over the Time Horizon 1 to 48 Hours ", 8<sup>th</sup> International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, Germany, 14-15 Oct., 2009.

## Annexe 1 Définitions

---

### *Entente sur les services complémentaires*

« Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial » intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production, le 15 février 2005. L'Annexe B de ladite entente prévoit le niveau des provisions pour aléas que doit fournir Hydro-Québec Production en fonction de différents horizons de prévision et périodes de l'année.

### *Heure de prévision :*

Heure de la journée visée par une prévision.

### *Horizon prévisionnel du lendemain :*

Période de temps qui couvre les 24 heures, de minuit au jour courant à minuit le lendemain.

### *Horizon prévisionnel du jour même :*

Période couverte à partir du *temps d'appel* jusqu'à la dernière heure (minuit) de la journée en cours. Les méthodes et les paramètres du calcul sur cet horizon se séparent pour les périodes de 1-6h et de 7-24h (s'arrêtant à minuit).

### *Temps d'appel :*

Début de la première heure (instant) pour laquelle un appel de calcul du risque est lancé. La présente étude se base sur des intervalles horaires, il convient de mentionner que les temps d'appel coïncident avec le début de l'heure. À chaque temps d'appel, les dernières prévisions disponibles sont considérées comme intrant au calcul de risque.

### *Temps d'éloignement :*

Différence entre l'*heure de prévision* et le *temps d'appel*. Par exemple, des données des dernières prévisions disponibles avant midi sont recueillies pour former les prévisions du lendemain. Les temps d'éloignement pour les 24 prévisions du lendemain sont de 12 à 36 heures.

