

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À  
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
À L'OBTENTION DU  
DOCTORAT EN GÉNIE  
Ph.D.

PAR  
DABIN, Nathalie

MODÉLISATION ET OPTIMISATION DE LA PRODUCTION D'UN GRAND PARC  
ÉOLIEN EN CLIMAT NORDIQUE

MONTREAL, LE 24 JUILLET 2008

CETTE THÈSE A ÉTÉ ÉVALUÉE

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Christian Masson, directeur de thèse  
Département de génie mécanique, École de technologie supérieure

Mme Ruxandra Botez, présidente du jury  
Département de génie de la production automatisée, École de technologie supérieure

M. Antoine Tahan  
Département de génie mécanique, École de technologie supérieure

M. Pierre Héraud  
Spécialiste en éolien, Hélimax, Montréal

ELLE A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 23 MAI 2008

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## **AVANT-PROPOS**

La propriété du parc éolien Le Nordais a changé au cours de la réalisation de cette thèse. Certaines données utilisées dans ce document sont désormais la propriété de Kenwind Industries.

Usage autorisé par Industries Kenwind ltée, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers, inc. ([www.canhydro.com](http://www.canhydro.com) <[http ://www.canhydro.com/](http://www.canhydro.com/)> ). Le logo de Canadian Hydro est une marque de commerce déposée ou une marque de commerce appartenant à Canadian Hydro Developers, inc.

## REMERCIEMENTS

J'aimerais tout d'abord remercier le professeur Christian Masson de m'avoir accueillie dans son laboratoire et de m'avoir partagé ses idées et son expérience. J'aimerais aussi le remercier de m'avoir accordé toute sa confiance durant ses longues années.

Un immense merci à mes amis proches, Idriss, Cécile, Joris, Johan, Hélène et tous ceux que je n'ai pas la place de nommer, qui ont su me motiver de manière franche et parfois musclée à finir cette thèse, qui ont su écouter mes angoisses et mes longs discours avec patience et surtout qui ont cru en moi parfois plus que moi. Sans vous, cette thèse serait encore à l'état de brouillon.

Un incommensurable merci et une reconnaissance inconditionnelle à toute ma famille qui me donne tant d'amour et sans qui je ne serais pas ce que je suis aujourd'hui. Merci à vous, Florence, maman, papa, tantes, tontons, Stéphane et à ceux qui ne sont plus, mais que je n'oublie pas. Merci aussi à ceux qui sont arrivés entre-temps, mes deux garçons, Gabriel et Arthur. Ces petits hommes ont contribué, à leur manière, bien spéciale, je le reconnais, à entretenir ma motivation de finir au plus vite.

Un énorme merci à Marie-Eugénie, à Sylvianne, et à toutes les éducatrices de la garderie Graffiti, pour l'amour, la patience, et l'accompagnement d'une qualité exceptionnelle qu'elles offrent aux enfants et aux miens en particulier, chaque jour. Le sentiment de savoir mes enfants en de si bonnes mains, m'a permis de me consacrer, sans remords, à cette recherche. Merci à vous de me permettre d'être ce que je suis.

Et enfin le plus charmant de tous les mercis à Jérémie, l'homme de ma vie qui m'a soutenue durant ces longues années. Merci à toi pour ces longues discussions. Merci à toi pour tes bonnes questions et tes mauvaises aussi ; tu fais parfaitement l'avocat du diable. Merci à toi enfin qui as pris le temps de lire et commenter ce document avec toute ta rigueur. J'espère que bientôt tu ne seras plus le seul docteur à la maison.

# MODÉLISATION ET OPTIMISATION DE LA PRODUCTION D'UN GRAND PARC ÉOLIEN EN CLIMAT NORDIQUE

DABIN, Nathalie

## RÉSUMÉ

Le parc LE NORDAIS, installé en 1999 sur les sites de Matane et Cap-Chat, est composé de 133 turbines à pas fixe NEG MICON de modèle NM750/48-60 Hz Artic détenues et gérées par la compagnie AXOR jusqu'en 2007. Ce parc québécois, depuis racheté par la compagnie CANADIAN HYDRO DEVELOPERS, unique de par sa taille et la technologie à pas fixe qu'il emploie, enregistre durant l'hiver de nombreux arrêts prolongés causés par un phénomène mal compris de *surpuissance* durant lequel la turbine dépasse sa puissance nominale. Ce phénomène entraîne une sousproduction énergétique considérable. L'objectif principal de ce travail de thèse est de proposer et d'évaluer une solution, autre que le calage plus profond des pales, à ce problème de surcharge énergétique. La solution retenue consiste en un contrôle actif de la puissance par effacement du rotor de l'axe du vent. Afin d'estimer la pertinence de cette solution, un modèle prédictif de la puissance de sortie d'une turbine opérant en climat nordique et des événements de surpuissance a été mis au point. Le modèle proposé, basé sur la méthode IEC 61400-12 et corrigé par deux facteurs fonction de la turbulence et du nombre de Reynolds, a été élaboré à partir de l'étude paramétrique expérimentale des courbes de puissance et des événements de surcharge enregistrés de 2000 à 2003. Un réglage optimal des pales des turbines a ainsi pu être calculé pour chacun des deux sites, afin de minimiser les problèmes de surcharge, tout en maximisant la production énergétique grâce au contrôle par effacement. Ce travail a mis en évidence le lien entre l'arrivée d'un front froid et l'apparition du phénomène de surpuissance. Par ailleurs, le scénario de contrôle et les ajustements optimaux proposés permettent un gain de production estimé à 105 *GWh* pour les 20 ans de durée de vie restante du parc, soit l'équivalent de huit mois de production. Ceci représente un bénéfice monétaire d'environ 9 millions de dollars.

# MODELING AND OPTIMIZATION OF POWER PRODUCTION OF A LARGE WIND FARM IN NORDIC CLIMATE

DABIN, Nathalie

## ABSTRACT

Installed in 1999 at the Matane and Cap-Chat locations, the LE NORDAIS wind farm is composed of 133 fixed pitch NEG MICON wind turbines model NM750/48-60 Hz Artic. Up to 2007, this wind farm was owned and operated by the AXOR group but has been bought by CANADIAN HYDRO DEVELOPERS since. Unique for its size and the fixed pitch technology used, this wind farm has undergone during the cold winter times many prolonged stops associated with a poorly understood phenomenon known as *overpower*. This phenomenon leads to a considerable energy sousproduction. During these events of overpower, turbines produce beyond their rated capacity. The main objective of this doctoral work is to propose and evaluate a solution, other than deeply pitching the blades, to the problem of energy overload. The proposed solution is to actively control the output power production by yawing the rotor axis away from the wind direction. To evaluate the relevance and efficiency of this solution, a power prediction model has been developed with the unique ability to correctly predict the occurrence of overpower. The proposed model is based on the IEC 61400-12 standard method, corrected by two factors based on atmospheric turbulence and Reynolds number. The model was developed upon an experimental parametric study of measured power curves and overpower events recorded on the LE NORDAIS wind farm, from 2000 to 2003. An optimum blade configuration has been calculated for each of the two sites, in order to minimize the occurrences of overpower, while maximizing energy production through yaw control. This work has highlighted the link between the arrival of a cold front and the emergence of the phenomenon of energy overpower. Combining the proposed control scenario and suggested optimal blade adjustments yields to a production gain estimated to 105 GWh for the 20 years of remaining life time of the wind farm. This gain corresponds to eight months of power production which represents a monetary benefit of about 9 millions.



## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE .....	5
1.1 Contexte historique et économique .....	5
1.1.1 Contexte mondial et québécois .....	5
1.1.2 Le parc LE NORDAIS .....	6
1.1.3 Le litige entre AXOR et NEG MICON .....	7
1.2 Régulation passive par décrochage aérodynamique .....	9
1.2.1 Principe de la régulation par décrochage .....	9
1.2.2 Provocateurs de décrochage .....	10
1.2.3 Ré-ajustement du calage .....	11
1.2.4 Régulation active .....	11
1.2.4.1 Contrôle par calage variable de pale .....	11
1.2.4.2 Régulation active par décrochage aérodynamique .....	12
1.2.4.3 D'autres méthodes de contrôle de la puissance .....	12
1.3 La surpuissance des éoliennes en climat nordique .....	12
1.3.1 Le climat nordique .....	12
1.3.2 Phénomènes observés .....	13
1.3.3 Premières tentatives d'explications du problème de surpuissance .....	14
1.4 Norme IEC 61400-12-1 .....	15
1.4.1 Méthodologie des tests de performance selon IEC 61400-12 .....	15
1.4.2 Procédure de mesure .....	16
1.4.3 Principales faiblesses techniques de la norme .....	17
1.5 Norme IEC 61400-12-2 .....	17
1.5.1 Méthodologie des tests de performance selon IEC 61400-12-2 .....	18
1.5.1.1 Validité de l'hypothèse de transport de la fonction de transfert .....	18
1.5.2 Procédure de mesure de la fonction de transfert .....	19
1.5.3 Avantage et inconvénient de la méthode .....	19
1.6 Méthode des <i>groupes conditionnels</i> .....	20
1.7 Prédiction de la puissance produite par une turbine .....	22
1.7.1 Le modèle statique .....	22
1.7.2 Facteurs influençant la mesure de performance .....	24
1.7.2.1 État de la machine .....	24
1.7.2.2 La représentativité des mesures caractérisant l'écoulement ....	25
1.7.2.3 Caractéristiques de l'écoulement entrant .....	28
1.7.3 Le nombre de Reynolds .....	29
1.7.4 La turbulence .....	31
1.7.5 Méthode de la régression multiple .....	34

1.7.6	Modèle stochastique .....	36
1.7.7	Autre modèle .....	36
1.8	Modèles numériques de simulation de la performance .....	37
1.8.1	Intérêt des modèles numériques .....	37
1.8.2	Problématique liée aux modèles numériques .....	37
1.8.3	Revue des modèles numériques basés sur une simplification .....	38
1.8.4	Revue des modèles numériques complets .....	40
1.8.5	Résumé .....	41
CHAPITRE 2 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE .....		43
2.1	Objectif général .....	43
2.2	Objectifs spécifiques et méthodologie .....	44
2.2.1	Mise en évidence des événements de surpuissance .....	44
2.2.1.1	Approche expérimentale .....	44
2.2.1.2	Approche numérique .....	45
2.2.2	Modèle de prédiction de la puissance de sortie .....	45
2.2.3	Optimisation de la production du parc LE NORDAIS .....	47
CHAPITRE 3 MISE EN ÉVIDENCE DU PHÉNOMÈNE DE SURPUISSANCE.....		49
3.1	Base de données expérimentales .....	49
3.1.1	Description des données brutes.....	49
3.1.2	Contrôle de la base de données.....	49
3.1.3	Description de la base de données contrôlée.....	50
3.1.4	Analyse de potentiel .....	51
3.2	Méthode d'obtention de la courbe de puissance mesurée.....	52
3.2.1	Courbe de puissance selon IEC.....	52
3.2.2	Courbe de puissance selon la méthode des groupes conditionnels .....	53
3.2.3	Calcul de la densité .....	55
3.2.3.1	Choix des variables.....	55
3.2.3.2	Expression de la densité.....	56
3.2.3.3	Matrice $\Phi$ .....	57
3.3	Portrait de la surcharge .....	58
3.3.1	Bilan des arrêts imputable à la surcharge des machines.....	58
3.3.2	Condition climatique lors des arrêts de surpuissance .....	60
3.3.3	Observations des effets de la turbulence et du Reynolds sur la puissance .....	63
3.4	Étude paramétrique expérimentale de la puissance .....	66
3.4.1	Quantification des effets de la turbulence : paramètre RI .....	66
3.4.2	Quantification des effets de la densité : paramètre $\alpha^*$ .....	69
3.4.3	Conclusion .....	72
3.5	Étude paramétrique numérique de la puissance .....	73
3.5.1	Modèle numérique .....	73
3.5.1.1	Banque de données des coefficients de portance et traînée .....	73
3.5.2	Résultats numériques .....	74

3.5.2.1	Paramètre $RI$ .....	75
3.5.2.2	Paramètre $\alpha^*$ .....	75
3.5.3	Conclusion .....	76
CHAPITRE 4 MODELE DE PRÉDICTION DE LA PUISSANCE DE SORTIE .....		78
4.1	Modèle .....	78
4.1.1	Fonction de base .....	78
4.1.2	Fonctions de correction .....	79
4.1.3	Organigramme .....	79
4.2	Calcul de la fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle .....	80
4.2.1	Introduction .....	80
4.2.2	Description des conditions de mesures.....	81
4.2.2.1	Critères de sélection des données et configuration.....	81
4.2.2.2	Site de Matane .....	81
4.2.2.3	Site de Cap-Chat.....	84
4.2.3	Méthodologie de calcul des régressions .....	85
4.2.4	Résultats .....	86
4.2.4.1	Cas 1 : l'éolienne en fonctionnement.....	87
4.2.4.2	Cas 2 : l'éolienne arrêtée.....	87
4.2.4.3	Cas 3 : l'éolienne sous sillage .....	90
4.2.5	Analyse de l'influence de l'angle de calage .....	91
4.2.6	États de la recherche sur les courbes de régression en vitesse .....	92
4.2.7	Conclusions .....	96
4.3	Courbe de puissance .....	96
4.3.1	Courbe de puissance selon la norme IEC .....	96
4.3.2	Courbe de puissance à partir des données enregistrées aux éoliennes ..	97
4.4	Fonction $RI$ .....	103
4.4.1	$RI$ calculé à partir des données des sites de référence .....	103
4.4.2	$RI$ calculé à partir des données des turbines .....	104
4.5	Fonction $\alpha^*$ .....	104
4.6	Validation du modèle de puissance .....	107
4.6.1	Calcul énergétique .....	107
4.6.1.1	Méthodologie .....	107
4.6.1.2	Résultats .....	108
4.6.2	Prévision des événements de surpuissance .....	111
4.6.2.1	Méthodologie .....	111
4.6.2.2	Résultats .....	112
CHAPITRE 5 OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU PARC LE NORDAIS ..		114
5.1	Modèle de gestion des arrêts .....	115
5.2	Modèle de contrôle en effacement .....	115
5.3	Organigramme du processus d'optimisation de la production.....	117
5.4	Scénarios d'optimisation .....	118

5.4.1	Méthodologie.....	118
5.4.2	Résultats .....	120
CONCLUSION.....		123
ANNEXE I PRÉSENTATION DU PARC LE NORDAIS .....		127
ANNEXE II DONNÉES TECHNIQUES DU PARC LE NORDAIS.....		147
ANNEXE III CARTES TOPOGRAPHIQUES .....		183
ANNEXE IV CONTRÔLES DES DONNÉES ET SUIVI DE L'INSTRUMENTATION.....		186
ANNEXE V RESSOURCE CLIMATOLOGIQUE .....		204
ANNEXE VI DÉRIVE DES ANÉMOMÈTRES .....		226
ANNEXE VII DÉCALAGE TEMPOREL DES SYSTÈMES D'ACQUISITION.....		231
ANNEXE VIII ARTICLE, TEL QUE PUBLIÉ .....		242
ANNEXE IX EXTRAPOLATION DES DONNÉES DE DENSITÉ MANQUANTES ..		254
BIBLIOGRAPHIE .....		262



## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Variation du Reynolds en fonction de la température et de la pression .... 31
Tableau 3.1	Bilan des arrêts à Matane ..... 61
Tableau 3.2	Bilan des arrêts à Cap-Chat ..... 61
Tableau 3.3	Durée moyenne des arrêts en heure pour les deux parcs..... 62
Tableau 3.4	Résumé des différents cas. .... 65
Tableau 3.5	Nombre de données par groupe conditionnel. .... 67
Tableau 3.6	Détermination des coefficients aérodynamiques ..... 74
Tableau 3.7	Valeurs numérique de $\alpha^*$ pour deux niveaux de turbulence. .... 76
Tableau 4.1	Coefficients de régression linéaire pour la turbine en fonctionnement..... 87
Tableau 4.2	Coefficients de régression quadratique pour la turbine en fonctionnement. 88
Tableau 4.3	Coefficients de la régression linéaire pour la turbine arrêtée. .... 89
Tableau 4.4	Coefficient de régressions proposées pour l'éolienne en fonctionnement. 95
Tableau 4.5	Coefficient de régressions proposées pour l'éolienne arrêtée..... 96
Tableau 4.6	Résultats du calcul des coefficients de régressions, pour différents états de la turbine..... 97
Tableau 4.7	Paramètre $\alpha^*$ pour deux intensités de turbulence sur chaque site. .... 106
Tableau 4.8	Validation du modèle de puissance : résumé des résultats pour les deux sites..... 109
Tableau 4.9	Paramètres du modèle prédictif. .... 112
Tableau I.1	Courbe de garantie de la NM750/48 NEG MICON ..... 130
Tableau I.2	Calibrations de l'instrumentation de l'éolienne de référence #6. .... 134
Tableau I.3	Calage des pales de l'éolienne de référence #6. .... 135

Tableau I.4	Secteur à exclure pour la turbine #6. ....	136
Tableau I.5	Instrumentation de la tour de référence à Matane. ....	137
Tableau I.6	Signal enregistré au mât météorologique. ....	138
Tableau I.7	Secteur à exclure pour la turbine #6. ....	139
Tableau I.8	Facteurs de calibration du site de référence de Matane. ....	140
Tableau I.9	Calage des pales de l'éolienne de référence #67. ....	141
Tableau I.10	Calage des pales de l'éolienne de référence #67. ....	142
Tableau I.11	Secteur à exclure pour la turbine #67. ....	142
Tableau I.12	Instrumentation de la tour de référence à Cap Chat. ....	143
Tableau I.13	Signal enregistré au mât météorologique. ....	144
Tableau I.14	Secteur à exclure pour la turbine #6. ....	145
Tableau I.15	Facteurs de calibration du site de référence de Cap Chat. ....	146
Tableau II.1	Caracteristiques des éoliennes ....	148
Tableau II.2	Réglage du pas des éoliennes à Matane ....	150
Tableau II.3	Réglage du pas des éoliennes à Cap-Chat ....	154
Tableau II.4	Entête des fichiers enregistrées à l'éolienne. ....	160
Tableau II.5	Entête des fichiers des tours météorologiques de référence à Matane et Cap-Chat ....	162
Tableau II.6	Calibration des anémomètres à Matane ....	163
Tableau II.7	Calibration des anémomètres à Cap-chat. ....	167
Tableau II.8	Numérotations des éoliennes ....	173
Tableau II.9	Emplacement des éoliennes à Matane (Fuseau 6) ....	175
Tableau II.10	Emplacement des éoliennes à Cap-Chat (Fuseau 6) ....	177
Tableau II.11	Incertitude type A et type B à Matane. ....	181

Tableau II.12	Incertitude type A et type B à Cap Chat. ....	182
Tableau IV.1	Calibration de l'anémomètre de la tour de référence AN3. ....	189
Tableau IV.2	Instrumentation de la tour de référence à Matane. ....	192
Tableau IV.3	Calibration de l'anémomètre de référence à Matane ....	194
Tableau IV.4	Calibration de l'anémomètre de référence AN2 à Cap-Chat ....	196
Tableau IV.5	Instrumentation de la tour de référence à Cap-Chat.....	198
Tableau IV.6	Taux de récupération des données sur 1 minutes à Matane. ....	200
Tableau IV.7	Taux de récupération des données sur 1 minutes à Cap-Chat. ....	201
Tableau IV.8	Calibration de l'anémomètre de référence à Matane ....	202
Tableau IV.9	Calibration de l'anémomètre de référence à Cap-Chat ....	202
Tableau V.1	Vitesse moyenne enregistrée à chaque éolienne et corrigée en champ libre. ....	224
Tableau VII.1	Exemple de filtrage : Corrélation sur la puissance à Cap chat pour l'année 2003. ....	237
Tableau IX.1	Résumé des paramètres de la FFT sur la différence de pression. ....	257
Tableau IX.2	Résumé des différentes hauteurs des capteurs de pression et température.	261

## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Stall-strip installé en bout de pale (source : l'auteur)..... 11
Figure 1.2	Résumé des méthodes numériques et de leurs plages d'utilisation. .... 42
Figure 3.1	Pourcentage de machines arrêtées sur la période des 4 ans. .... 59
Figure 3.2	Exemple d'une vague d'arrêt du aux effets de surcharge. .... 60
Figure 3.3	Distribution des arrêts à Matane et courbe de Gauss. .... 62
Figure 3.4	Distribution des arrêts à Cap-Chat et courbe de Gauss. .... 63
Figure 3.5	Caractérisation de l'arrivée d'un front froid sur le site ; chaque point représente la température enregistrée au moment du déclenchement d'un événement de surpuissance. .... 64
Figure 3.6	Courbe de puissance de l'éolienne #6 pour un calage de $-5.1^\circ$ et une densité de référence de $1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$ pour différentes conditions de vents. .... 65
Figure 3.7	Augmentation relative de puissance en fonction de la vitesse à Matane. ... 67
Figure 3.8	Augmentation relative de puissance en fonction de la vitesse à Cap-Chat. .... 68
Figure 3.9	$\alpha^*$ en fonction de la vitesse et de la turbulence sur le site de Matane. .... 71
Figure 3.10	$\alpha^*$ en fonction de la vitesse, du calage et de la turbulence sur le site de Cap-Chat. .... 72
Figure 3.11	Valeur de $RI$ ..... 76
Figure 4.1	Directivité du rapport de vitesse à Matane. .... 82
Figure 4.2	Corrélation avant et après le changement d'anémomètre au mat de Matane. .... 83
Figure 4.3	Directivité du rapport de vitesse à Cap-Chat. .... 85
Figure 4.4	Fonction de transfert pour un calage de $-3.3$ (fonctionnement normal). .... 88



Figure 4.5	<i>Fonction de transfert linéaire et quadratique, pour un calage de -3.8 (fonctionnement normal).</i> .....	89
Figure 4.6	<i>Fonction de transfert linéaire et quadratique, pour un calage de -5.1 (fonctionnement normal).</i> .....	90
Figure 4.7	<i>Fonction de transfert pour un calage de -3.3 et -5.1 (turbine arrêtée).</i> .....	91
Figure 4.8	<i>Fonction de transfert de la turbine sous sillage.</i> .....	92
Figure 4.9	<i>Coefficient a de la régression linéaire vitesse nacelle/ vitesse champs libre.</i> .....	93
Figure 4.10	<i>Coefficient b de la régression linéaire vitesse nacelle/ vitesse champs libre.</i> .....	93
Figure 4.11	<i>Courbes de puissance selon la norme IEC, <math>\rho &lt; 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}</math>, <math>IT &gt; IT_{moy} \%</math>, <math>\rho_{ref} = 1.225 \text{ kg.m}^{-3}</math>.</i> .....	98
Figure 4.12	<i>Puissance en fonction de l'angle de calage pour chaque classe de vitesse entre 3 et 20 <math>\text{m.s}^{-1}</math>.</i> .....	99
Figure 4.13	<i>Courbes de puissance de Matane, <math>\rho &lt; 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}</math>, <math>\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}</math>.</i> .....	101
Figure 4.14	<i>Courbes de puissance de Cap-Chat, <math>\rho &lt; 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}</math>, <math>\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}</math>.</i> .....	102
Figure 4.15	<i>Paramètre RI, <math>\rho &gt; 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}</math>, <math>\overline{IT} &gt; IT_{site} \%</math>, <math>\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}</math>.</i> .....	103
Figure 4.16	<i>Paramètre RI, <math>\rho &gt; 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}</math>, <math>\overline{IT} &gt; IT_{site} \%</math>, <math>\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}</math>.</i> .....	105
Figure 4.17	<i>Erreur sur le calcul énergétique en pourcentage pour le site de Matane.</i> ..	109
Figure 4.18	<i><math>E_{tot}</math>, <math>E_{moy}</math>, <math>E_{std}</math> en pourcentage pour le site deux.</i> .....	110
Figure 5.1	<i>Contrôle de la puissance en effacement.</i> .....	116
Figure 5.2	<i>Organigramme du modèle de prédiction de la production.</i> .....	119
Figure 5.3	<i>Calage optimum du gain en production à Matane.</i> .....	121
Figure 5.4	<i>Calage optimum du gain en production à Cap-Chat.</i> .....	121

Figure 5.5	<i>Pourcentage d'augmentation des arrêts versus le calage à Matane. ....</i>	122
Figure 5.6	<i>Pourcentage d'augmentation des arrêts versus le calage à Cap-Chat. ...</i>	122
Figure I.1	<i>Schéma des composantes d'une turbine (Source : Mathieu Clabaut-2008). ....</i>	129
Figure I.2	<i>Freins aérodynamiques de bout de pales, déployé. ....</i>	129
Figure I.3	<i>Provocateur de décrochage. ....</i>	131
Figure I.4	<i>Instrumentations de l'éolienne. ....</i>	132
Figure I.5	<i>Arrangement " cross boom ". ....</i>	138
Figure I.6	<i>Sommet de la tour de référence de Cap Chat. ....</i>	144
Figure III.1	<i>Emplacement des turbines à Matane (Carte établie avec l'aimable collaboration de GPCo inc. ....</i>	184
Figure III.2	<i>Emplacement des turbines à Cap-Chat (Carte établie avec l'aimable collaboration de GPCo inc. ....</i>	185
Figure V.1	<i>Analyse de la température pour le site de Matane. ....</i>	206
Figure V.2	<i>Analyse de la température pour le site de Cap-Chat. ....</i>	207
Figure V.3	<i>Comparaison des températures entre les deux sites. ....</i>	208
Figure V.4	<i>Variation mensuelle totale de pression pour les deux sites. ....</i>	209
Figure V.5	<i>Comparaison des pressions entre les deux sites. ....</i>	210
Figure V.6	<i>Comparaison des densités entre les deux sites. ....</i>	210
Figure V.7	<i>Analyse des vents à Matane. ....</i>	212
Figure V.8	<i>Analyse des vents à Cap-Chat. ....</i>	214
Figure V.9	<i>Comparaison des vitesses moyennes mensuelles totales entre les deux sites. ....</i>	215
Figure V.10	<i>Distribution des vents sur la période totale pour l'année. ....</i>	216
Figure V.11	<i>Distribution des vents sur la période totale par saison. ....</i>	217
Figure V.12	<i>Topographie de la Gaspésie. ....</i>	217

Figure V.13	<i>Distribution de vitesse à Matane.</i>	219
Figure V.14	<i>Distribution de vitesse à Cap-Chat.</i>	220
Figure V.15	<i>Courbe de durée en heure.</i>	221
Figure V.16	<i>Roses des vents à Matane pour la période totale présenté par rapport au nord géographique.</i>	221
Figure V.17	<i>Roses des vents à Cap-Chat pour la période totale présenté par rapport au nord géographique.</i>	222
Figure VI.1	<i>Évolution de la courbe de puissance sans maintenance des anémomètres.</i>	228
Figure VI.2	<i>Pourcentage de dérive de l'anémomètre.</i>	230
Figure VII.1	<i>Exemple de détermination du décalage <math>\tau</math> : le mois de décembre 2001 à Matane.</i>	236
Figure VII.2	<i>Décalage temporel à Cap-Chat entre les horloges, pour différentes périodes.</i>	238
Figure VII.3	<i>Décalage entre l'horloge de la tour anémométrique et l'éolienne de référence à Cap-Chat.</i>	240
Figure VII.4	<i>Décalage entre l'horloge de la tour anémométrique et l'éolienne de référence à Matane.</i>	241
Figure IX.1	<i>Différence de pression entre Matane et Cap-Chat moins la valeur moyenne de la différence.</i>	256
Figure IX.2	<i>Transformé de Fourier sur la différence de pression entre les deux sites.</i>	258
Figure IX.3	<i>Différence de température entre Matane et Cap-Chat.</i>	259
Figure IX.4	<i>Transformé de Fourier sur la différence de température entre les deux sites.</i>	260

## INTRODUCTION

### Contexte

De 10% à 15% des éoliennes installées dans le monde, sont en services dans des pays nordiques (comme la Finlande, la Russie, la Suède, le Canada ou encore le Danemark) ou à haute altitude ; c'est-à-dire dans des régions où le climat est caractérisé par de fortes variations thermiques intermensuelles (de -30 à +30 degrés Celsius) et de fortes précipitations de neige. La majeure partie de ces turbines est à pas fixe, contrôlé par décrochage aérodynamique. Cette technologie est pourtant peu adaptée à ce type de conditions et a d'ailleurs été depuis remplacée par la technologie à pas variable qui s'adapte instantanément aux différentes variations climatiques. Cependant, pendant de nombreuses années, la technologie à pas fixe a été meilleur marché et a donc dominé les installations.

Conventionnellement, les parcs d'éoliennes, en climat nordique, sont installés par groupes de 5 à 20 machines, formant ainsi de petits parcs faciles à gérer et présentant un nombre limité de difficultés techniques, malgré les conditions difficiles. À l'opposé de cette configuration, le Québec est pionnier dans l'installation de parc comprenant plus d'une centaine de machines sous ce climat. Ainsi, le parc LE NORDAIS, installé en 1999, comprend 133 turbines à pas fixe de modèle NM750/48-60 Hz Artic distribué par NEG MICON . Ce parc est unique de par sa taille et sa technologie puisque c'est le premier et dernier parc de cette envergure installé avec la technologie à pas fixe en climat nordique.

Cette originalité a amené un certain nombre de problèmes au parc LE NORDAIS. En effet, ce parc a connu une sévère remise en question lorsque la production énergétique enregistrée la première année a difficilement atteint 60% des prévisions. De plus, durant le premier hiver, le parc a enregistré un problème récurrent d'arrêts prolongés, provoqué par un phénomène mal compris, désigné par *surpuissance* dans la suite du texte. Il a découlé de cette situation, un litige entre les promoteurs et le constructeur du parc où le problème de *surpuissance* était au centre des débats. Toutefois, il a été démontré, durant le litige, que la cause principale de



la contre-performance du parc n'était en réalité qu'un problème de surestimation du potentiel éolien. Il a aussi été démontré que la majeure partie des arrêts attribués à la *surpuissance*, était en réalité causée par un mauvais ajustement aérodynamique des turbines. Quand l'ensemble des machines a été reréglé à partir de nouvelles analyses météorologiques, le nombre d'arrêts a considérablement diminué reléguant le problème de *surpuissance* en second plan, sans pour autant en comprendre les causes, ni y remédier.

## Problématique

Le parc LE NORDAIS enregistre un phénomène récurant d'arrêt d'urgence provoqué par des événements pour lesquels la puissance dépasse la puissance critique supportée par la machine. Ce phénomène, nommé *surcharge*, apparaît lorsque la charge mécanique supportée par le rotor et la charge électrique supportée par la génératrice sont supérieures aux charges pour lesquelles la turbine est conçue. Il s'ensuit l'arrêt d'urgence de la turbine pour protéger cette dernière. Ces arrêts d'urgence conduisent à une usure prématurée de la structure et de certaines composantes telle que les freins mécaniques entraînant à long terme l'augmentation des coûts de maintenance. De plus, ces arrêts sont fréquents, entraînant aussi des pertes de production. Ce phénomène de surcharge produit donc à long terme, une augmentation du prix du kilowattheure éolien.

Ces événements de surcharge sont le résultat de l'association de deux composantes : un ajustement inadéquat des pales additionnées de la présence d'un phénomène aérodynamique assez mal compris, désigné par *surpuissance* dans la suite du texte.

La première composante de la surcharge est l'ajustement inadéquat des pales des machines pour des plages de température aussi importantes que celle rencontrée en climat nordique. En effet, afin de respecter les garanties de production, les manufacturiers ajustent le calage des pales de façon à obtenir la puissance nominale de la machine pour la densité moyenne annuelle du site d'installation, la puissance étant proportionnelle à la densité de l'air. Par conséquent, pour des sites où le climat présente de fortes variations de température, et donc de densité,

les machines sont réglées à l'extérieur de la plage optimale d'opération pratiquement, tout au long de l'année : l'été les machines fonctionnent en deçà de leurs capacités, et en hiver, les machines fonctionnent au-delà de leurs limites, entraînant trop souvent le dépassement de ces limites.

La deuxième composante de la surcharge est la *surpuissance*, qui désigne les événements pour lesquels la puissance produite par la turbine, pour les mêmes conditions de réglages, dépasse la puissance théorique corrigée pour la densité correspondant à cet événement. La surpuissance est un phénomène qui touche donc uniquement les turbines à pas fixe, contrôlées par décrochage aérodynamique, comme celle qui équipe le parc LE NORDAIS.

Pour pallier les arrêts trop fréquents l'hiver, le constructeur a combiné deux approches : la modification du calage et l'installation de provocateurs de décrochage (*stall strip*) sur les pales. Le principe de ces deux approches est d'augmenter, à vitesse équivalente, la zone de décrochage le long des pales, diminuant ainsi la puissance nominale de la turbine. La combinaison de ces deux procédés, bien que très répandue, présente deux inconvénients majeurs : elle est active quelque soit les conditions de vents et elle diminue les performances de la turbine en induisant une perte énergétique.

### **Objectifs généraux de la recherche**

L'objectif de cette recherche est de proposer et d'évaluer un scénario d'optimisation de la production du parc LE NORDAIS, dans le but de diminuer les pertes conséquentes aux phénomènes de surpuissance et au calage profond des machines.

Cet objectif comprend trois sous-objectifs. Le premier sous-objectif est de mettre en évidence expérimentalement les événements de surpuissance et les conditions favorisant l'apparition de tels événements. Le second sous-objectif est de proposer un modèle de simulation de la puissance de sortie d'une turbine à partir des caractéristiques du vent et de la turbine. Ce modèle s'inspire de la méthodologie décrite dans la norme IEC 61400-12, à laquelle sont ajoutés des facteurs correctifs. Le troisième sous-objectif est de valider le scénario d'optimisation de

la production énergétique du parc en couplant le modèle précédent, le réajustement des pales et un contrôle actif de la puissance par effacement.

### **Partenaires industriels**

La compagnie AXOR (propriétaire du parc LE NORDAIS installés en Gaspésie) s'est associée au professeur Masson, directeur de cette thèse et titulaire de la Chaire de recherche sur l'aérodynamique des éoliennes en milieu nordique (AEMN). Le but de cette collaboration est de développer de nouvelles solutions destinées à l'amélioration du fonctionnement du parc LE NORDAIS . Cette compagnie a fourni toutes les données de fonctionnement des machines du parc pour une période de quatre ans, ainsi que les caractéristiques des machines, les profils des pales et les spécifications techniques ainsi qu'une partie des cahiers d'entretien du parc. En 2007, la compagnie CANADIAN HYDRO DEVELOPERS a racheté le parc LE NORDAIS et a continué cette collaboration.

## CHAPITRE 1

### REVUE DE LA LITTÉRATURE

#### 1.1 Contexte historique et économique

##### 1.1.1 Contexte mondial et québécois

La puissance éolienne mondiale est désormais établie à 72 628 MW et près des deux tiers de cette puissance est installée en Europe. Les premiers chiffres disponibles en 2007 annoncent une puissance supplémentaire de 13 394 MW durant l'année 2006 contre 11 746 MW en 2005. L'Europe est restée la principale région du monde à installer de l'éolien avec une part de marché de 57,1% en 2006, suivie par l'Amérique du Nord (24,0%) et l'Asie (15,7%). L'Union européenne a ainsi installé 7 553 MW supplémentaires durant l'année 2006 portant la puissance cumulée de son parc à 48 531 MW (+18,7% par rapport à 2005)<sup>1</sup>.

Le taux de croissance annuel moyen de la filière reste très élevé, 28,4% sur les dix dernières années. Le niveau de croissance de l'éolien au Canada a quadruplé par rapport à 2005 avec 767 MW supplémentaires, soit 112% par rapport à 2005. Ces données sont extraites de l'observatoire des énergies renouvelables EurObserv'ER 2007[21, 31].

Le Québec aurait [20] un potentiel éolien théorique total, mais pas entièrement techniquement exploitable, de 3 984 322 MW, soit près de 100 fois la puissance de l'ensemble de ses centrales hydrauliques. La principale limite au développement du potentiel éolien du Québec est la capacité du réseau électrique actuel à intégrer à peu de frais cette nouvelle production. Cette capacité d'intégration a été estimée par HYDRO-QUÉBEC à moins de 4 000 MW. Les succès de l'énergie éolienne, observés à la fin des années 1990 au Danemark et en Allemagne notamment, les difficultés économiques de la Gaspésie (où se trouvent les principaux gisements éoliens de la province) et la pression croissante des écologistes, poussent le gouvernement du Québec à lancer un premier appel d'offres de 1000 MW d'énergie éolienne

---

<sup>1</sup>Données compilées en 2007.



auprès d'investisseurs privés. Le succès de cet appel d'offres étonna la direction d'HYDRO-QUÉBEC : des projets pour près de 4000 MW furent déposés et le coût des projets retenus fut inférieur aux prévisions. À la suite de la contestation publique puis de l'abandon du projet de centrale thermique au gaz du Suroît, le gouvernement fait prendre au Québec le virage de l'éolien. Il annonce un second appel d'offres de 2000 MW. Cette fois, contrairement au premier appel d'offres, les projets ne sont plus limités à la Gaspésie, mais peuvent provenir de l'ensemble du Québec. Les projets présentés dans le cadre de cet appel d'offres ont été déposés le 18 septembre 2007. HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION, en dehors des processus d'appel d'offres, a aussi conclu des ententes de gré à gré avec trois promoteurs privés. Ces trois parcs éoliens sont ceux de AXOR, à Cap-Chat et à Saint-Ulric-de-Matane (100 MW), construit à partir de 1998, 3CI, à Murdochville (169 MW) et le projet de SKYPOWER dans la MRC de Rivière-du-Loup (201 MW). La nouvelle politique énergétique du Québec adoptée en 2006 exclut dorénavant toute nouvelle signature de contrat de gré à gré, hors du processus d'appel d'offres.

### 1.1.2 Le parc LE NORDAIS

Le parc LE NORDAIS est composé de 133 éoliennes à axe horizontal, avec une puissance installée de 99.75 MW, ce qui a fait de lui le premier parc le plus important, à l'est du Canada jusqu'en 2006. Situé à la fois en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent, le parc LE NORDAIS se partage entre deux sites dont la vitesse moyenne annoncée des vents est de  $28 \text{ km} \cdot \text{h}^{-1}$  ( $7,8 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ ). Un des sites est Cap-Chat et l'autre est dans la région de Matane. Construit en cinq mois, le site de Cap-Chat, avec ses 76 éoliennes et ses 57 MW, est en pleine production depuis décembre 1998. La commercialisation du second site, implanté dans les municipalités de Saint-Ulric-de-Matane, de Saint-Léandre et de Saint-Jérôme-de-Matane, débute à l'automne 1999. Avec ses 57 éoliennes, ce deuxième site a une puissance installée de 43 MW. Ce parc appartient au groupe ÉNERGIE LE NORDAIS.

L'énergie produite est vendue à HYDRO-QUÉBEC, selon un contrat d'une durée de 25 ans. Le groupe ÉNERGIE LE NORDAIS vend son énergie à HYDRO-QUÉBEC au prix de 5,8 cents

le  $kWh$ . Transférée directement du parc au réseau de transport de la société d'État HYDRO-QUÉBEC, cette énergie peut alimenter l'équivalent de 10 000 résidences québécoises (soit l'équivalent de 5% de la consommation gaspésienne).

Le groupe ÉNERGIE LE NORDAIS est formé de deux principaux partenaires. Le premier est l'entreprise AXOR, chef de file québécois et canadien en développement de projets d'envergure en ingénierie-construction et promoteur du projet. Le second est le consortium M&N WIND POWER, formé de NEG MICON, important manufacturier d'éoliennes, danois et de NICHIMEN CORPORATION, géant japonais du commerce international. AXOR est responsable du développement, du financement et de la construction du projet et NEG MICON est le fournisseur de l'équipement éolien. Les deux entreprises sont responsables de l'exploitation jusqu'en 2007 où le parc a été racheté par la compagnie CANHYDRO.

D'une valeur de 160 millions de dollars, le parc LE NORDAIS a fait l'objet d'un montage financier innovateur. En plus des investissements des deux partenaires, un financement sur dette de 110 millions de dollars a été syndiqué auprès d'un groupe de prêteurs québécois et ontariens. Enfin, le gouvernement du Québec, par l'entremise de la Société de développement industriel du Québec (SDI), a accordé une aide financière de 5,6 millions de dollars pour l'assemblage de la majorité des turbines et la construction des tours au Québec. Les éoliennes ont une valeur à l'unité de 1.2 M\$ (en 2000). Ces données sont extraites du site Internet de l'entreprise AXOR [6].

### **1.1.3 Le litige entre AXOR et NEG MICON**

Les premiers bilans de production énergétique des parcs de Cap-Chat et Matane étaient bien en dessous des prévisions : l'énergie annuelle produite enregistrée, sur la période de quatre ans, est en moyenne de 77  $GWh$  à Matane et 89  $GWh$  à Cap-Chat. À titre de comparaison, le consultant Garad Hassan avait annoncé, en 1999, 111  $GWh$  et 150  $GWh$ , pour respectivement Matane et Cap-Chat, pour chaque année de fonctionnement[53] des 25 ans prévus, avec un facteur de capacité pour les deux parcs de 30%. Les facteurs de capacité étaient de l'ordre de

20% pour les deux parcs, soit 10% de moins que les prévisions et les machines enregistrées un nombre record d'arrêts durant le premier hiver de fonctionnement du à de la surcharge : l'éolienne NM750/48 est certifiée pour une puissance maximum de 840 kW (pour une période de 10 minutes) soit 12 % de plus que sa puissance nominale. Quand la puissance, moyenne sur 10 minutes, dépasse cette limite, la machine s'arrête. Plusieurs explications furent avancées et parmi elles, la surpuissance était en première place. Ce manque à gagner mena à un litige important entre AXOR et NEG MICON . Durant les cinq années qui ont suivi l'installation des parcs, plusieurs experts se sont penchés sur le fonctionnement des machines et l'étude de la production. Le phénomène de surpuissance s'est avéré n'être pas aussi important que prévu devant le fait, pourtant simple, qu'il n'y avait pas autant de vent que prédit. Les différents experts se sont alors surtout attachés à mettre en évidence les conditions climatiques, les problèmes techniques liés à la gestion et l'exploitation des machines.

Les problèmes liés à la surcharge des turbines se sont réglés en deux étapes. Après le premier hiver, toutes les machines ont été équipées de provocateur de décrochage. Mais cela a eu un faible résultat sur le nombre d'arrêts. Puis l'ensemble des machines a été recalé à partir des nouvelles analyses météorologiques, en 2001 puis 2003. Le problème de surpuissance est alors définitivement passé en second plan puisque la majeure partie de l'augmentation de puissance était produite par un calage inadapté. De plus, les machines ont été reprogrammées pour gérer elle-même le redémarrage après un arrêt du à de la surcharge. En comparaison, lors des premiers hivers, tout arrêt d'urgence nécessitait l'intervention d'un technicien qui s'assurait de l'intégrité de la machine avant le redémarrage. La durée des arrêts variait de quelques heures à quelques jours. Cette automatisation a considérablement diminué le nombre d'arrêts et surtout la durée des arrêts, sans pour autant régler le problème de surpuissance.

Il y a principalement cinq grands groupes qui ont étudié les problèmes de production des parcs LE NORDAIS durant le conflit qui a opposé NEG MICON à AXOR :

- le centre de recherche national danois RISØ sous la direction du Dr. Jørgen Højstrup,



- la compagnie allemande WINDTEST KAISER-WILHELM-KOOG GMBH sous la direction de M. Jorgen Möller
- la compagnie anglaise RENEWABLE ENERGY SYSTEM (RES), pour la compagnie M&N WIND POWER et NEG MICON .
- la compagnie M&N WIND POWER, une division de NEG MICON , sous la direction de M. Cant Ross,
- le centre de recherche de l'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE de Montréal sous la direction du professeur Christian Masson, titulaire de la Chaire de recherche sur l'aérodynamique des éoliennes en milieu nordique,

## **1.2 Régulation passive par décrochage aérodynamique**

### **1.2.1 Principe de la régulation par décrochage**

Sur une éolienne à régulation passive par décrochage aérodynamique (appelée aussi une éolienne à pas fixe), les pales<sup>2</sup> sont fixées au moyeu de façon rigide. Cependant, la géométrie de la pale a été conçue de façon à mettre à profit, en cas de vitesses de vent trop élevées, le décrochage aérodynamique en provoquant une chute de portance. Lorsque la vitesse du vent augmente, l'angle d'attaque des pales par rapport au vent relatif, augmente également jusqu'à arriver au point de décrochage. La pale d'une éolienne à pas fixe est légèrement vrillée autour de son axe longitudinal. Ce vrillage assure que le décrochage a lieu graduellement lorsque la vitesse du vent atteint sa valeur critique (toutes les pales d'éoliennes sont vrillées pour uniformiser la vitesse de vent vu par la pale. Toutefois, dans le cas des éoliennes à pas fixe ce vrillage a une double fonction : contrôler la vitesse de vent et le décrochage). Le décrochage se propage donc de l'extrémité de la pale vers sa base, au centre du rotor, réduisant graduellement la surface portante du disque balayé par les pales et donc la puissance.

La régulation par décrochage aérodynamique a avant tout l'avantage d'éviter l'installation de pièces mobiles dans le rotor même, ainsi qu'un système de contrôle très complexe. L'in-

---

<sup>2</sup>Une description des composantes d'une turbine est fournie à l'annexe I.



convénient est qu'une telle régulation ne pose pas seulement de grands défis à la conception aérodynamique des pales, mais également à la conception de l'éolienne entière afin d'éviter l'apparition de vibrations lors du décrochage aérodynamique.

Cette technologie de pas fixes est aujourd'hui en partie dépassée par celle des éoliennes à pas variables qui restent efficaces quelles que soient les conditions. Effectivement, le prix de cette dernière ne représente plus qu'un faible pourcentage du prix global des machines. Toutefois, le nombre d'éoliennes à pas fixe représente environ deux tiers des éoliennes installées actuellement dans le monde et ce rapport ne va pas diminuer. Il y a deux raisons qui expliquent ce maintien. Premièrement, les marchés des pays en développement sont en pleines expansions et sont particulièrement consommateur de la technologie à pas fixe qui est moins chère à l'achat et à l'entretien. Deuxièmement, le marché de l'occasion est en plein essor. Dans les pays d'Europe du Nord où les éoliennes sont déjà très répandues, il reste de moins en moins d'endroits favorables à l'implantation de nouvelles éoliennes (à part la solution en mer "*off-shore*"). La solution est donc de remplacer les anciens rotors par de nouveaux, plus grands. Cette solution est relativement économique puisque toute l'infrastructure jusqu'aux tours peut être conservée. Les anciens rotors partent alors sur le marché de l'occasion.

### 1.2.2 Provocateurs de décrochage

Les provocateurs de décrochage (*Stall-Strip*) ont pour fonction de diminuer la puissance nominale de la turbine. Le principe du provocateur de décrochage est d'accélérer le décrochage du profil de la pale, dans la région où il est installé. Il modifie donc les propriétés d'une partie de la pale seulement, sans en changer la nature profonde. Le provocateur est installé à un ou plusieurs endroits stratégiques, vers l'extrémité des pales (figure : 1.2.2). Il n'existe pas de modèle prédisant l'effet des provocateurs de décrochage, le constructeur se base sur l'expérience pour déterminer les positions d'installation. L'utilisation de cette solution entraîne une diminution locale des performances de la machine.



**Figure 1.1** *Stall-strip installé en bout de pale (source : l'auteur).*

### **1.2.3 Ré-ajustement du calage**

Le ré-ajustement du calage consiste à régler plus profondément les pales de manière à diminuer significativement la puissance nominale. Soit en terme pratique, l'angle de calage des pales est choisi de façon à ce que la puissance développée par la machine aux conditions moyennes de densité du site soit inférieure à la puissance nominale de la machine dans ces conditions. Cette solution est relativement efficace, mais elle modifie les propriétés de la pale sur toute sa longueur. L'utilisation de cette solution entraîne une diminution globale des performances de la machine.

### **1.2.4 Régulation active**

#### **1.2.4.1 Contrôle par calage variable de pale**

Sur une éolienne contrôlée par calage variable (pas variable), en cas de puissance de sortie trop élevée, le contrôleur fait immédiatement pivoter les pales hors du vent. Inversement, les pales pivotent de manière à pouvoir mieux capter de nouveau l'énergie du vent, dès que celui-ci aura baissé d'intensité. Concevoir une éolienne à pas variable requiert une bonne maîtrise technique afin d'assurer le positionnement exact des pales en fonction des performances. En général, le système de régulation fait pivoter les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent. Les pales sont ainsi toujours positionnées à un angle optimal par rapport au vent, de façon à assurer le meilleur rendement possible.

#### **1.2.4.2 Régulation active par décrochage aérodynamique**

Les éoliennes possédant un mécanisme dit de régulation active par décrochage aérodynamique ressemblent à celles contrôlées par calage variable d'un point de vue technique, car elles ont des pales mobiles. À faible vent, ces éoliennes se comportent d'ailleurs de la même façon. Cependant, lorsque l'éolienne atteint sa puissance nominale, une grande différence par rapport aux éoliennes à pas variable apparaît : quand la génératrice est sur le point d'être surchargée, les pales de l'éolienne pivotent, dans la direction opposée à celle dans laquelle une éolienne à pas variable l'aurait fait. En d'autres termes, au lieu de réduire l'angle d'attaque des pales, elle l'augmente pour accélérer le décrochage, diminuant ainsi la puissance.

#### **1.2.4.3 D'autres méthodes de contrôle de la puissance**

Sur certaines éoliennes anciennes, des ailerons (volets) sont utilisés pour contrôler la puissance du rotor, de la même façon que les avions qui utilisent des volets pour changer la géométrie des ailes et obtenir une meilleure portance au moment du décollage. Une autre possibilité, théorique, est d'orienter le rotor entier légèrement hors du lit du vent pour réduire la puissance (contrôle en effacement). Cependant, cette technique de contrôle est utilisée uniquement sur des éoliennes de petite taille (moins de 10 kW). Car le rotor est exposé à des charges qui varient cycliquement risquant d'induire, à la longue, une fatigue mécanique de la structure entière.

### **1.3 La surpuissance des éoliennes en climat nordique**

#### **1.3.1 Le climat nordique**

Quatre types de climat résument les conditions au Québec [66] :

- Un climat continental humide au sud de la 50ième parallèle se caractérisant par de fortes variations régionales, des hivers longs et froids, des étés courts et frais, ainsi que par d'importantes précipitations annuelles (atteignant 1 000 mm à Montréal, dont un tiers environ sous forme de neige).



- Un climat subarctique entre la 50e et la 58e parallèles aux hivers plus froids et plus longs et aux étés plus frais et plus courts. Les précipitations y sont moins abondantes.
- Un climat arctique dans le Grand Nord aux hivers rigoureux. Les fontes annuelles sont plutôt brèves et le “permagel” y est prédominant.
- Un climat maritime aux Îles-de-la-Madeleine.

Le climat nordique désigne la partie nord de la zone correspondante au climat continental. Ce climat est caractérisé par de fortes variations saisonnières et surtout de basses températures mêlées de précipitation importante l’hiver. Ces conditions climatiques sont influencées par la position septentrionale de la province et par une double exposition aux eaux froides de la baie d’Hudson et aux courants océaniques froids, le long de la côte du Labrador.

### 1.3.2 Phénomènes observés

Très peu d’observations de la surpuissance ont été répertoriées jusqu’à aujourd’hui. Cependant, tous les cas observés se situent au Canada. Le phénomène n’est observé que sur des machines à pas fixe contrôlées par décrochage, lorsque la température extérieure est très basse, de l’ordre de  $-20$  degrés Celsius. Ces élévations de puissance peuvent atteindre 60% de la puissance nominale de la machine en comptant l’augmentation due à la densité. Leclerc et Masson [33, 34] ont déjà recensés, au Canada, différents cas :

- les éoliennes NEG-MICON d’une puissance nominale de  $750\text{ kW}$ , propriétés du AXOR en Gaspésie, atteignant des seuils de puissance de plus de  $900\text{ kW}$ .
- une éolienne TACKE d’une puissance nominale de  $600\text{ kW}$ , propriété de ONTARIO POWER GENERATION, atteignant des seuils de puissance de  $950\text{ kW}$ .
- une éolienne BONUS d’une puissance nominale de  $65\text{ kW}$ , installée par HYDRO QUÉBEC atteignant des seuils de puissance de  $90\text{ kW}$ .
- deux éoliennes AÉROWATT (pales modifiées) d’une puissance nominale de  $10\text{ kW}$ , atteignant des pics à  $20\text{ kW}$  et ayant une puissance moyenne de  $16\text{ kW}$ .

### 1.3.3 Premières tentatives d'explications du problème de surpuissance

Leclerc et Masson, en 2000, sont les premiers à analyser statistiquement des données de production dans le but de mettre en évidence la surpuissance. Ces analyses sont menées sur des données long-termes en fonction de différents paramètres comme la densité de l'air ou le niveau de turbulence. La puissance d'une éolienne à pas fixe et vitesse constante, est donnée par

$$P = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^3 S C_P \text{ avec } C_P = f\left(\frac{\omega R}{U_{\infty}}\right) \quad (1.1)$$

- $\rho$  la densité,
- $U_{\infty}$  la vitesse moyenne du vent en champ libre,
- $S$  la surface balayée par les pales
- et  $C_P$  le coefficient de puissance qui est une fonction de la longueur de pale  $R$ , de la vitesse radiale  $\omega$  et de la vitesse en champ libre.

Il est généralement admis que le  $C_P$  est seulement fonction de la vitesse spécifique  $\omega R/U_{\infty}$  et donc que la puissance est directement proportionnelle aux variations de densité. Mais Leclerc et coll. [32] ont démontré qu'à basse température tel n'était pas le cas. Ils ont constaté des augmentations de puissance de 30% supérieures aux augmentations de densité. Ce qui les a conduit à conclure que le  $C_P$  est fonction d'autres facteurs que la vitesse spécifique. Leclerc et Masson suggèrent que d'autres paramètres puissent être considérés, mais ces paramètres sont plus difficiles à analyser. Citons les effets du nombre de Mach, la nature exacte de la turbulence atmosphérique, la réponse aéroélastique des pales au vent, les effets de double décrochage et la nature tridimensionnelle de l'écoulement entrant. Finalement, la conclusion de cette étude est que la combinaison de ces facteurs par temps froid tendrait à provoquer un retard dans le décrochage. Cependant, la proportion d'influence de chacun des paramètres n'est pas établie et les mécanismes régissant ce phénomène restent obscurs.

## 1.4 Norme IEC 61400-12-1

La norme IEC 61400-12 [59] décrit la procédure à suivre pour évaluer la performance d'une éolienne et calculer sa production énergétique. Le but exact de cette norme est de fournir une méthodologie uniforme qui assure la cohérence, l'exactitude et la reproductibilité de la mesure et l'analyse de la performance des éoliennes. Cette norme donne des directives pour la mesure, l'analyse et la présentation de rapports de mesures de performance. Elle sert de référence dans le monde de l'industrie et de la recherche depuis 1998. La dernière mise à jour date de 2005 [60]. L'institut européen MEASNET (The International Measuring Network of Wind Energy Institutes) a publié un standard équivalent en 1997. La mise à jour de ce dernier, date de 2005. Ce standard est basé principalement sur la norme IEC [2].

La norme IEC 61400 est une référence dans l'établissement des courbes de puissance des manufacturiers et en cas de litige entre le développeur et le manufacturier. Le cas du litige survient quand le développeur n'enregistre pas la production prévue, une fois le parc installé et qu'il a des pertes financières importantes sur ses prévisions. Un différend oppose alors le manufacturier et le développeur : est-ce le développeur qui a mal estimé la production ou est-ce le manufacturier qui a fourni une machine ne répondant pas aux performances pour lesquelles elle a été choisie. Les performances de la machine sont déterminées par sa courbe de puissance. Tous les calculs de production énergétique découlent de cette courbe de performance. Cette dernière est donc l'élément essentiel sur lequel tous les partis doivent s'entendre.

### 1.4.1 Méthodologie des tests de performance selon IEC 61400-12

Les caractéristiques de performance d'un parc équipé d'un certain type de turbine sont déterminées par la courbe de puissance mesurée de ses turbines et la production énergétique annuelle du parc (PEA). La courbe de puissance mesurée est établie à partir d'un ensemble de données (vent, puissance, conditions climatiques), statistiquement significatif et enregistrée sur une ou plusieurs turbines de même type composant le parc. Cet ensemble de données est analysé selon la méthode des *groupes conditionnels* (cette méthode sera expliquée à la sec-



tion 1.6). Cette norme repose sur l'hypothèse de base que la puissance est une fonction de l'écoulement libre. La production énergétique annuelle est calculée à partir de la courbe de puissance mesurée et de la distribution de vent sur le site (connue du développeur).

### 1.4.2 Procédure de mesure

Pratiquement, les mesures se font à partir d'un ou plusieurs *site de référence* situé stratégiquement dans le parc. Un site de référence est composé d'une des turbines du parc (turbine référence) et d'un mât météorologique de mesure. Le système d'acquisition de la tour météorologique enregistre les données suivantes aux dix minutes :

- la vitesse et la direction du vent en champ libre au mât.
- les données climatiques (pression, température),
- la puissance de l'éolienne de référence.
- la disponibilité de la turbine (correspondant aux moments où l'éolienne est raccordée au réseau).

ainsi que d'autres paramètres nécessaires au contrôle de la qualité de ces données de bases (ex : vitesse du vent en champ libre au mât donné par un anémomètre redondant).

Les tests de performance se déroulent suivant les étapes ci-dessous :

- **Évaluation de la complexité topographique du site de référence** : ce site doit répondre à un ensemble de critères définis dans la norme IEC (annexe A de la norme IEC) pour évaluer son niveau de complexité (terrain plat à terrain très complexe). Le résultat de cette évaluation détermine si une calibration de site doit être faite ou non.
- **Campagne de calibration** : La calibration de site permet de « transporter » la vitesse en champ libre mesurée au mât météorologique à l'emplacement de la turbine, en tenant compte des effets de terrain, de manière à avoir la vitesse en champ libre vue par la turbine. La calibration de site fournit donc un ensemble de facteurs correctifs, par secteur de vent pour les secteurs non perturbés, à appliquer à la mesure de vent prise au mât météorologique, ainsi que l'incertitude liée à ces facteurs. Un mât temporaire est

installé à l'emplacement de la future turbine de référence et le mât météorologique est installé à proximité. La campagne de mesures pour une calibration de site peut aller d'un à quatre mois. Plus le terrain est complexe, plus la campagne de mesures sera longue. Cette campagne ne peut être menée qu'avant l'installation des turbines sur le parc pour éviter les interférences des sillages.

- **Campagne de test :** la campagne de mesure dure quelque mois dépendamment des conditions de vents. Les analyses et conclusion sont rédigées à la fin de cette campagne de mesure.

### 1.4.3 Principales faiblesses techniques de la norme

Il existe quelques points faibles dans la norme ICE 61400-12 (ed1999) :

- La définition de la validité des données est assez flou pour engendrer une importante variabilité des résultats. Gec [65] présente un tel cas, basé sur l'étude de l'intégration ou non de certaines données.
- La hauteur de mesure de la vitesse en champ libre au mat peut être substantiellement différente de la hauteur du moyeu. Ce point est corrigé dans la nouvelle norme.

## 1.5 Norme IEC 61400-12-2

Comme sa précurseure, le but de la norme IEC 61400-12-2 [61] est de fournir une méthodologie uniforme qui assure la cohérence, l'exactitude et la reproductibilité de la mesure et l'analyse de la performance des éoliennes. À la différence majeure que la vitesse de l'écoulement est calculée en utilisant l'anémométrie à la nacelle. Cette norme est en vigueur pour les turbines à axe horizontal dont la taille est suffisamment grande pour que l'anémomètre monté sur la nacelle n'affecte pas significativement les performances de la turbine. Cette norme est encore à l'état d'ébauche ("draft").



### 1.5.1 Méthodologie des tests de performance selon IEC 61400-12-2

La méthodologie indiquée dans cette norme est la même que celle de la norme 61400-12-1, sauf que la vitesse du vent en champ libre et sa direction sont mesurées respectivement à l'anémomètre et à la girouette de la nacelle. L'intérêt de cette méthode réside dans le fait que la position de l'anémomètre est suffisamment près du centre de la turbine pour que les effets de terrain et d'obstacles aient une influence minimale sur ce dernier. Par contre, à cette position, l'anémomètre subit les effets de distorsion du rotor et de la nacelle. Il est donc nécessaire de quantifier ces effets en déterminant une fonction de transfert entre la vitesse en champ libre et celle mesurée à l'anémomètre. La même procédure est appliquée pour la girouette. Une fois la fonction de transfert établie, la courbe de performance de n'importe quelle turbine du parc peut alors être mesurée en suivant la méthodologie de la norme 61400-12-1 et en *transportant* la fonction de transfert.

#### 1.5.1.1 Validité de l'hypothèse de transport de la fonction de transfert

Pour pouvoir transporter la fonction de transfert de la turbine référence à une autre turbine du parc, un certain nombre de points doivent être respectés :

- le calcul de la fonction de transfert doit être basé sur des données moyennées sur la même base de temps que celle utilisée pour la construction de la courbe de puissance.
- anémomètre et girouette à la nacelle doivent être de même type, placés à la même position et sur le même type de structure.
- les pales doivent être semblables (incluant les systèmes aérodynamiques qui les équipent), la nacelle doit avoir la même forme, les équipements montés sur la nacelle doivent être placés au même endroit et être similaires.
- les algorithmes de contrôle, le contrôleur et la version de son système d'exploitation ainsi que les modes opérationnels doivent être les mêmes.

### 1.5.2 Procédure de mesure de la fonction de transfert

La procédure de mesure de la fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle est destinée à évaluer l'effet du rotor et de la nacelle de l'éolienne sur la vitesse du vent à la nacelle et de quantifier la relation entre la vitesse du vent en champ libre et la vitesse du vent mesuré à la nacelle. La fonction de transfert est établie par une méthode de mesure qui est presque identique à celle de IEC 61400-12-1. Un site de référence est installé. Il est composé d'une des turbines du parc (turbine référence) et d'un mât météorologique de mesure. Le système d'acquisition de la tour météorologique enregistre les données suivantes aux dix minutes :

- la vitesse et la direction du vent en champ libre au mât,
- les données climatiques (pression, température),
- la puissance de l'éolienne de référence,
- **la vitesse et la direction du vent à la nacelle,**
- **la position de la nacelle,**
- la disponibilité de la turbine ;

ainsi que d'autres paramètres nécessaires au contrôle de la qualité de ces données de bases. À partir de ces données, les paramètres suivants sont calculés :

- la calibration de site si nécessaire,
- la fonction de transfert de la vitesse qui est linéaire ou polynomial,
- la fonction de transfert de la direction si nécessaire,
- l'incertitude sur chacun des calculs précédents.

### 1.5.3 Avantage et inconvénient de la méthode

Il y a deux raisons qui justifient, pour le développeur, d'effectuer des mesures de performance : l'éventualité d'un litige et l'optimisation du fonctionnement des turbines de son parc. Dans cette optique, l'anémométrie à la nacelle permet de mesurer la courbe de puissance de chaque turbine composant un parc et ainsi de pouvoir identifier les turbines défaillantes avec plus

de précision. Cependant, l'incertitude sur la courbe de mesure, liée à cette méthode, est plus importante qu'avec la procédure précédente. Cette méthode est basée sur l'hypothèse que les effets de terrain et les effets de distorsion dus au rotor sont séparés. Les effets de terrain seraient absorbés par la calibration de site et les effets de distorsion seraient absorbés par la fonction de transfert. Cependant, cette hypothèse atteint ses limites dès que le terrain devient complexe. C'est pourquoi une contribution additionnelle, due aux effets de terrain, est prise en compte dans le calcul d'incertitude.

### **1.6 Méthode des groupes conditionnels**

La méthode des *groupes conditionnels* (*bins method*) pour la mesure de performance, est utilisée la première fois par Sullivan et Akins du SANDIA NATIONAL LABORATORIES, en 1978. En 1980, Hansen de l'ENERGY SCIENCES INCORPORATED, confirme que cette méthode convient parfaitement à l'obtention de la courbe de puissance. Au milieu des années 80, quand l'AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (AWEA) et l'INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) l'intègrent à leurs standards de mesures, la méthode des groupes conditionnels devient définitivement le standard.

La méthode des *groupes conditionnels* se résume à sous-échantillonner une base de données en répartissant les valeurs, en sous-ensembles appelés groupes conditionnels pour lesquels certains paramètres sont autorisés à varier dans des limites spécifiées alors que d'autres sont libres. Par cette méthode, les interactions entre chaque paramètre sont limitées.

Déterminer la courbe de puissance, en utilisant la méthode des groupes conditionnels, revient à diviser l'axe des abscisses de la courbe, habituellement la vitesse, en un certain nombre d'intervalles de longueur équivalent, nommé casier ou groupe (bin). La variable dépendante qui est tracée en ordonnée, habituellement la puissance, est alors triée par casier selon la valeur de sa variable dépendante appariée, la vitesse. Après ce tri, il suffit de calculer la moyenne de la puissance dans chaque casier de vitesse.



En 1983, Hausfeld et Hansen [25] ont montré que la méthode des groupes conditionnels dépend de quatre facteurs qui obéissent à certaines règles encore en vigueur aujourd'hui :

- **La largeur des casiers** : Plus le casier est fin plus la précision augmente si le nombre de points par casier reste constant, mais la durée des tests augmente. Des casiers d'une largeur de 0.5m/s sont recommandés. L'incertitude liée aux mesures fait qu'une précision supplémentaire n'apporte pas d'information utile.

- **L'échantillonnage des données** : Il faut choisir entre données instantanées ou prémoyennées. Tout d'abord, il est difficile de donner une mesure instantanée de l'écoulement vu par le rotor qui soit représentative de cet écoulement. Car l'écoulement est totalement in-stationnaire (gradient de vitesse dans les trois directions, turbulence, etc.). Ensuite, pour des raisons techniques, l'instrument de mesure ne peut être positionné sur le rotor. Il est donc placé en amont de ce dernier, à une certaine distance, créant ainsi un décalage temporel entre la mesure à l'instrument et le vent vu par le rotor. Et cette distance doit être assez grande pour empêcher le rotor de créer une distorsion dans l'écoulement. Donc, la distance doit être choisit de manière optimal en sachant que plus la mesure s'éloigne du rotor moins le champ de vitesse est perturbé, mais plus la corrélation entre la mesure et le vent vu par le rotor diminue. Finalement, la turbine répond en puissance à la sollicitation du vent sur le rotor, avec un délai. Ce délai est dû au système de contrôle et aux caractéristiques de la génératrice. Il peut varier de quelques secondes à quelques minutes dépendamment de la taille du rotor.

La solution à ces problèmes est de prémoyenner les données de puissance et de vitesse. Le délai dû à la distance de mesure et le temps de réponse dynamique de la turbine demande un long temps de pré-moyennage. Hausfeld et Hansen ont montré que l'écart type de la puissance converge vers une constante quand le temps de moyennage est augmenté. Cette constante est atteinte pour une période de moyennage d'environ dix minutes. C'est la valeur admise par l'industrie depuis la fin des années 90.

- **Le nombre de données par casier** : Le nombre de données par casier augmente avec la durée des tests. Et la durée des tests est une question de coût et de disponibilité du



vent qui est fonction du site. Plus le nombre de données est important plus la précision des calculs augmente, mais il n'existe pas vraiment de règle définissant le nombre de données par casier. Néanmoins lorsque les déviations standards de chaque casier tendent vers une même constante, l'ensemble des données est considéré comme statistiquement valide. L'inconvénient de ce critère est de ne jamais pouvoir prédire la durée des tests.

- **Le type de filtrage des données :** Le contrôle qualité des données et le choix des données retenues influencent la courbe de puissance.

## 1.7 Prediction de la puissance produite par une turbine

### 1.7.1 Le modèle statique

Le modèle usuel de calcul de la puissance produite d'une turbine, nommé modèle statique, est basé sur la courbe de performance et la vitesse moyenne du vent mesuré à hauteur de moyeu. Pour une vitesse donnée, on fait correspondre une puissance, à l'aide de la courbe de performance. L'énergie annuelle est alors calculée en appliquant la courbe de puissance, à la distribution annuelle en fréquence de la vitesse mesurée à hauteur de moyeu.

L'hypothèse de base sur laquelle reposent ce modèle et la norme IEC est que la puissance de sortie d'une turbine ne dépend que de la vitesse de l'écoulement entrant et de la densité. En effet, pour une turbine opérant dans des conditions atmosphériques standards, à vitesse constante, la puissance est définie par la relation suivante :

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho S C_P V_H^3 \left[ \frac{wD}{U_H} \right] \quad (1.2)$$

où  $\rho$  est la densité de l'air,  $V_H$  est la vitesse à hauteur de moyeu,  $S$  est la surface balayée par les pales et  $C_P$  est le coefficient de puissance adimensionnel.  $C_P$  est une fonction de la vitesse

spécifique définie par l'équation suivante :

$$C_P = \frac{\omega D}{V_H} \quad (1.3)$$

où  $\omega$  est la vitesse de rotation et  $D$  est le diamètre de la turbine. I

Il est démontré, en utilisant l'analyse adimensionnelle appliquée à un rotor placé dans un écoulement uniforme et non visqueux, que le coefficient de puissance  $C_P$  du rotor est indépendant de la température. Par conséquent, le coefficient de puissance est constant pour une vitesse donnée et donc, le couple et la puissance sont directement proportionnels à la densité de l'air. C'est pourquoi la courbe de puissance est tracée en fonction de la vitesse uniquement. Seule une correction linéaire en densité, est apportée au donnée de puissance dans le but de ramener l'ensemble des données de puissance à la densité standard, définie par une température égale à  $15^\circ C$  et une pression égale à  $1013 \text{ hPa}$ . Le calcul de l'énergie annuelle repose sur la même hypothèse et dépend donc uniquement de la vitesse et de sa distribution.

Suite à l'observation de variation dans la courbe de puissance mesurée en environnements complexes, l'hypothèse d'écoulement uniforme et non visqueux est remise en cause. Cette hypothèse simplificatrice, qui a son sens en terrain plat sous des climats tempérés, n'est effectivement plus valable pour un rotor placé dans la couche limite atmosphérique complexe. En effet, la turbulence et la viscosité de l'écoulement sont fortement influencées par la température de l'air, la topographie et divers facteurs, dans cette configuration. La prédiction de puissance est alors faussée, car elle ne tient pas compte de ces facteurs. De plus, de nombreuses difficultés à mesurer la vitesse de l'écoulement dans ces conditions complexes ont été constatées, entraînant une augmentation de l'incertitude sur la mesure de puissance. Or, c'est sur la courbe de puissance que reposent non seulement tous les calculs de prédiction énergétique, en amont de la construction d'un parc, mais aussi la gestion des maintenances et l'amélioration des performances, une fois le parc en fonctionnement. La courbe de puissance doit donc être à même de représenter les capacités de la machine aux mieux en fonction des conditions environnantes.

### 1.7.2 Facteurs influençant la mesure de performance

Plusieurs études ont été menées, afin d'évaluer la contribution des facteurs influençant la puissance produite ou sa mesure. Ces études ont pour but de quantifier l'incertitude liée à la mesure de puissance et d'augmenter la précision de la prédiction de performance, donnée par le modèle statique. Ces facteurs se classent en trois catégories : l'état de la machine, la représentativité des mesures caractérisant l'écoulement et les caractéristiques de l'écoulement vu par la machine. Les deux premières catégories interviennent surtout dans l'évaluation de l'incertitude associée aux mesures. Soit parce qu'elles concernent directement l'incertitude soit parce que l'amélioration de la prédiction à l'aide de ces facteurs est trop coûteuse ou compliquée et donc ces erreurs sont additionnées à l'incertitude. La dernière catégorie regroupe des paramètres à partir desquels la prédiction de puissance peut être améliorée.

#### 1.7.2.1 État de la machine

Les facteurs liés à l'état de la machine diminuent les performances de cette dernière, particulièrement dans la zone de décrochage. Ceci s'explique par le fait que ces facteurs altèrent d'une manière ou d'une autre la nature des pales et donc ses performances. Quatre facteurs sont à considérer et leur influence est additionnée au calcul d'incertitude final :

**- La contamination des pales :** l'état de surface de la pale influence la transition laminaire/turbulent.

Plus la pale est contaminée, particulièrement sur le bord d'attaque, plus le point de transition se rapproche du bord d'attaque accélérant l'arrivée du décrochage. Nebel et Molly (1991) [47] calculent numériquement des pertes maximums de l'ordre de 40% sur la courbe de puissance dans la zone de décrochage. Expérimentalement, ils obtiennent des pertes de l'ordre de 20% toujours dans la zone de décrochage. Spruce (2006) [58] a mesuré de 1% à 2% de diminution de l'énergie annuellement produite (AEP) pour une contamination modérée et jusqu'à 11% de diminution dans des conditions extrêmes, pour des machines à contrôles actifs.

**- L'accrétion de glace, frimas, neige, etc. sur les pales :** L'accrétion de glace a le même effet que la contamination des pales en beaucoup plus important. Dépendamment de



l'épaisseur de glace et de la position du dépôt, la nature du profil est fondamentalement modifiée, diminuant considérablement ses performances. À titre d'exemple, un dépôt de quelques centimètres de longueur et de quelques millimètres d'épaisseur peut entraîner plus de 60% de diminution de la puissance de sortie et de 3% à 10% de perte sur l'AEP [36]. Étant donnée l'étendue du sujet, le lecteur est renvoyé vers des conférences spécialisées sur les problèmes reliés au gel comme BOREAS. Les données enregistrées durant des événements de gel sont normalement filtrées au moment de l'analyse, par un contrôle sévère quand c'est possible.

- **La pluie :** La pluie a deux effets sur le rotor. Premièrement, la pluie crée des variations de quantité de mouvement en ajoutant au bilan des forces sur la pale une force d'impact et une force de Coriolis (la pluie est évacuée vers l'extérieur du rotor par l'action centrifuge). Deuxièmement, la pluie crée des modifications aérodynamiques en créant un film hydrostatique sur la surface de la pale. Les travaux de Nebel et Molly ont calculé une diminution de puissance de l'ordre de -20% dans la zone de décrochage, due à la pluie. Cette diminution est fonction de la force de la pluie. De même que pour le gel, les données enregistrées durant des événements de pluie sont filtrées quand c'est possible.
- **Le pourcentage d'effacement dans le vent :** Pedersen et coll. [52], analyse la diminution de performance due à l'angle d'effacement, numériquement et expérimentalement. Il conclut que la diminution de puissance est proportionnelle au carré du cosinus de l'angle d'effacement. Ceci donne 25% de diminution pour un angle d'effacement extrême de  $30^\circ$  et 3% de diminution pour un angle d'effacement de  $10^\circ$ .

### 1.7.2.2 La représentativité des mesures caractérisant l'écoulement

La représentativité des mesures caractérisant l'écoulement englobe la capacité des instruments à mesurer l'écoulement et les hypothèses posées relatives à cet écoulement pour le mesurer. Tout d'abord, l'ensemble de facteurs influençant la capacité des instruments introduit surtout de l'incertitude sur la mesure. Ces incertitudes sont très bien connues et elles sont recensées dans le guide des mesures et d'utilisation des anémomètres à coupelle [50]. L'anémomètre



le plus répandu dans l'industrie éolienne est l'anémomètre à coupelle en raison de sa robustesse et de son faible coût. Quatre facteurs majeurs sont présentés ici (les chiffres liés aux incertitudes proviennent du guide cité plus haut) :

- **La position des capteurs** : Généralement un seul instrument est installé à hauteur de moyeu à une distance comprise entre 2 et 4 fois le diamètre de la turbine. Stefanatos et coll. [62] prouvent, que si et seulement si, les recommandations de la norme IEC en terme de distance et de hauteur sont respectées, ces facteurs apportent une erreur négligeable devant les erreurs de mesures.
- **La structure supportant les capteurs** : Les capteurs doivent être suffisamment éloignés de la structure les supportant sous peine de voir l'écoulement qu'il mesure affecté par cette structure. Les incertitudes introduites par différents types de structures (tour tubulaire ou treillis, type de perche supportant les capteurs, etc.) sont recensées dans le guide.
- **La calibration des capteurs** : La dérive des anémomètres introduit une incertitude sur les mesures de l'ordre de 0.2% à 3%.
- **La réponse dynamique** : La réponse dynamique d'un anémomètre à coupelle, qui est le plus utilisé dans le domaine, est influencée par la turbulence et l'écoulement vertical. Quand la turbulence augmente, elle crée un effet de survitesse de l'ordre de 2% sur la mesure de vitesse.

Le deuxième aspect à considérer dans la représentativité des mesures est l'ensemble d'hypothèses faites sur l'écoulement dans le but de mesurer celui-ci de la manière la plus fiable, la plus pratique et la moins coûteuse. Il est nécessaire de comprendre que sur le terrain, la prise de mesure subit des contraintes de temps et de budget serré, surtout dans le cadre d'une campagne engagée par des compagnies privées. C'est pourquoi plusieurs hypothèses ont été émises dans le but de simplifier ces mesures. Les hypothèses les plus importantes sont les suivantes :

- **l'hypothèse liée à la mesure à hauteur de moyeu** : l'hypothèse que la mesure à hauteur de moyeu représente la vitesse moyenne sur la surface a été posée. Cependant, le profil

de vitesse sur la hauteur du rotor n'est pas symétrique par rapport au moyeu en raison du cisaillement, de la viscosité et de la couche limite atmosphérique. Quand le cisaillement est trop important, cette approximation atteint donc ses limites. Et plus le rotor est grand, plus l'erreur est grande. Pour des turbines de tailles moyennes, Nebel et Molly [47] parlent de 1% d'erreur sur la mesure. Pour les grandes turbines, Summer et Masson [29] parlent de 5% de surestimation sur l'AEP calculée avec les méthodes standards. Cependant, l'évaluation précise de la vitesse sur le disque requiert des anémomètres sur plusieurs hauteurs pour mesurer le cisaillement du site considéré. Dans la pratique, cette mesure commence juste à être mise en place.

- *l'hypothèse supposant que l'écoulement est longitudinal* : La plupart du temps l'hypothèse supposant que l'écoulement est longitudinal est valable. Mais pour des terrains présentant un fort relief, la composante verticale de l'écoulement devient suffisamment grande pour fausser les mesures. Pédersen [51] a montré que cette composante verticale introduit une erreur sur la mesure de vent de l'ordre de 4% à 9% pour un angle d'inclinaison de  $15^\circ$  dépendamment du capteur. Connaissant l'inclinaison du terrain, il est possible de corriger en partie les mesures sans connaître la composante verticale. Mais cette méthode est très peu utilisée en raison des restrictions liées à sa mise en oeuvre.
- *l'hypothèse liée à la calibration de site* : Il est supposé que la calibration de site est capable d'absorber centre la tour météorologique et la turbine référence. Pourtant, une étude du NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL) a montré que même une calibration de site très précise n'atténue pas tous les effets de terrains. En effet, Bailey et coll. [65] du NREL, donnent l'exemple de la courbe du coefficient de puissance d'une turbine Zond-Z50 qui dépasse largement la valeur de 0.59, qui constitue pourtant la limite de Betz. Dans ce cas, la calibration de site s'était bien déroulée et l'incertitude associée à cette calibration était faible. Cet exemple prouve qu'en terrain extrêmement complexe, la calibration ne suffit pas.

### 1.7.2.3 Caractéristiques de l'écoulement entrant

L'écoulement de vent entrant dans le rotor est régi par les lois de la météorologie à micro-échelle (systèmes à très petites échelles de moins de 2 *km* de diamètre) et à méso-échelle (circulation planétaire type dépressions et anticyclones sur tout un continent, courants marins, etc.). L'écoulement moyen entrant à méso-échelle est défini par les facteurs suivants :

- le nombre de Reynolds étroitement lié à la température, la pression et la densité de l'écoulement,
- l'humidité ou la teneur en eau ,
- la turbulence à grande échelle,
- la vitesse dans les trois directions.

Cependant à microéchelle, ces facteurs sont fortement influencés par les effets de topographie. La topographie inclut le relief, les obstacles, la rugosité du sol et la couverture du terrain. Ceci entraîne des variations sur l'écoulement, en particulier sur :

- la stabilité thermique de la couche limite atmosphérique (Summer et Masson [29]),
- le cisaillement (Khalfallah et Koliub [30] - Stefanatos et coll. [62]),
- la composante verticale de l'écoulement (Pedersen [51]),
- le niveau de turbulence (Elliot [19], Pedersen [52] , Rosen et Sumer [55]) ,
- le nombre de Reynolds au travers de la température (Nebel et Molly [47]),
- le profil de vitesse dans l'espace en créant de l'inversion, des bulles de survitesse, de l'asymétrie dans l'écoulement vu par le rotor suivant la vertical, etc. (Christakis et coll. [12]- Stefanatos et coll. [62]).

En terrain plat, les variations dues à la topographie sur l'écoulement sont négligeables. Mais en terrain complexe, chaque topographie est unique. Il est dès lors plus difficile d'évaluer l'influence de ces facteurs devant leurs nombres importants et la complexité de leurs interactions. De nombreuses études ont cependant été conduites sur les effets de terrain, mais ces études



requièrent une instrumentation des sites plus complexes que celle exigée par la norme IEC. Il est notamment nécessaire d'avoir des anémomètres sur plusieurs hauteurs ou encore des anémomètres qui mesurent la vitesse dans ces trois directions. En comparaison, les paramètres qui sont enregistrés lors de mesures de performances selon IEC sont la vitesse longitudinale à hauteur de moyeu, la turbulence associée à cette vitesse, la pression et la température. Néanmoins, ce sont principalement ces derniers facteurs à partir desquels une amélioration de la prédiction de puissance sera développée et généralisée.

### 1.7.3 Le nombre de Reynolds

Le nombre de Reynolds caractérise la façon dont l'air se comporte sur le profil de la pale. Il détermine, pour l'écoulement, le point de passage sur le profil, de laminaire à in-stationnaire ou turbulent influençant ainsi le décrochage : plus le point de transition est proche du bord d'attaque plus le décrochage est imminent. Il en résulte que les variations de portance et de traînée de la pale sont intimement liées à la variation de Reynolds et qu'une variation de Reynolds entraîne donc une variation de puissance particulièrement importante à vitesse élevée. Or le nombre de Reynolds est une fonction de la température et de la pression. Nebel et Molly [47] ont quantifié la variation du nombre de Reynolds en fonction de ces deux paramètres

Le nombre de Reynolds est défini comme le produit de la longueur caractéristique du phénomène par la vitesse du fluide, divisé par la viscosité cinématique  $\nu$ . Le nombre de Reynolds, lié à l'écoulement sur une turbine, est défini par le produit de  $c$ , la longueur de la corde de la pale [m], par  $V$  la vitesse de rotation du rotor [ $m \cdot s^{-1}$ ], divisé par  $\nu$ , la viscosité cinématique de l'air [ $m^2 \cdot s$ ] :

$$Re = \frac{c V}{\nu} \quad (1.4)$$



La viscosité cinématique de l'air est définie comme le rapport entre  $\eta$  la viscosité dynamique de l'air [ $kg \cdot m^{-3}$ ], sur  $\rho$  la masse volumique de l'air [ $Pa \cdot s$ ] :

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (1.5)$$

La masse volumique de l'air<sup>3</sup>  $\rho$  est proportionnelle au rapport de la pression totale  $Pr$  [ $Pa$ ] sur  $T$ , la température [ $K$ ] :

$$\rho = \frac{Pr}{RT} \quad (1.6)$$

avec  $R$  la constante des gaz parfait égale à  $287.05 J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ .

La viscosité dynamique de l'air est définie par l'équation de Sutherland :

$$\eta(T) = \eta_0 \left( \frac{T}{T_0} \right)^{\frac{3}{2}} \frac{T_0 + S}{T + S} \quad (1.7)$$

où  $\eta_0 = \eta(T_0)$  est la viscosité à la température  $T_0$  et  $S$  est la température de Sutherland. Pour l'air, les valeurs suivantes sont habituellement utilisées,  $\eta_0$  égal à  $1.711 \cdot 10^{-5}$ ,  $T_0$  égal à  $273,15 K$  et  $S$  égale à  $110.4$ , ce qui donne une bonne approximation sur une plage de température de l'ordre de  $170 K$  à  $1900 K$  environ.

Soit  $Re_0$  le nombre de Reynolds en conditions standards, le ratio  $Re/Re_0$  s'écrit, en utilisant les équations 1.5, 1.6, 1.7 dans 1.4 :

$$\frac{Re}{Re_0} = \frac{Pr}{Pr_0} \cdot \left( \frac{T_0}{T} \right)^{\frac{5}{2}} \cdot \left( \frac{T + S}{T_0 + S} \right) \quad (1.8)$$

---

<sup>3</sup>Par souci d'être cohérent avec le terme utilisé dans l'industrie, le terme densité pour masse volumique sera plutôt utilisé dans la suite du texte. Ceci est un abus de langage, mais pour obtenir une densité dans le sens chimique et rigoureux du terme, il suffit de diviser cette valeur par la masse volumique de l'air à zéro degré ( $1.293 kg \cdot m^{-3}$ ).

Les changements de température et de pression engendrent des variations du nombre de Reynolds du profil d'une pale de turbine. Les variations du nombre de Reynolds engendrées par les changements de pression sont de l'ordre de 7% à -3% et ceux engendrés par des changements de température sont de l'ordre de 36% à -9%. La variation du nombre de Reynolds est de plus en plus importante quand la température descend. Le détail de ces résultats est présenté au tableau 1.1. En dessous du nombre de Reynolds critique, au-dessus duquel survient le décrochage, les variations entraînent des variations modérées de puissance. Mais des variations dans la région du nombre de Reynolds critique que l'on retrouve à la vitesse nominale de la machine entraînent des variations de puissance majeures. Nebel et Molly avancent le chiffre de 5% d'erreur sur la puissance maximum pour une turbine de taille moyenne, pour un climat européen (soit une variation de température entre -20 et 30°C).

Tableau 1.1

Variation du Reynolds en fonction de la température et de la pression

Température (Celsius)	$Re/Re_0$	Pr(Pa)	$Re/Re_0$
-30	36%	750	35%
-20	26%	800	27%
-10	18%	850	19%
0	10%	900	13%
10	3%	950	7%
20	-3%	1000	1%
30	-9%	1050	-3%

#### 1.7.4 La turbulence

L'influence du niveau de turbulence sur la puissance de sortie est observée depuis longtemps. Déjà en 1986, le RISØ publie les premières observations de l'influence de la turbulence sur la mesure des courbes de puissances. Puis, Elliott et coll. (1990) ont évalué l'approche quasi stationnaire de l'estimation de puissance, afin de calculer la limite supérieure de l'influence

de la turbulence sur la puissance. Soit  $P_s$ , la puissance statique définie par :

$$P_s = \frac{1}{2} \rho S C_p \bar{V}^3 \quad (1.9)$$

où  $\rho$  est la densité,  $S$  la surface balayé par les pales,  $C_p$  le coefficient de puissance, et  $V$  la vitesse de l'écoulement moyen du vent. Si on part de l'hypothèse que le vent est turbulent et que sa vitesse est une fonction du temps qui s'écrit :

$$v(t) = \bar{V} + u \quad (1.10)$$

où  $\bar{V}$  est la vitesse moyenne du vent  $v(t)$  sur une période  $T$  et  $u$  est la composante des rafales. Le niveau de turbulence noté  $I_v$  est défini par :

$$I_v = \frac{\sigma_v}{\bar{V}} = \frac{1}{\bar{V}} \left[ \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} u^2 dt \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.11)$$

où  $\sigma_v$  est l'écart type sur la valeur moyenne de la vitesse  $\bar{V}$ . Alors la puissance de sortie nommée puissance quasi stationnaire  $P_{QS}$ , fonction de la vitesse moyenne de l'écoulement et de la turbulence, s'écrit :

$$P_{QS}(\bar{V}, I_v) = P_s(\bar{V}) [1 + 3I_v^2] \quad (1.12)$$

Cependant, Elliot a observé des phénomènes qui dépassent le double de cette limite.

En 1993, Rosen et Sheinman [55] ont évalué trois méthodes de calcul de la puissance de sortie en fonction du niveau de turbulence et les ont comparées à la puissance mesurée adimensionnelle sur une période  $T_a$ . Cette dernière est calculée à partir d'enregistrement aux secondes des données de vents et de puissance.

La première approche est l'approche quasi-stationnaire de Elliot avec des termes d'ordre supérieur à ceux retenus par ce dernier. Rosen et Sheinman obtiennent alors, pour la puissance

quasi-statique, l'équation suivante :

$$\overline{P}_{QS}(\overline{V}, I_v) = P_S(\overline{V}) [1 + 3I_v^2 \delta(\overline{V})] \quad (1.13)$$

avec

$$\delta(\overline{V}) = 1 + \overline{V} \frac{C'_{P'}(\overline{V})}{C_{P'}(\overline{V})} + \frac{\overline{V}^2}{6} \frac{C''_{P'}(\overline{V})}{C_{P'}(\overline{V})} \quad (1.14)$$

où le prime désigne la dérivation par rapport à  $V$ .

La deuxième approche est basée sur une définition plus avancée des composantes du vent. En effet, Rosen et Sheinman utilisent la relation suivante pour décrire le comportement d'une rafale :

$$u = \sum_{i=1}^{N_s} (2S_u(f_i) \delta f)^{\frac{1}{2}} \cos(2\pi f_i t + \theta_f) \quad (1.15)$$

ou  $S_u$  est la fonction de densité spectrale de puissance du vent sur le site et  $N_s$  est le nombre de bande de fréquence qui doit être d'au moins 50 bandes de fréquence.  $\theta_f$  est la phase aléatoire.  $\delta f$  est la largeur de chaque bande de fréquence dont  $f_i$  est la fréquence représentative. L'intensité de turbulence, associée au vent décrit de cette manière, est alors :

$$I_v = \left[ \sum_{i=1}^{N_s} \frac{S_u(f_i) \delta f}{\overline{V}^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.16)$$

En utilisant l'équation 1.9, 1.10, 1.15 et 1.16 ils obtiennent la relation de la puissance corrigée adimensionnelle qui s'écrit :

$$\overline{P}_C(\overline{V}, S_u) = 1 + 3\delta(\overline{V})(I_{v,mod1})^2 \quad (1.17)$$

ou  $I_{v,mod1}$  est l'intensité de turbulence modifiée pour prendre en compte les caractéristiques dynamiques de la turbine et de son influence sur la réponse. Ce facteur de correction est



calculé numériquement à partir des puissances statiques et quasi-statiques, des dérivé de  $C_P$  et de l'analyse spectrale des données de vent au seconde.

La troisième approche repose sur un calcul numérique complet. En comparant la puissance statique, la puissance quasi-statique, la puissance corrigée et un modèle numérique complet, dans le cadre de l'étude d'une VESTA V25, ils démontrent trois effets. Tout d'abord, ils montrent encore une fois les limites du modèle quasi-statique à prendre en compte les caractéristiques dynamiques de la turbine. Ensuite, ils mettent en évidence que le modèle numérique est le modèle le plus précis, mais le plus coûteux en termes de temps et de ressources. Finalement, ils concluent que le modèle de puissance corrigé est le meilleur compromis entre les deux approches. Cette méthode présente l'inconvénient d'être basée sur des mesures aux secondes.

### 1.7.5 Méthode de la régression multiple

Un grand projet de recherche, sur les procédures européennes de test des éoliennes, a été réalisé au début des années 2000. Ces travaux de recherche ont été menés par un consortium de recherche avec des chercheurs provenant de sept différents instituts de recherche et de cinq pays européens différents. La Commission européenne a soutenu ces travaux dans le cadre du programme de recherche sur les «Normes, mesures et essais (SMT) ». Ce projet a été divisé en quatre tâches différentes :

- Méthodes de mesure de la vérification des caractéristiques des performances des éoliennes [28]
- Qualité de la mesure de puissance [57]
- Méthode de test des pales
- Instrumentation et mesure de la charge sur une éolienne

Le premier rapport présente la seule étude basée sur un modèle de régression multiple qui existe. Cette étude a été conduite par sept chercheurs provenant de différents instituts (RISØ, DEWI, RES, NEL) en 2001.

Cette analyse multiparamètres a été menée dans le but de mettre en évidence la dépense de la performance à un certain nombre de paramètres comme la turbulence, le cisaillement, l'écoulement vertical, et la longueur de turbulence. Le modèle a pour variables indépendantes la vitesse ( $\bar{V}$ ), l'intensité de turbulence, l'inclinaison de l'écoulement, le cisaillement, l'écart-type qui caractérise l'échelle de turbulence (il est défini comme le rapport entre l'écart-type de la puissance et la vitesse du vent : si le rapport est élevé, cela implique que l'échelle de turbulence est grande et inversement si le rapport est faible), la densité de l'air et l'écart-type de la vitesse du vent. Le choix des variables repose sur le critère physique évident, mais aussi sur la disponibilité de variables contenue dans l'ensemble de données disponible. Cette analyse utilise un ensemble de 4 ans de données enregistrées sur 39 machines réparties sur deux sites distincts.

En premier lieu, un modèle basé sur la méthode de régression multiple simple a été développé. Rapidement un problème de multicolinéarité entre les variables indépendantes a été mis en évidence. Pour s'affranchir de ce problème, une approche reposant sur l'analyse de composante principale a été testée, mais les résultats n'avaient pas de sens physique. Finalement, le modèle retenu est un modèle de régression multiple simple utilisant l'approche des résidus partiels. Chaque variable est prédite alternativement en utilisant la combinaison linéaire des variables restantes. La différence entre la variable et sa modélisation (résidu) devient alors nouvelles variables de la régression finale. Cette nouvelle variable résiduelle décrit alors la variation de la variable qui ne peut être expliquée par la combinaison linéaire des autres variables. Cette approche a permis de s'affranchir de l'interrelation des variables. Seul le cisaillement a été retiré de l'équation finale, car son coefficient était trop instable suivant l'ensemble de données sélectionnées.

Les résultats sont très encourageants, puisque le coefficient de corrélation entre la prédiction et la puissance enregistrée, moyennée sur trois mois, par tranche de vitesse, est en moyenne de 79% pour la tranche de vitesse de  $7 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  à  $8 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Le modèle est appliqué à d'autres turbines du même type, mais dans des environnements différents et le coefficient de corrélation entre la prédiction et la puissance enregistrée est de 70% dans chaque cas. Ce résultat indique

que ce modèle est capable de prédire approximativement 70% des variations inexplicées de la puissance.

Cette étude a démontré la possibilité de prendre en compte des paramètres additionnels pour augmenter la prédiction de puissance. Cependant, ce modèle a été compliqué à mettre en oeuvre, a nécessité beaucoup de temps et de données et des raffinements sont encore nécessaires.

### **1.7.6 Modèle stochastique**

Les modèles stochastiques sont très prometteurs. Cependant, ils sont basés sur des enregistrements hautes fréquences des données. Gottschall et Peinke [22] explorent l'influence de la turbulence du vent sur la réponse dynamique en puissance d'une turbine à l'aide d'une méthode stochastique basée sur les équations de Langevin. Bien que les résultats soient très proches de ceux donnés par la procédure IEC, il semble que la mise en oeuvre ne soit pas si simple. Boettcher [5] qui a mené le même genre d'étude est plus optimiste : il conclut que cette nouvelle méthode caractérise plus précisément la courbe de puissance indépendamment des caractéristiques du site. En outre, la campagne de mesure est plus rapide de l'ordre de quelques jours.

### **1.7.7 Autre modèle**

Llombart et coll. [37] propose un modèle de prédiction de la puissance basée sur un ensemble de régression décrivant la courbe de puissance. La courbe de puissance est divisée en trois zones et une régression polynomiale est calculée sur chaque zone. La production énergétique est alors calculée en appliquant à l'ensemble des données de vent l'ensemble des polynômes. La méthode ne présente pas d'originalité ni d'intérêt particulier.



## 1.8 Modèles numériques de simulation de la performance

### 1.8.1 Intérêt des modèles numériques

Les modèles numériques sont principalement utilisés par les concepteurs pour la préévaluation d'un design ou pour la courbe de garantie finale d'une machine. La turbine est alors placée dans un environnement idéal et en conditions contrôlées, simplifiant ainsi les simulations.

Dans certains cas des éoliennes en condition réelles sont modélisées, mais c'est généralement dans le but de mettre en évidence un effet simple comme l'influence d'une particularité topographique (colline, pente) ou d'une caractéristique de l'écoulement. Le couplage de plusieurs paramètres est difficile, car il augmente trop la complexité des modèles.

### 1.8.2 Problématique reliée aux modèles numériques

Les difficultés à prédire la puissance à partir d'un modèle numérique viennent du fait qu'il y a deux échelles à modéliser dans l'écoulement autour de la turbine. La microéchelle définit l'environnement immédiat comme la couche limite sur les pales, l'écoulement autour de la nacelle, etc. C'est à cette échelle que tous les phénomènes reliés au décrochage sont modélisés. Le méso-échelle définit les grands paramètres de l'écoulement entrant qui est tridimensionnel, visqueux, in-stationnaire et turbulent. À micro-échelle, [56] trois effets sont problématiques à modéliser :

- l'écoulement radial, associé aux effets 3-D et de rotation,
- les effets in-stationnaires (turbulence, décrochage dynamique, double décrochage, etc.),
- la rugosité de la pale non constante due au dépôt de contaminations (insectes, etc.).

Seuls les effets de l'écoulement radial ont été étudiés. L'influence des effets in-stationnaires sur les éoliennes commence à peine à être quantifié et notamment les problèmes dus aux basses températures. Quand aux effets de la contaminations, ils sont toujours négligés bien qu'ils soient importants, ainsi qu'il a déjà été mentionné. À méso-échelle, la topographie, l'écoulement et les autres éoliennes doivent être modélisés. Toutefois, une modélisation complète



de cet environnement est extrêmement compliquée et demande énormément de ressource informatique. Généralement, l'écoulement entrant est réduit à un profil connu en couche limite atmosphérique neutre, de même pour la topographie qui est réduite à des formes simples.

### 1.8.3 Revue des modèles numériques basés sur une simplification

Il existe une distinction qui permet d'apporter certaines simplifications aux modèles. La courbe de puissance se divise en deux plages de fonctionnement : la plage cubique où la turbine se situe les deux tiers du temps et la plage de décrochage. Cette distinction permet l'étude d'une grande plage de fonctionnement sans être obligé de rentrer dans les détails complexes du décrochage. Les deux plages sont décrites ci-dessous :

- **La plage cubique** : c'est la zone où l'éolienne fonctionne à faible angle d'attaque et où la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse. Dans cette zone les effets entraînant la surpuissance sont moins importants et comme les pales opèrent à de faibles angles d'attaques, un écoulement moyen, stationnaire et axisymétrique peut être considéré.
- **La plage de décrochage** : Dans la zone de décrochage, les effets du nombre de Reynolds sont plus importants. Il devient alors plus difficile de simplifier l'écoulement et la viscosité, les instationnarités de la turbulence, les effets de sol, etc doivent être pris en compte.

Présentons tout d'abord les modèles classiques qui sont au nombre de trois et qui s'appuient en partie sur les simplifications faites dans la zone cubique :

- **La théorie des tubes de courant (BEMT)** : Le champ de l'écoulement est divisé en tube de courant et l'équation de quantité de mouvement est appliquée à chaque tube de courant. Les effets de l'éolienne en particulier du rotor sur le fluide, sont représentés par une force externe dans l'équation de quantité de mouvement. Ce modèle est généralement utilisé pour la prédiction de la puissance des turbines. Il donne de très bons résultats dans la région cubique pour un minimum de ressource. Mais il ne peut pas prédire les

détails de l'écoulement autour de l'éolienne comme les caractéristiques du sillage ou du décrochage, car il ne prend en compte qu'un écoulement moyen.

- **La théorie des tourbillons** : l'effet des pales est représenté au moyen d'une distribution de tourbillons. C'est-à-dire que la pale est modélisée par une ligne de tourbillons de circulation constante. L'amplitude de la circulation est alors obtenue à partir du profil moyen de la pale. Cette théorie est très plébiscitée dans le cas de l'étude de structures géométriques complexes, notamment lorsque ces dernières comportent des coins ou des extrémités (comme les bouts de pales) car ces formes sont génératrices de vorticité. Plusieurs études utilisant cette théorie existent [49, 26] et les résultats sont plutôt satisfaisants dans la plage de régime cubique. Citons Wang et Cotton [69] qui ont proposé un modèle basé sur cette théorie et incluant en plus un modèle de décrochage dynamique semi-empirique et un modèle de déficit de vitesse pour représenter l'ombre de la tour. Les résultats sont plutôt bons néanmoins ils sont limités par la résolution de la méthode qui demande trop de ressource informatique si le nombre de Reynolds est beaucoup augmenté. C'est un des principaux défauts de cette méthode : les calculs tridimensionnels sont longs et coûteux en ressources de calcul. De plus dans la zone de décrochage, la méthode atteint ces limites puisqu'une des hypothèses de base est que le fluide est non-visqueux.

- **Couplage des équations de N-S et du disque actionneur** : l'effet du rotor sur le fluide est représenté par une distribution de forces externes sur la surface balayée par les pales (hypothèse du disque actionneur). Cette formulation est intégrée aux équations de Navier-Stokes axisymétriques, incompressibles et visqueuses. Ce modèle est généralement résolu au moyen de la méthode des volumes finis ou différences finies ou éléments finis par volumes de contrôle. Il est très utilisé dans la prédiction d'arrangement des fermes éoliennes, car il donne de très bons résultats dans le calcul du sillage. Il peut prendre en compte les effets de la turbulence, tout en demandant un minimum de puissance de calcul. Masson et Amarra ont démontré la pertinence de l'utilisation de cette technique [38]. De plus, ce modèle peut être étendu à des domaines tridimensionnels (l'hypothèse de symétrie n'est pas posée) permettant ainsi d'ajouter les effets de la nacelle, de la tour

et de la topographie locale. Cependant, sa zone de validité s'arrête au début de la zone décrochage en raison de l'utilisation de la formulation actuatrice.

Deux de ces trois méthodes utilisent le concept actuateur. Ce concept consiste à remplacer l'action du rotor sur le fluide par une force externe distribuée sur la surface balayée par les pales. Cette force est introduite dans l'équation de quantité de mouvement et la surface balayée par les pales forme la surface actuatrice. La force simulant l'action de la pale est pondérée dans le temps pour prendre en compte la rotation du rotor et son amplitude est calculée à partir de la théorie de l'élément de pales. Dans cette théorie la pale est divisée en section de longueur infinitésimale. L'hypothèse fondamentale étant que chacune de ces sections est indépendante et qu'il n'existe pas d'interaction entre des sections adjacentes le long de la pale. Ainsi, chaque section peut être analysée indépendamment. À partir de cette hypothèse, la force s'exerçant sur la section est déduite, très facilement, à partir des coefficients de portance et de traînée du profil de la section. Ces coefficients sont obtenus par des mesures, ou des études numériques sur des profils bidimensionnels. Cependant, il est très difficile d'obtenir des valeurs pour la zone de décrochage que ce soit expérimentalement ou numériquement.

#### **1.8.4 Revue des modèles numériques complets**

En plus des modèles classiques, il existe des méthodes plus générales et valables sur toute la zone de fonctionnement pour calculer les propriétés de l'écoulement autour d'une éolienne. Il y a par exemple les méthodes résolvant les équations de N-S seule, par éléments finis ou volumes de contrôles, ou les méthodes de couplage visqueux/non-visqueux. Ces méthodes permettent de prendre en compte des paramètres externes pour l'écoulement comme la topographie locale ou les effets de la nacelle, ainsi que certains problèmes structuraux de la pale [67]. Mais dans tous les cas, les ressources de calcul nécessaires sont énormes du fait que les pales du rotor nécessitent beaucoup de points dans un maillage. Par exemple, une simulation complète de l'écoulement autour d'une éolienne (pales, nacelle, tour) a été menée par Duque [18] à l'aide de solution numérique de N-S. Son modèle requière un maillage d'environ 7



millions de points et plusieurs jours de calcul sur un système Cray 90 de la *NASA* pour chaque configuration étudiée. Malgré cette extraordinaire dépense de moyen ce modèle, bien que très raffiné et produisant des résultats globaux cohérents, présente des difficultés à capturer les petites fluctuations telles que l'interaction entre le sillage et les pales.

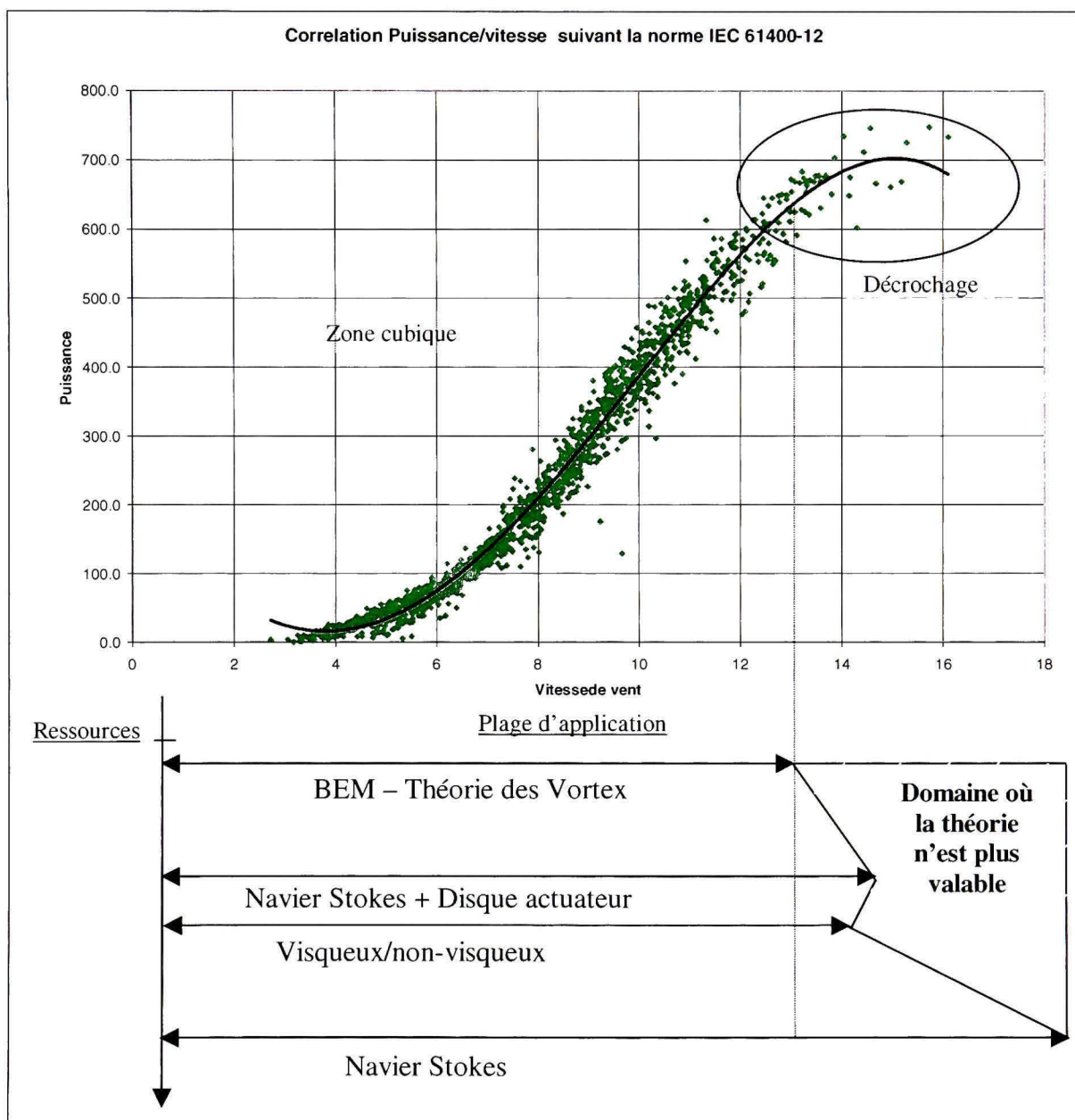
Quant aux modèles de couplage visqueux/non-visqueux, ils permettent de diminuer le nombre de points en dehors de la couche limite, mais ils sont passablement compliqués à mettre en place. Ils nécessitent un modèle non-visqueux pour l'écoulement extérieur à la pale et un modèle visqueux autour de la pale pour prendre en compte les effets dans la couche limite, plus un couplage entre les deux modèles. De plus, ils ne donnent pas de résultats au-delà de la zone de décrochage profond, car il n'existe pas de modèle de couche limite turbulente séparée. Cependant, ce type de modèle permet d'obtenir de bons résultats autour du décrochage [68].

Il existe des modèles temps réels de simulation de turbine. Minez et coll. [56] donne un exemple de courbe de puissance calculée numériquement. Le résultat est plutôt bon en dehors de la zone de décrochage ou des différences de plus de 10%.

### 1.8.5 Résumé

La zone de validité de chaque méthode est résumée sur la figure 1.2. Les méthodes classiques simplifiées donnent de bons résultats globaux dans la zone cubique, cependant il est difficile de faire des prévisions au-delà de cette zone. Or le phénomène de surpuissance est intimement relié au décrochage. De plus, l'intégration dans ces modèles des effets de terrains, de nacelle, etc. complexifie énormément la résolution des calculs. Quant aux modèles détaillés, ils sont dès le départ trop complexe et trop coûteux en puissance de calcul par apport aux résultats qu'ils fournissent. Globalement les modèles numériques répondent difficilement aux besoins d'un modèle intégrant les caractéristiques du vent, de la turbine et de leurs interactions particulièrement jusque dans la zone de décrochage. Cependant, ils se prêtent bien à la mise en évidence d'un effet du a un seul facteur à la fois.





**Figure 1.2** *Résumé des méthodes numériques et de leurs plages d'utilisation.*

## CHAPITRE 2

### OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

#### 2.1 Objectif général

L'objectif général de cette recherche est de proposer et d'évaluer une solution, autre que le calage plus profond des pales, au problème de surcharge énergétique des grandes éoliennes à pas fixe en climat nordique. En effet, le calage plus profond des pales est une solution non optimale puisqu'elle présente deux inconvénients majeurs. Premièrement, la turbine fonctionne en deçà de ses capacités la majeure partie de l'année. Deuxièmement, en pratique, des événements de surpuissance continuent d'être enregistrés. Plusieurs pistes de solution ont été proposées, au début de cette thèse, incluant notamment une solution basée sur le contrôle actif du décrochage aérodynamique par insertion de buse d'injection d'air dans les pales afin de réenergiser ou surenergiser la couche limite et de contrôler ainsi la puissance produite. Cette piste de solution a été abandonnée au cours du doctorat, car elle s'est avérée trop coûteuse à évaluer expérimentalement. La solution finalement retenue pour évaluation consiste en un contrôle actif de la puissance par effacement du rotor de l'axe du vent.

Cette solution autorise un ajustement des pales moins profond et permet donc de récupérer les performances originelles de la turbine. De plus, cette solution permet de se rapprocher des avantages que possèdent les turbines à pas variable : un contrôle continu des performances, fonction de la réponse aux sollicitations de l'écoulement sur le rotor. Les avantages de la méthode proposée sont le faible coût et la simplicité de mise en oeuvre. En effet, la mise en oeuvre de cette option constitue juste en une reprogrammation du logiciel de contrôle des turbines. C'est donc plus économique que le changement des rotors, ou que l'installation d'un système de contrôle aérodynamique des pales. L'inconvénient principal de la solution proposée est d'augmenter les vibrations et la fatigue des pales. En effet, le travail de la machine en effacement entraîne une asymétrisation de la charge dynamique sur le rotor créant des phéno-

mènes vibratoires. Ces phénomènes conduisent à la longue à une usure prématurée des pales due à des contraintes cycliques structurales.

## **2.2 Objectifs spécifiques et méthodologie**

Cette recherche comprend trois objectifs spécifiques. Le premier est la mise en évidence des événements de surpuissance. Le second est l'élaboration d'un modèle de simulation de la puissance de sortie d'une turbine dans le but de calculer sa production énergétique. Le troisième est la validation du scénario d'optimisation de la production énergétique du parc à partir de calculs faits avec le modèle de puissance.

On dispose pour cette recherche d'un ensemble de données brutes, formé par les enregistrements des conditions climatiques et de production du parc LE NORDAIS. Cette collection de données comprend l'intégralité des données de fonctionnement des turbines, enregistrées par le système générique d'acquisition de données et de surveillance du parc (le SCADA). À cette collection viennent s'ajouter les données des capteurs équipant les tours météorologiques des deux sites de références dont est pourvu le parc. Quatre années de données sont disponibles dont l'acquisition s'est faite durant les premières années de cette recherche.

### **2.2.1 Mise en évidence des événements de surpuissance**

Le premier objectif est la mise en évidence des événements de surpuissance et des conditions favorisant l'apparition de tels événements. On pose l'hypothèse que la surpuissance est créée par un enlignement de conditions particulières qui sont fonction de la turbulence, du nombre de Reynolds et de la densité. Dans le but de vérifier notre hypothèse et de quantifier les effets de ces facteurs, une analyse paramétrique est faite sur les courbes de puissance selon deux approches : l'approche expérimentale et l'approche numérique.

#### **2.2.1.1 Approche expérimentale**

Tout d'abord, les courbes de puissance sont établies expérimentalement selon la norme IEC présentée à la section 1.4. Cette étude utilise les 4 années de données fournies par la tour mé-

téorologique de chacun des sites de références. L'analyse paramétrique est menée à l'aide de la méthode des groupes conditionnels présentée à la section 1.6. Deux paramètres adimensionnels sont définis. Le premier paramètre  $RI$  désigne l'augmentation relative de puissance en fonction de niveau de turbulence. Le deuxième paramètre  $\alpha^*$  quantifie la variation du rapport entre l'augmentation théorique de puissance due à la variation de densité et l'augmentation de puissance associée au nombre de Reynolds. Ce paramètre permet de quantifier les effets du Reynolds qui sont intimement liés à la densité. Les résultats donnent une tendance nette, mais ne permettent pas de quantifier précisément cette influence. Cette étude est présentée dans la première partie du chapitre 3.

### 2.2.1.2 Approche numérique

Dans le but d'évaluer la première piste de solution proposée (jet d'air), un modèle numérique a été bâti concurremment à l'étude expérimentale de la surpuissance. Il est réutilisé pour confirmer les tendances observées expérimentalement. Ce modèle est basé sur la solution des équations de Navier-Stokes, moyennées dans le temps, stationnaire, incompressible couplée au modèle du disque actuateur. Le modèle de turbulence choisit pour fermer les équations est le modèle  $k - \epsilon$ . Une nouveauté a été apportée à ce modèle qui est le calcul des coefficients de portances et de traînées, en fonction de l'angle d'attaque et du nombre de Reynolds. Les paramètres  $RI$  et  $\alpha^*$  sont calculées et comparées aux valeurs expérimentales. La description du modèle numérique et des résultats associés sont présentés dans la deuxième partie du chapitre 3, section 3.5.

### 2.2.2 Modèle de prédiction de la puissance de sortie

Le second objectif est de proposer un modèle prédictif de la puissance de sortie d'une turbine, à partir des caractéristiques du vent et de celle de la turbine. Ce modèle doit servir à calculer la production énergétique annuelle de l'ensemble des éoliennes du parc.

Le modèle prédictif repose sur l'hypothèse de base de la norme IEC-61400 qui énonce que la puissance est une fonction de l'écoulement libre. Cette fonction est représentée par la courbe



de puissance calculée selon la norme, c'est à dire juste avec la correction linéaire en densité. Une précision est apportée à la définition de la courbe de puissance. Celle-ci pour être vraiment représentative de la puissance produite par la turbine à laquelle elle est liée, doit être définie pour l'angle de calage de cette turbine à l'instant de la prédiction. Sur cette base, établit selon la norme, deux corrections sont apportées à la puissance ainsi obtenue : une correction pour les effets de la turbulence, basé sur le paramètre  $RI$  et une correction pour les effets du Reynolds à basse température, basé sur le paramètre  $\alpha^*$ . Le modèle ainsi défini couvre complètement le champ du problème réel avec les paramètres à disposition.

Pratiquement, la puissance de sortie de la turbine est prédite en fonction de deux groupes de paramètres d'entrées qui sont les caractéristiques de l'écoulement et les caractéristiques de la turbine. Les caractéristiques de l'écoulement sont définies par la vitesse en champ libre vue par la turbine, le niveau de turbulence et la densité à hauteur de moyeu. Les caractéristiques de la turbine regroupent l'angle de calage de la machine et ses performances représentées par la courbe de puissance pour ces différents calages.

Dans le but d'avoir une vitesse la plus représentative possible, de la vitesse vue par chaque turbine, la vitesse en champ libre calculée à partir de la vitesse à la nacelle est utilisée. La fonction de transfert de cette vitesse est donc calculée, à l'aide des données des tours météorologiques. L'hypothèse suivante est posée : les effets de terrain aux sites références sont pris en compte par la calibration de site et les effets de distorsion dus au rotor sont pris en compte par la fonction de transfert. Cette hypothèse permet de transporter la fonction de transfert à n'importe quelle machine du parc. Cette approche originale a été depuis proposée dans l'ébauche de la norme IEC 61400-12-2. De plus, par le biais de cette approche, la base de données des couples vitesse/puissance est multipliée par plus de cent puisque l'ensemble de l'information aux turbines est rendu disponibles. Ceci permet de compléter les calculs du facteur  $RI$  et de la base de données de courbe de puissance pour différent calage.

Finalement, le modèle de simulation de la puissance est validé à l'aide des données des sites de référence et dans un deuxième temps avec tout le parc. À des fins de validations intermé-

diaires, plusieurs résultats d'analyses faites par différents groupes durant la durée du litige opposant NEG MICON et le groupe AXOR , litige qui s'est déroulé simultanément à cette recherche, sont utilisés.

À la vue de nombre et du type de données disponible, un modèle de régression multiple aurait pu être tenté. Cependant, quand cette étude a commencé, seuls quelques mois de données étaient disponibles, trop peu pour une analyse multiple. Par ailleurs, trop peu de paramètres sont mesurés aux tours météorologiques. Par exemple, les informations, sur le cisaillement, l'écoulement vertical, le profil de vitesse, ne sont pas disponibles. On avait donc une petite base de données, représentant relativement peu l'environnement. La régression multiple étant une méthode complexe à mettre en œuvre et nécessitant beaucoup de données ne répondait alors pas à nos attentes. Par ailleurs, les données contiennent trop d'aberrations pour être exploitables avec cette méthode.

Le chapitre 4 présente en premier le détail du modèle de simulation de la puissance, puis du calcul de la fonction de transfert et enfin la base de données des courbes de puissance pour différent calage. En quatrième partie, un retour sur le calcul des paramètres  $RI$  et  $\alpha$  à partir de la base de données des turbines est fait. Finalement, ce chapitre se conclut avec les validations du modèle de simulation de la puissance.

### **2.2.3 Optimisation de la production du parc LE NORDAIS**

Le troisième objectif est de proposer un scénario d'optimisation de la production énergétique du parc basé sur un contrôle actif de la puissance par effacement. Cette application du modèle prédictif de la production est fonction principalement du calage. En effet, le meilleur calage pour les turbines équipant le parc est déterminé en comparant l'énergie prédite pour le parc dans les conditions de réglages fin 2003 versus l'énergie prédite pour le parc pour différent calage. Cette application intègre un modèle de contrôle de la puissance en effacement et un modèle de gestion des arrêts. Ce modèle gère les arrêts dus aux dépassements en puissance

des limites de la machine provoquée par un ajustement inadapté ou par de la surpuissance. Les résultats obtenus pour cette application sont détaillés dans le chapitre 5.

## **CHAPITRE 3**

### **MISE EN ÉVIDENCE DU PHÉNOMÈNE DE SURPUISSANCE**

Ce chapitre présente en premier lieu la base de données expérimentale. En second lieu, il présente la méthode d'obtention d'une courbe de puissance à l'aide de la méthode des groupes conditionnels. En troisième lieu, un portrait de la surcharge est brossé. En dernier lieu, ce chapitre présente l'étude paramétrique expérimentale et l'étude paramétrique numérique conduite sur les courbes de puissance.

#### **3.1 Base de données expérimentales**

##### **3.1.1 Description des données brutes**

L'ensemble de données reçu de AXOR se compose des fichiers de données des turbines provenant du système générique d'acquisition de données et de surveillance (SCADA). Ces fichiers sont reçus au laboratoire de l'ÉTS sous forme d'un fichier binaire par turbine. La description détaillée de ces fichiers est fournie à l'annexe 3.1. Cet ensemble est complété d'un ensemble de données formé de fichiers tabulés contenant les données des tours météorologiques enregistrées aux minutes. Ces données sont ramenées aux 10 minutes. La description du parc LE NORDAIS, turbines et sites de référence équipant le parc, est fournie à l'annexe I.

##### **3.1.2 Contrôle de la base de données**

La première étape est de décoder<sup>1</sup>, contrôler et agencer la base de données des enregistrements provenant des sites de références et des turbines. Cette étape, essentielle pour la suite des travaux, est détaillée dans l'annexe IV. Plusieurs ressources ont servi de guide pour élaborer le contrôle des données. La principale ressource est le "Wind Resource Assessment

---

<sup>1</sup>Le code de transformation des fichiers binaire vers un format ASCII est l'une des réalisations importantes du traitement de ces données. L'exécutif de ce code a d'ailleurs été rendu disponible auprès de quelques entreprises du domaine éolien.



Handbook” écrit par AWS pour le NREL [7]. Une autre ressource importante est l’ensemble de recommandations faites par NRG SYSTEMS [48] pour le conditionnement des données.

La qualité des données des sites de référence s’est révélée moyenne au cours de cette étude. Trois raisons expliquent cet état de fait. Tout d’abord, les sites de références ne respectent pas les standards d’installations entraînant beaucoup d’interférence dans les mesures. Ensuite, les données ne sont pas contrôlées régulièrement entraînant la perte de longue période de données dues à des pannes et des dysfonctionnements d’instrument. De plus, aucun instrument redondant n’est installé pour compenser ces données perdues et faciliter le contrôle. Et finalement, passé la période de test effectué dans le cadre du litige LE NORDAIS, soit de 2000 à juin 2001, les instruments des sites références n’ont plus reçu de maintenance. Notamment, les anémomètres n’ont pas été recalibrés annuellement comme l’industrie le recommande. Mais pour ce point, l’étude faite sur la dérive des anémomètres (annexe : VI) montre que les anémomètres sont affectés dans une mesure raisonnable. Au final, l’incertitude sur les mesures se trouve augmentée et la qualité des données est vraiment moindre que celle que l’on trouve habituellement sur des sites de références.

### 3.1.3 Description de la base de données contrôlée

La base des données, après contrôle et agencement, se compose de 5 matrices :  $\Phi_{Matane, Cap-Chat}$ ,  $MT_{Matane}$ ,  $MT_{Cap-Chat}$  et  $WT_{Matane}$ ,  $WT_{Cap-Chat}$ . La matrice  $\Phi_{Matane, Cap-Chat}$  est formée des enregistrements  $\varphi_{i,j}$  où  $j$  représente la pression, la température à Matane, puis à Cap-Chat ( $[p_{i,Mat}, T_{i,Mat}, p_{i,CC}, T_{i,CC}]$ ),  $i$  varie de 1 à 210384, le nombre total d’enregistrements.

Les matrices  $WT$  sont composées des enregistrements, fait aux turbines,  $WT_{i,j,k}$  où  $j$  désigne le numéro de la turbine,  $j$  varie de 1 à 76 à Cap-Chat et de 1 à 57 à Matane,  $i$  désigne le  $i$ ème enregistrement de la période et il varie de 1 à 210384 qui est le nombre total d’enregistrements sur la période des quatre années consécutives,  $k$  définit un ensemble de sept paramètres. Ces sept paramètres comptent quatre paramètres moyennés sur 10 minutes et trois paramètres décrivant l’état de la turbine. Les paramètres moyennés sont :

- la puissance électrique,
- la vitesse à hauteur du moyeu,
- l'intensité de turbulence,
- la disponibilité de la turbine (turbine connectée au réseau ou non)

Les trois paramètres d'états sont le calage, la hauteur du moyeu et le numéro de la turbine.

Les matrices  $MT$  sont composées des enregistrements faits aux tours météorologiques,  $MT_{i,k}$ , où  $k$  définit un ensemble de neuf paramètres. Ces neuf paramètres comptent sept paramètres moyennés sur 10 minutes et deux paramètres d'états qui sont le calage de la turbine référence et la hauteur du moyeu. Les paramètres moyennés sont :

- la puissance électrique,
- la vitesse mesurée à la tour référence et corrigée pour donner la vitesse à hauteur du moyeu,
- la vitesse à hauteur du moyeu mesurée à la nacelle,
- l'intensité de turbulence,
- la température,
- la pression,
- la disponibilité de la turbine.

Dans ce chapitre, seuls les enregistrements provenant des tours météorologiques des sites de références sont exploités en raison de leurs qualités supérieures aux enregistrements aux turbines. Effectivement, les interférences, dues au sillage, sont facilement identifiables, car la direction est enregistrée au site de référence. Ce traitement n'est pas possible sur les données des turbines en raison de l'impossibilité de connaître la direction du vent à la turbine. En effet, seule la direction du vent relatif à l'axe de la turbine est mesurée.

### 3.1.4 Analyse de potentiel

Dans le but de mieux comprendre les caractéristiques du climat et du vent sur le site, pour chaque hiver, on réalise une analyse de potentiel éolien complète pour chacun des sites, à partir

des données des tours références. Comme on ne dispose d'aucune période d'enregistrement en champ libre total, tous les calculs sont faits pour un secteur de vent restreint par les effets de sillage. Ceci n'affecte pas les données de climats, mais fausse dans une certaine mesure les données de vitesse et de turbulence. Cette analyse est détaillée à l'annexe V.

Pour résumer les résultats, la température moyenne annuelle est de 4 degrés Celsius pour les deux sites. Elle varie annuellement entre -30 et +30 degrés Celsius. La densité moyenne annuelle est de  $1.275 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ . D'après les données disponibles, on obtient une vitesse annuelle comprise entre  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et  $7 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  pour les deux sites de référence, pour une intensité de turbulence de 12% à Matane et de 15% à Cap-Chat. Une discussion sur les différentes vitesses long-termes mesurés avant l'installation du parc est fournie en annexe page 205. La distribution de vitesse à Matane et Cap-Chat suit une distribution de Weibull avec un facteur de forme,  $k$ , de 2.2 et un facteur d'échelle,  $c$ , de 7.9. Cependant, on enregistre à Cap-Chat la présence anormalement élevée de basse vitesse. Ce phénomène peut être expliqué par la présence, proche de Cap-Chat, des monts Chic-Chocs. En effet, Choisnard et coll. [11] ont démontré que les monts Chic-Chocs forment une barrière cotière qui modifie profondément le comportement du vent notamment en augmentant le cisaillement et la turbulence dans la région de Cap-Chat. Ce qui explique que la qualité du vent, représenté par la vitesse, la turbulence et la distribution, est moindre à Cap-Chat qu'à Matane. Finalement, l'énergie annuelle produite enregistrée, sur la période de 4 ans, est en moyenne de 77  $\text{GWh}$  à Matane et 89  $\text{GWh}$  à Cap-Chat.

## 3.2 Méthode d'obtention de la courbe de puissance mesurée

### 3.2.1 Courbe de puissance selon IEC

La courbe de puissance mesurée est établie en appliquant la méthode des groupes conditionnels à l'ensemble des couples formé par la vitesse en champ libre et la puissance normalisée en densité. Le classement se fait selon des groupes de vitesse de  $0.5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  de largeur. On calcule  $V_i$  la valeur moyenne de la vitesse et  $P_i$  la valeur moyenne de la puissance, dans chaque

groupe  $i$  selon l'équation suivante :

$$\begin{aligned} V_i &= \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{i,j} \\ P_i &= \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \end{aligned} \quad (3.1)$$

où  $V_{i,j}$  est le  $j$ -ième enregistrement de vitesse du groupe  $i$ ,  $P_{n,i,j}$  est le  $j$ -ième enregistrement de puissance normalisée en densité, du groupe  $i$  et  $N_i$  est le nombre de données dans chaque groupe  $i$ . La puissance normalisée en densité pour une éolienne à pas fixe et vitesse constante s'écrit :

$$P_n = P \cdot \frac{\rho_0}{\rho} \quad (3.2)$$

où  $\rho_0$  est la densité de référence, égale à  $1.226 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ,  $P$  est l'enregistrement de puissance sur 10 minutes et  $\rho$  est la densité sur 10 minutes correspondant à cet enregistrement de puissance.

### 3.2.2 Courbe de puissance selon la méthode des groupes conditionnels

La méthode d'obtention de la courbe de puissance selon la méthode des groupes conditionnels est exactement la méthode recommandée par la norme IEC, sauf que le nombre de conditions appliquées à la sélection des données est beaucoup plus important.

Pratiquement, un groupe conditionnel est un sous-ensemble, tel que les éléments de ce sous-ensemble répondent à différentes conditions portant sur les paramètres définissant les enregistrements, composant l'ensemble. Une fois les groupes conditionnels établis, on calcul la moyenne et l'écart type de ces sous-ensembles. Un groupe conditionnel est donc un sous-ensemble d'une des matrices  $MT$  ou  $WT$ , tel que les éléments de ce sous-ensemble répondent à différentes conditions portant sur les paramètres  $i, j, k$  définissant l'enregistrement.

Par exemple si on veut étudier l'influence de l'angle de calage sur la puissance pour une densité standard et une vitesse comprise entre  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et  $7 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  pour la turbine #33



installée à Matane, on forme un groupe conditionnel à partir de  $WT_{Matane}$ , répondant aux conditions suivantes :

- $j = 33$ ,
- $\rho = 1.225 \pm 2\%$
- $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1} < V < 7 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$

On peut alors tracer la puissance électrique comme une fonction de l'angle de calage et en déduire un comportement.

Il y a deux restrictions à l'application de cette méthode sur la base de données LE NORDAIS. La première est liée à l'essence de la méthode, aux nombres de données par groupe conditionnel et au nombre de conditions. En effet, on peut ajouter autant de conditions souhaitées en notant que le nombre d'enregistrements dans chaque groupe conditionnel reste représentatif de l'effet étudié. Il n'existe pas de loi décrivant le comportement de ce nombre, c'est à l'utilisateur de savoir interpréter les résultats.

La deuxième restriction est liée aux données et au système d'acquisition de ces données. En effet, on ne peut croiser toutes les matrices de données impunément, car l'heure d'enregistrement peut différer d'un système d'acquisition à l'autre. Les deux matrices  $WT$  regroupent les enregistrements des turbines faits à l'heure du SCADA. Les deux matrices  $MT$  regroupent les enregistrements faits à l'heure locale du système d'acquisition de chacune des tours. La synchronisation des systèmes d'acquisition a été étudiée et elle démontre l'impossibilité de recouper les données en provenance des tours avec les données en provenance des turbines. Des écarts, de l'ordre de 1 minute à plus de 60 minutes, ont été mis en évidence. Cette étude est présentée à l'annexe VII.

Cependant, cette restriction pose un problème. En effet, la densité est enregistrée uniquement aux tours références par le biais de la température et de la pression. Or si on veut étudier la puissance aux autres turbines, il faut pouvoir utiliser cette donnée. L'étude des variations de densité montre que cette dernière varie en moyenne de 0.06% entre deux enregistrements successifs et de 0.15% en moyenne sur une heure. Une variation de densité comprise entre

1% et le maximum observé qui est de 3%, est enregistrée 2% du temps sur la période totale de mesure. On considère donc que le décalage temporel entre les systèmes d'acquisition ne pose pas problème pour ce paramètre.

### 3.2.3 Calcul de la densité

#### 3.2.3.1 Choix des variables

La densité est une fonction de la température, de la pression et de l'humidité. Si la hauteur du point de mesure et du point d'application différent, on peut rajouter, au nombre des variables, l'altitude. Cependant, la variation de densité due à l'humidité est négligeable dans le cas des éoliennes. En effet, la densité de l'air, en air humide, s'écrit :

$$\rho = \frac{p}{R_h T} \quad (3.3)$$

$R_h$  est la constante spécifique de l'air qui s'écrit :

$$R_h = \frac{R_s}{1 - \left( \varphi \cdot \frac{p_{sat}}{p} \right) \cdot \left( 1 - \frac{R_s}{R_v} \right)} \quad (3.4)$$

avec  $p_{sat}$  la pression de l'air,  $\varphi$  l'humidité relative,  $R_v$  la constante spécifique de la vapeur d'eau ( $461 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$ ) et  $R_s$  la constante spécifique de l'air sec ( $287.06 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$ ).  $p_{sat}$  est la pression de vapeur saturante de l'eau dans l'air, et se détermine avec la formule de Magnus :

$$p_{sat} = 611.213 \cdot \exp \left( \frac{17.5043 \cdot \vartheta}{241.2 + \vartheta} \right) \quad (3.5)$$

où  $\vartheta$  est la température en degrés Celsius. Si on utilise les équations précédentes dans la définition de la masse volumique de l'air, on obtient :

$$\rho(\varphi, \vartheta, p) = \frac{1}{287.06(\vartheta + 273.15)} \left( p - 230.617 \cdot \varphi \cdot \exp \left[ \frac{17.5043 \cdot \vartheta}{241.2 + \vartheta} \right] \right) \quad (3.6)$$

À température et pression constante le rapport entre la densité et la densité en condition standard  $\rho_0$  est donnée par l'équation suivante :

$$\left. \frac{\rho}{\rho_0} \right|_{\vartheta_0, p_0} = 1 + \frac{230.617 \cdot \Gamma}{p_0 - 230.617 \cdot \varphi \cdot \Gamma} \cdot (\tau_0 - \tau)$$

(3.7)

$$\Gamma = \exp \left[ \frac{17.5043 \cdot \vartheta}{241.2 + \vartheta} \right]$$

À température standard, la variation de densité est donc de l'ordre de 0.06% et à basse température ( $T = -30^\circ C$ ), cette variation est de l'ordre de 0.02%. Cette variation est négligeable devant l'incertitude sur les mesures qui est de l'ordre de 5%. Par contre en ce qui concerne l'altitude, Nebel et Molly [47] ont démontré que les variations de densité en fonction de cette dernière sont de l'ordre de 1.15% par 100 m. L'altitude est donc un paramètre à considérer puisqu'un peu plus d'une centaine de mètres séparent les capteurs de température et pression de la plus haute turbine pour les deux parcs. Les données d'altitude pour les sites de référence de Matane et Cap-Chat sont résumées à l'annexe IX, au tableau IX.2.

### 3.2.3.2 Expression de la densité

La densité est définie par la relation suivante en air sec :

$$\rho(p, T, z) = \frac{p(z)}{RT(z)} \quad (3.8)$$

En atmosphère standard, la température et la pression sont définies pour un gaz parfait, de chaleur spécifique constante, d'évolution polytropique ( $p/\rho^n = cst$ ) et considérant une distribution hydrostatique de la pression ( $dp/dz = -\rho g$  avec  $\rho = f(z)$ ) par les équations suivantes

$$T(z) = T(z_{Ref}) - \frac{n-1}{n} \frac{g}{R} (z - z_{Ref}) \quad (3.9)$$

$$p(z) = p(z_{Ref}) \left( 1 - \frac{g \cdot (z - z_{Ref})}{R \cdot T(z_{Ref})} \frac{n-1}{n} \right)^{\frac{n}{n-1}} \quad (3.10)$$

où  $R$  est la constante des gaz parfaits pour l'air ( $R=275.05 \text{ m}^2 \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ ),  $g$  est la constante gravitationnelle ( $g=9.81 \text{ m} \cdot \text{s}^{-2}$ ),  $n$  est l'exposant polytropique,  $z_{Ref}$  est la hauteur où est enregistrée la mesure et  $z$  est la hauteur de moyeu de l'éolienne. En condition d'atmosphère standard, on observe que la pente de variation de la température par rapport à la hauteur est de  $0.0065 \text{ K} \cdot \text{m}^{-1}$ .

$$\frac{dT}{dz} = -0.0065 \text{ K} \cdot \text{m}^{-1} \quad (3.11)$$

Cette valeur permet de déterminer la valeur de  $n$ , l'exposant polytropique (3.12) et ainsi de faire la correction de pression et température en fonction de la hauteur.

$$n = \frac{1}{1 + \frac{R}{g} \frac{dT}{dz}} = 1.2349 \quad (3.12)$$

### 3.2.3.3 Matrice $\Phi$

On construit la matrice  $\Phi$  à l'aide des enregistrements de pression et température des deux sites. Cependant pour diverses raisons comme des pannes ou des instruments défectueux, certains enregistrements sont manquants à l'une ou l'autre des tours, voire aux deux tours, on reconstruit donc ces données. Dans le cas de données manquantes à l'une des tours, on utilise la valeur enregistrée à l'autre tour, corrigée d'un certain facteur. Ce facteur est déterminé par une analyse de Fourier des données. Dans le deuxième cas de données manquantes aux deux tours, on fait une extrapolation à partir des bornes de la période manquante. Ce calcul est présenté à l'annexe IX.



### 3.3 Portrait de la surcharge

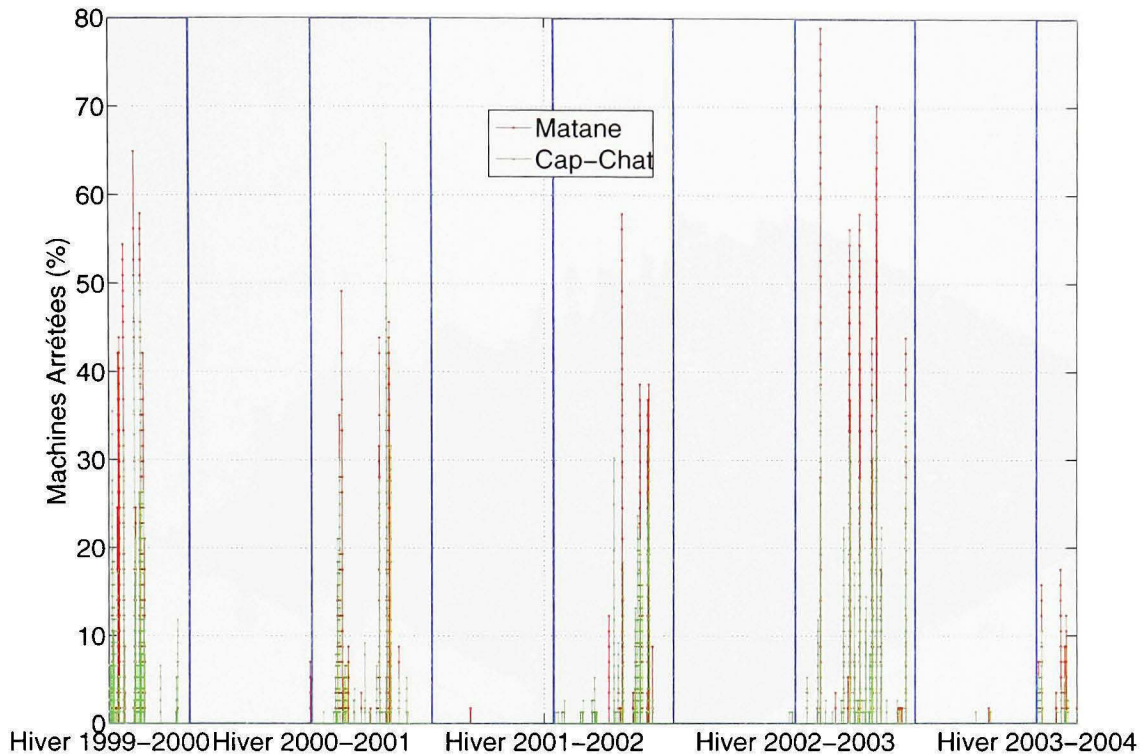
#### 3.3.1 Bilan des arrêts imputable à la surcharge des machines

Le comportement de la machine est en tout temps identifié par un code chiffré entre 0 et 133, que ce soit le fonctionnement normal (code 0) ou les arrêts causés par diverses raisons. Trois codes identifient les arrêts dus à la surcharge. Le code 16 signale un arrêt dû à la détection d'un événement de puissance de plus de 1050 kW sur 30 secondes. Le code 46 signale un arrêt dû à la détection d'un événement de puissance de plus de 840 kW sur 10 min. Le code 119 signale un arrêt dû à la détection d'un événement de puissance de plus de 825 kW sur une heure.

Le pourcentage de machines arrêtées pour chaque hiver sur la période des 4 ans est présenté à la figure 3.1. Les arrêts entraînés par le phénomène de surcharge, arrive par "vague", affectant simultanément, un fort pourcentage des machines à Matane et Cap-Chat. La figure 3.2 illustre un exemple de cet effet de "vague". On voit clairement que presque toutes les machines sont atteintes, en même temps, la première heure. L'arrêt dure une quinzaine d'heures en moyenne dans cet exemple. En moyenne, la surcharge touche 10% des machines à la fois et il n'est pas rare d'avoir plus de 50% des machines arrêtées sur la totalité du parc. Le record est enregistré sur le parc de Matane avec 78% des machines arrêtées pendant que 40% des machines sont stoppées à Cap-Chat, soit 57% du parc complet.

Le nombre d'arrêts et le temps total des arrêts par hiver sont présentés au tableau 3.1 et 3.2 pour chacun des parcs.

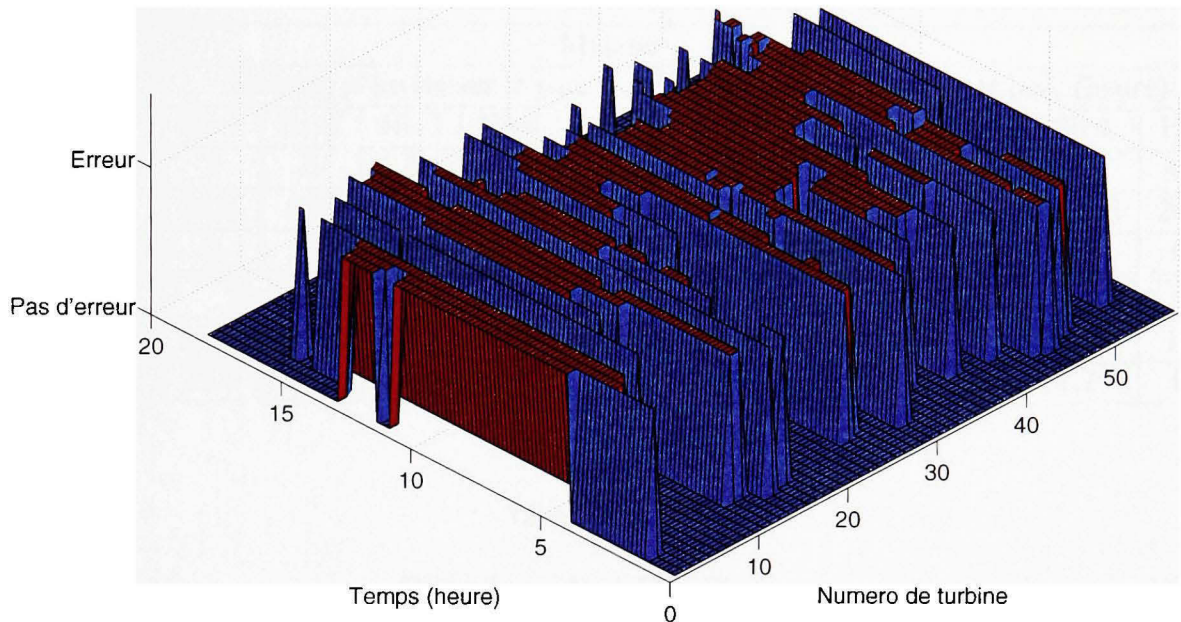
Les hivers 1999-2000 (Hiv1) et 2003-2004 (Hiv5) sont incomplets. Le temps d'arrêt calculé inclut les différents dysfonctionnements qui surviennent dans la continuité des arrêts de surcharge. Ces dysfonctionnements sont principalement causés par des vibrations dans les pales. Ces vibrations sont en partie provoquées par l'arrêt brutal des machines. On peut aussi enregistrer des problèmes d'échauffement des freins. La durée moyenne d'un arrêt est présentée au tableau 3.3. Le nombre d'arrêts imputables à la surcharge diminue après le premier ré-



**Figure 3.1** *Pourcentage de machines arrêtées sur la période des 4 ans.*

ajustement des pales et la reprogrammation des turbines, qui a eu lieu l'été 2001. Par contre et contrairement à toute attente, la durée moyenne des arrêts qui après le premier hiver avait légèrement diminué réaugmente les hivers suivants. L'hiver 2001-2002 (Hiv2) qui enregistre le plus faible nombre d'arrêts pour les hivers complets, enregistre une moyenne d'arrêt par éolienne plus élevée que l'hiver précédent. La moyenne d'arrêt par éolienne atteint un maximum pour l'hiver 2002-2003 (Hiv4). Mais cet hiver est aussi le plus rigoureux des 5 hivers analysés avec une température de 30% plus basse que le premier hiver. Il est possible que la programmation du contrôleur ait été modifiée.

Le nombre d'arrêts enregistrés, en moyenne, par machine, est de 47 arrêts à Matane et de 37 arrêts à Cap-Chat. Globalement Cap-Chat est moins touché par le phénomène de surpuissance que Matane. Les figures 3.3 et 3.4 présente la distribution des arrêts. Il apparaît sur ces distri-



**Figure 3.2** *Exemple d'une vague d'arrêt du aux effets de surcharge.*

butions qu'une partie importante des machines à Cap-Chat ne sont pas, ou peu, affectées par la surpuissance. Cependant, il est possible que Cap-Chat ait déjà été réglé une fois pour les problèmes de surpuissance puisque Cap-Chat est en fonctionnement depuis l'hiver 1998.

### 3.3.2 Condition climatique lors des arrêts de surpuissance

Si on regarde, lors du déclenchement d'un événement de surpuissance, les conditions climatiques, on constate que la surpuissance est enregistrée pour des conditions, de températures, variantes entre -5 et -25 degrés Celsius. La densité varie entre  $1.28 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  et  $1.42 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  et le niveau de turbulence est généralement bas. La puissance enregistrée sur la période de 10 minutes avant l'arrêt, varie entre 700 et 840  $\text{kW}$  qui est la limite de puissance moyenne sur



Tableau 3.1

- Bilan des arrêts à Matane

Matane										
Code	Nombre d'arrêts sur le parc					Temps d'arrêt sur le parc (heure)				
d'erreur	Hiv1	Hiv2	Hiv3	Hiv4	Hiv5	Hiv1	Hiv2	Hiv3	Hiv4	Hiv5
16	1	6	2	1	4	6.3	20.7	24.7	2.5	49.3
46	1536	828	243	415	69	1956.3	942.0	1163.3	2975.3	263.8
119	0	0	0	3	0	0.0	0.0	0.0	74.5	0.0
	Nombre d'arrêts sur le parc					Temps d'arrêt sur le parc (jour)				
total parc	1537	834	245	419	73	81.8	40.1	49.5	127.2	13.0
total par eol	27.0	14.6	4.3	7.4	1.3	1.4	0.7	0.9	2.2	0.2

Tableau 3.2

Bilan des arrêts à Cap-Chat

Cap-Chat										
Code	Nombre d'arrêts sur le parc					Temps moyen d'arrêts sur le parc (heure)				
d'erreur	Hiv1	Hiv2	Hiv3	Hiv4	Hiv5	Hiv1	Hiv2	Hiv3	Hiv4	Hiv5
16	16	7	8	9	7	91.8	62.8	55.0	33.0	85.7
46	1258	746	401	533	25	3234.0	2308.0	1950.8	3143.7	90.5
119	0	0	5	0	0	0.0	0.0	371.2	0.0	0.0
	Nombre d'arrêts sur le parc					Temps d'arrêts sur le parc (jour)				
total parc	1274	753	414	542	32	138.6	98.8	99.0	132.4	7.3
total par eol	22.4	13.2	7.3	9.6	0.7	2.4	1.7	1.7	2.3	0.1

10 minutes, acceptée par la machine. La limite inférieure de 700 kW indique à quelle vitesse la puissance peut varier en l'espace de dix minutes pour atteindre les 840 kW limite.

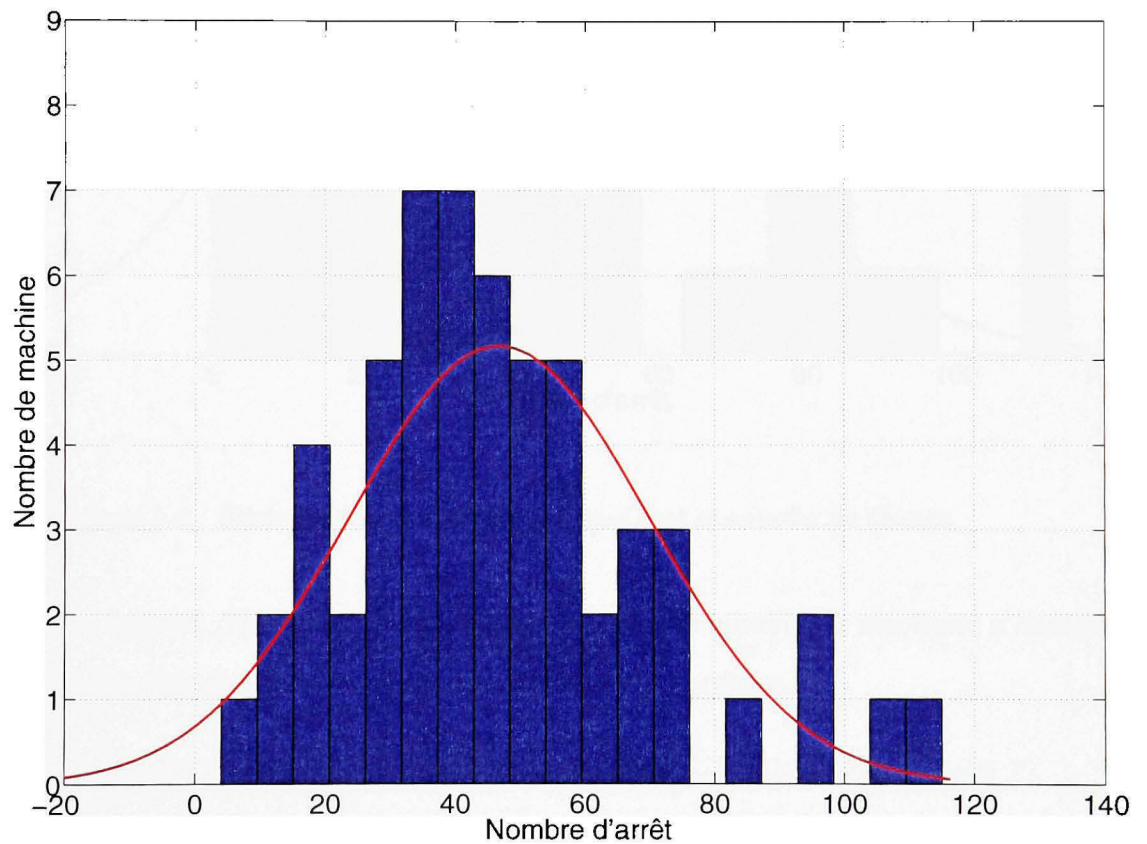
Si on regarde temporellement l'évolution des conditions, en particulier la température et la densité, on voit que les événements de surpuissance sont associés à la chute de la température



Tableau 3.3

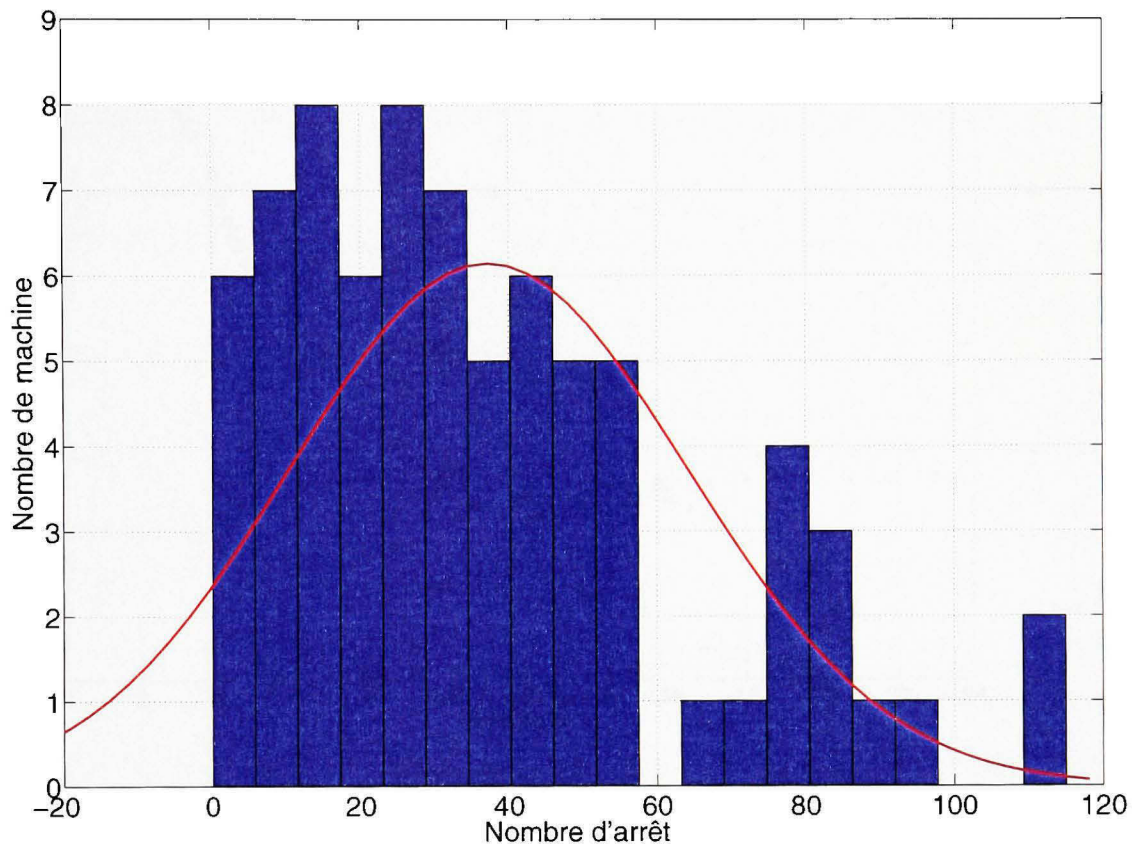
Durée moyenne des arrêts en heure pour les deux parcs.

	Hiv1	Hiv2	Hiv3	Hiv4	Hiv5
Matane	1.3	1.2	4.8	7.3	4.3
Cap-Chat	2.6	3.1	5.7	5.9	5.5



**Figure 3.3** *Distribution des arrêts à Matane et courbe de Gauss.*

et à l'augmentation de la densité. Ces conditions sont liées à l'arrivée d'un front froid sur le site. La figure 3.5 caractérise la chute des températures. Chaque point représente la température enregistrée au moment du déclenchement d'un événement de surpuissance sur une des



**Figure 3.4** *Distribution des arrêts à Cap-Chat et courbe de Gauss.*

57 machines de Matane. Plus la température descend, plus le nombre de machines s'arrêtant augmente. Au plus fort de cet événement, 44 machines sont arrêtées.

### 3.3.3 Observations des effets de la turbulence et du Reynolds sur la puissance

En comparant les courbes de puissances pour des séries de données sélectionnées et ramenées aux conditions standard, les effets de la turbulence et du Reynolds sont clairement mis en évidence. Pour faire cette comparaison, trois niveaux de turbulence sont définis : un niveau bas (inférieur à 13%) et un niveau haut (supérieure à 13%) et toute la plage de turbulence, ainsi que deux plages de densité : une plage correspondant aux températures basses de l'hiver ( $T$  inférieur à  $0^{\circ}\text{C}$ ) et une plage correspondant aux températures moyennes d'été ( $T$  supérieur

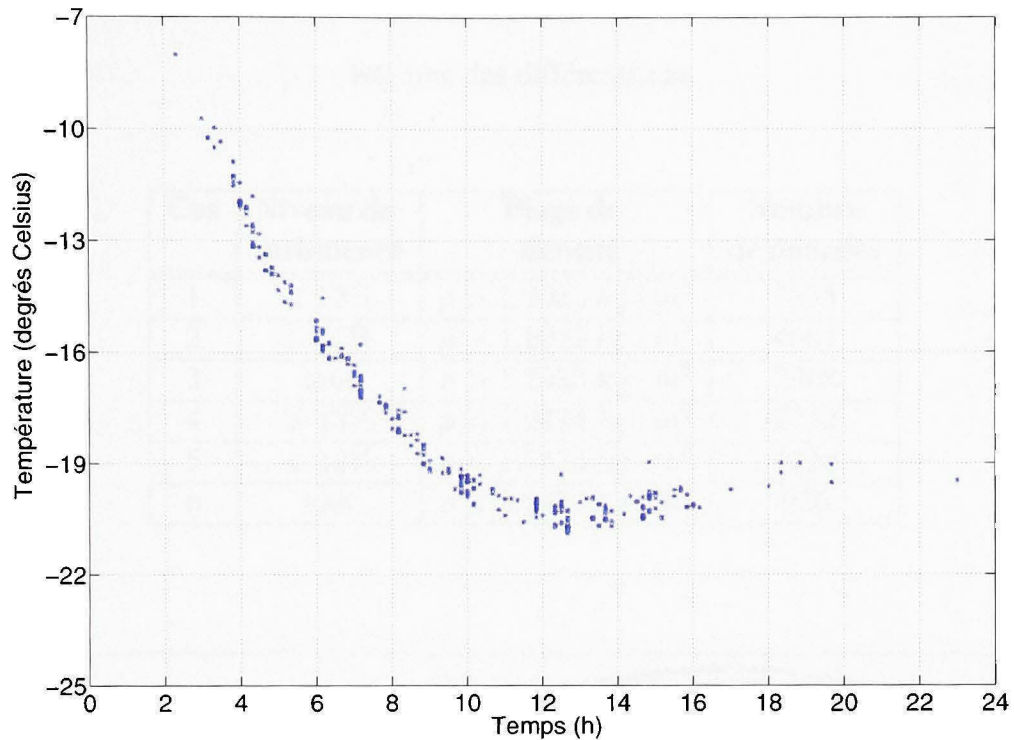


Figure 3.5 Caractérisation de l'arrivée d'un front froid sur le site ; chaque point représente la température enregistrée au moment du déclenchement d'un événement de surpuissance.

à 15°C). Ces conditions sont résumées au tableau 3.4. Six courbes de puissance sont ainsi obtenues et présentées à la figure 3.6. L'influence de la turbulence sur la puissance est déjà connue. Cependant, cette influence est particulièrement mise en évidence dans le cas du parc LE NORDAIS. En effet, on voit nettement la puissance augmenter à haute vitesse, pour un bas de niveau de turbulence et diminuer pour un haut niveau de turbulence par rapport à la courbe référence. Une partie de ces observations est confirmée par Van Dam et al [14] en 2003 : ils observent que la puissance à haute vitesse augmente quand le niveau de turbulence diminue. De même que pour l'intensité de turbulence, on voit nettement que les courbes pour des densités élevées sont supérieures à celles à basses densités. Et pourtant, la correction en densité est apportée à toutes les données.

Tableau 3.4

Résumé des différents cas.

Cas	Niveau de turbulence	Plage de densité	Nombre de données
1	< 13%	$\rho > 1.2933 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$	7635
2	> 13%	$\rho > 1.2933 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$	4667
3	tout	$\rho > 1.2933 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$	2968
4	> 13%	$\rho < 1.2474 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$	2752
5	< 13%	$\rho < 1.2474 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$	1826
6	tout	$\rho < 1.2474 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$	926

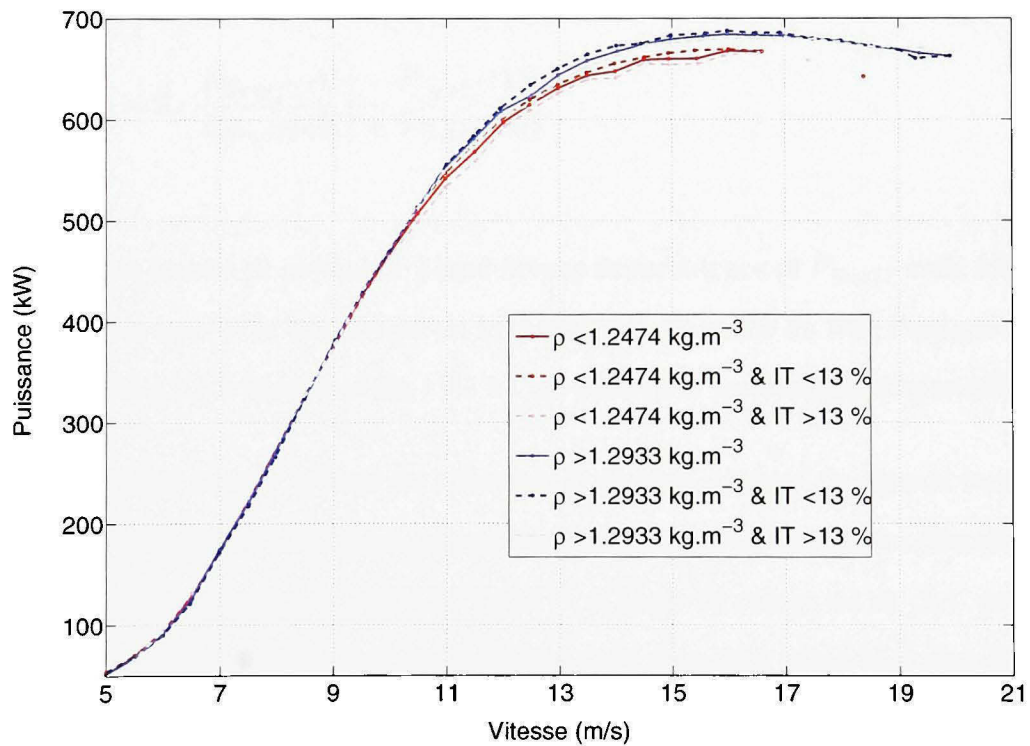


Figure 3.6 Courbe de puissance de l'éolienne #6 pour un calage de  $-5.1^\circ$  et une densité de référence de  $1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$  pour différentes conditions de vents.



### 3.4 Étude paramétrique expérimentale de la puissance

L'analyse paramétrique expérimentale de la puissance consiste à obtenir un modèle mathématique décrivant le comportement d'un paramètre sur la puissance à partir des courbes de puissance mesurées. Dans le but de contrôler et de limiter les interactions entre les variables, un certain nombre de paramètres sont bloqués, autrement dit limités dans leur plage de variation, pour permettre de mettre en évidence l'effet recherché.

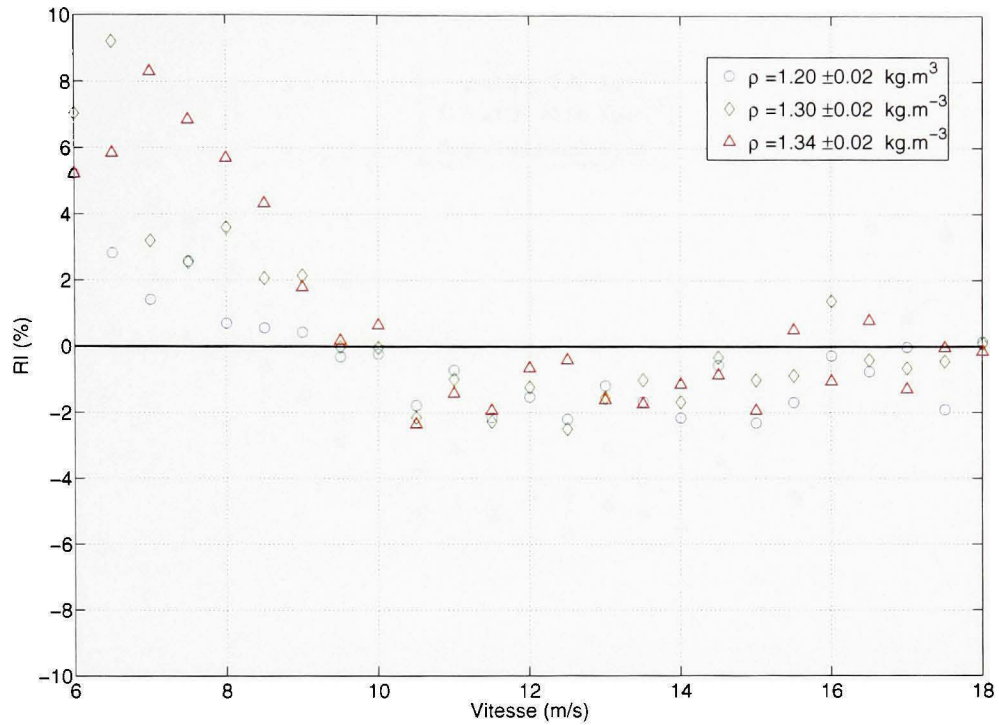
#### 3.4.1 Quantification des effets de la turbulence : paramètre $RI$

Le paramètre  $RI$  désigne l'augmentation relative de puissance en fonction de niveau de turbulence. Il permet de quantifier les effets d'un haut niveau de turbulence par rapport à un bas niveau. Il est défini par l'équation suivante :

$$RI(V_i) = 2 \cdot \frac{P_{HautIT}(V_i) - P_{BasIT}(V_i)}{P_{HautIT}(V_i) + P_{BasIT}(V_i)} \quad (3.13)$$

où  $P_{HautIT}$  est la courbe de puissance à haut niveau de turbulence et  $P_{BasIT}$  celle à bas niveau. La limite entre le haut et le bas niveau est la turbulence moyenne du site. Pratiquement, cette turbulence est de 12% à Matane et de 15% à Cap-Chat pour les données disponibles.

$RI$  est calculé pour chaque groupe de vitesse et pour trois niveaux de densité (températures chaudes, moyennes, froides). Chaque groupe de densité est défini tels que les données retenues répondent au critère suivant  $\rho = \rho_i \pm 0.02 \text{ kg.m}^{-3}$ . L'angle de calage est de  $-5.1^\circ$  pour Matane et  $-3.8^\circ$  pour Cap-Chat. Les courbes de puissance sont calculées selon la norme IEC 61400-12, avec des classes de vitesses de  $0.5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et une correction en densité. La correction en densité n'a pas une influence majeure sur  $RI$  puisqu'on travaille avec des classes de densité très petite et que de plus  $RI$  est un facteur relatif. Les résultats sont présentés aux figures 3.7 et 3.8 où l'augmentation relative de puissance  $RI$  est tracée comme une fonction de la vitesse. Le tableau 3.5 résume le nombre de données disponibles pour définir les courbes de puissance, dans chacun des cas étudiés.



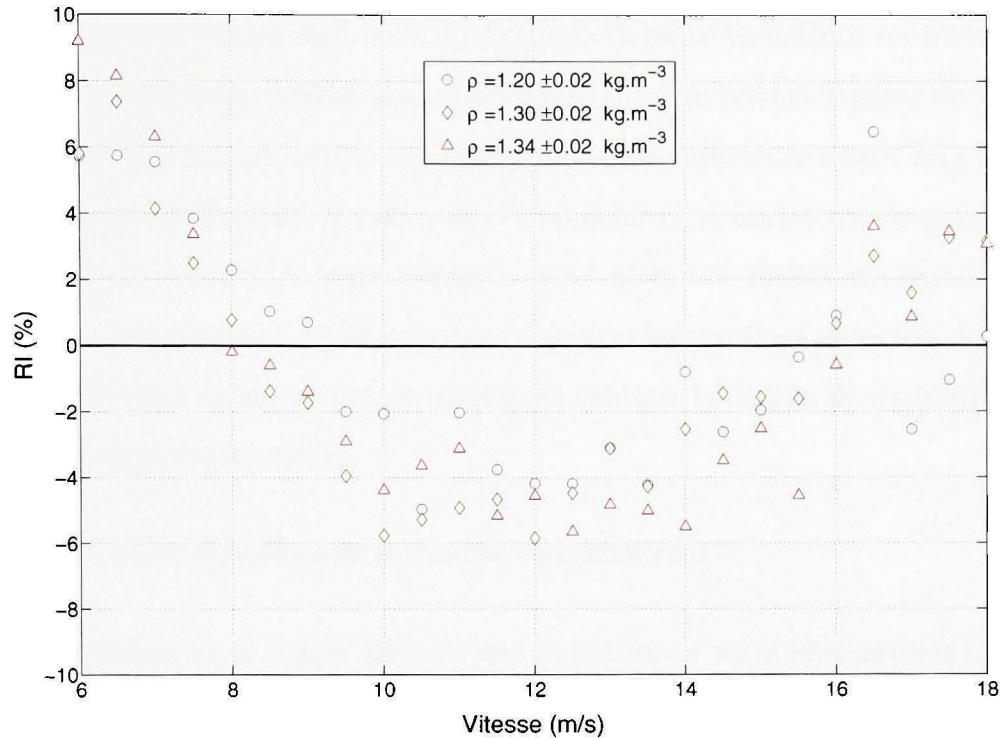
**Figure 3.7** *Augmentation relative de puissance en fonction de la vitesse à Matane.*

**Tableau 3.5**

Nombre de données par groupe conditionnel.

Site	$\rho(kg \cdot m^3)$	<b>Bas IT</b>	<b>Haut IT</b>
1	$1.20 \pm 0.02$	2981	2943
1	$1.30 \pm 0.02$	1350	1667
1	$1.34 \pm 0.02$	598	649
2	$1.20 \pm 0.02$	3983	3517
2	$1.30 \pm 0.02$	5528	4791
2	$1.34 \pm 0.02$	3523	2600

Pour les deux sites, le comportement est similaire même s'il a plus d'amplitude dans la zone de vitesse comprise de  $10 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  à  $16 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , à Cap-Chat. En effet, le pourcentage maximum



**Figure 3.8** *Augmentation relative de puissance en fonction de la vitesse à Cap-Chat.*

de variation calculé est compris entre 10% et -6% pour Cap-Chat et de 10% et -3% pour Matane. Pratiquement, la puissance nominale à basse turbulence est de 6% plus importantes que la puissance nominale à haute turbulence à Cap-Chat et seulement de 3% à Matane.

L'écart de comportement peut provenir soit de la différence de turbulence entre Matane et Cap-Chat soit d'un écart de forme et de positionnement des provocateurs de décrochage. En effet les pales ont des profils dont la corde est supérieure à deux mètres alors que la taille d'un provocateur est de l'ordre de cinq centimètres. Sachant que ces éoliennes sont contrôlées par décrochage, il est tout à fait raisonnable d'envisager que les deux éoliennes n'aient pas les mêmes caractéristiques aérodynamiques dans la zone de décrochage. De plus, la contamination qui s'installe au fil du temps sur les pales, peut-elle aussi amener une différence dans le comportement aérodynamique. Il est difficile à ce stade de se prononcer en ne disposant que de deux machines.

Pour conclure, la turbulence a une influence importante sur le comportement de la courbe de puissance : à basse vitesse, la courbe de puissance à basse turbulence est inférieure à la courbe de puissance à haute turbulence, c'est l'inverse qui se produit à partir de  $9 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Physiquement, cela s'explique par le fait que le niveau de turbulence dans l'écoulement influence les échanges de quantité de mouvement dans celui-ci. À basses vitesses, ces échanges ré-énergise la couche limite. À haute vitesse un haut niveau de turbulence entraîne trop de dissipation dans l'écoulement, diminuant ainsi les performances. Il est important de souligner que l'hiver est propice au bas niveau de turbulence créé par la couche de neige au sol et les conditions atmosphériques stables.

### 3.4.2 Quantification des effets de la densité : paramètre $\alpha^*$

L'une des hypothèses de la norme IEC est que la puissance varie linéairement en densité. Mathématiquement, cette relation s'exprime de la manière suivante :

$$P = \alpha \rho + P_{\rho=0} \quad (3.14)$$

où  $\alpha$  représente la pente et  $P_{\rho=0}$  est le décalage à l'origine. Pour bien comprendre ce que représente le paramètre  $\alpha$ , on définit la pente adimensionnelle  $\alpha^*$  comme suit :

$$\alpha^* = \alpha \frac{\rho_{ref}}{P_{ref}} \quad (3.15)$$

Cette pente est unitaire si  $P$  est proportionnel à  $\rho$ . Dans le but de mieux comprendre ce que représente ce paramètre, on l'exprime en fonction des puissances uniquement. On pose les trois définitions suivantes :

$$P_{Ref} = \alpha \rho_{ref} + P_{\rho=0} \quad (3.16a)$$

$$P_{\rho} = \alpha \rho + P_{\rho=0} \quad (3.16b)$$

$$P_{cor} = P_{ref} \cdot \frac{\rho}{\rho_{ref}} \quad (3.16c)$$



où  $P_{Ref}$  est la puissance de sortie obtenue en appliquant la norme IEC sans correction de densité, sur le groupe conditionnel correspondant à la densité de référence  $\rho_{Ref}$ .  $P_\rho$  est la puissance obtenue pour un groupe conditionnel à la densité  $\rho$ , selon la norme IEC, sans correction de densité. Et  $P_{cor}$  est la puissance théorique à la densité  $\rho$ , obtenue en appliquant la correction de densité définie par la norme IEC à  $P_{Ref}$ . La pente  $\alpha$  s'écrit alors en fonction de 3.16a et 3.16b :

$$\alpha = \frac{P_\rho - P_{Ref}}{\rho - \rho_{ref}} \quad (3.17)$$

En remplaçant  $\alpha$  dans l'équation 3.15 par l'expression ci-dessus et en utilisant 3.16c, on obtient alors l'expression suivante :

$$\alpha^* = \frac{(P_\rho - P_{cor}) + (P_{cor} - P_{Ref})}{P_{cor} - P_{Ref}} \quad (3.18)$$

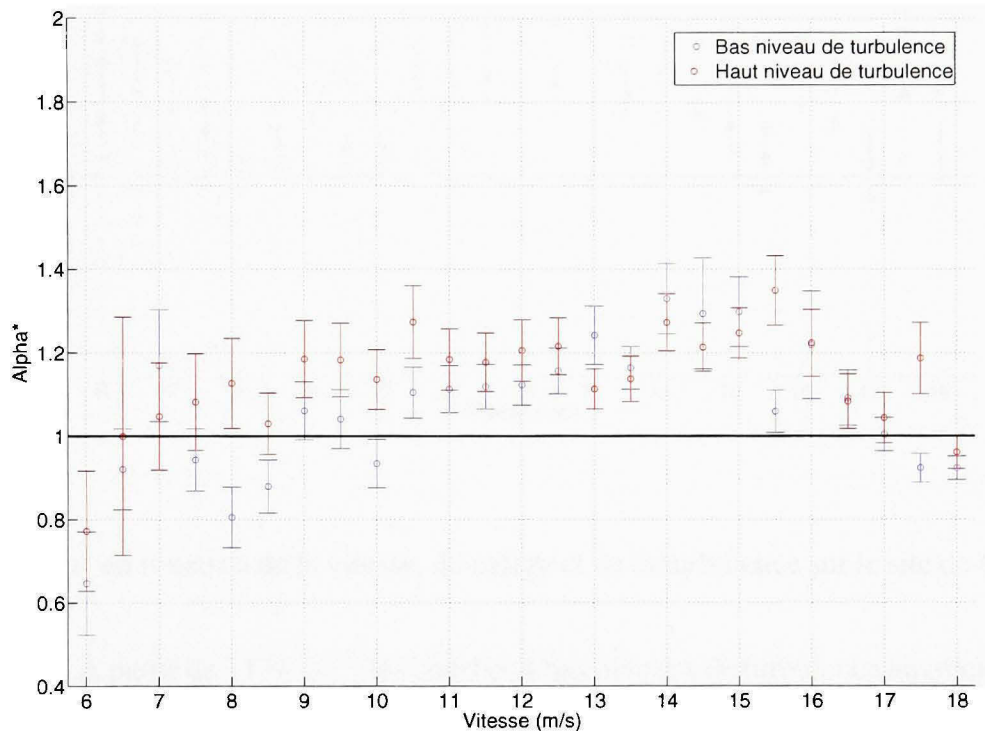
où  $(P_\rho - P_{Ref})$  représente l'augmentation réelle de la puissance et  $(P_{cor} - P_{Ref})$  représente l'augmentation de puissance associée à la variation linéaire en densité.  $(P_\rho - P_{cor})$  est donc l'augmentation de puissance imputable aux effets du nombre de Reynolds.  $(\alpha^* - 1)$  représente alors le pourcentage d'augmentation dû aux effets du nombre de Reynolds relativement à l'augmentation associée à la variation linéaire de densité.

L'incertitude sur le calcul de  $\alpha^*$  est estimée selon la méthode des dérivées partielles (équation : 3.19). L'écart type sur les facteurs de la régression  $\alpha$  et  $P_{\rho=0}$  est obtenue par un calcul d'incertitude classique sur les points de la régression, pondérée d'une fonction de poids.

$$\Delta\alpha^* = \left| \frac{P_{\rho=0}\rho_{Ref}}{(\alpha\rho_{Ref} + P_{\rho=0})^2} \right| \Delta\alpha + \left| \frac{-\alpha\rho_{Ref}}{(\alpha\rho_{Ref} + P_{\rho=0})^2} \right| \Delta P_{\rho=0} \quad (3.19)$$

On procède à l'analyse paramétrique en bloquant plusieurs paramètres, comme précédemment. Tout d'abord, l'angle de calage est fixé à  $-5.1^\circ$  pour Matane et à  $-3.8^\circ$  pour Cap-Chat. Puis on forme des groupes conditionnels basés sur des intervalles de vitesse de  $0.5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . On partage les données en deux niveaux de turbulences qui sont définis selon les mêmes cri-

tères que précédemment. Dans chaque groupe conditionnel, on utilise, pour déterminer  $\alpha^*$ , la méthode de régression itérative des moindres carrés ordinaires, pondérés par une fonction de poids, décrits par DuMouchel & O'Brien [17]. On utilise le maximum de données répondant aux critères ce qui fait plus de 20 000 données pour Matane et plus de 30 000 données pour Cap-Chat.



**Figure 3.9**  $\alpha^*$  en fonction de la vitesse et de la turbulence sur le site de Matane.

Les figures 3.9 et 3.10 présentent les valeurs de  $\alpha^*$  pour une plage de vitesse comprise entre  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et  $18 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et les deux niveaux de turbulence. Le pourcentage d'augmentation sur le site de Matane, est en moyenne de 17% pour un haut niveau de turbulence et de 7% pour un bas niveau. Sur le site de Cap-Chat, le pourcentage d'augmentation, dû au nombre de Reynolds, est en moyenne de 21% pour un haut niveau et de 39% pour un bas niveau de turbulence. Encore une fois, les amplitudes sont plus importantes à Cap-Chat qu'à Matane. À partir de  $17 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , on a moins de 30 données par groupe conditionnel pour calculer la courbe

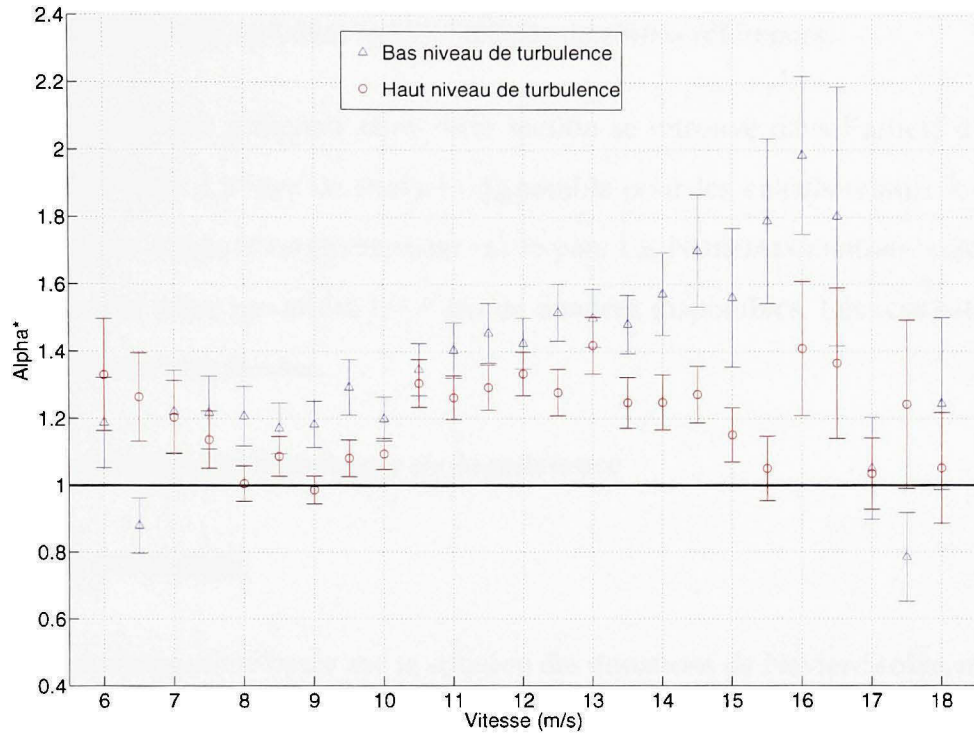


Figure 3.10  $\alpha^*$  en fonction de la vitesse, du calage et de la turbulence sur le site de Cap-Chat.

de régression. À partir de  $11 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , les courbes à bas niveaux de turbulence augmentent alors que c'est l'inverse pour un haut niveau de turbulence. Toutefois, le coefficient  $\alpha^*$  est relativement instable en fonction du niveau de turbulence ou de la plage de données sélectionnées. Il est très sensible aux valeurs aberrantes.

### 3.4.3 Conclusion

Deux paramètres influençant la courbe de puissance ont été mis en évidence. Cependant, malgré le nombre élevé de données, les résultats sont assez dispersés. Deux raisons peuvent expliquer cette dispersion dans les résultats de  $RI$  et surtout de  $\alpha^*$ . Tout d'abord, le choix d'utiliser les données des sites de références était justifié les premières années d'études (2000-2001). Cependant, l'instrumentation de ces sites n'a pas été entretenue après 2001, entraînant une détérioration probable de la qualité des mesures. Ensuite, des paramètres, propres au site

de référence, mais qui ne sont pas mesurés dans cette étude, peuvent créer des interférences, comme le cisaillement ou certaines spécificités des machines références.

L'ensemble des résultats présentés dans cette section se retrouve dans l'article de Leclerc, Masson et Dabin [39]. La base de données disponible pour les calculs relatifs à cet article est de l'ordre d'une année d'enregistrement sur le parc LE NORDAIS contrairement aux calculs faits dans cette thèse qui utilise les 4 ans de données disponibles. Les résultats amènent toutefois aux mêmes conclusions.

### **3.5 Étude paramétrique numérique de la puissance**

#### **3.5.1 Modèle numérique**

La simulation numérique est basée sur la solution des équations de Navier-Stokes moyennées dans le temps, stationnaire, incompressible. Le modèle du disque actuateur est utilisé pour modéliser la turbine comme une distribution de forces externes. Le modèle de turbulence choisit pour fermer les équations est le modèle  $k - \epsilon$ . Les équations de turbulences et de l'écoulement incident correspondent à celles d'une couche limite atmosphérique neutre. La solution numérique est obtenue en utilisant une implémentation axisymétrique du modèle et à l'aide du logiciel FLUENT. Ce modèle a été présenté par Ammara et coll. [4] et Leclerc et coll. [35], et a été couplé au logiciel FLUENT par Alinot et coll.[3]. La nouveauté apportée à ce modèle est que les coefficients de portances et de traînées  $C_l$ ,  $C_d$ , sont calculés en fonction de l'angle d'attaque  $\alpha$  et du nombre de Reynolds  $R_e$ . Cette étude ayant donnée lieu à un article de Dabin et Masson [13] joint à l'annexe VIII que le lecteur pourra consulter pour plus de détails.

##### **3.5.1.1 Banque de données des coefficients de portance et traînée**

La plage couverte par  $\alpha$ , l'angle de calage et  $R_e$  dans le calcul des  $C_l$ ,  $C_d$ , est basé sur la connaissance du fonctionnement d'une éolienne et l'étude des mesures expérimentales, soit de  $-12$  à  $75$  degrés pour  $\alpha$  et de  $2.10^5$  à  $9.10^6$  pour  $R_e$ . Il est certain que des résultats ex-



périmentaux couvrant complètement la plage d'opération des différents profils d'une pale ne sont pas disponibles. C'est pourquoi la base de la banque de données des performances aérodynamiques de différent profil composant la pale de la NEG MICON , a été obtenue à l'aide du logiciel commercial DESIGN FOIL [1], qui est basé sur une méthode de couplage visqueux/non-visqueux. Les coefficients de portance et traînés sur la plage couvrant de  $-12$  à  $20$  degrés sont donc calculés avec ce logiciel, pour tous les nombres de Reynolds.

Pour la plage de  $\alpha$ , comprise entre  $30$  et  $75$  degrés, où la dépendance en Reynolds est beaucoup moins forte, on utilise donc les résultats mesurés sur une plaque plane.

Il reste la plage de  $\alpha$ , comprise entre  $20$  et  $30$  degrés, pour lesquels aucune des deux méthodes présentées précédemment n'est utilisable. On utilise alors une interpolation des coefficients de portance et traînés de profils NACA 00XX pour compléter la base de données. Ceci est résumé au tableau 3.6. Cette base de données permet de calculer plus précisément les forces externes puisqu'elles sont obtenues à partir des coefficients fonction de l'angle d'attaque et du  $R_e$  calculé localement sur la pale.

Tableau 3.6

Détermination des coefficients aérodynamiques

Angle d'attaque $\alpha$	$-12$ à $20$ degrés	$20$ et $30$ degrés	$30$ à $75$ degrés
Sources	<i>Design Foil</i>	Interpolation (profils NACA 00XX)	Plaque plane

### 3.5.2 Résultats numériques

On recalcule les paramètres  $\alpha^*$  et  $RI$  présentés précédemment. Les calculs sont fait pour deux niveaux d'intensité de la turbulence ( $I=22\%$ ,  $I=10\%$ ) et trois densités ( $1.225$ ,  $1.1649$  et  $1.5161 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ) qui correspondent à trois températures ( $15$ ,  $30$  et  $-40$  degrés Celsius). Une simulation est faite pour chaque vitesse entre  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et  $16 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , pour les six groupes

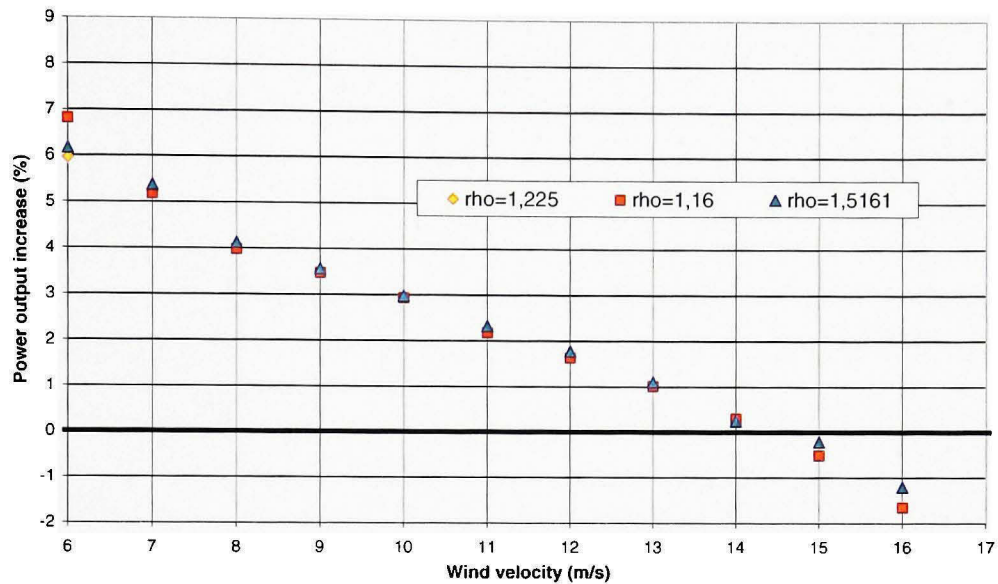
de conditions. Le modèle n'est plus valide au-delà du décrochage c'est pourquoi la limite supérieure en vitesse est de  $16 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Expérimentalement, en dessous de  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  on enregistre un phénomène d'hystérésis au démarrage dû au contrôle de la machine. On choisit donc la même limite inférieure numériquement.

### 3.5.2.1 Paramètre $RI$

Le comportement de la puissance en fonction de l'intensité de turbulence est similaire dans la tendance. En effet il y a un accroissement de la puissance avec l'intensité de la turbulence à basse vitesse et une diminution à haute vitesse (figure 3.11). Cependant, le taux d'accroissement est beaucoup moins important pour les résultats numériques. De plus, le comportement numérique est linéaire alors qu'expérimentalement, le comportement observé est quadratique. L'étude numérique a été faite pour seulement deux niveaux d'intensité de la turbulence. Or rappelons que dans l'étude expérimentale, on considérait deux groupes conditionnels pour l'intensité de la turbulence, un groupe pour lequel l'intensité de la turbulence était supérieure à la turbulence moyenne du site et l'autre pour lequel l'intensité de la turbulence était inférieure à cette moyenne. Puis chaque groupe était trié par vitesse créant des sous-groupes fonction du niveau d'intensité de la turbulence et de la vitesse. Pour calculer le  $RI$  expérimental la valeur de la puissance est une valeur moyennée pour chaque sous-groupe. Numériquement, le fait de n'avoir qu'une valeur d'intensité de la turbulence dans chaque groupe conditionnel d'intensité de la turbulence, expliquerait l'écart observé.

### 3.5.2.2 Paramètre $\alpha^*$

Le tableau 3.7 présente les résultats pour  $\alpha^*$ . L'influence de la densité est encore une fois très nette. Cependant, les taux de variations calculés numériquement sont bien inférieurs à ceux calculés expérimentalement.



**Figure 3.11 Valeur de  $RI$ .**

Tableau 3.7

Valeurs numérique de  $\alpha^*$  pour deux niveaux de turbulence.

Niveau de turbulence de 10%											
Vitesse (m/s)	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$\alpha^*$	1,13	1,13	1,15	1,16	1,16	1,17	1,18	1,19	1,15	1,11	1,17
Niveau de turbulence de 22%											
Vitesse	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$\alpha^*$	1,11	1,14	1,15	1,16	1,16	1,17	1,18	1,19	1,15	1,12	1,19

### 3.5.3 Conclusion

Les simulations numériques montrent un comportement similaire à ceux calculés expérimentalement avec des variations moins grandes et un comportement plus stable. Le niveau de

turbulence n'influence pas les résultats. Cependant même si on retrouve les tendances expérimentales, il est clair que le modèle est incomplet, particulièrement dans la zone de décrochage.



## CHAPITRE 4

### MODELE DE PRÉDICTION DE LA PUISSANCE DE SORTIE

Ce chapitre présente le modèle prédictif, ses composantes et les validations de ce modèle. Tout d'abord, le modèle est décrit. Ensuite chaque partie composant le modèle est détaillée : en premier, la fonction de transfert est calculé, en second la base de donnée des courbes de puissance est établie, et finalement en troisième, les paramètres  $RI$  et  $\alpha^*$  sont recalculés à partir des données des turbines. En dernier, les validations du modèle à l'aide de différents critères sont exposées. Ce chapitre reprend en partie l'étude paramétrique du chapitre précédent, additionné des données des turbines.

#### 4.1 Modèle

La formulation du modèle prédictif proposé est présentée à l'équation 4.1. Cette formulation est universelle bien que les résultats pour chaque fonction soient liés aux caractéristiques du parc Le Nordais. De plus, bien que les fonctions  $f_{RI}(IT_i)$  et  $f_{\alpha^*}(\rho_i)$  ne soient pas totalement indépendantes, les résultats numériques démontrent que cette dépendance est faible. L'interaction entre le nombre de Reynolds et la turbulence ne sera donc pas prise en compte.

$$P_i(V_i, IT_i, \rho_i, \beta_i) = f_{calage}(V_i, \beta, \rho_i) \cdot f_{RI}(IT_i) \cdot f_{\alpha^*}(\rho_i) \quad (4.1)$$

##### 4.1.1 Fonction de base

$f_{calage}$  est la fonction qui fait correspondre la vitesse en champ libre à une puissance via la courbe de puissance *mesurée en condition standard* pour le calage  $\beta$ , selon la méthode IEC. Une courbe de puissance "*mesurée en condition standard*" est une courbe de puissance établie avec des données appartenant à un intervalle encadrant les conditions standard de température et pression. Pratiquement, on crée un groupe conditionnel répondant à un critère sur la densité.

Cette dernière doit être supérieure à  $1.225 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ . Les effets à basse température ne sont ainsi pas inclus dans les courbes.

La fonction  $f_{\text{calage}}$  supposerait, que l'on ait une courbe de puissance mesuré en condition standard pour chaque calage. Mais ceci est impossible pour deux raisons. Premièrement on ne dispose pas de tous les calages nécessaires au site référence, ni sur le reste du parc. Deuxièmement, la mesure en condition standard, restreint le nombre de données et limite donc encore plus le nombre de courbes de puissance pour différents calages. L'hypothèse que la puissance varie linéairement en fonction du calage pour toutes les plages de vitesses étant vérifiée (section 4.2.5), un nombre restreint de courbes est suffisant. Cette base de courbe de puissance est construite à l'aide des données des tours références et complétée grâce aux données des turbines.

#### 4.1.2 Fonctions de correction

$f_{RI}(IT_i)$  est la fonction qui corrige la puissance pour les effets de la turbulence. Le paramètre  $RI$  est l'augmentation relative de puissance entre un haut niveau de turbulence et un bas niveau de turbulence. Les courbes de puissance sont donc établies pour un haut niveau de turbulence. Et seules, les puissances prédites pour une vitesse de bas niveau de turbulence sont corrigées.  $f_{\alpha^*}$  est la fonction qui corrige la puissance pour les effets du Reynolds en fonction du niveau de turbulence.

#### 4.1.3 Organigramme

À chaque enregistrement moyenné de 10 minutes, le modèle fait correspondre une puissance à un ensemble de données d'entrée (Vitesse, Calage, Densité, Turbulence). On résume le fonctionnement de ce modèle en cinq grandes étapes :

- a. On calcule la vitesse en champ libre en appliquant à la vitesse à la nacelle sa fonction de transfert.

- b. On obtient la puissance pour cette vitesse et le calage à l'aide de la base de courbe de puissance.
- c. On fait la correction linéaire en densité.
- d. On corrige la puissance pour les effets liés à la turbulence par le biais du facteur  $RI$  en fonction du niveau de turbulence (bas ou haut).
- e. On corrige pour les effets du Reynolds par le biais du facteur  $\alpha^*$  en fonction de la densité et du niveau de turbulence.

## 4.2 Calcul de la fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle

### 4.2.1 Introduction

L'écoulement vu par l'anémomètre placé sur la nacelle n'est pas représentatif de l'écoulement libre vu par l'éolienne, car ce dernier est perturbé par sa rencontre avec les pales en rotation ou à l'arrêt, la structure de la nacelle et le flux de chaleur dégagé par le radiateur de la nacelle. On cherche donc à établir la fonction de transfert entre la vitesse mesurée à la nacelle et la vitesse en champ libre mesurée à la tour anémométrique, corrigée par les données de calibration du site. On fait cette étude pour chaque site de référence. Le résultat est indépendant du site étudié puisque la calibration de site permet normalement de s'affranchir des effets de terrains. En outre, les deux sites de référence, comme tout le parc, sont équipés des mêmes machines et la configuration des instruments sur ces machines est exactement la même, comme pour tout le parc. Le seul paramètre variant dans la configuration des éoliennes références est l'angle de calage. Cependant, on montrera que ce dernier n'a pas d'influence significative sur les résultats (section 4.2.5). Les formules de correction établies dans cette section sont donc utilisées sans limitation dans les prochains calculs, pour chacune des éoliennes du parc.

## 4.2.2 Description des conditions de mesures

### 4.2.2.1 Critères de sélection des données et configuration

La plage de vitesse en champ libre retenue est comprise entre 4 et 25  $m.s^{-1}$  pour les vitesses à l'anémomètre. On choisit la limite inférieure à 4  $m.s^{-1}$  pour s'affranchir des effets reliés au démarrage de l'éolienne, des anémomètres et des problèmes d'enregistrements, à basses vitesses, des directions par la girouette. De plus, on s'assure de ne conserver que les enregistrements où la vitesse de l'éolienne est supérieure à celle de la tour anémométrique pour éliminer le gel sur l'anémomètre de la nacelle bien que si ce dernier est gelé celui de la tour doit l'être aussi puisqu'il n'est pas chauffant. Les données enregistrées par l'anémomètre de la tour ont déjà été filtrées. En outre, on propose en plus des deux configurations déjà recensées, un troisième cas de figure : l'éolienne est en fonctionnement sous sillage.

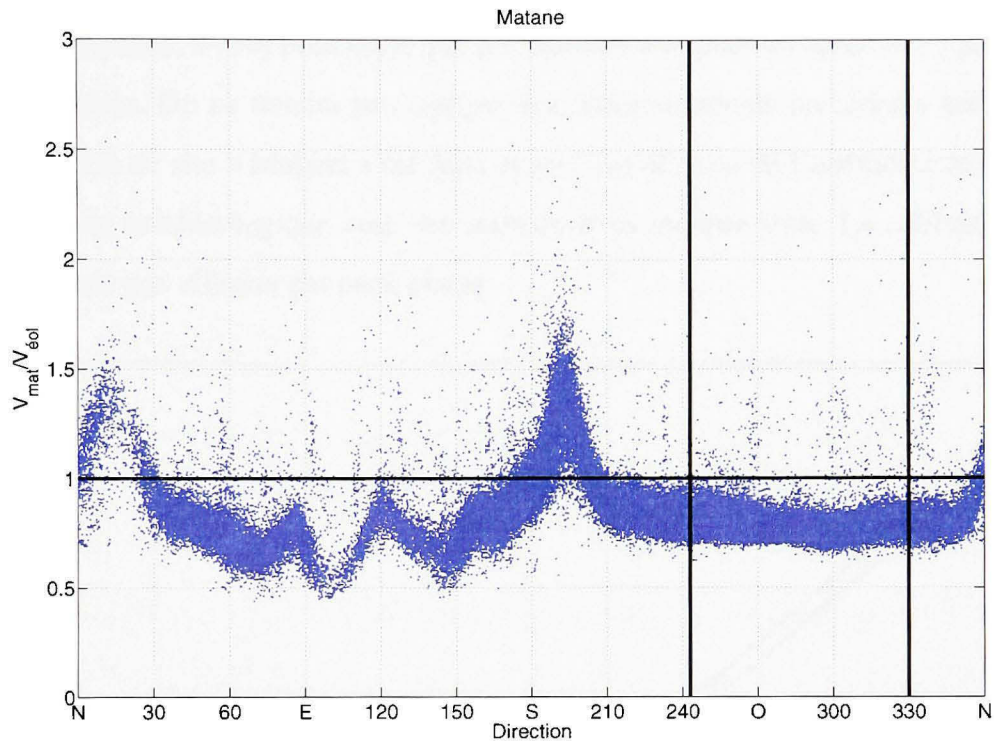
### 4.2.2.2 Site de Matane

Le secteur de validité des données de vitesse à l'éolienne et à la tour est compris entre le 243 et le 330 degrés girouette et le secteur de mesure pour la calibration de site est compris entre le 205 et le 305 degrés girouette. L'éolienne de référence # 6 a changé plusieurs fois de calage, ces changements sont répertoriés au tableau I.3, présenté en annexe. De plus, l'anémomètre de la tour référence a été changé le 29 janvier 2001. L'anémomètre de l'éolienne a été changé deux fois : le 17 octobre 2000 et le 17 septembre 2002. On corrige les données de la tour anémométrique selon les recommandations de la calibration de site. On travaille pour cette étude avec les données de vitesse à la nacelle et à la tour, enregistrées à la tour météorologique. Les trois configurations considérées sont :

**L'éolienne fonctionne en champ libre :** le secteur pour cette étude est compris entre le 243 et le 305 degrés girouettes. L'éolienne est sur le réseau électrique ce qui signifie que le critère de disponibilité est à 1. On vérifie les secteurs sous sillage en traçant le rapport de vitesse entre la nacelle et le mat. Le résultat est présenté à la figure 4.1. On voit très clairement apparaître le sillage de la turbine au nord et au sud de la #6 sur l'anémomètre



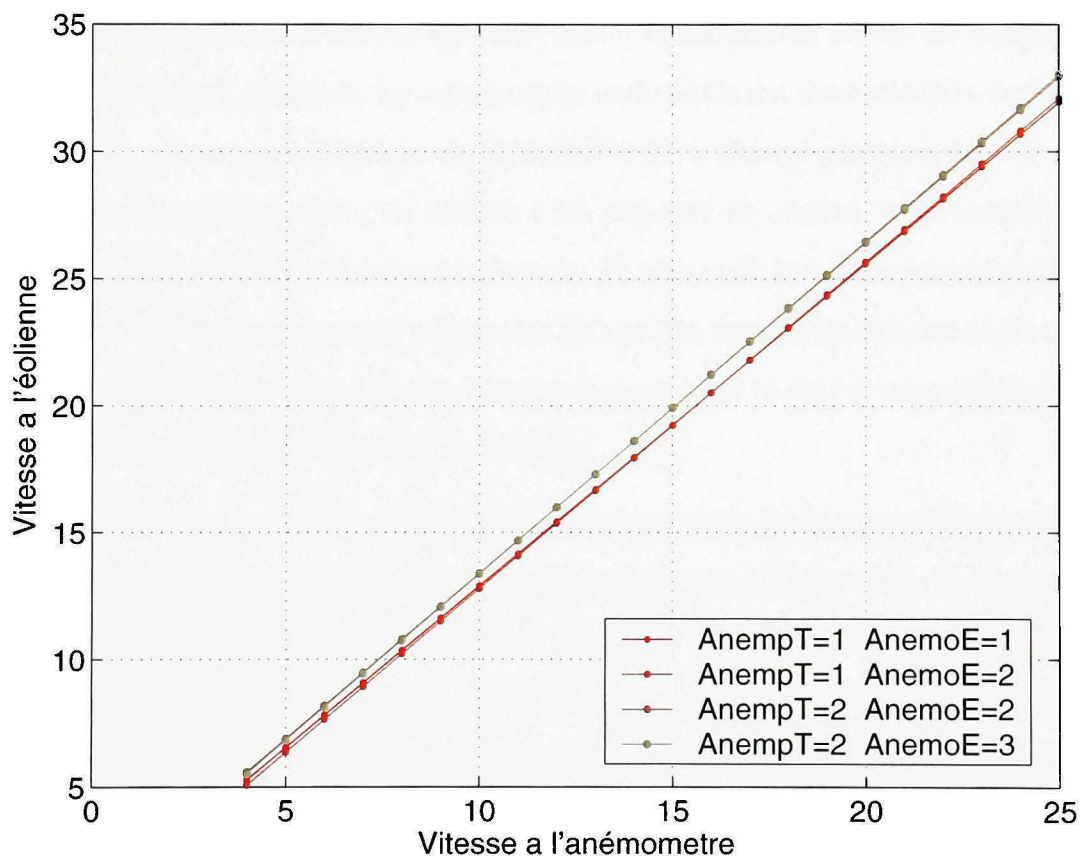
de la nacelle. On voit aussi, l'effet du sillage sur la vitesse au mat pour l direction du 50. La vitesse au mat est de l'ordre de 80% de la vitesse à la nacelle pour les directions non perturbées..



**Figure 4.1** *Directivité du rapport de vitesse à Matane.*

Il apparaît lors de l'étude que le changement d'anémomètre à la tour anémométrique a une influence importante sur les facteurs de régressions. Ceci ne devrait pas arriver, puisque tous les anémomètres utilisés sont normalement calibrés. La preuve en est que les changements d'anémomètre à l'éolienne sont transparents sur les calculs de régression. Ces résultats sont présentés à la figure 4.2. On trace les régressions, pour une plage de vitesse comprise entre 4 et  $25 \text{ m.s}^{-1}$ , pour chaque couple d'anémomètres sans tenir compte du calage. *AnempT* désigne l'exemplaire de l'anémomètre à la tour référence et *AnemoE* désigne l'exemplaire de l'anémomètre à l'éolienne. On voit clairement apparaître deux niveaux : avant et après le changement d'anémomètre à la tour. C'est norma-

lement le même type d'anémomètre qui a été installé et les facteurs de calibration sont connus. Il s'agit sans doute d'une erreur de manipulation lors de l'installation d'un des deux anémomètres ou encore de la programmation du système d'acquisition. En février 2001 une campagne de test a été menée sur le parc. À cette occasion les anémomètres ont été vérifiés, on suppose donc que les données enregistrées après le 29 janvier 2001 sont bonnes. On ne tiendra pas compte des enregistrements précédents cette date. La calibration de site à Matane a été faite avant l'installation de l'anémomètre permanent sur le mat météorologique avec des anémomètres indépendants. La calibration de site n'est donc pas affectée par cette erreur.



**Figure 4.2** *Corrélation avant et après le changement d'anémomètre au mat de Matane.*

**L'éolienne est arrêtée :** le secteur pour cette étude est compris entre le 243 et le 305 degrés girouettes. L'éolienne est hors réseau électrique ce qui met le critère de disponibilité à

0. On ne respecte pas les conditions standards pour la position des pales et du rotor soit les pales arrêtées en “Y” aussi appelé “oreilles de lapin”.

**L'éolienne fonctionne sous sillage :** le secteur pour cette étude est compris entre le 205 et le 243 degrés girouettes. C'est le seul secteur qui est sous sillage et pour lequel la calibration de site est faite. L'éolienne est sur le réseau électrique ce qui met le critère de disponibilité à 1.

#### 4.2.2.3 Site de Cap-Chat

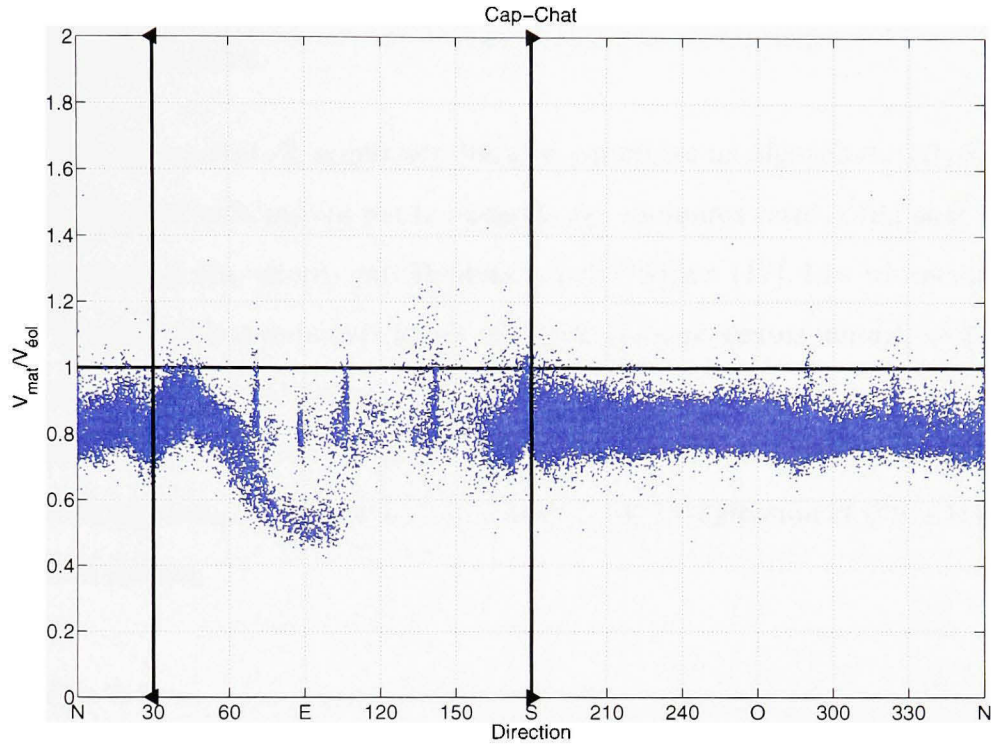
Le secteur de validité des données de vitesse à l'éolienne et à la tour est compris entre le 180 et le 30 degrés girouettes et le secteur de mesure pour la calibration de site est compris entre le 180 et le 300 degrés girouette. Le secteur pour cette étude est donc compris entre le 180 et le 300 degrés girouette. L'éolienne de référence # 67 a changé plusieurs fois de calage, ces changements sont répertoriés au tableau I.10, présenté en annexe. L'anémomètre a été changé le 23 octobre 2000. On corrige les données de vitesse de la tour anémométrique selon les données les recommandations de calibration de site. On travaille pour cette étude avec les données de vitesse enregistrées à la tour météorologique pour la tour et pour l'éolienne. Les trois configurations envisagées sont les suivantes :

**L'éolienne fonctionne en champ libre :** le secteur pour cette étude est compris entre le 180 et le 300 degrés girouettes. Le critère de disponibilité est à 1. On vérifie le secteur valide en traçant le rapport des vitesses entre la nacelle et le mat. Le résultat est présenté à la figure 4.3. On voit apparaître l'influence du sillage des turbines plein Est de la #67 sur l'anémomètre de la nacelle et du mat météorologique. La vitesse au mat est de l'ordre de 80% de la vitesse à la nacelle pour les directions non perturbées.

**L'éolienne est arrêtée :** le secteur pour cette étude est compris entre le 180 et le 300 degrés girouettes. Le critère de disponibilité est à 0. On ne respecte pas les conditions standards pour la position des pales et du rotor.

**L'éolienne fonctionne sous sillage :** Il n'y a pas de secteur sous sillage dans la calibration de site.





**Figure 4.3** *Directivité du rapport de vitesse à Cap-Chat.*

### 4.2.3 Méthodologie de calcul des régressions

On cherche la relation liant la vitesse enregistrée à la nacelle ( $Y_{NAWS}$ ) à la vitesse en champ libre ( $X_{FSAWS}$ ) de manière à prédire les valeurs en champ libre des vitesses à la nacelle :

$$Y_{NAWS} = f(X_{FSAWS}) \quad (4.2)$$

Il apparaît clairement, au vu du coefficient de corrélation entre les deux séries de variables pour les trois configurations, qu'elles sont liées linéairement (coefficient de corrélation linéaire de Pearson supérieure à 0.995). Toutefois, pour des vitesses supérieures à  $20 \text{ m.s}^{-1}$ , les résidus calculés avec une régression linéaire augmentent. Et quand le nombre de données est suffisant, il apparaît qu'un polynôme d'ordre deux donne de meilleurs coefficients de détermination et suit mieux visuellement les données à haute vitesse. On prend donc un ordre



un pour l'ensemble des régressions et lorsque le nombre de données est suffisant, on présente les régressions d'ordre deux.

Pour l'ensemble des calculs de régression linéaire, on utilise un algorithme itératif basé sur la méthode de régression itératives par la méthode des moindres carrés ordinaires, pondérés par une fonction de poids, décrits par DuMouchel & O'Brien [17]. Les résidus normalisés calculés par la méthode des moindres carrés ordinaires sans processus itératif, sont distribués selon une loi normale réduite (c'est-à-dire de moyenne 0 et d'écart-type 1) sauf quelques points ; la méthode itérative présente donc l'avantage d'éliminer ces points aberrants. De plus, la régression est bijective. Si on note  $a_i$  les paramètres de la régression et  $\hat{y}$  et  $x$  les variables de la régression tels que

$$\hat{y} = xa_1 + a_0 \quad (4.3)$$

l'erreur type sur  $a_1$  et sur  $a_0$  est donnée par :

$$E_{a_1} = \sqrt{\text{var}(a_1)} = \frac{S_y \sqrt{1 - r^2}}{S_x \sqrt{n - 2}} \quad (4.4)$$

$$E_{a_0} = \sqrt{\text{var}(a_0)} = \frac{S_y \sqrt{(1 - r^2) \sum x_i^2}}{S_x \sqrt{n - 2}}$$

où  $S_x$  et  $S_y$  représente la variance de  $x$  et  $y$ ,  $n$  est le nombre de variables de l'ensemble de données et  $r^2$  est le coefficient de détermination entre  $x$  et  $y$ . On définit l'équation de régression quadratique par l'équation suivante :

$$\hat{y} = x^2 a_2 + xa_1 + a_0 \quad (4.5)$$

#### 4.2.4 Résultats

Étant affranchie des cas particuliers liés aux sites, on présente ici les résultats en fonction du calage et de la configuration. Pour information du lecteur, on rappelle que les angles de

calages de  $-3.3^\circ$  et  $-5.1^\circ$  sont reliés à la machine référence de Matane et l'angle de calage de  $-3.8^\circ$  est celui de la machine référence de Cap-Chat. On ne retient que les calages pour lesquels on a suffisamment de données.

#### 4.2.4.1 Cas 1 : l'éolienne en fonctionnement

On a trois configurations exploitables sur l'ensemble des deux machines de référence : un calage de  $-3.3^\circ$ ,  $-3.8^\circ$ ,  $-5.1^\circ$ . On présente à la figure 4.4, 4.5 et 4.6 les données brutes, ainsi que les deux régressions (linéaire et quadratique). Le nombre de données est respectivement, pour le calage de  $-3.3^\circ$ ,  $-3.8^\circ$ ,  $-5.1^\circ$ , de 2 430, 42 947, 31 673. Les coefficients des courbes de régression linéaires sont résumés au tableau 4.1. Les coefficients des courbes de régression quadratiques sont résumés au tableau 4.2.

Il semble que la régression quadratique représente mieux la liaison entre les deux vitesses, pour les deux derniers ensembles de données qui comprennent plus de hautes vitesses. D'ailleurs, l'anémomètre à la nacelle est chauffant, ce qui n'est pas le cas de l'anémomètre à la tour. Et l'anémomètre chauffant est reconnu pour enregistrer des survitesses à hautes vitesses par rapport à un non chauffant.

Tableau 4.1

Coefficients de régression linéaire pour la turbine en fonctionnement.

Calage	$a_1$	$a_0$	n	$E_{a_1}$	$E_{a_0}$	$r^2$
$-3.3^\circ$	0.740	0.11	2709	0.0019	0.02	0.988
$-3.8^\circ$	0.736	0.35	34172	0.0003	0.01	0.966
$-5.1^\circ$	0.760	-0.20	46796	0.0004	0.01	0.989

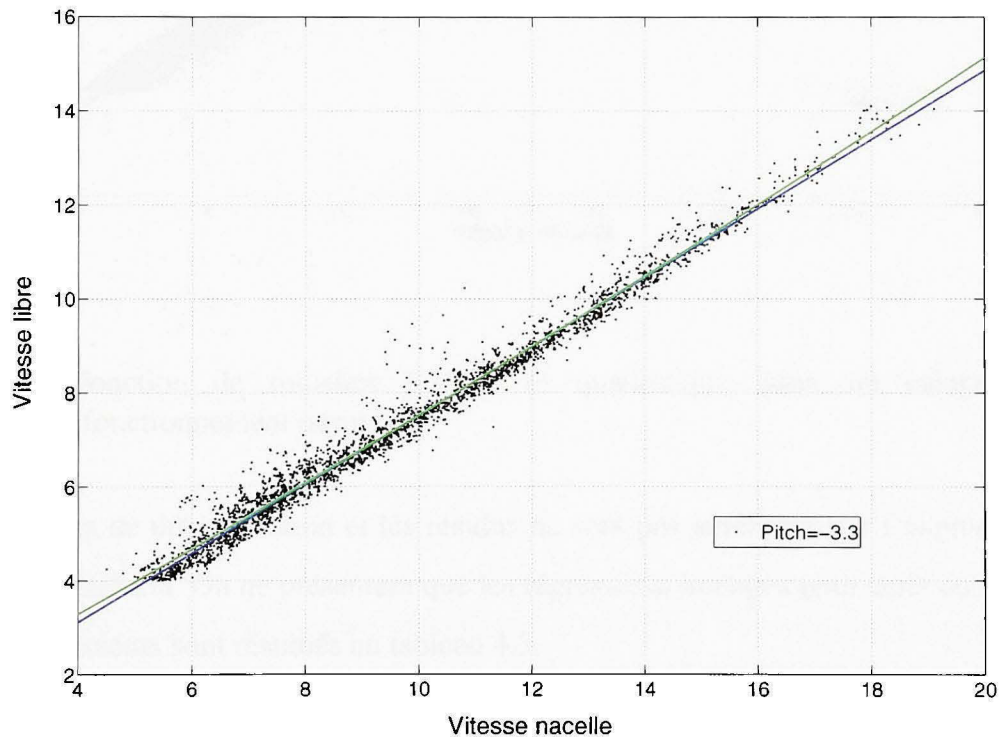
#### 4.2.4.2 Cas 2 : l'éolienne arrêtée

On a deux configurations exploitables sur l'ensemble des deux machines de référence : un calage de  $-3.8^\circ$ ,  $-5.1^\circ$ . On présente à la figure 4.7 les données brutes et la régression linéaire

Tableau 4.2

Coefficients de régression quadratique pour la turbine en fonctionnement.

Calage	$a_2$	$a_1$	$a_0$	$r^2$
-3.3°	0.0034	0.6581	0.61	0.979
-3.8°	0.0038	0.6446	0.85	0.987
-5.1°	0.0051	0.6351	0.50	0.992



**Figure 4.4** *Fonction de transfert pour un calage de -3.3 (fonctionnement normal).*

et quadratique. Le nombre de données est respectivement, pour le calage de -3.8° et -5.1, de 1567 et 1136 points par ensemble. On n'a pas assez de données pour le calage de -3.3°. Il est important de souligner que rien ne nous indique si les pales sont arrêtées en "oreilles de lapin". La régression quadratique pour ces ensembles de points n'apporte pas de précision,

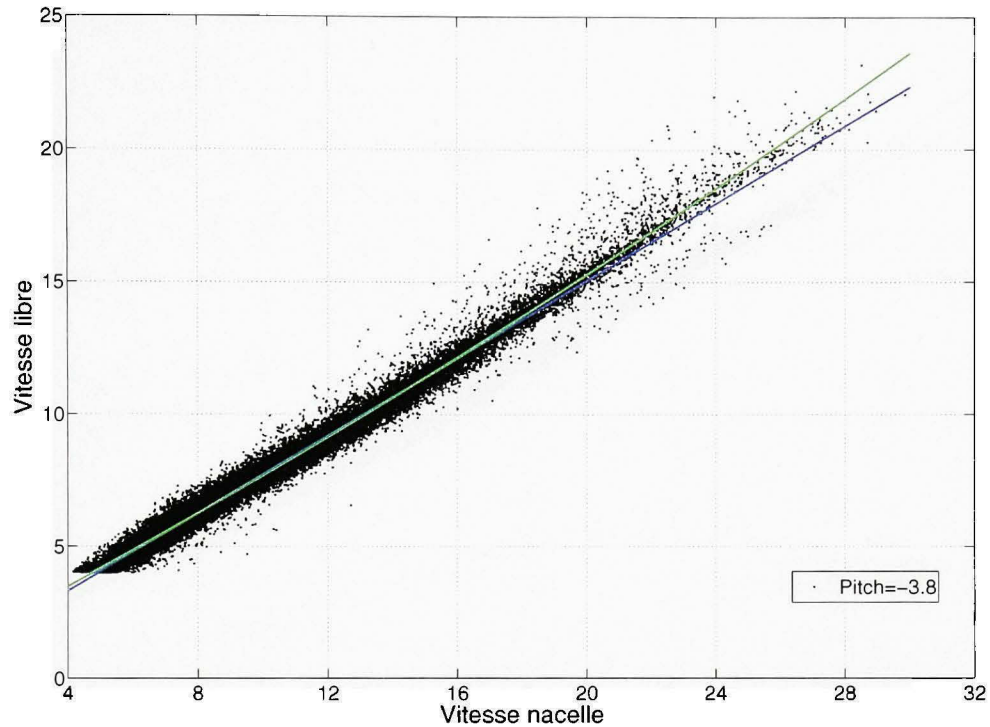


Figure 4.5 Fonction de transfert linéaire et quadratique, pour un calage de  $-3.8$  (fonctionnement normal).

les coefficients de détermination et les résidus ne sont pas améliorés par l'augmentation de l'ordre de régression. On ne présentera que les régressions linéaires pour cette configuration, dont les coefficients sont résumés au tableau 4.3.

Tableau 4.3

Coefficients de la régression linéaire pour la turbine arrêtée.

Calage	$a_1$	$a_0$	n	$E_{a_1}$	$E_{a_0}$	$r^2$
$-3.8^\circ$	0.7724	0.21	1567	0.0017	0.03	0.958
$-5.1^\circ$	0.7912	-0.30	1136	0.0028	0.03	0.992



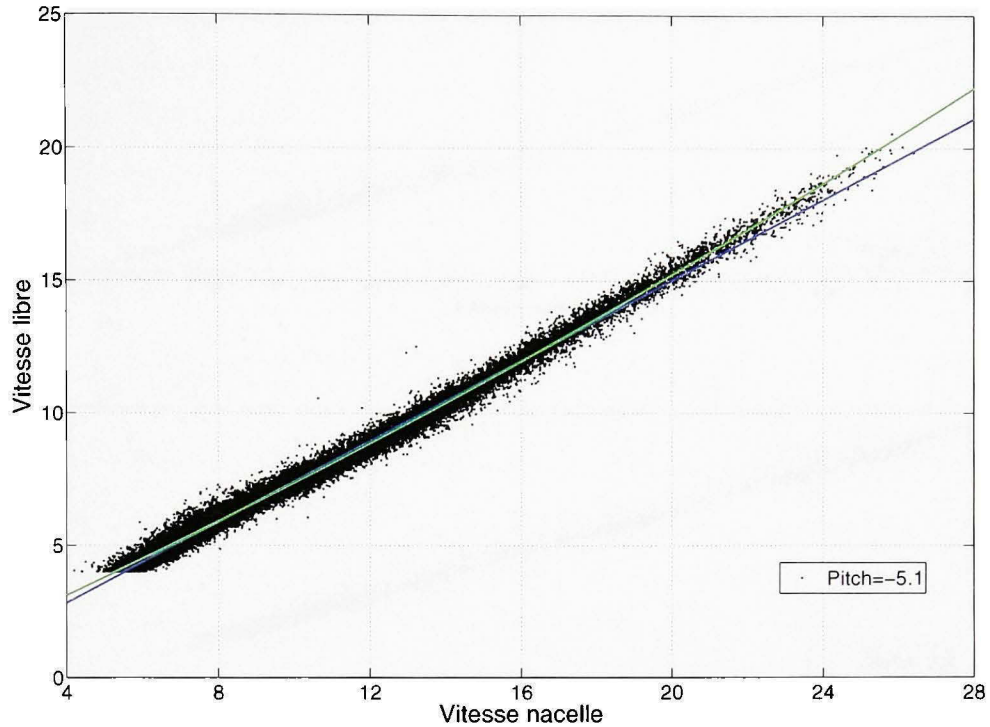
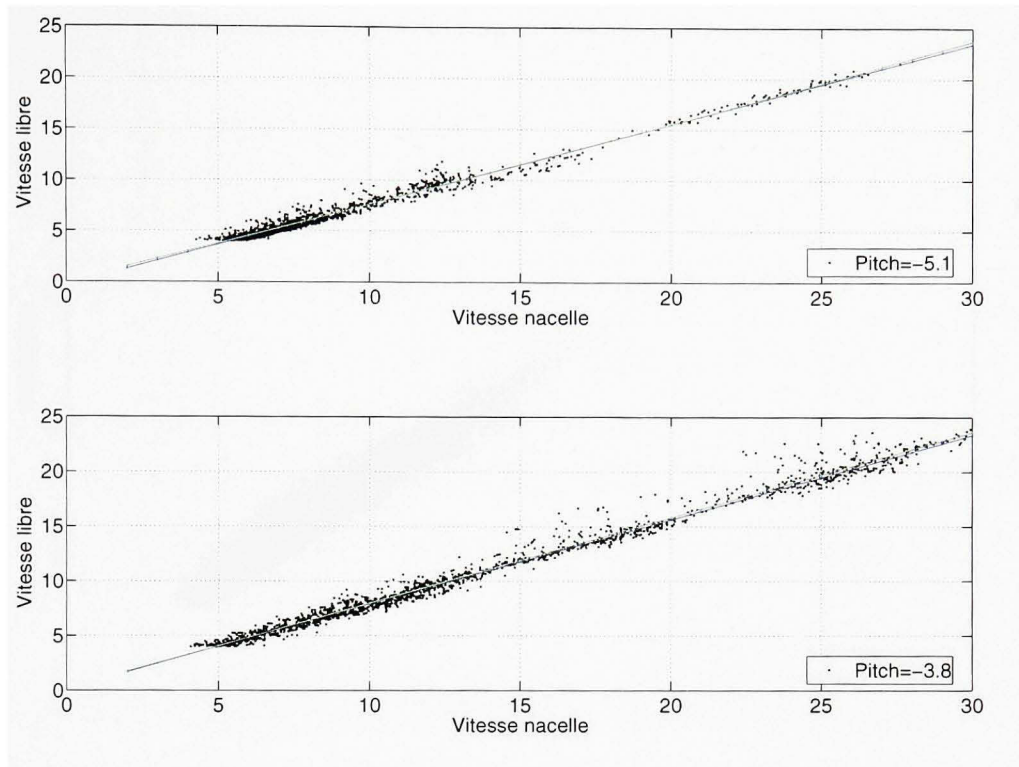


Figure 4.6 Fonction de transfert linéaire et quadratique, pour un calage de  $-5.1$  (fonctionnement normal).

#### 4.2.4.3 Cas 3 : l'éolienne sous sillage

Une seule configuration est exploitable sur l'ensemble des deux machines références. On présente à la figure 4.8 les données brutes et la courbe de régression. Les coefficients de la régression sont de 0.747 pour la pente et  $0.53 \text{ m.s}^{-1}$  pour le décalage, calculé sur un total de 11838 données, pour un coefficient de détermination de 0.952. Les erreurs types  $E_{a_1}$  et  $E_{a_0}$  sont de 0.0158 et  $0.01 \text{ m.s}^{-1}$ . Encore une fois la régression quadratique n'améliore pas les résultats, de plus on manque de données pour les hautes vitesses pour déterminer les facteurs.

Les résultats de cette régression sont à considérer avec prudence. Le secteur sous sillage est petit et désaxé par rapport à la machine. De plus, il est impossible de quantifier le pourcentage de sillage qui affecte le fonctionnement de la machine et de l'anémomètre. Cependant, il faut

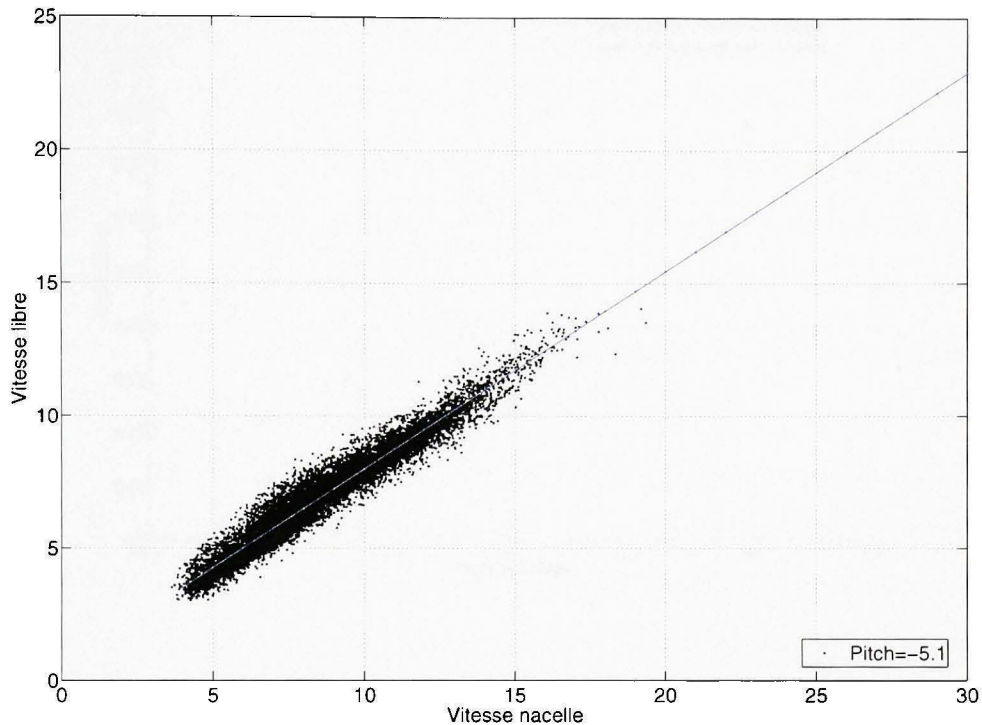


**Figure 4.7** *Fonction de transfert pour un calage de -3.3 et -5.1 (turbine arrêtée).*

retenir de cette étude que l'anémomètre sous sillage enregistre une mesure différente de celle faite en fonctionnement normal.

#### 4.2.5 Analyse de l'influence de l'angle de calage

On étudie les données pour le fonctionnement normal. On divise les données de Matane en deux sous ensembles : avant et après le changement d'anémomètre à la tour. On considère la période précédant le changement d'un point de vue relatif sachant que ces données sont probablement entachées d'une erreur. Mais on veut simplement les comparer entre elles. Dans un premier temps, on ne considère que le cas des régressions linéaires. Les résultats sont présentés aux figures 4.9 et 4.10. Il est clair que l'angle de calage n'influence pas le coefficient de pente ni le coefficient de décalage à l'origine. Dans un deuxième temps, on considère le cas



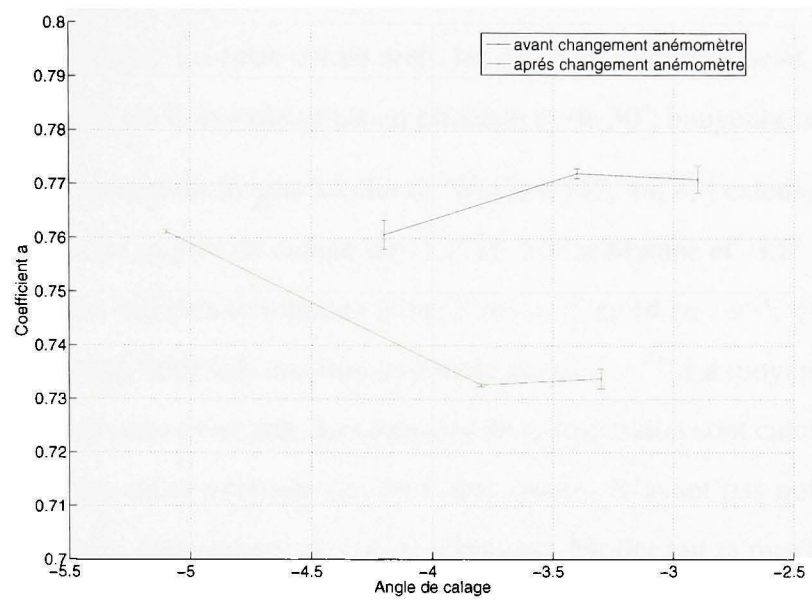
**Figure 4.8** *Fonction de transfert de la turbine sous sillage.*

des régressions quadratiques. Au vu des incertitudes sur les mesures, les conclusions sont les mêmes que pour les coefficients de régression linéaire.

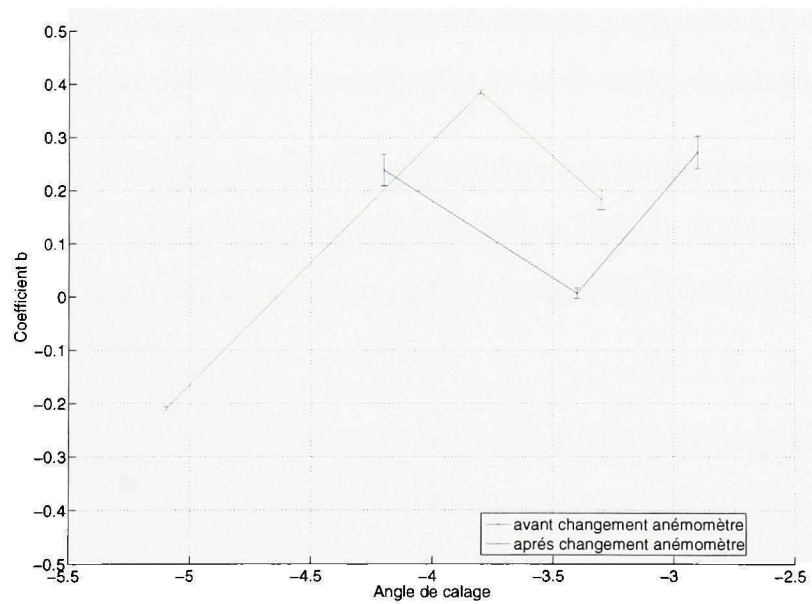
#### 4.2.6 États de la recherche sur les courbes de régression en vitesse

On présente dans ce paragraphe les résultats obtenus par les différents groupes qui ont étudié les parcs LE NORDAIS. Trois d'entre eux (WINDTEST, RES pour M&N, AEMN) ont proposé des formules de régressions  $Vitesse_{nacelle}/Vitesse_{Champlibre}$  pour les deux configurations de fonctionnement généralement prises en compte :

**L'éolienne en fonction :** on choisit les vents provenant du secteur en champ libre. L'éolienne est sur le réseau électrique.



**Figure 4.9** Coefficient  $a$  de la régression linéaire vitesse nacelle/ vitesse champs libre.



**Figure 4.10** Coefficient  $b$  de la régression linéaire vitesse nacelle/ vitesse champs libre.



**L'éolienne arrêtée :** on choisit les vents provenant du secteur en champ libre. L'éolienne est hors réseau électrique. Le rotor est en arrêt, les pales de l'éolienne sont positionnées en "oreilles de lapin" ou Y, la turbine est en effacement de  $30^\circ$ , bougeant aux deux heures.

Pour la première configuration, Jorgen Moller de WinTest [42, 44, 43] calcule une régression d'ordre cubique, pour les angles de calage de  $-3.3^\circ$  et  $-5.1^\circ$  à Matane et  $-3.8^\circ$  à Cap-Chat. Le calcul est fait pour des vitesses comprises entre  $3 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et  $14 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , classées selon la méthode des groupes conditionnels en sous-ensemble de  $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . La moyenne de la vitesse est calculée sur chaque sous-ensemble. Les facteurs de la régression sont calculés à partir des valeurs moyennées, suivant la méthode des moindres carrés. N'ayant pas noté de différence supérieure à 2% entre les deux angles de calage à Matane, Moller fait la moyenne algébrique des coefficients trouvés pour établir la formule finale. Cette régression est donnée valable sur la plage de vitesse allant de  $3 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  à  $25 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Pour Cap-Chat, il vérifie simplement que les résultats ont la même tendance qu'à Matane, mais c'est la formule obtenue à Matane qui serait retenue. Pour la deuxième configuration, Moller calcule une régression linéaire, de décalage à l'origine nulle. Le calcul est fait pour des vitesses supérieures à  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Il prend la moyenne algébrique des coefficients trouvés pour les trois angles de calage.

Allan Derrick du RES [9, 8] propose la même procédure que Moller pour la première configuration cependant il ne précise pas l'intervalle de vitesse utilisée. Il calcule aussi les coefficients dans le cas d'une régression linéaire, à titre comparatif. Il ne traite pas la deuxième configuration.

Finalement, pour la première configuration, Masson de l'ÉTS [40] calcule une régression d'ordre cubique pour des vitesses inférieures à  $14 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et une régression linéaire pour des vitesses supérieures à  $14 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Il ne précise pas sa procédure, mais sa formule de régression dépend de l'angle de calage. Pour la deuxième configuration, Masson calcule une régression linéaire.

Il est important de noter que le choix de l'ordre cubique pour la régression dans la première configuration est dû à des exigences contractuelles. L'ensemble des coefficients de régression

obtenue par les différents chercheurs est résumé au tableau 4.4 et 4.5. Le nombre de chiffres significatif est selon les auteurs plus ou moins important, on respectera ces choix dans les tableaux. On retrouve l'ordre de grandeur dans les résultats cependant les écarts peuvent aller jusque plus de 10% sur la vitesse à la nacelle pour une vitesse en champs libre de  $10 \text{ m.s}^{-1}$ . Les écarts s'expliquent par le nombre peu important de données utilisées pour établir ses régressions, quelques semaines à quelques mois. De plus, ces régressions sont établies à partir de données mesurées à différents moments de l'année.

Tableau 4.4

Coefficient de régressions proposées pour l'éolienne en fonctionnement.

Source	plage de vitesse des données sources	Fonction de transfert
Moller (Wind-Test)	3 à $14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.001184 * N_{AII}S^3 - 0.0381 * N_{AII}S^2 + 1.130032 * N_{AII}S - 1.18952$
Derrick (RES)	ND	$FS_{AII}S = 0.000014 * N_{AII}S^3 - 0.001559 * N_{AII}S^2 + 0.464200 * N_{AII}S + 0.478060$
	ND	$FS_{AII}S = 0.4243 * N_{AII}S + 0.7247$
Masson (ETS) calage = $-2.8^\circ$ , Matane	$V < 14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.00026092 * N_{AII}S^3 - 0.013529 * N_{AII}S^2 + 1.0001 * N_{AII}S - 0.87808$
	$V > 14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.7855 * N_{AII}S + 0.1292$
Masson (ETS) calage = $-4.2^\circ$ , Matane	$V < 14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.00982382 * N_{AII}S^3 - 0.036276 * N_{AII}S^2 + 1.194301 * N_{AII}S - 1.391385$
	$V > 14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.7772 * N_{AII}S + 0.0644$
Masson (ETS) calage = $-3.8^\circ$ , Cap-Chat	$V < 14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.00139046 * N_{AII}S^3 - 0.047973 * N_{AII}S^2 + 1.275910 * N_{AII}S - 1.460348$
	$V > 14 \text{ m.s}^{-1}$	$FS_{AII}S = 0.7712 * N_{AII}S + 0.1022$

Tableau 4.5

Coefficient de régressions proposées pour l'éolienne arrêtée.

Source	Plage de vitesse	Configuration 2
Moller (Wind-Test)	3 à 14 $m.s^{-1}$	$FSAWS = 0.785 * NAWS$
RES	ND	ND
C. Masson (ETS) calage = $-2.8^\circ$ et $-4.2^\circ$ , Matane	3 à 25 $m.s^{-1}$	$FSAWS = 0.838 * NAWS + 0.1518$
C. Masson (ETS) calage = $-3.8^\circ$ , Cap-Chat	3 à 25 $m.s^{-1}$	$FSAWS = 0.789 * NAWS + 0.1133$

#### 4.2.7 Conclusions

L'indépendance des coefficients vis-à-vis du calage a été mise en évidence. L'incertitude sur la régression est petite devant l'incertitude sur la mesure. On prend donc la moyenne, pondérée par le nombre de points de données pour chaque ensemble des coefficients de régression. Ceux-ci sont résumés au tableau 4.6 pour les régressions quadratiques et linéaires. La régression quadratique n'apporte pas plus de 0.02% de précision sur la moyenne de vitesse aux tours météorologiques. De plus la zone pour laquelle elle apporte plus de précision que la régression linéaire est bien au-delà du pic de puissance, dans la zone de décrochage. Pour des raisons de temps de calcul, on lui préfère donc pour la suite des calculs, la régression linéaire.

### 4.3 Courbe de puissance

#### 4.3.1 Courbe de puissance selon la norme IEC

Les courbes de puissance présentées dans ce paragraphe sont calculées selon la norme IEC 61400-12 et ramenés à une densité de référence de  $1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  ce qui correspond à une température de  $15^\circ\text{C}$  en conditions standards. On utilise la méthode des groupes conditionnels



Tableau 4.6

Résultats du calcul des coefficients de régressions, pour différents états de la turbine.

Etat de la turbine	$a_2$	$a_1$	$a_0$
En marche	0.0043	0.6411	0.70
En marche	-	0.758	0.04
Arrêt	-	0.7803	-0.01

pour sélectionner les ensembles de couples  $(V_i, P_i)$  sur lesquels deux conditions sont posées. La première est que la densité associée à chaque couple doit être supérieure à  $1.2699 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  pour éviter les effets du Reynolds à basse température qui seront corrigés plus tard. La deuxième est que la turbulence doit être supérieure à la moyenne de chaque site.

On obtient une courbe de puissance de référence pour Matane, pour un calage de -5.1 degrés et deux courbes de références pour Cap-Chat pour des calages de -3.8 degrés et -3.2 degrés. Cependant, les courbes produites ne couvrent pas toute la plage de vitesse (de 0 à  $25 \text{ m.s}^{-1}$ ) d'utilisation pour des conditions d'opération normale puisque certains groupes de vitesses sont vides. Quant aux autres calages, ils ne sont pas restés suffisamment longtemps en place pour que le nombre de données minimales réponde aux exigences de la norme et ne sont donc pas traités. La courbe d'un calage de -3.8 degrés, présente un étrange plateau à haute vitesse, dû sans doute à une forte contamination des pales. La courbe pour un calage de -3.2 degrés, manque cruellement de données à haute vitesse. Les résultats sont présentés à la figure 4.11. Pour des raisons de confidentialité, l'échelle est normalisée.

#### 4.3.2 Courbe de puissance à partir des données enregistrées aux éoliennes

Pour compléter la base de données des courbes de puissance, on utilise les données enregistrées aux turbines. On corrige la vitesse et la variance de la vitesse à la nacelle selon les régressions linéaires du tableau 4.6. Puis on forme des groupes conditionnels répondant à une condition sur la densité ( $\rho < 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}$ ), une condition sur la turbulence ( $IT > \text{moyenne}$



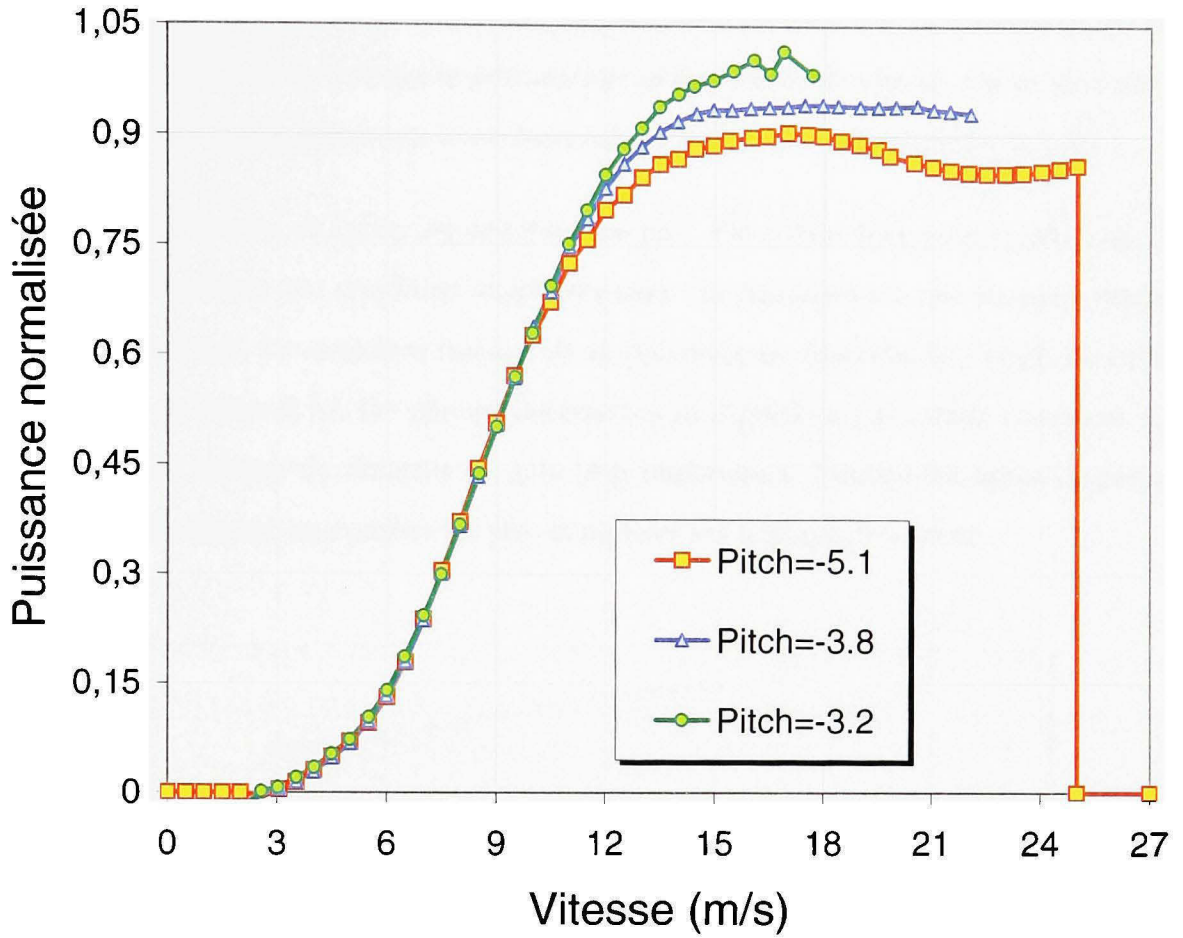


Figure 4.11 Courbes de puissance selon la norme IEC,  $\rho < 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}$ ,  $IT > IT_{moy} \%$ ,  $\rho_{ref} = 1.225 \text{ kg.m}^{-3}$ .

de chaque site). et qui sont classés par angle de calage. On calcul la courbe de puissance selon la procédure IEC pour chaque groupe conditionnelle. Cependant, ces données comprennent aussi bien des données en condition de fonctionnement normal que des données en condition de fonctionnement sous sillage. Pour limiter les entrées de valeurs aberrantes, on définit deux critères pour chaque classe de vitesse. Premièrement, on doit avoir au moins 20 données par classe de vitesse. Deuxièmement, chaque enregistrement de puissance  $P_{i,V_j}$  dans la classe de vitesse  $V_j$ , doit répondre à la condition suivante :

$$\left| P_{i,V_j} - \overline{P_{V_j}} \right| < 60 \text{ kW} \quad (4.6)$$

où  $P_{V_j}$  est la valeur moyenne de puissance pour la classe de vitesse  $V_j$ . La valeur de  $60 \text{ kW}$  représente environ l'écart-type sur la puissance pour une classe de vitesse. On re-itére sur ce critère jusqu'à ce que la différence entre deux calculs successifs soit inférieure à  $5 \text{ kW}$ .

Il y a plus de 20 angles de calage exploitables par parc. On utilise donc pour la sélection des courbes de puissances une condition supplémentaire : la puissance est une fonction linéaire de l'angle de calage. Le caractère linéaire de la puissance en fonction de l'angle de calage est présenté à la figure 4.12. On élimine les courbes ne répondant pas à cette condition. Ces courbes sont le résultat de données de gels trop importantes. Finalement après inspection visuelle, on sélectionne les courbes les plus complètes sur la plage de vitesse.

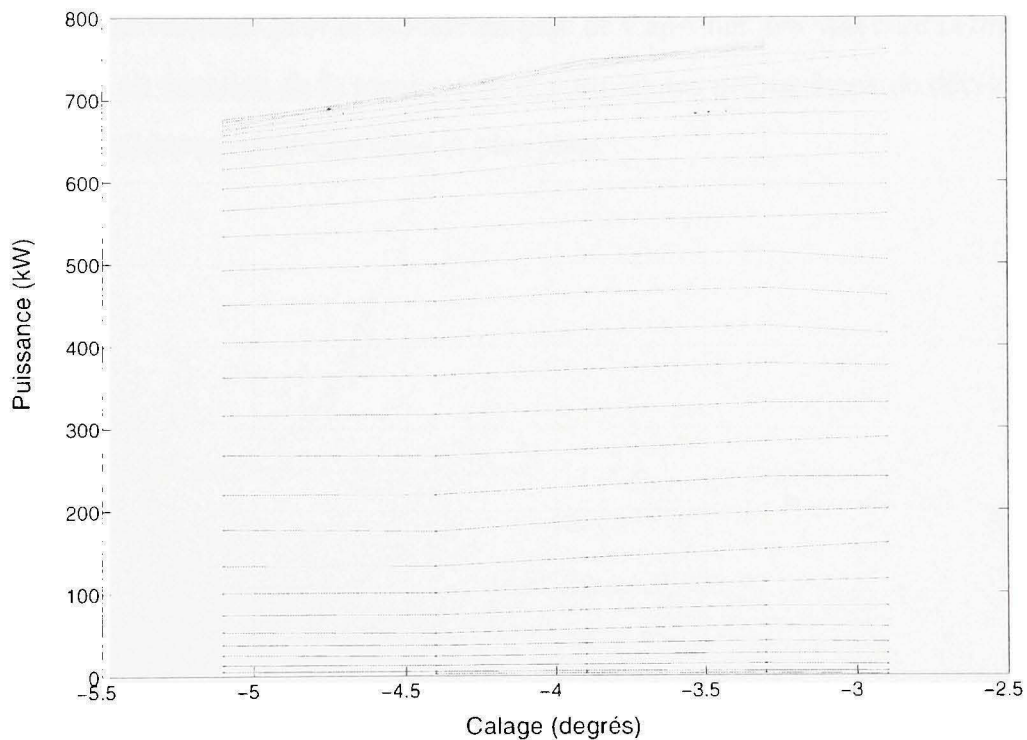
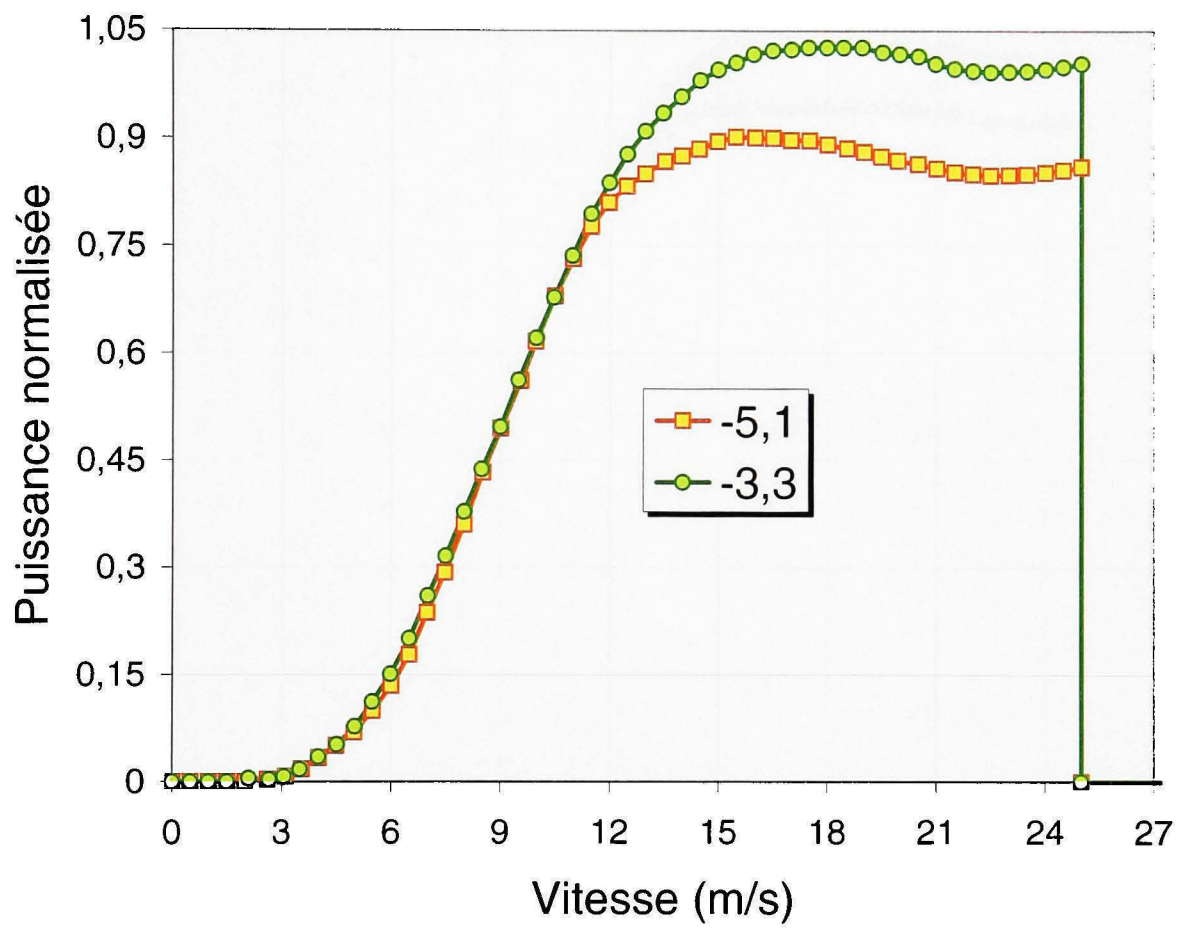


Figure 4.12 Puissance en fonction de l'angle de calage pour chaque classe de vitesse entre 3 et  $20 \text{ m.s}^{-1}$ .

Le dernier test de sélection des courbes est la comparaison avec les courbes IEC. Pour Matane, on obtient moins de 1% de différence entre les deux courbes à -5.1 degrés. Cette incertitude est inférieure à l'incertitude sur la courbe elle-même. On présente à la figure 4.13 les deux courbes retenues pour le modèle. La courbe de puissance pour un calage de  $-3.3^{\circ}$  est retenue, en plus de la courbe pour un calage à  $-5.1^{\circ}$ .

Pour Cap-Chat, on obtient de très bons résultats pour le calage à -3.2 degrés (moins de 1%) mais pour le calage à -3.8 degrés le plateau de la courbe IEC est relativement inférieur au plateau de la courbe à partir des données de turbines (- 5% en moyenne). Étant donné qu'il y a plusieurs turbines dont proviennent les données de cette courbe, on suppose que la turbine de référence a des pales très contaminées ce qui explique cet écart. On présente à la figure 4.14 les deux courbes retenues pour le modèle du parc de Cap-Chat. On voit bien la différence de comportement en fonction de la forme et de la position des provocateurs de décrochage : les plateaux sont inférieurs pour Cap-Chat et plus plats.



**Figure 4.13** *Courbes de puissance de Matane,  $\rho < 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}$ ,  $\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}$ .*



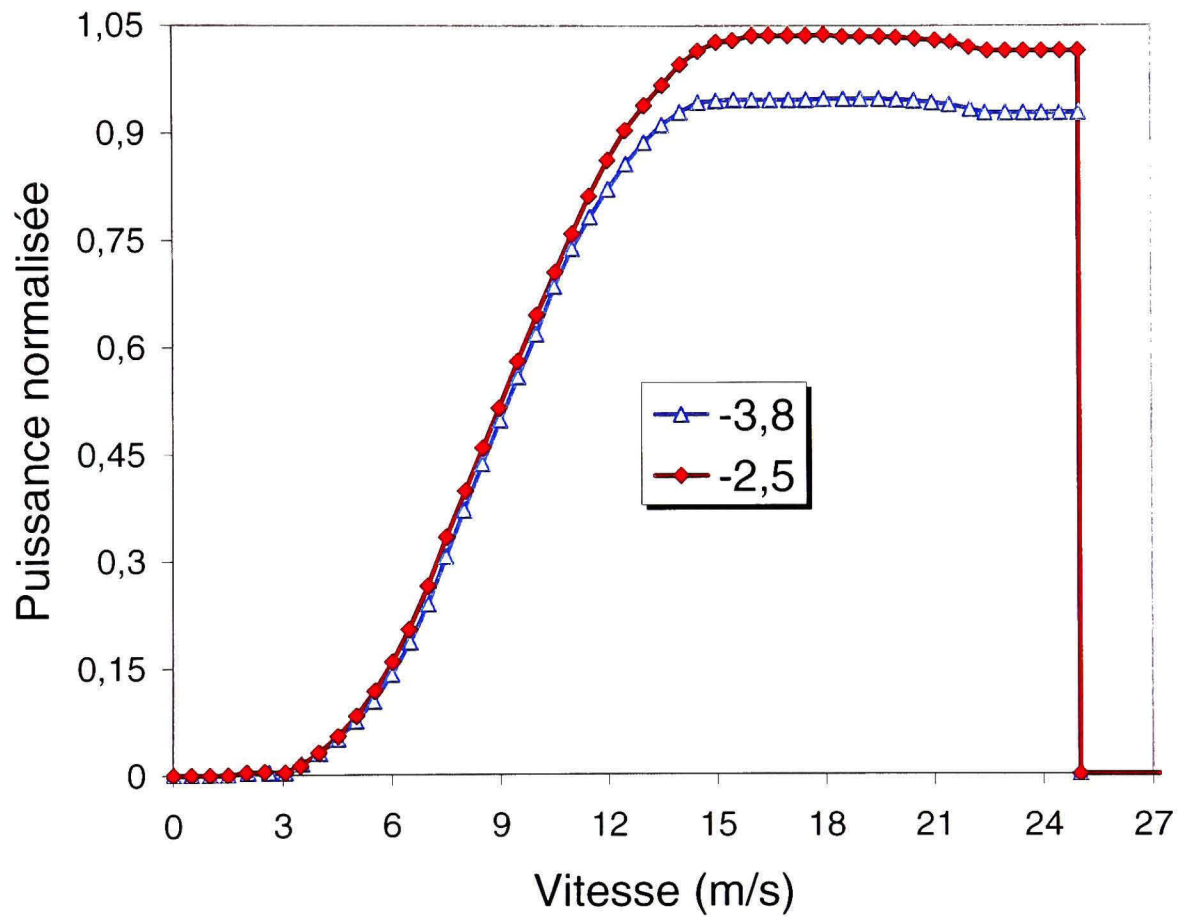
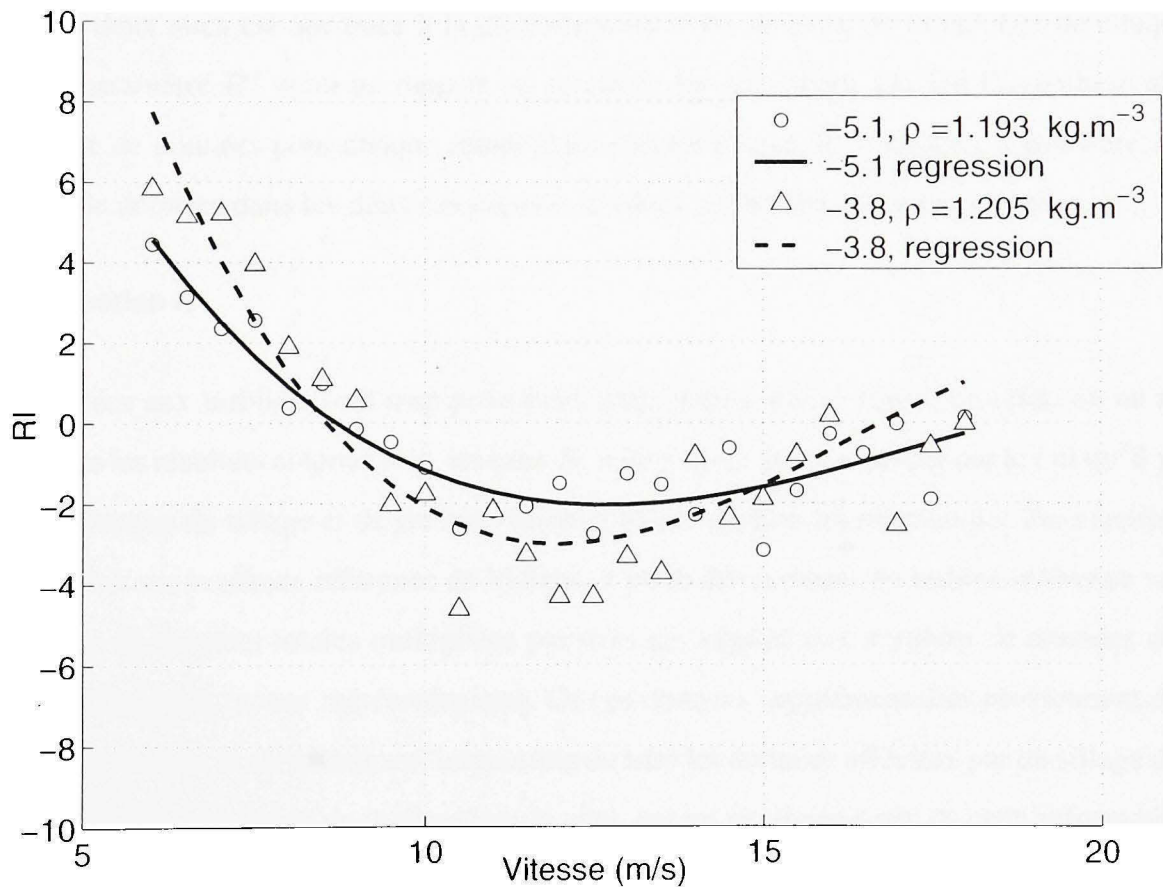


Figure 4.14 Courbes de puissance de Cap-Chat,  $\rho < 1.2699 \text{ kg.m}^{-3}$ ,  $\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}$ .

#### 4.4 Fonction $RI$

##### 4.4.1 $RI$ calculé à partir des données des sites de référence

On calcule le facteur  $RI$  pour chaque site. Une plage de densité supérieure à  $1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  ( $T=15^\circ \text{C}$  en conditions standards) est sélectionnée pour éviter toutes interférences avec les effets du Reynolds à basse température. On prend l'intensité moyenne de turbulence propre à chaque site pour répartir le nombre de données équitablement entre les deux niveaux de turbulence. Les facteurs  $RI$  finaux sont illustrés à la figure 4.15. On compte plus de 11000 données pour chaque facteur.



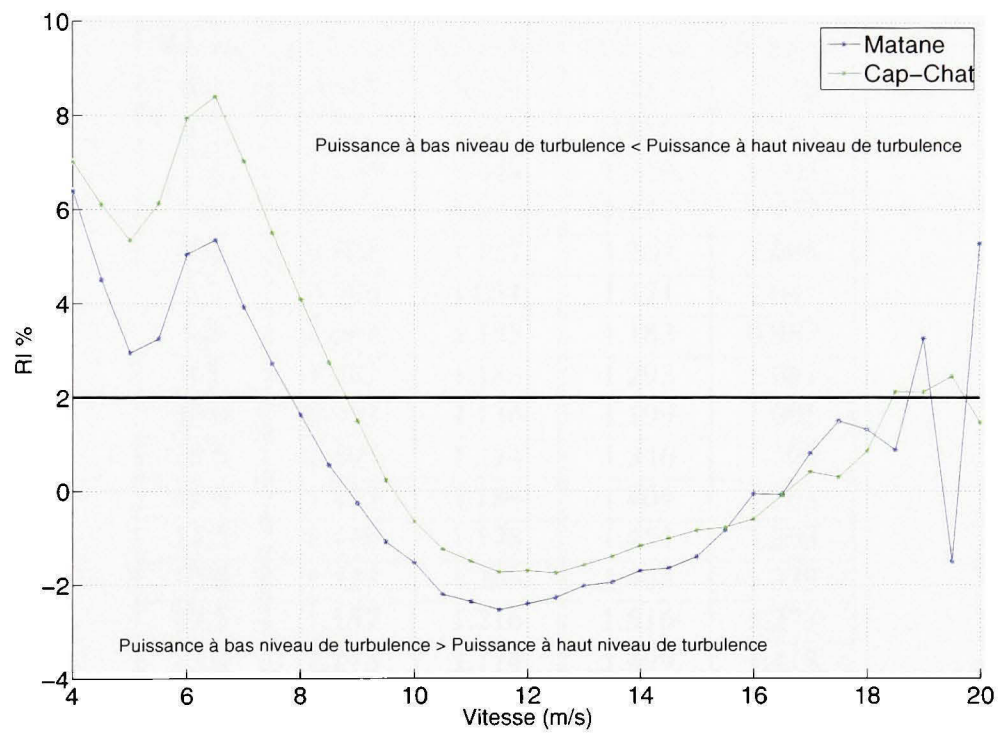
**Figure 4.15** Paramètre  $RI$ ,  $\rho > 1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ,  $\overline{IT} > IT_{site} \%$ ,  $\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ .

#### 4.4.2 $RI$ calculé à partir des données des turbines

On recalcule le facteur  $RI$  pour chaque parc à partir des données des turbines. On filtre les données de puissance pour éliminer les valeurs aberrantes. Dans chaque groupe conditionnel de vitesse, la puissance doit être supérieure à  $60 \text{ kW}$  à la puissance de la courbe garantie correspondant à la vitesse de ce groupe. Une plage de densité supérieure à  $1.2257 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  ( $T=15^\circ\text{C}$  en atmosphère standard) est sélectionnée pour éviter toutes interférences avec les effets du Reynolds à basse température. On prend l'intensité moyenne de turbulence propre à chaque site pour répartir le nombre de données équitablement entre les deux niveaux de turbulence. Le comportement de  $RI$  est devenue très stable. La différence de comportement entre les deux sites est attribuée à la différence entre les niveaux de turbulence de chaque site. Le paramètre  $RI$  étant un rapport on ne classe pas en calage. On fait l'hypothèse que le nombre de données pour chaque calage dans chaque niveau de turbulence s'équilibre. Le nombre de données dans les deux cas dépasse les deux millions et demi par niveau.

#### 4.5 Fonction $\alpha^*$

Les données aux turbines sont trop perturbées pour obtenir un  $\alpha^*$  sensé. En effet, on ne retrouve pas les résultats obtenus avec les sites de références. Ceci s'explique par le fait qu'il y a trop de données de sillage et de gel qui viennent interférer dans les régressions. Par exemple, le calcul fait sur le site de référence de Matane, à partir des données de turbine référence voit le nombre de données totales multipliées par trois par rapport aux nombres de données originales obtenues à la tour météorologique. Or ces données supplémentaires proviennent des secteurs perturbés. Il est quasiment impossible de trier les données affectées par du sillage des autres données sans l'aide de la direction de vent, car on ne dispose pas de cette information aux turbines. On utilise donc le  $\alpha^*$  calculé au chapitre précédent pour une plage de vitesse de  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  à  $18 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . On choisit  $6 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  comme limite inférieure pour limiter les interférences avec les effets d'hystérésie au démarrage. Les résultats sont résumés aux tableaux 4.7.



**Figure 4.16** Paramètre  $RI$ ,  $\rho > 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}$ ,  $\overline{IT} > IT_{site} \%$ ,  $\rho_{ref} = 1.2257 \text{ kg.m}^{-3}$ .



Tableau 4.7

Paramètre  $\alpha^*$  pour deux intensités de turbulence sur chaque site.

Site	Matane		Cap-Chat	
Vitesse	IT basse	IT haute	IT basse	IT haute
6.0	0.647	0.773	1.187	1.330
6.5	0.921	1.000	0.880	1.264
7.0	1.170	1.048	1.220	1.203
7.5	0.944	1.083	1.217	1.137
8.0	0.806	1.127	1.207	1.005
8.5	0.880	1.031	1.171	1.087
9.0	1.062	1.185	1.183	0.987
9.5	1.042	1.183	1.293	1.081
10.0	0.935	1.136	1.199	1.095
10.5	1.105	1.274	1.346	1.305
11.0	1.113	1.184	1.404	1.263
11.5	1.119	1.178	1.455	1.293
12.0	1.123	1.206	1.424	1.333
12.5	1.157	1.216	1.516	1.277
13.0	1.243	1.114	1.499	1.418
13.5	1.164	1.138	1.481	1.247
14.0	1.330	1.273	1.571	1.248
14.5	1.295	1.214	1.700	1.272
15.0	1.299	1.248	1.560	1.151
15.5	1.060	1.350	1.789	1.051
16.0	1.219	1.224	1.984	1.408
16.5	1.092	1.084	1.803	1.365
17.0	1.005	1.044	1.051	1.035
17.5	0.924	1.187	0.786	1.242
18.0	0.924	0.962	1.244	1.052

## 4.6 Validation du modèle de puissance

### 4.6.1 Calcul énergétique

#### 4.6.1.1 Méthodologie

On définit trois critères pour quantifier la précision du modèle dans le calcul énergétique. Le premier est l'erreur relative, noté  $E_{tot}$ , entre la production prévue et la production totale pour des conditions de fonctionnement précises. On note  $P_{prévue}$  la production sur la période de temps  $T$ , et définie comme la somme des puissances prévue, notée  $P_{i,prévue}$ , pour chaque enregistrement de vitesse. On note  $P_{Réelle}$  la production réelle sur la période de temps  $T$ , et définie comme la somme des puissances réelles, notée  $P_{i,Réelle}$ , enregistrées pour chaque donnée de vitesse.  $E_{tot}$  s'écrit alors comme :

$$E_{tot} = \left( \frac{\sum P_{prévue} - \sum P_{Réelle}}{\sum P_{Réelle}} \right) \quad (4.7)$$

Le deuxième critère, noté  $E_{moy}$ , est la moyenne des erreurs relatives entre la puissance prévue par le modèle pour la vitesse  $V_i$  et la puissance réelle enregistrée, en valeur absolues, pour cette vitesse :

$$E_{moy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} \left| \frac{P_{i,prévue} - P_{i,Réelle}}{P_{i,Réelle}} \right| \quad (4.8)$$

Finalement le troisième critère, noté  $E_{std}$ , est l'écart-type de l'erreur relative entre la puissance prévue par le modèle pour la vitesse  $V_i$  et la puissance réelle enregistrée pour cette vitesse.

On procède, pour les deux sites, en trois étapes :

- 1) validation du modèle à partir de la turbine référence, pour des évènements de vents provenant de la zone en champ libre, des évènements de puissance quand la turbine est en fonctionnement standard (pas d'erreur) et une plage de vitesse comprise entre 5 et 25  $m.s^{-1}$ . On choisit volontairement de s'éloigner de la zone de démarrage (entre 3 et

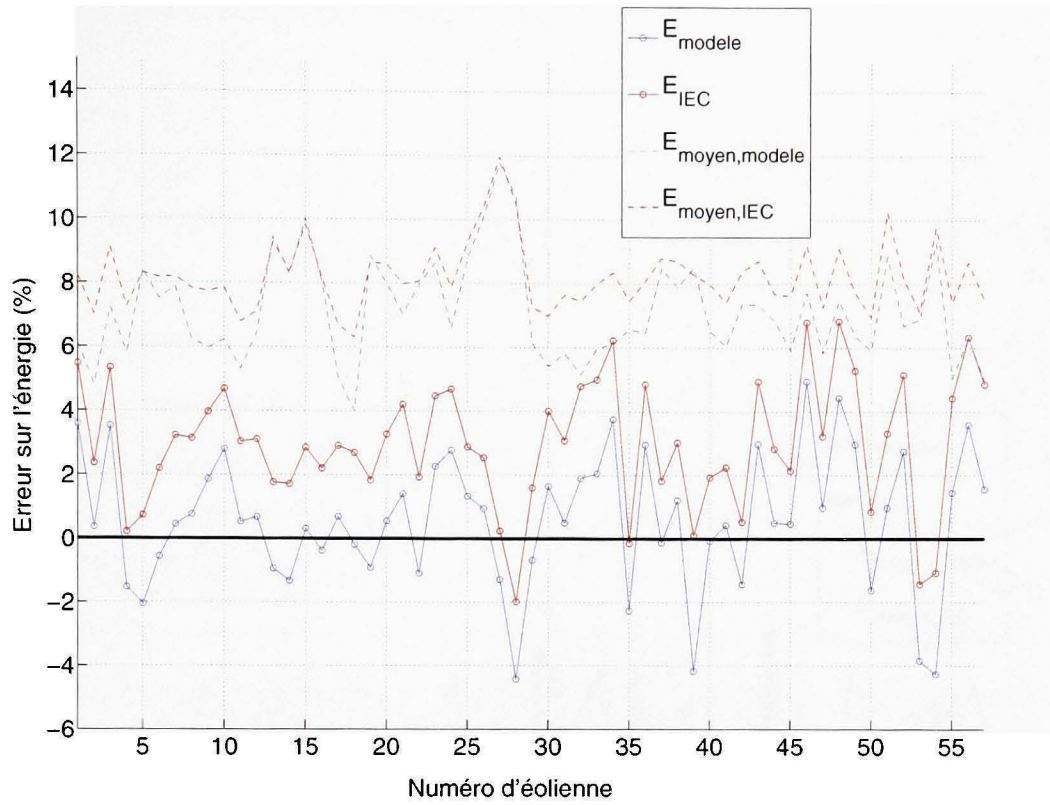
$5 \text{ m.s}^{-1}$ ) qui présente des conditions particulières de fonctionnement : il arrive l'hiver que du gel ou de la neige se dépose sur les pales, on enregistre alors de fortes vitesses pour une puissance de  $100 \text{ kW}$ . De plus, il y a un phénomène d'hystérésis important.

- 2) validation du modèle à partir de la turbine référence, pour des événements de vents provenant de toute la zone, des événements de puissance quand la turbine est en fonctionnement standard (pas d'erreur) et une plage de vitesse comprise entre  $5$  et  $25 \text{ m.s}^{-1}$ .
- 3) validation du modèle sur le parc.

Les résultats pour le cas trois sont normalisés par le nombre d'éoliennes dans chaque parc et comparées aux résultats obtenus avec une prédiction basé sur la norme IEC seulement.

#### 4.6.1.2 Résultats

L'amélioration apportée par le modèle prédictif par rapport à un modèle de base reposant tout de même sur la prédiction de la puissance en fonction de la vitesse et du calage, est de  $1.37\%$  sur l'énergie totale à Matane et de  $1.85\%$  sur l'énergie totale à Cap-Chat. La comparaison avec un modèle n'incluant pas le calage est sans intérêt. Sur 25 ans, ce pourcentage représente une différence d'environ  $66 \text{ MWh}$  entre les deux prédictions pour la totalité du parc. L'ensemble des résultats comparatifs est présenté au tableau 4.8. Les figures 4.17 et 4.18 présentent l'erreur sur l'énergie et la valeur absolue de l'erreur relative moyenne pour chaque site. Les différences importantes entre l'énergie produite et l'énergie prédite pour certaines éoliennes proviennent du fait que ces turbines sont plus sous sillage que d'autre ou encore profitent d'un effet de terrain qui améliore leur production. La vitesse au moyeu n'est alors plus représentative des pertes ou gain de ce type.



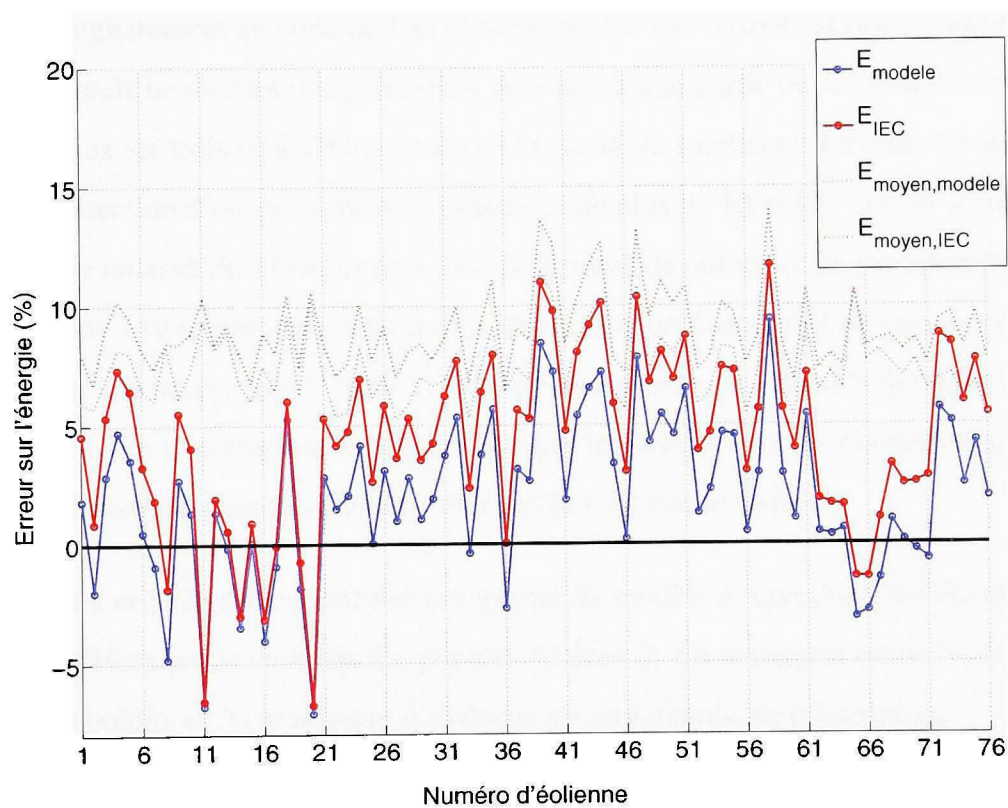
**Figure 4.17** *Erreur sur le calcul énergétique en pourcentage pour le site de Matane.*

Tableau 4.8

Validation du modèle de puissance : résumé des résultats pour les deux sites.

	Étape	Matane			Cap-Chat		
		$E_{tot}$	$E_{moy}$	$E_{std}$	$E_{tot}$	$E_{moy}$	$E_{std}$
IEC	1	3.04	5.92	9.2	3.9	6.85	9.47
	2	1.98	7.21	9.86	3.46	6.65	8.86
	3	3.13	8.22	-	4.99	8.99	-
Modèle	1	1.05	3.9	7.7	0.01	4.82	8.57
	2	-1.44	7.02	9.76	-0.11	4.84	8.02
	3	1.76	7.11	-	3.14	7.44	-





**Figure 4.18**  $E_{\text{tot}}$ ,  $E_{\text{moy}}$ ,  $E_{\text{std}}$  en pourcentage pour le site deux.

## 4.6.2 Prévision des  v nements de surpuissance

### 4.6.2.1 Méthodologie

Un événement de surpuissance est un événement pour lequel la puissance dépasse une valeur limite imposée par le constructeur pendant une certaine durée. Cet événement est identifié par un code de fonctionnement et ce code est enregistré toutes les 10 minutes. Toutes les 10 minutes, l'enregistrement du code de fonctionnement est soit 0 (tout est opérationnel) soit le code pour lesquels un dysfonctionnement est détecté sur une partie ou sur tout l'intervalle de 10 minutes. Il existe trois codes d'erreurs pour le cas de la surcharge. Le code 16 signale un arrêt d  à la détection d'un événement de puissance de plus de 1050 kW sur 30 secondes. Le code 46 signale un arrêt d  à la détection d'un événement de puissance de plus de 840 kW sur 10 min. Le code 119 signale un arrêt d  à la détection d'un événement de puissance de plus de 825 kW sur une heure. Aucun code 119 n'a été enregistré sur la période des quatre ans. Le code 16 signale des  v nements non prévisibles par le modèle avec les données disponibles. Le seul code considéré pour la validation du modèle est donc le code 46.

On définie deux critères pour quantifier la capacité du modèle à reproduire les événement de surpuissance défini par le code 46. Le premier critères  $\xi_1$  est le rapport entre  $N_1$  le nombre d' v nements prédits et  $N_2$  le nombre d' v nements enregistrés, en pourcentage.

$$\xi_1 = \frac{N_1}{N_2} \quad (4.9)$$

Le deuxième critère  $\xi_2$  représente le rapport entre  $N_3$  le nombre d'événement prédits simultanés aux nombre d'événement enregistrés et  $N_2$ , le nombre d'événement enregistrés.

$$\xi_2 = \frac{N_3}{N_2} \quad (4.10)$$

#### 4.6.2.2 Résultats

Dans un premier temps, un événement de surpuissance est défini comme un événement pour lequel la puissance prédite doit dépasser  $840 \text{ kW}$  pendant 10 minutes. Cependant, le contrôle de la turbine se fait sur une fenêtre temporelle de 10 minutes, glissant aux 2 secondes. Or le modèle de prédiction de la puissance est basé sur les enregistrements au 10 minutes. On ne prédisait alors, avec cette définition, qu'une partie infime des événements de surpuissance puisque l'information entre deux enregistrements est indisponible.

Dans un deuxième temps, un événement de surpuissance est redéfini comme un événement pour lequel la puissance doit dépasser une certaine puissance notée  $P_{lim.moy}$ , la densité doit dépasser  $1.28 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  et la valeur de la rafale est introduite et doit dépasser une certaine valeur notée  $V_{max.moy}$ .  $P_{lim.moy}$  est définie par la moyenne des puissances enregistrées dans les 10 minutes précédentes un événement de surpuissance sur chacun des sites<sup>1</sup>.  $V_{max.moy}$  est la moyenne des valeurs de rafale enregistrées sur le 10 minutes de surpuissance. Les valeurs utilisées pour les deux sites sont présentées au tableau 4.9.

Tableau 4.9

Paramètres du modèle prédictif.

	$P_{lim.moy}$	$V_{max.moy}$
Matane	770 kW	$17.5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$
Cap-Chat	760 kW	$20 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$

Avec cette nouvelle définition on prédit en moyenne  $95\% \pm 26\%$  des événements de surpuissance, à Matane pour  $42\%$  des éoliennes.  $\xi_2$ , le critère de concurrence, est alors de  $55\%$ . Pour  $22\%$  des turbines, on prédit en moyenne  $78\% \pm 33\%$  des événements de surpuissance avec un  $\xi_2$  de  $43\%$ .

<sup>1</sup>La moyenne des puissances enregistrées au moment des arrêts est autour de  $350 \text{ kW}$ , car la machine est arrêtée sur une partie de la période de cet enregistrement donc ne produit plus.

Dans un autre 22% des cas, on prédit un nombre d'événements de 5 à 10 fois supérieur aux nombres d'événements enregistrés. Cependant si on étudie séparément ces turbines, on constate que, la première année, le rapport  $\xi_1$  est de l'ordre des autres prédictions. Mais sur les trois dernières années de la période totale, aucun événement de surpuissance n'est enregistré pour ces machines alors que l'on en prédit tous les hivers et que d'autres machines pour les mêmes conditions et les mêmes réglages enregistrent de la surpuissance. On conclut donc qu'une modification a été apportée à ces machines au niveau du contrôleur ou des pales. En effet, en ce concerne les données provenant des turbines, nous ne possédons pas l'intégralité de l'information concernant la maintenance et le fonctionnement des turbines, car sur la période d'étude de nombreux intervenants se sont succédé sur les machines sans assuré la continuité du transfert d'information.

Et pour 14% des turbines, on prédit en moyenne  $180\% \pm 40\%$  d'événement de surpuissance. Cet état de fait est probablement dû à la présence d'interférence de sillage sur ces machines. Ces interférences dans l'écoulement peuvent affecter une partie de la surface balayée par les pales, sans affecter la vitesse à la nacelle. La puissance prédite est alors supérieure à la puissance réelle.

On souligne que  $\xi_2$  est calculé au sens strict. Si on autorise une marge de deux heures entre deux événements, on obtient  $\xi_2$  de l'ordre de 75% dans le meilleur des cas.

À Cap-Chat, pour 37% des éoliennes, on prédit en moyenne  $96\% \pm 30\%$  des événements de surpuissance.  $\xi_2$ , le critère de concurrence, est alors de 46%. Pour 17% des turbines cette prédiction descend à  $71\% \pm 36\%$  pour un  $\xi_2$  de 28%. Pour 46% des turbines la prédiction dépassent largement les 200%. On retrouve le même problème qu'à Matane : quelque chose a été modifié dans les réglages de turbines au milieu 2001. Le modèle prédit moins bien à Matane qu'à Cap-Chat. Cependant, Cap-Chat connaît plus d'interférence de sillage.



## **CHAPITRE 5**

### **OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU PARC LE NORDAIS**

L'objectif général de cette recherche est de proposer et d'évaluer une solution, autre que le calage plus profond des pales, au problème de surcharge énergétique des grandes éoliennes à pas fixe en climat nordique. La solution proposée est un contrôle actif de la puissance par effacement du rotor de l'axe du vent. Cette solution autorise un ajustement des pales moins profond et permet donc de récupérer les performances originelles de la turbine. De plus, cette solution permet de se rapprocher des avantages que possèdent les turbines à pas variable : un contrôle continu des performances, fonction de la réponse aux sollicitations de l'écoulement sur le rotor. Les avantages de la méthode proposée sont le faible coût et la simplicité de mise en oeuvre. En effet, la mise en oeuvre de cette option constitue juste en une reprogrammation du logiciel de contrôle des turbines. C'est donc plus économique que le changement des rotors, ou que l'installation d'un système de contrôle aérodynamique des pales. L'inconvénient principal de la solution proposée est d'augmenter les vibrations et la fatigue des pales. En effet, le travail de la machine en effacement entraîne une asymétrisation de la charge dynamique sur le rotor créant des phénomènes vibratoires. Ces phénomènes conduisent à la longue à une usure prématurée des pales due à des contraintes cycliques structurales.

Dans ce chapitre, le scénario d'optimisation de la production énergétique du parc basé sur le contrôle actif de la puissance par effacement est présenté. En premier lieu, le modèle de gestion des arrêts est décrit. Le modèle de contrôle de la puissance en effacement, utilisant le modèle prédictif de puissance proposé, est présenté en second lieu. En troisième lieu, un organigramme du modèle de contrôle est établi. Enfin, ce chapitre se termine sur les résultats de l'optimisation et un calcul de viabilité de ce scénario.

## 5.1 Modèle de gestion des arrêts

On identifie deux types d'arrêts pouvant être intégrés dans le modèle de production : les arrêts dus à la surpuissance et les arrêts dus à la survitesse.

Le premier type d'arrêt considéré est la surpuissance : la turbine entre dans ce mode d'erreur quand sa puissance répond au critère défini à la section 4.6.2. Quand l'événement de surpuissance est détecté, la turbine est arrêtée et elle est autorisée à reprendre dès que la vitesse redescend en dessous de  $18 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  pendant plus de 10 minutes. La puissance pendant l'événement de surpuissance est enregistrée à la valeur arbitraire de  $-11 \text{ kW}$ . Cette valeur est la valeur moyenne calculée sur les données enregistrées. En fait, quand la machine est stoppée, elle est déconnectée du réseau et elle consomme alors de l'énergie pour gérer l'arrêt et le redémarrage.

Le deuxième type d'arrêt considéré est la survitesse : quand la vitesse du vent enregistrée à la nacelle et corrigée en champ libre, dépasse  $25 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , la turbine s'arrête. Comme précédemment, elle redémarre, quand la vitesse descend en dessous de  $18 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  pendant plus de 10 minutes. Un nombre élevé d'arrêts dû à la survitesse a été enregistré sur les turbines. Cependant, l'utilisation de la fonction de transfert de la vitesse à la nacelle définie à la section 4.2 à la place de la correction proposée par le constructeur va faire considérablement décroître le nombre d'arrêts. En effet, la correction du constructeur surestime la vitesse en champ libre. En se référant à l'équation I.1, aux facteurs de calibration, et en utilisant la fonction de transfert, les turbines s'arrêtent pour une vitesse d'environ  $22 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  et redémarrent pour une vitesse environ égale à  $16 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , selon la correction du constructeur. Cet arrêt est donc considéré même si le constructeur, NEG MICON, a avancé le chiffre de 0.3% de pertes annuelles du aux vents élevés dont 50% serait dû à la mesure du vent erronée [10].

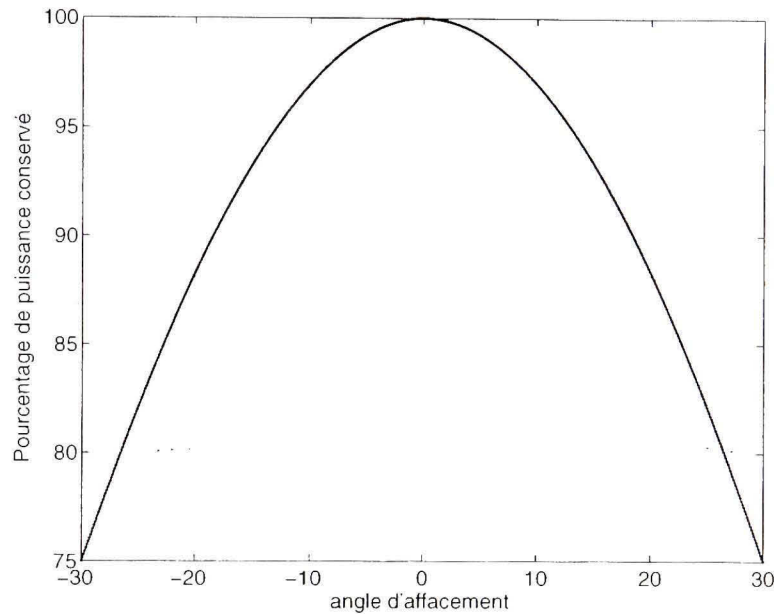
## 5.2 Modèle de contrôle en effacement

Le contrôle en effacement est basé sur les travaux de Pedersen et coll. [52]. On choisit le cas général où la puissance diminue en fonction du cosinus carré de l'angle d'effacement  $\gamma$  ce qui

s'exprime selon l'équation suivante :

$$P_{effacement} = \cos^2(\gamma_f) * P \quad (5.1)$$

Ce comportement est illustré à la figure 5.1.



**Figure 5.1** *Contrôle de la puissance en effacement.*

Quand un événement de surpuissance est détecté, c'est que la valeur limite de puissance tolérée par le fabricant qui est de 840 kW, est atteinte ou dépassée. Cependant, cette valeur est atteinte pour des conditions climatiques moyennées sur une des périodes de 10 minutes de la fenêtre glissante, comprise entre le dernier et l'avant-dernier enregistrement de 10 minutes. Par manque d'information sur ces conditions, le modèle ne peut prédire la valeur exacte de la surpuissance qui a déclenché l'arrêt. Il est juste capable de prédire qu'il y a une forte probabilité qu'un événement de surpuissance arrive pour cet enregistrement.

Donc quand un événement de surpuissance est détecté, l'algorithme de contrôle en effacement diminue la puissance prédite à partir des valeurs enregistrées pour atteindre 760 kW. De cette

manière, la puissance est assurée de redescendre en dessous de la valeur limite autorisée. L'équation de contrôle s'écrit alors :

$$P_{\text{prédit, contrôlée}} < 760 \quad (5.2)$$

Ceci revient à calculer un angle  $\gamma$  d'effacement égale à :

$$\gamma = \arccos \sqrt{\frac{760}{P_{\text{prédit}}}} \quad (5.3)$$

Si aucune limite n'est imposée sur l'angle d'effacement, les valeurs notées de  $\gamma$  varie entre 0 et 30 degrés pour des angles de calage entre -5 et -1 degré. En pratique, l'angle d'effacement enregistré par la turbine ne dépasse jamais 15 degrés. Les risques de déclenchement de vibrations, dus à l'asymétrie de l'écoulement sur le rotor, sont donc augmentés à partir d'un certain calage.  $\gamma$  est alors limité à 15 degrés dans un souci de sécurité. Quand l'angle d'effacement dépasse 15 degrés, la turbine est arrêtée et suit la procédure habituelle de redémarrage après un arrêt de surpuissance. Sinon, la turbine est contrôlée est continue de fonctionner normalement.

### 5.3 Organigramme du processus d'optimisation de la production

L'organigramme du processus d'optimisation de la production est résumé à la figure 5.2. Ce processus compare la production prédite dans les conditions de fonctionnement actuel à la production obtenue avec un contrôle en effacement. On ne tient pas compte des pertes de production, car on suppose qu'elles sont équivalentes dans un cas comme dans l'autre, à l'exception des pertes dues à la maintenance. En effet, les pertes dues à la maintenance vont probablement augmenter en raison de la fatigue amenée par l'augmentation de la fréquence du fonctionnement en effacement, bien qu'il soit impossible de prédire cette augmentation. Cependant, le contrôle en effacement n'a pas d'influence sur les pertes de sillage, les pertes dues au gel et à la contamination des pales, les pertes dues à la disponibilité réseau, les pertes dues à la



propre consommation de la turbine pour son fonctionnement, les pertes dues aux températures extrêmes et les pertes dues à l'hystérésis du vent.

## 5.4 Scénarios d'optimisation

### 5.4.1 Méthodologie

On cherche à prédire le meilleur calage pour les turbines équipant le parc en comparant l'énergie prédite pour le parc dans les conditions de réglages fin 2003 versus l'énergie prédite pour le parc pour différent calage. L'angle de calage moyen, pour les deux parcs, fin 2003 est de  $-3.8$  degrés.

On définit pour évaluer le gain, deux indicateurs. Tout d'abord le premier indicateur,  $G_{POC}$ , le gain en production, est le pourcentage d'augmentation de la production annuelle obtenue avec le contrôle en effacement par rapport à la production prévue par le modèle.  $G_{POC}$ . Il s'écrit :

$$G_{POC} = \frac{POC - PO}{PO} \quad (5.4)$$

où  $PO$  est la production annuelle prévue par le modèle est  $POC$  la production annuelle prévue par le modèle avec le contrôle en effacement. Proportionnel à cet indicateur,  $E_p$  qui est le facteur de capacité, est aussi calculé. Il est définie par le rapport entre  $E$ , la production énergétique et  $P_{750}$  et la puissance nominale multipliée par  $N$  le nombre d'heure sur lesquels est enregistrée  $E$  :

$$E_p = \frac{E}{P_{750} * N} \quad (5.5)$$

Deux facteurs de capacité sont calculés :  $E_{p,PO}$  le facteur de capacité, basé sur la production calculée par le modèle prédictif sans le contrôle en effacement et  $E_{p,POC}$  le facteur de capacité, basé sur la production calculée par le modèle avec le contrôle en effacement et un nouveau calage.

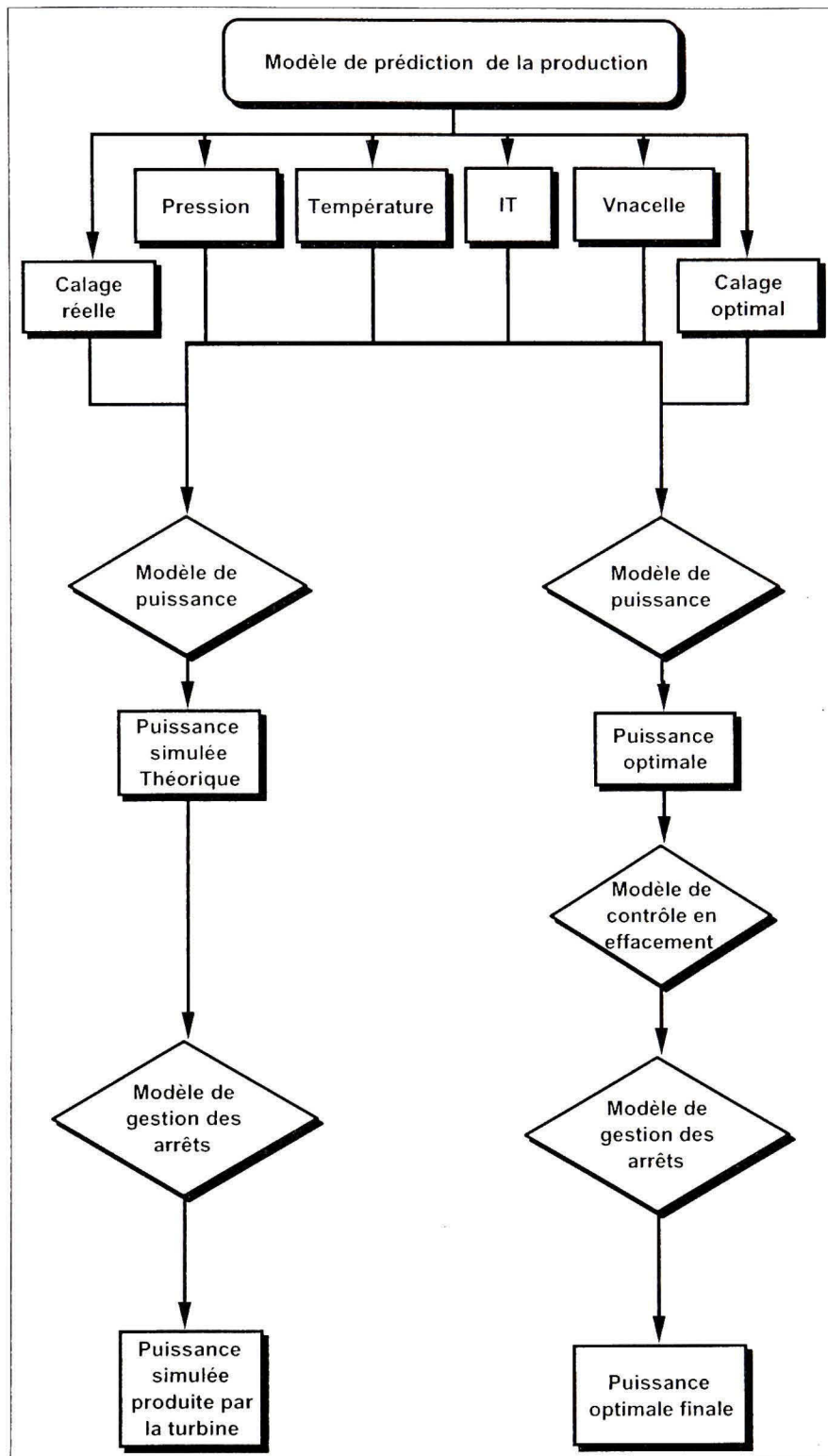


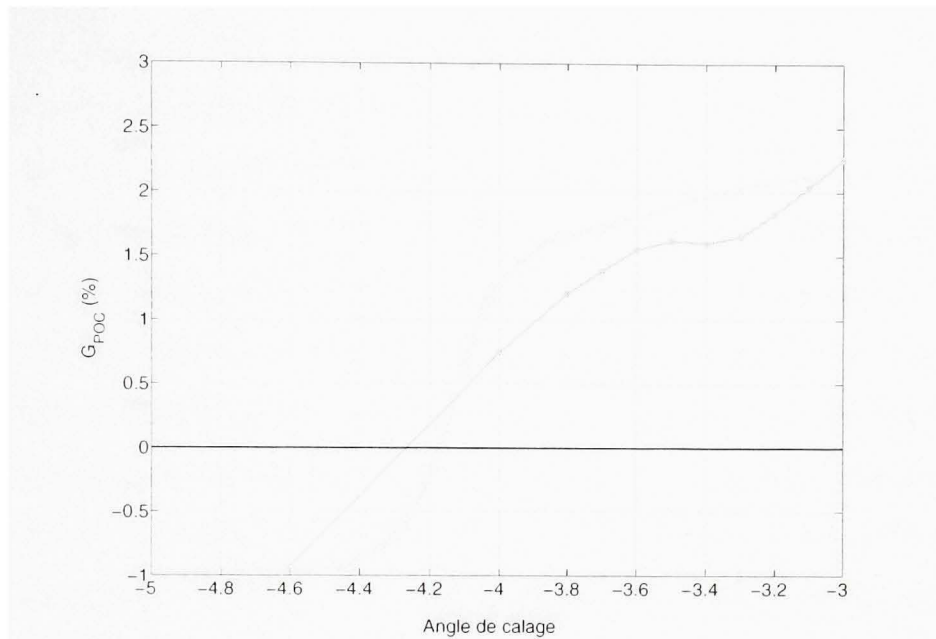
Figure 5.2 Organigramme du modèle de prédiction de la production.

Le deuxième indicateur est le rapport entre le nombre d'arrêts enregistré dans chaque configuration,  $E_R$ .

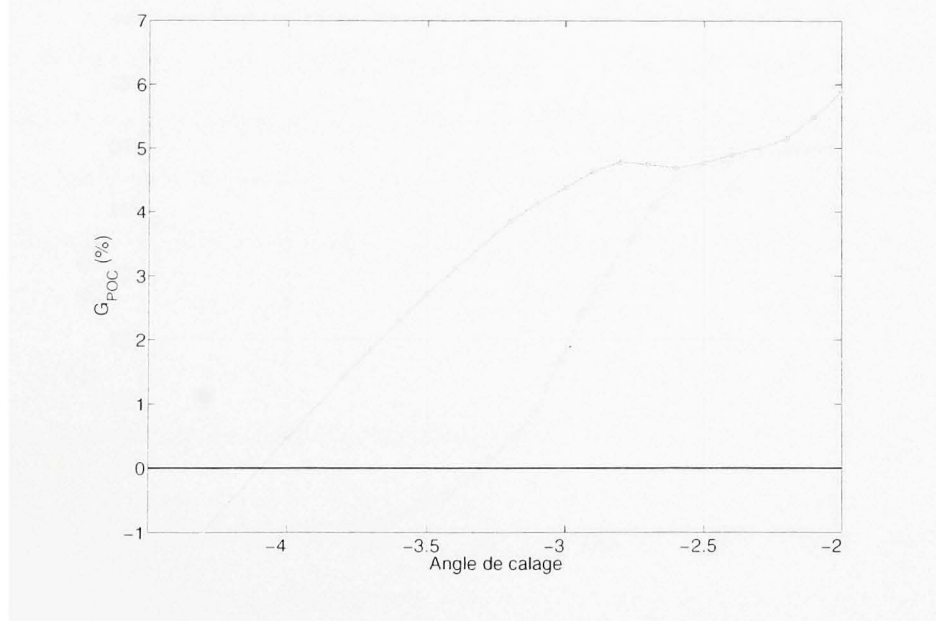
### 5.4.2 Résultats

L'angle optimum de calage est de  $-3.5$  degrés pour Matane avec une amélioration de la production de  $1.6\%$  en moyenne sur le parc et de  $-2.8$  degrés pour Cap-Chat avec une amélioration de la production de  $4.5\%$  en moyenne sur le parc. À Matane le maximum d'amélioration enregistré par machine est de  $4.2\%$  et à Cap-Chat, ce maximum est de  $9.4\%$ . Le facteur de capacité passe de  $20\%$  à  $20.7\%$  pour le parc. Les figures 5.3 et 5.4 présentent ces résultats. Passé l'optimum, la production continue d'augmenter après une brève diminution pour les deux sites, mais ces valeurs n'ont pas de sens physique. En effet les figures 5.5 et 5.6 montre bien que passé un certain calage le nombre d'arrêts de surcharge tend à plafonner, ce qui est impossible dans la réalité. Ce phénomène est dû à la limitation du nombre de courbes de puissance disponible pour des calages faibles. À Matane, deux courbes de puissance sont disponibles : celle pour un calage de  $-5.1^\circ$  et celle pour un calage de  $-3.3^\circ$ . À Cap-Chat, deux courbes de puissance sont disponibles aussi : celle pour un calage de  $-3.8^\circ$  et celle pour un calage de  $-2.5^\circ$ . Et dans les deux cas, passé la valeur supérieure du calage, le nombre d'erreurs tend à stagner prouvant les limites de l'interpolation linéaire en calage.

En se basant sur les productions moyennes enregistrées du parc, et sur le pourcentage d'amélioration apporté par le contrôle en effacement, pour le reste de la vie du parc (20 ans) cette solution apportera un gain en production de  $105 \text{ GWh}$ . Cela représente les deux tiers d'une année de production ou environ 6.7 millions de dollars ( $6.5 \text{ c} \cdot \text{kWh}$ ).



**Figure 5.3** *Calage optimum du gain en production à Matane.*



**Figure 5.4** *Calage optimum du gain en production à Cap-Chat.*



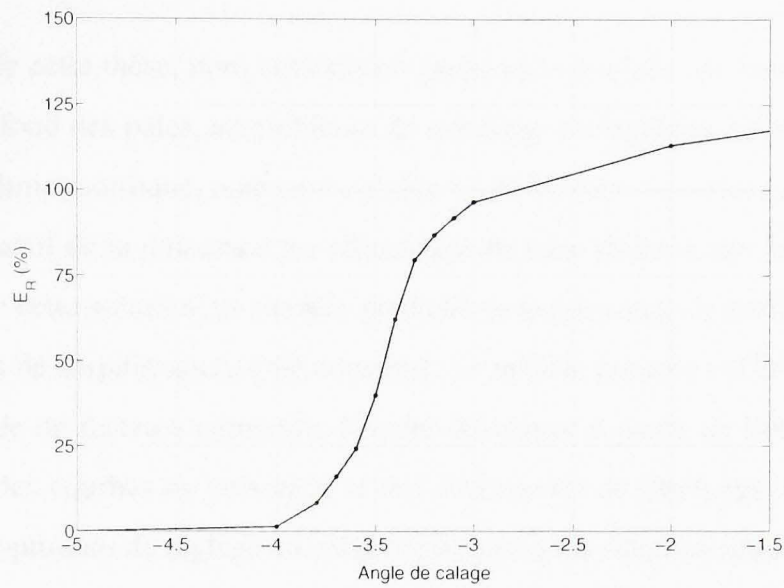


Figure 5.5 *Pourcentage d'augmentation des arrêts versus le calage à Matane.*

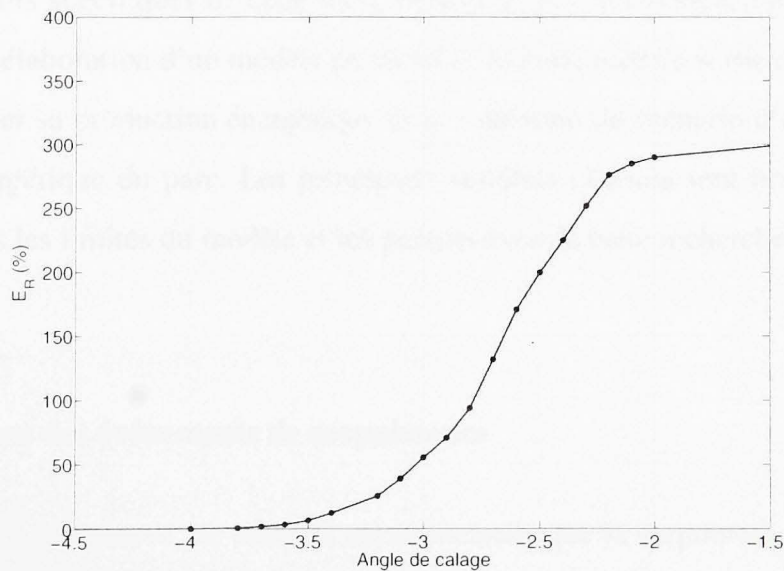


Figure 5.6 *Pourcentage d'augmentation des arrêts versus le calage à Cap-Chat.*

## **CONCLUSION**

Dans le cadre de cette thèse, nous souhaitons proposer et évaluer une solution, autre que le calage plus profond des pales, au problème de surcharge énergétique des grandes éoliennes, à pas fixe, en climat nordique, rencontré au parc LE NORDAIS. La solution retenue consiste en un contrôle actif de la puissance par effacement du rotor de l'axe du vent. Afin d'estimer la pertinence de cette solution, un modèle prédictif de la puissance de sortie d'une turbine et des événements de surpuissance, a été construit. Le modèle proposé est basé sur la méthode IEC, additionnée de facteurs correctifs. Il a été développé à partir de l'étude paramétrique expérimentale des courbes de puissance et des événements de surcharge. Connaissant ainsi la puissance, l'optimum de réglage du calage et le gain en production apporté par la solution de contrôle actif par effacement, ont pu être déterminés, démontrant ainsi l'intérêt de cette solution. Cette solution, qui ne prétend pas s'exporter à d'autres installations, répond à une problématique sans doute unique en son genre, au même titre que le parc LE NORDAIS est unique en son genre.

Les trois objectifs spécifiques de cette thèse étaient la mise en évidence des événements de surpuissance, l'élaboration d'un modèle prédictif de la puissance de sortie d'une turbine dans le but de calculer sa production énergétique et la validation du scénario d'optimisation de la production énergétique du parc. Les principaux résultats obtenus sont brièvement rappelés ci-dessous. Puis les limites du modèle et les perspectives de cette recherche sont exposées.

### **Résultats**

#### **Mise en évidence des événements de surpuissance**

Tout d'abord, il a été prouvé, de manière expérimentale, que la surpuissance est créée par un enlignement de conditions particulières qui sont fonction de la turbulence, du nombre de Reynolds et de la densité. De plus, un nouvel éclairage est apporté sur les conditions climatiques pour lesquels se déclenchent les événements de surcharge. En effet, il est mis en évidence le lien entre le passage d'un front froid caractérisé par la diminution des températures et associé

à un bas niveau de turbulence et les vagues de surpuissance. Deux paramètres ont permis de quantifier les variations de puissance selon les conditions. Le premier paramètre  $RI$  qui désigne l'augmentation relative de puissance en fonction de niveau de turbulence montre qu'à basse vitesse, la courbe de puissance à basse turbulence est inférieure à la courbe de puissance à haute turbulence, c'est l'inverse qui se produit à partir de  $9 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Le deuxième paramètre  $\alpha^*$  quantifie la variation du rapport entre l'augmentation théorique de puissance due à la variation de densité et l'augmentation de puissance associée au nombre de Reynolds. Ce paramètre montre que le pourcentage d'augmentation, dû au nombre de Reynolds, par rapport à l'augmentation de densité, est en moyenne de 17% pour un haut niveau de turbulence et de 7% pour un bas niveau, sur le site de Matane. Ce pourcentage d'augmentation, est en moyenne de 21% pour un haut niveau et de 39% pour un bas niveau de turbulence, sur le site de Cap-Chat. Ces tendances ont été confirmées numériquement, [13].

### **Modèle de prédiction de la puissance de sortie**

Le modèle repose sur l'hypothèse que la puissance est une fonction de l'écoulement libre et du calage additionné de deux corrections : une correction pour les effets de la turbulence, basé sur le paramètre  $RI$  et une correction pour les effets du Reynolds à basse température, basé sur le paramètre  $\alpha^*$ . En pratique, la puissance de sortie de la turbine est prédite en fonction des caractéristiques de l'écoulement qui sont définies par la vitesse en champ libre vu par la turbine, le niveau de turbulence et la densité à hauteur de moyeu et les caractéristiques de la turbine qui regroupent l'angle de calage de la machine et ses performances représentées par la courbe de puissance pour ces différents calages.

L'amélioration en précision apportée sur l'énergie totale par le modèle prédictif incluant  $RI$  et  $\alpha^*$  est de 1.37% à Matane (1.85% à Cap-Chat) par rapport à un modèle de base reposant sur la prédiction de la puissance en fonction de la vitesse et du calage. Sur 20 ans, la moyenne de vie restante du parc, ce pourcentage représente une différence d'environ 66  $MWh$  entre les deux prédictions pour la totalité du parc.

Le nombre d'événements de surpuissance reproduits par le modèle est en moyenne de 95% ( $\sigma = 26\%$ ) à Matane pour 42% des éoliennes et de 96% ( $\sigma = 30\%$ ) pour 37% des éoliennes à Cap-Chat. Le taux de concurrence des événements de surpuissance prédit et réel, est en autorisant un intervalle de temps entre deux événements, d'environ 70% pour les deux sites. La capacité de prédiction des événements de surpuissance chute fortement pour le reste des turbines à Matane comme à Cap-Chat. Ces derniers résultats s'expliquent, d'une part par le fait que les interactions de sillage ne sont pas prises en compte dans le modèle et d'autre part que le mode de contrôle des turbines a été modifié sur une partie des turbines sans que ses modifications soient connues.

### **Optimisation de la production du parc LE NORDAIS**

La valeur optimale du calage, obtenue par le modèle de prédiction énergétique, est supérieure à celle présentement utilisée actuellement sur les turbines. Elle est de -3.5 degrés pour le parc de Matane (-2.8 degrés pour Cap-Chat) et conduit à une amélioration de la production de 1.6% en moyenne (4.5% pour Cap-Chat). À Matane, le maximum d'amélioration enregistré par machine est de 4.2% et à Cap-Chat, ce maximum est de 9.4%. En se basant sur les productions moyennes enregistrées du parc, et sur le pourcentage d'amélioration apporté par le contrôle en effacement, en 20 ans cette solution apportera un gain en production de 105 GWh soit huit mois de production sur la vie du parc.

### **Limites**

Bien que le modèle donne de très bons résultats dans la prédiction des événements de surpuissance, il est en majeure partie incapable de prédire la puissance de cet événement. La principale raison est que l'on dispose d'une base de donnée enregistrée toutes les 10 minutes alors que le contrôle des machines se fait à partir d'une fenêtre glissante de 10 minutes réactualisée aux 2 secondes. Une importante partie de l'information reste donc inaccessible quelque soit les raffinements du modèle envisagé.



Les gains de production énergétique prédits précédemment doivent être considérés avec une certaine réserve : les incertitudes qui y sont attachées sont probablement larges. En effet, la qualité des données est globalement faible pour les sites de référence comme pour les données provenant du parc. Ceci s'explique par le fait que les données étudiées sont des données de production produites à des fins commerciales et non des données produites à des fins de recherche.

### **Perspectives et recommandations**

Les principales perspectives de recherche qui apparaissent à l'issue de cette thèse, concernent tout d'abord la poursuite de l'identification des conditions de déclenchement de la surpuissance à partir de données de bonne qualité et acquisitionnées à un taux d'échantillonnage plus élevé. Dans un deuxième temps, les prédictions de puissance seraient à raffiner en recalculant les paramètres  $RI$  et  $\alpha^*$ , toujours à partir de donnée de meilleure qualité. Et en troisième lieu, la viabilité de la solution proposée serait à valider sur le terrain, par exemple à l'échelle d'une turbine par parc, en comparant notamment le gain de production (huit mois) au vieillissement prématuré engendré par le contrôle en effacement.

## **ANNEXE I**

### **PRÉSENTATION DU PARC LE NORDAIS**

La première partie de cette annexe présente les caractéristiques des machines, ainsi que leurs réglages, particularités, instrumentations et la configuration des deux parcs (Matane et Cap-Chat). Dans la deuxième partie, les deux sites de références sont passés en revue. On décrit les deux turbines références et les mâts météorologiques qui leur sont associés. Pour chacun des deux sites, les exigences de la norme IEC61400-12 (secteur valide de mesure et calibration de site) sont décrites. Pour des questions de clartés, les tableaux récapitulant les données sont présentés à l'annexe suivante.

## **1 Données générales sur les parcs**

### **1.1 L'éolienne NM750/48-60 Hz NEG MICON Artic**

#### **1.1.1 Caractéristiques**

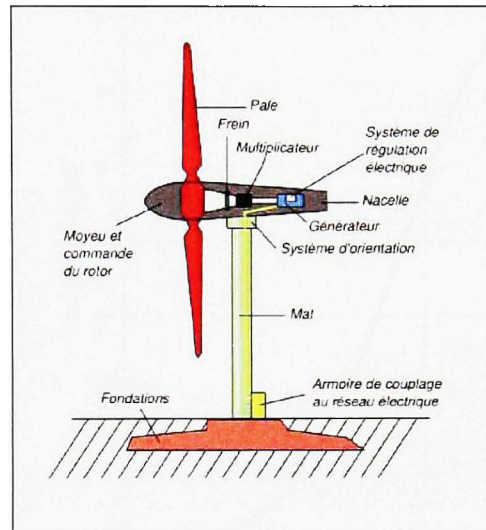
L'éolienne NM750/48-60 Hz NEG MICON Artic est une éolienne à axe horizontal, contrôlée par décrochage<sup>1</sup>. Cette éolienne a une puissance nominale de 750 kW, pour un rotor de 48.2m de diamètre sur une tour de 55m de haut. Les pales sont fabriquées par LM GLASSFIBER . Elles ont une longueur de 23.5m et sont équipées de freins aérodynamiques de bout de pales (figure I.2). La version Artic de cette éolienne est équipée d'un système de chauffage dans la tour pour l'appareillage et le contrôle. La courbe garantie est illustrée à la page suivante. L'ensemble des caractéristiques de l'éolienne NM750/48 se retrouve à l'annexe suivante, page 148. Cette éolienne a une durée de vie calculée supérieure à 25 ans pour des conditions normales d'utilisation.

---

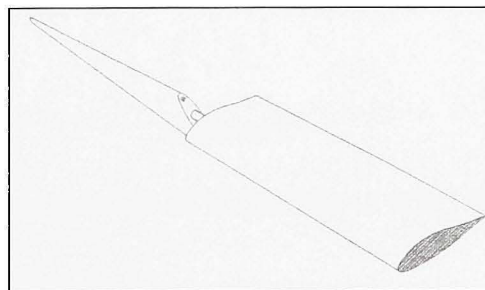
<sup>1</sup>Le décrochage est un phénomène aérodynamique qui survient graduellement sur les pales quand la vitesse du vent atteint 13 à 14 m/s et plus. La partie des pales où le décrochage a eu lieu a une portance diminuée ce qui régule automatiquement la puissance produite. Cette forme de régulation est la plus simple et efficace, car elle est instantanée et ne nécessite pas d'équipement mécanique ou hydraulique complexe.

### 1.1.2 Schéma

Une turbine est principalement composée de fondations, d'une tour, d'une nacelle contenant la génératrice, d'un rotor composé de trois pales et d'instrument de mesure du vent. Le schéma suivant décrit ces différentes parties.



**Figure I.1** Schéma des composantes d'une turbine (Source : Mathieu Clabaut-2008).



**Figure I.2** Freins aérodynamiques de bout de pales, déployé.

### 1.1.3 Angles de calages

Les pales de l'éolienne NEG MICON sont à angles de calage fixe. Lors de l'installation sur un site, cet angle est ajusté et optimisé en fonction des conditions climatiques observées sur ce



V (m/s)	P(kWh)
0	0.00
1	0.00
2	0.00
3	-2.64
4	20.26
5	55.36
6	101.43
7	160.42
8	254.19
9	363.16
10	480.31
11	583.15
12	656.18
13	706.91
14	738.10
15	749.62
16	750.00
17	742.11
18	729.97
19	719.13
20	704.65
21	693.86
22	687.79
23	686.72
24	689.30
25	695.23

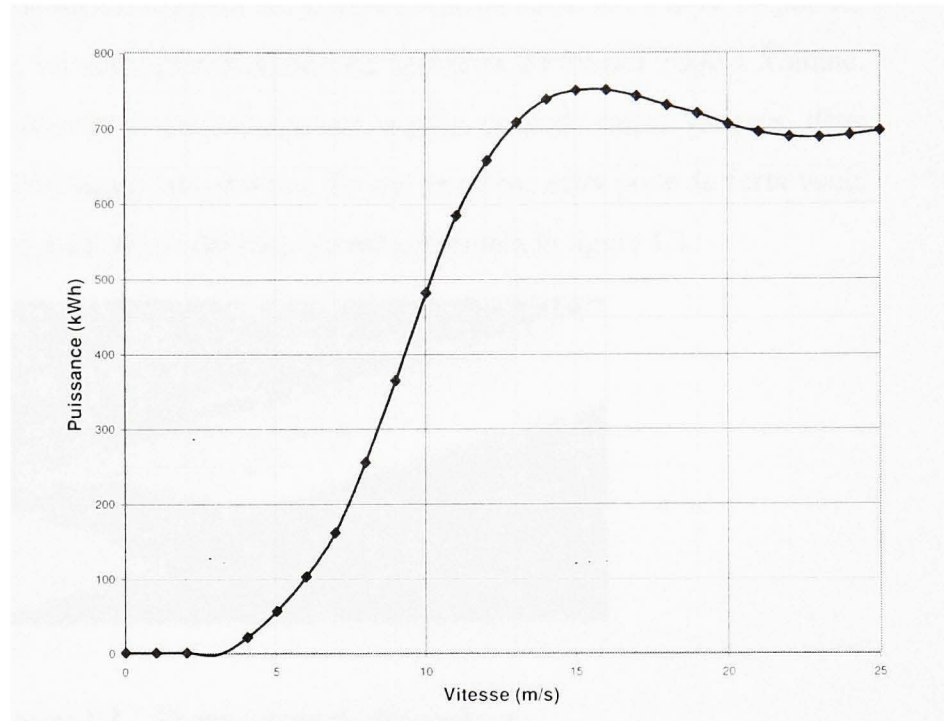


Tableau I.1

Courbe de garantie de la NM750/48 NEG MICON

site. Cependant pour un site complexe, ce réglage peut demander plusieurs essais. C'est le cas du parc LE NORDAIS . Le pas des éoliennes a donc été modifié à plusieurs reprises à Matane et à Cap-Chat. Les différents angles de calages sont donnés à l'annexe suivante, aux tableaux II.2 et II.3. Ils varient entre -2.7 et -5.6. Les turbines sont calées plus profondément à Matane qu'à Cap-Chat.

### 1.1.4 Provocateurs de décrochage

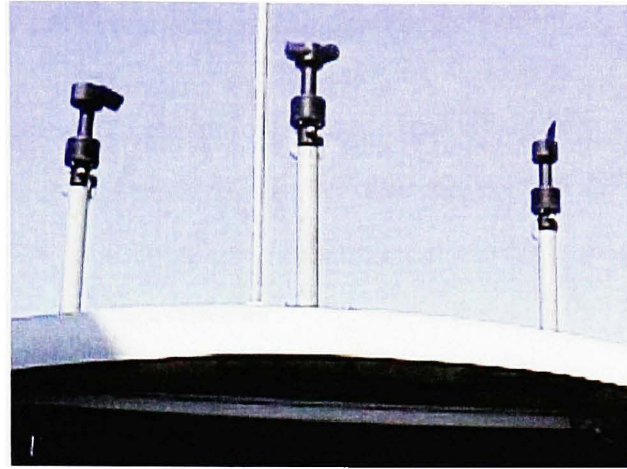
Les turbines de Cap-Chat ont été installées avec deux provocateurs de décrochage par pales puis deux autres provocateurs ont été rajoutés sur toutes les pales entre le 21 et le 24 janvier 2000 à Cap-Chat. À Matane, un autre provocateur a été ajouté le 24 février 2000 à Matane. Ces provocateurs servent à avancer le décrochage sur la pale, pour de fortes vitesses, dans le but d'éviter la surpuissance à basse température. Ils ont le même effet pour de forts vents qu'un calage profond. Un provocateur de décrochage est présenté à la figure I.3.



**Figure I.3** *Provocateur de décrochage.*

## 1.2 Instrumentations à la nacelle

Toutes les éoliennes ont le même équipement. On retrouve sur chaque nacelle deux girouettes, de type *NRG IceFree* ainsi qu'un anémomètre de type *NRG IceFree*. Ces instruments sont installés sur le radiateur de la nacelle (figure : I.4). L'ensemble des données est enregistré à l'éolienne par un ordinateur de type *Ammonit logger Pm33*.



**Figure I.4** *Instrumentations de l'éolienne.*

### 1.2.1 Données enregistrées

L'ensemble du parc est géré à l'aide d'un système générique d'acquisition de données et de surveillance (SCADA). La vitesse, la puissance, la direction de la nacelle ainsi que différents paramètres mécaniques, sont enregistrées pour chaque turbine par le système central. La liste des paramètres surveillés est fournie à l'annexe suivante, section 3.2. Chaque paramètre est échantillonné à une fréquence de 0.5Hz pendant dix minutes et moyennés sur la période. L'écart type ainsi que le minimum et le maximum sur la période sont aussi enregistrés.

La vitesse enregistrée représente la vitesse en champ libre. Elle est obtenue en appliquant, à la vitesse mesurée à la nacelle, une correction. Cette dernière permet d'atténuer les effets d'interférence due au passage du vent dans le rotor et le long de la nacelle. Elle est fournie par NEG MICON . C'est une compensation pour les effets de survitesses, dus à l'augmentation du niveau de turbulence, après passage dans le rotor. Le contrôle de la machine (démarrage/arrêt) est fonction de cette vitesse corrigée. La formulation de la correction est la suivante :

$$V_{fs} = 0.881 * slope * Signal(Hz) + offset \quad (I.1)$$

### 1.2.2 Calibration de l'instrumentation à la nacelle

Les calibrations de chaque anémomètre ainsi que la mise à jour de ces calibrations sont données à l'annexe suivante, aux tableaux II.6 et II.7. Les colonnes "TAC" sont les données programmées dans le système d'acquisition. Les erreurs d'arrondis sont fréquentes. Il en sera tenu compte dans les calculs d'incertitudes.

### 1.3 Position et numérotation des turbines

Les positions des éoliennes à Matane et à Cap-Chat sont données à l'annexe suivante, aux tableaux II.9 et II.10. En ce qui concerne la numérotation des fichiers des turbines (fichier *mon*), elle ne correspond pas à la numérotation des éoliennes. On trouve, toujours à l'annexe suivante, section 5 la correspondance pour chaque site entre le numéro du fichier *mon*, le numéro de l'éolienne et son numéro de série. Les cartes des parcs sont présentées à l'annexe III.

## 2 Site de référence de Matane

Le site de référence de Matane est composé de la turbine #6, et du mât météorologique AN3. Le mât météorologique est situé à 150 mètres de la turbine #6 soit entre deux et quatre fois le diamètre de la turbine comme le recommande la norme IEC 61400-12. Le terrain entre le mât et la turbine est dégagé et la pente est inférieure à 1 degré.

### 2.1 La turbine de référence

La turbine de référence à Matane est la turbine # 6 (référence # 6 pour les fichiers *mon*). Ses coordonnées NAD83 sont

$$X = 296\,418\,m, \quad Y = 5\,404\,418\,m, \quad Z = 127.74\,m.$$



Elle est équipée d'un anémomètre et de deux girouettes. Les calibrations des différents anémomètres qui ont été installés sont résumées au tableau I.2. Les angles de calages successifs sont présentés au tableau I.3. Elle a été équipée de trois provocateurs de décrochage par pale, le 24 février 2000. Un quatrième provocateur de décrochage a été installé durant l'été 2000. Le 19 octobre 2000, le nez de l'éolienne a été changé. Le 17 septembre 2001, les provocateurs de décrochage 2,3 et 4 ont été remplacés par des provocateurs de nouvelles formes (le provocateur 1 est le plus près du bout de pale). D'après le carnet d'entretien de la machine, on connaît tous les changements de calage. On retirera cependant le mois de mai 2001 de la base de données : des tests ont été fait ce mois là.

Tableau I.2

Calibrations de l'instrumentation de l'éolienne de référence #6.

Anémomètre	Pente	Décalage	Pente-TAC	Décalage-TAC	Date changement
1	0.55404	1.0874	0.554	1.1	
2	0.55099	0.9965	0.551	1.0	2000-10-17
3	0.58153	0.5707	0.582	0.6	2002-09-17

Tableau I.3

Calage des pales de l'éolienne de référence #6.

Numéro de période	Angle de calage	Période
1	-3.4	01 janvier 2000 au 19 octobre 2000
2	-2.9	19 octobre 2000 au 01 décembre 2000
3	-4.2	01 décembre 2000 au 10 janvier 2001
4	-3.3	10 janvier 2001 au 11 juin 2001
5	-4.7	11 juin 2001 au 22 juin 2001
6	-5.1	22 juin 2001 au 31 décembre 2003

## 2.2 Secteur de validité des mesures de l'éolienne de référence selon la norme IEC 61400-12

Soit  $L_n$  la distance entre la turbine et un obstacle et  $D_n$  le diamètre de la turbine alors selon la norme IEC 61400-12 tout obstacle situé dans un périmètre inférieur à la distance relative  $L_n/D_n = 20$  peut perturber les mesures enregistrées à l'éolienne, ainsi que son fonctionnement. Sachant que le diamètre de la turbine NEG MICON est de 48 mètres, cela revient à considérer l'ensemble des éoliennes, tours météorologiques et autre, qui sont situés dans un périmètre inférieur à 960 mètres et centré sur la turbine de référence 6.

L'éolienne de référence est entourée de dix éoliennes et de la tour de référence, pouvant avoir une influence significative sur son comportement. Pour chaque obstacle on calcule  $\alpha$  le secteur perturbé à exclure donné par la formule suivante<sup>2</sup> :

$$\alpha = 2 \arctan\left(2 \frac{D_n}{L_n} + 0.25\right) \quad (I.2)$$

<sup>2</sup>Cette formule est extraite du standard 61400-12 first edition 1998-02

Les résultats sont présentés dans le tableau I.4. L'ensemble des positions est donné par apport au nord vrai. La déclinaison magnétique pour Matane est de 22 degrés, on rappelle que

$$Direction_{vraie} = direction_{magnétique} - déclinaison = direction_{magnétique} - 22 \quad (I.3)$$

Le secteur de validité pour la turbine #6 est donc compris entre le 225 et le 312 par apport au Nord vrai. On notera que l'on ne prend pas en compte le secteur de l'anémomètre, car son influence est implicitement corrigée par les données de calibration du site.

Tableau I.4

Secteur à exclure pour la turbine #6.

# turbine	Ln(#6)	$L_n/D_n$	alpha/2	Centré sur la position de la #6. par apport au Nord vrai	Min	Max
4	953	19.9	19.3	162.9	143.5	182.2
5	130	2.7	44.7	180.0	135.3	224.7
7	109	2.3	48.5	0.0	-48.5	48.5
9	901	18.8	19.6	119.2	99.6	138.9
10	700	14.6	21.2	115.6	94.4	136.7
11	362	7.5	27.3	101.2	73.9	128.4
12	381	7.9	26.6	69.9	43.3	96.6
13	400	8.3	26.1	50.1	24.0	76.2
14	515	10.7	23.6	41.3	17.7	64.9
15	903	18.8	19.6	50.0	30.4	69.6
<b>AN3</b>	150	3.1	41.7	261.2	219.5	302.9

### 2.3 Le mât météorologique de référence

Le mât météorologique est un mât tubulaire de 51.3 m de hauteur, de 3 m de diamètre à la base et 0.67 m au sommet. Le site est dégagé autour du mât et de la turbine de référence qui est placée le long d'une crête uniforme. Cette crête descend doucement vers le fleuve Saint-Laurent en suivant une pente approximative de 8° degrés. Les coordonnées NAD83 du mât

sont

$$X = 296\,270\,m, \quad Y = 5\,404\,525\,m, \quad Z = 125.74\,m.$$

L'instrumentation installée sur le mât est détaillée au tableau I.5 L'anémomètre est monté au

Tableau I.5

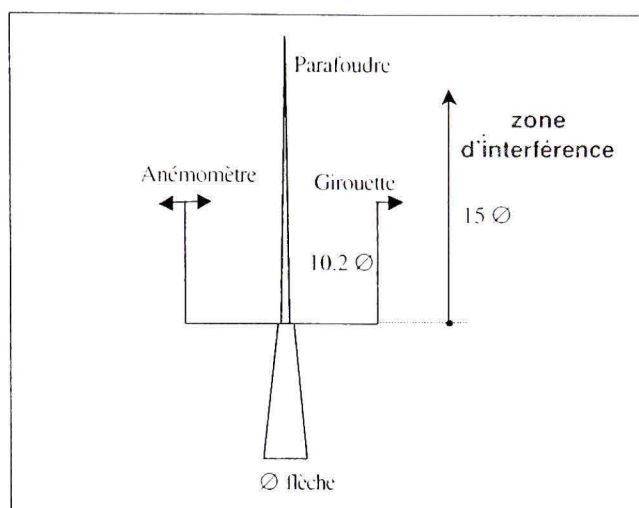
Instrumentation de la tour de référence à Matane.

Capteur/convertisseur	Hauteur (m)	Type
Anémomètre	55	Vector A1001-2
Girouette	55	Vector WP200
Température	50	Vector T351 PX PRT
Pression	40	VEGABAR 20series
Système d'acquisition des données	-	Campbell CR10X

sommet de la tour sur une extension tubulaire qui porte la hauteur du mât à 54.65 m. L'anémomètre et la girouette sont installés dans un arrangement de type "cross boom" (figure : I.5). Il est à noter que cet arrangement ne respecte pas la norme. Pour que les interférences entre les instruments et le mât soit inférieures à 0.5 % la distance les séparant doit être supérieur à 15 fois le diamètre de la flèche. Or la distance flèche/anémomètre est de 10.2 diamètres ( $diamètre_{flèche}=0.05m$ ,  $distance_{flèche/anémomètre}=0.533m$ ). On estime à 1 % l'erreur introduite sur la vitesse avec cet arrangement. De plus, un parafoudre est installé au sommet de la flèche et sa hauteur dépasse celle des instruments. Cependant, la croix est alignée sur le 230°degrés, l'anémomètre est donc en général directement sous la direction principale de vent. Les données provenant du mât météorologique de référence AN3 sont présentées au tableau I.6.

Le système d'acquisition échantillonne à une fréquence de 0.5 Hz et calcul la moyenne, le minimum, maximum et l'écart type pour des périodes de une minute. L'enregistrement se fait toutes les minutes sauf si le système est arrêté. Les données sont stockées localement par le système d'acquisition sur une puce et récupérées mensuellement par un technicien.





**Figure I.5** Arrangement "cross boom".

Tableau I.6

Signal enregistré au mât météorologique.

signal	Valeur moyenne	dev. std.	Min.	Max.
Anémomètre du mât	X	X	X	X
Anémomètre de la nacelle #6	X	X	X	X
puissance de la turbine #6	X	X	X	X
availability de la turbine #6	X			
girouette du mât	X	X	X	X
température	X			
pression	X			
précipitation	X			

## 2.4 Secteur de validité des mesures du mât météorologique selon la norme IEC 61400-12

Le mât météorologique de référence AN3 est entouré de 9 éoliennes pouvant avoir une influence significative sur son comportement. Pour chaque obstacle on calcule  $\alpha$  le secteur perturbé à exclure. Les résultats sont présentés dans le tableau I.7. L'ensemble des positions est

donné par apport au nord vrai. Le secteur de validité pour le mât météorologique de référence est donc compris entre 164 et 12 degrés vrais. Le secteur de validité finale (secteur de l'éolienne et secteur du mât) des données enregistrées à la tour météorologique est donc compris entre 225 et 312 degrés vrais.

Tableau I.7

Secteur à exclure pour la turbine #6.

# turbine	Ln(AN3)	$L_n/D_n$	$\alpha/2$	Centré sur la position de AN3, par apport au nord vrai	Min	Max
5	183	3.8	37.8	125.9	88.1	163.7
6	150	3.1	41.7	81.2	39.5	122.9
7	198	4.1	36.3	48.3	12.0	84.6
10	827	17.2	20.1	109.7	89.6	129.8
11	505	10.5	23.8	95.3	71.6	119.1
12	529	11.0	23.3	73.1	49.7	96.4
13	534	11.1	23.3	58.4	35.1	81.6
14	637	13.3	21.8	50.0	28.1	71.8

## 2.5 Calibration du site de référence

Le site de référence de Matane a été calibré par la compagnie *Reanewable Energy Systems Ltd (RES)* [15] selon la norme IEC 61400-12. Cette calibration est établie à partir de données enregistrées sur la période du 11 août 1999 au 8 septembre 1999. La norme recommande d'utiliser pour chaque secteur au moins 24 h de données sur une plage de 5 à 10 m/s, mais pour un site très venteux comme celui-ci la plage de mesure est étendue de 4 à 16 m/s. De plus, le nombre de données est réduit à au moins 14 heures d'enregistrement pour des raisons

techniques. Le secteur respectant ces critères est compris entre 205°degrés et 305°degrés par apport au nord vrai. Il est divisé en 10 secteurs de 10°degrés. Il ressort de cette calibration que les vitesses enregistrées à la tour de référence sont supérieures à celles enregistrées à l'éolienne. Cela s'explique bien puisque le mât de référence est installé au bord d'une pente abrupte et la turbine est un peu en retrait sur le plateau. Le mât profite donc de la légère survitesse créée par la pente. Les facteurs de correction varient entre 0.93 et 0.975, le détail des résultats des régressions est présenté au tableau I.8.  $r$  est le coefficient de corrélation. Les facteurs A et B sont définis par l'équation I.4.

$$V_{turbine} = A + B * V_{mât.ref.} \quad (I.4)$$

L'ensemble des incertitudes, type A (incertitude sur la régression) et type B (incertitude sur l'instrumentation, la calibration, etc.) est présenté au tableau II.11 à l'annexe suivante. L'incertitude moyenne à 10 m/s est de 0.33 m/s.

Tableau I.8

Facteurs de calibration du site de référence de Matane.

Secteur	de	à	A	B	r	NPts	Hours
a	155	165	0.516	0.919	0.991	116	19.3
b	165	175	0.306	0.932	0.994	124	20.7
1	205	215	0.758	0.869	0.988	125	20.8
2	215	225	0.243	0.938	0.994	97	16.2
3	225	235	0.080	0.962	0.984	129	21.5
4	235	245	0.343	0.908	0.988	157	26.2
5	245	255	0.024	0.929	0.981	124	20.7
6	255	265	0.226	0.920	0.985	236	39.3
7	265	275	0.089	0.956	0.996	300	50.0
8	275	285	0.038	0.966	0.998	287	47.8
9	285	295	0.020	0.970	0.996	183	30.5
10	295	305	0.046	0.970	0.994	85	14.2

### 3 Le site de référence de Cap-Chat

Le site de référence de Cap-Chat est composé de la turbine #67, et du mât météorologique AN2. Le mât météorologique est situé à 84 mètres de la turbine #67 soit à moins de deux diamètres de la turbine contrairement aux recommandations de la norme IEC 61400-12. Le terrain entre le mât et la turbine est dégagé et la pente est inférieure à 3 degrés.

#### 3.1 La turbine de référence

La turbine de référence à Cap-Chat est la turbine # 67 (référence # 76 pour les fichiers mon). Ses coordonnées NAD83 sont

$$X = 356\,576\,m, Y = 5\,435\,558\,m, Z = 27.12\,m.$$

Elle est équipée d'un anémomètre et de deux girouettes. Les calibrations des différents anémomètres qui ont été installés sont résumées au tableau I.9. Elle a été installée équipée de deux provocateurs de décrochage et le 24 janvier 2000, deux autres provocateurs par pale ont été ajoutés.

Tableau I.9

Calage des pales de l'éolienne de référence #67.

Anémomètre	Pente	Décalage	Pente-TAC	Décalage-TAC	Date changement
1	0.56314	0.6827	0.563	0.7	
2	0.56368	0.5544	0.564	0.6	2000-10-23

#### 3.2 Secteur de validité des mesures de l'éolienne de référence selon la norme IEC 61400-12



Tableau I.10

Calage des pales de l'éolienne de référence #67.

Numéro de période	Angle de calage	Période
1	-3.2	01 janvier 2000 au 27 octobre 2000
2	-3.8	27 octobre 2000 au 31 décembre 2003

L'éolienne de référence est entourée de trois éoliennes et de la tour de référence, pouvant avoir une influence significative sur son comportement. Pour chaque obstacle on calcule  $\alpha$  le secteur perturbé à exclure comme précédemment. Les résultats sont présentés dans le tableau I.11. L'ensemble des positions est donné par apport au nord vrai. La déclinaison magnétique pour Cap-Chat est de 22 degrés. Le secteur de validité pour la turbine #67 est donc compris entre le 170° degrés et le 30° degrés par apport au Nord vrai. Comme pour le site de Matane on ne tient pas compte du secteur de l'anémomètre, car son influence est implicitement corrigée par les données de calibration du site.

Tableau I.11

Secteur à exclure pour la turbine #67.

# turbine	Ln(#6)	$L_n/D_n$	alpha/2	Centré sur la position de la #67, par apport au Nord vrai	Min	Max
68	322	7	29	57	28	85
69	563	12	23	57	35	80
98	145	3	42	128	86	171
<b>AN2</b>	84	2	54	256	202	310

### 3.3 Le mât météorologique de référence

Le mât météorologique est un mât tubulaire de 55 mètres de hauteur, de 3 mètres de diamètre à la base et 0.67 mètre au sommet. Les coordonnées NAD83 du mât sont

$$X = 356\,494.15\text{ m}, Y = 5\,435\,537.25\text{ m}, Z = 23\text{ m}.$$

L'instrumentation installée sur le mât est détaillée au tableau I.12.

Tableau I.12

Instrumentation de la tour de référence à Cap Chat.

Capteur/convertisseur	Hauteur (m)	Type
Anémomètre	56.175	Vector A100L2 Pulse
Girouette	55	Vector WP200
Température	15	Vector T351 PX PRT
Pression	3	VEGABAR 20series
Système d'acquisition des données		Campbell CR10X

L'anémomètre est monté au sommet de la tour sur une extension tubulaire (25 mm de diamètre) qui porte la hauteur du mât à 56 mètres. La girouette est installée sur un bras pris au sommet du mât orienté à 260°degrés par apport au Nord vrai (figure : I.6). Une girouette et un anémomètre chauffant de marque NRG sont aussi installés au sommet de la tour du côté de l'éolienne. La date de leur installation est inconnue et on n'a pas accès aux données enregistrées par ces derniers. Il est certain que ces instruments interfèrent avec ceux dont on utilise les données, cependant comme ils sont placés entre l'éolienne et les instruments dont on se sert, on suppose que cette interférence est minime.

Les données provenant du mât météorologique de référence AN2 sont présentées au tableau I.13. Le système d'acquisition échantillonne à une fréquence de 0.5 Hz et calcul la moyenne, le minimum, maximum et l'écart type pour des périodes de une minute. L'enregistrement se fait toutes les minutes sauf si le système est arrêté. Les données sont stockées localement par



**Figure I.6** *Sommet de la tour de référence de Cap Chat.*

le système d'acquisition sur une puce et récupérées mensuellement par un technicien.

Tableau I.13

Signal enregistré au mât météorologique.

signal	Valeur moyenne	dev. std.	Min.	Max.
Anémomètre du mât	X	X	X	X
Anémomètre de la nacelle #6	X	X	X	X
puissance de la turbine #6	X	X	X	X
availability de la turbine #6	X			
girouette du mât	X			
température	X			
pression	X			
batterie	X			

### 3.4 Secteur de validité des mesures du mât météorologique selon la norme IEC 61400-12

Le mât météorologique de référence AN2 est entouré de 4 éoliennes pouvant avoir une influence significative sur son comportement. Pour chaque obstacle on calcule  $\alpha$  le secteur per-

turbé à exclure. Les résultats sont présentés dans le tableau I.14. L'ensemble des positions est donné par apport au nord vrai. Le secteur de validité pour le mât météorologique de référence est donc compris entre 145° et 20° par apport au nord vrai. Le secteur de validité finale (secteur de l'éolienne et secteur du mât) des données enregistrées à la tour météorologique est donc compris entre 170 et 20 degrés par apport au nord vrai.

Tableau I.14

Secteur à exclure pour la turbine #6.

# turbine	Ln(AN3)	$L_n/D_n$	alpha/2	Centré sur la position de AN3, par apport au nord vrai	Min	Max
67	84	2	54	76	22	130
68	403	8	26	61	35	87
69	643	13	22	60	38	82
98	208	4	35	109	74	145

### 3.5 Calibration du site de référence

Le site de référence de Cap-Chat a été calibré par la compagnie *Reanewable Energy Systems Ltd (RES)* [54] selon la norme IEC 61400-12. Cette calibration est établie à partir de données enregistrées sur la période du 17 septembre 1998 au 18 novembre 1998. La norme recommande d'utiliser pour chaque secteur au moins 24 h de données sur une plage de 5 à 10 m/s, mais pour un site très venteux comme celui-ci la plage de mesure est étendue de 4 à 16 m/s. Les secteurs respectant ces critères sont compris entre 45°degrés et 65°degrés et entre 185°degrés et 295°degrés par apport au Nord vrai. Ils sont divisés en secteurs de 10°degrés. Les facteurs de correction varient entre 0.88 et 1.01, le détail des résultats des régressions est présenté au tableau I.15.  $r$  est le coefficient de corrélation. Les facteurs A et B sont définis par l'équation I.4. L'ensemble des incertitudes, type A (incertitude sur la régression) et type B (incertitude sur l'instrumentation, la calibration, etc.) est présenté au tableau II.12 à l'annexe suivante. L'incertitude moyenne à 10 m/s est de 0.32 m/s.



Tableau I.15

Facteurs de calibration du site de référence de Cap Chat.

Secteur	de	à	A	B	r Npts	Hours
a	40	50	-0.412	0.9748	0.9929 241	40.2
b	50	60	-0.1009	0.9091	0.9943 256	42.7
c	60	70	0.1139	0.8834	0.9969 197	32.8
1	180	190	-0.4842	1.0177	0.984 267	44.5
2	190	200	0.0407	0.9514	0.9893 224	37.3
3	200	210	0.0241	0.9635	0.9921 223	37.2
4	210	230	-0.1099	0.9934	0.991 164	27.3
5	230	240	-0.018	0.9723	0.9934 157	26.2
6	240	250	-0.0328	0.9615	0.9977 309	51.5
7	250	260	-0.0797	0.9671	0.9989 923	153.8
8	260	270	-0.0771	0.9652	0.9994 723	120.5
9	270	280	-0.0884	0.9625	0.9992 504	84.0
10	280	290	-0.0671	0.956	0.9981 316	52.7
11	290	300	-0.0897	0.9712	0.9981 215	35.8

## **ANNEXE II**

### **DONNÉES TECHNIQUES DU PARC LE NORDAIS**

# 1 Caractéristiques de l'éolienne NM750/48 NEG MICON

Tableau II.1

Caracteristiques des éoliennes

<b>General</b>	
manufacturer	NEG Micon A/S
type name	NM750/48
type (horizontal / vertical)	horizontal
rated power	750 kW
power control	DanControl TAC 1
hub height above foundation	55 m
hub height above ground	55 m
total weight (without rotor and tower)	19.5 tons
rated wind speed	16 m/s
cut-in and cut-out wind speed	3.5 m/s to 25 m/s
survival wind speed	60 m/s
calculated safe life	25 Jahre/years
contribution to short circuit current	-kA
<b>Rotor</b>	
diameter	48.2 m
swept area	1824 m <sup>3</sup>
number of blades	3
kind of hub	Sphere
relative position to tower (luv/lee)	Up wind
rated speed	22.2/14.8 rpm
tip speed	55.8 m/s
rotor blade pitch setting	-3.3°
cone angle	0°
tilt angle	5°
solidity (total blade area/rotor area)	6.3 %
distance between rotor flange centre and Tower center line	225 cm
total weight with hub	12.5 tons
<b>Rotor blade</b>	
manufacturer	LM Glasfiber
type	LM 23.5
blade section inside	2.391 m
blade section outside	1.33 m

material	Glasfiber-polyester/ Carbon fibre-epoxy
length	23.5 m
blades prfiles	NACA 63-serie
twist	18.66°
blade aera	38.6 m <sup>2</sup>
chord length (max/min, at blade-tip bottom)	2.25 m / 0.984 m
additional components (e.g. stall strips, vor- tex generators, etc.)	4 stall-strips
<b>Gear box</b>	
manufacturer	Flender
type	PEAC 4300
design	planetary 1.step, parallel shafts 2. steps
gear ratio	81 :1
weight without oil	5.5 tons
<b>Generator</b>	
manufacturer	Elin
numbers	2 place
design	asynchronous
rated power(s)	750 kW
rotation speed range	1800/1200 rpm
voltage	600 V
frequency	60 Hz
<b>Tower</b>	
manufacturer	NEG Mcon A/S
design (tapered/tube, cylin/lattice)	conical, tubular
material	welded steel plate
length	53.6 m
top diameter	1.64 m
bottom diameter	3 m
number of sections	2 pc
total weight	38 tons
<b>Yaw orientation drive</b>	
design (active/passive)	Active
drive (electr./mech./hydr.)	electric
damping system during operation	friction brake
<b>Climate and site conditions</b>	
calculated minimum life	25 years
temperature limits for structure during ope- ration	-40 to + 40 °C



standard temperature interval for operation	-30 to + 30 °C
extreme wind speed	40 m/s (10 min. average)
survival wind speed	60 m/s (2 sec. average)
automatic stop limit	25 m/s (10 min. average)

Les spécifications présentées ci-dessus sont extraites du certificat de l'éolienne NM750/48 donné par le manufacturier *NEG Micon* et du manuel d'opération, de service et de maintenance de l'éolienne NM750/48 60 Hz Artic *NEG Micon* [41].

## 2 Calage des éoliennes

Tableau II.2

Réglage du pas des éoliennes à Matane

<b>PITCH FEBRUARY 7th, 2000</b>					
Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
1	-3.5	-3.5	-3.4	-3.5	
2	-3.3	-3.3	-3.6	-3.4	
3	-3.4	-3.4	-3.5	-3.4	
4	-3.6	-3.8	-3.5	-3.6	
5	-3.3	-3.4	-3.5	-3.4	
6	-3.2	-3.8	-3.3	-3.4	
7	-3.2	-3.4	-3.3	-3.3	
8	-3.4	-3.5	-3.4	-3.4	
9	-3.5	-3.5	-3.2	-3.4	
10	-3.2	-3.3	-3.3	-3.3	
11	-3.3	-3.4	-3.4	-3.4	
12	-3.4	-3.4	-3.2	-3.3	
13	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	
14	-3.3	-3.6	-3.1	-3.3	
15	-3.0	-3.3	-3.2	-3.2	
16	-3.2	-3.3	-3.0	-3.2	
18	-3.4	-3.4	-3.2	-3.3	
19	-3.3	-3.1	-3.3	-3.2	

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
20	-3.6	-3.1	-3.3	-3.3	
21	-3.3	-3.6	-3.6	-3.5	
22	-3.4	-3.4	-3.7	-3.5	
23	-3.0	-3.4	-3.7	-3.4	
24	-3.4	-3.5	-3.5	-3.5	
25	-3.3	-3.4	-3.6	-3.4	
26	-3.6	-3.2	-3.9	-3.6	
27	-3.7	-3.5	-3.4	-3.5	
28	-3.5	-3.3	-3.4	-3.4	
29	-3.5	-3.5	-3.4	-3.5	
30	-3.5	-3.4	-3.4	-3.4	
31	-3.8	-3.7	-3.4	-3.6	
32	-3.6	-3.2	-3.8	-3.5	
34	-3.4	-3.1	-3.4	-3.3	
35	-3.6	-3.3	-3.4	-3.4	
37	-3.4	-3.3	-3.3	-3.3	
39	-3.3	-3.2	-3.5	-3.3	
40	-3.3	-3.7	-3.3	-3.4	
41	-3.4	-3.4	-3.1	-3.3	
42	-3.5	-3.5	-3.5	-3.5	
43	-3.5	-3.4	-3.3	-3.4	
44	-3.5	-3.2	-3.4	-3.4	
45	-3.4	-3.4	-3.4	-3.4	
46	-3.7	-3.3	-3.1	-3.4	
47	-3.2	-3.2	-3.3	-3.2	
48	-3.6	-3.4	-3.5	-3.5	
49	-3.2	-3.5	-0.3	-3.2	
50	-3.6	-3.6	-3.1	-3.4	
51	-3.3	-3.1	-3.5	-3.3	
52	-3.3	-3.3	-3	-3.2	
54	-3.6	-3.3	-3.6	-3.5	
55	-3.6	-3.7	-3.4	-3.6	
58	-3.5	-3.7	-3.5	-3.6	
59	-3.0	-3.7	-3.4	-3.4	
60	-3.4	-3.4	-3.5	-3.4	
65	-3.8	-3.4	-3.7	-3.6	
66	-3.5	-3.3	-3.7	-3.5	
67	-3.4	-3.5	-3.6	-3.5	
96	-3.4	-3.6	-3.8	-3.6	

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
<b>REPITCH #1</b>					
Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
1	-3.7	-3.8	-3.9	-3.8	20000927
3	-4.0	-3.6	-3.6	-3.7	20001004
4	-3.5	-3.9	-3.7	-3.7	20000905
5	-3.3	-2.8	-2.7	-2.9	20000915
6	-2.9	-3.0	-2.9	-2.9	20001019
7	-3.4	-3.2	-3.1	-3.3	20000915
8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	20000915
9	-3.5	-3.5	-3.6	-3.5	20000918
10	-3.6	-3.6	-3.7	-3.6	20000913
12	-3.8	-3.7	-3.8	-3.7	20000918
13	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20000912
14	-3.7	-3.6	-3.9	-3.7	20000902
15	-3.6	-3.8	-3.6	-3.6	20000906
16	-3.6	-3.7	-3.5	-3.6	20000914
18	-3.2	-3.4	-3.3	-3.3	20000915
19	-3.3	-3.3	-3.3	-3.3	20000918
20	-3.8	-3.1	-3.5	-3.5	20000918
21	-3.8	-3.8	-3.8	-3.8	20000913
22	-3.7	-3.8	-3.6	-3.7	20000915
23	-3.9	-3.9	-3.4	-3.7	20000915
24	-3.6	-3.8	-3.9	-3.7	20000929
25	-3.4	-3.8	-3.7	-3.6	20000914
26	-3.7	-3.7	-3.4	-3.6	20000914
27	-3.7	-4.2	-4.1	-4.0	20000905
28	-3.9	-3.7	-3.9	-3.8	20000906
29	-3.6	-3.5	-3.4	-3.5	20000905
30	-3.8	-3.7	-4.0	-3.8	20000822
31	-3.9	-3.8	-3.6	-3.8	20000823
32	-3.6	-3.6	-3.6	-3.6	20000913
34	-3.4	-3.6	-3.6	-3.5	20000918
35	-3.8	-3.9	-3.8	-3.8	20000927
39	-3.7	-3.7	-3.9	-3.8	20000906
40	-3.4	-3.6	-3.3	-3.4	20000906
41	-3.4	-3.5	-3.8	-3.6	20000912
42	-3.7	-4.0	-4.1	-3.9	20000822
43	-3.6	-3.6	-3.8	-3.7	20000914
45	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20000823

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
46	-3.8	-3.9	-3.7	-3.8	20000912
47	-3.6	-3.7	-3.7	-3.7	20000907
48	-3.6	-3.9	-3.6	-3.7	20000913
49	-3.4	-3.6	-3.7	-3.6	20000906
50	-4.0	-3.8	-3.8	-3.9	20000823
51	-3.5	-3.4	-3.9	-3.6	20000912
52	-3.4	-3.6	-3.3	-3.4	20000912
54	-3.7	-4.1	-3.7	-3.8	20000906
55	-4.0	-3.8	-4.1	-4.0	20000823
58	-3.4	-3.5	-3.4	-3.4	20000918
59	-3.4	-3.7	-4.0	-3.7	20000913
60	-3.3	-3.4	-3.5	-3.4	20000902
66	-4.7	-4.4	-4.5	-4.5	20001104
67	-4.4	-4.5	-4.6	-4.5	20001104
96	-3.9	-4.4	-4.2	-4.2	20010112
<b>REPITCH #2</b>					

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
5	-3.4	-3.6	-4.1	-3.7	20010112
6				-4.2	20001201
8	-3.3	-3.3	-3.4	-3.3	20010105
14	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20000928
15	-3.6	-3.5	-3.6	-3.6	20000926
20	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	20000927
23	-3.8	-3.7	-4.2	-3.9	20010105
26	-4.1	-3.7	-4.1	-4.0	20000927
29	-4.1	-3.7	-4.3	-4.0	20001025
30	-3.8	-3.9	-4.0	-3.9	20000927
40	-4.1	-3.5	-3.9	-3.8	20001026
42	-3.9	-4.0	-4.1	-4.0	20000927
55	-4.4	-4.6	-4.4	-4.5	20001102
58	-3.8	-3.9	-3.8	-3.8	20010116
60	-3.9	-4.3	-4.2	-4.1	20001101
66	-4.6	-4.7	-4.6	-4.6	20010112
67	-4.6	-4.5	-4.6	-4.6	20010109
<b>REPITCH #3</b>					

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
6	-3.4	-3.5	-3.1	-3.3	20010110
14	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	20001023
20	-4.1	-3.4	-3.8	-3.8	20010103



Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
26	-3.8	-3.7	-3.7	-3.7	20010108
29	-4.3	-3.7	-4.1	-4.0	20010105
40	-3.9	-3.5	-3.7	-3.7	20010115
55	-4.3	-4.3	-4.5	-4.4	20010108
60	-4.4	-4.7	-4.4	-4.5	20010109
<b>REPITCH #4</b>					
Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
6	-4.8	-4.3	-5.1	-4.7	20010511
14	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20001102
<b>REPITCH #5</b>					
Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
6	-5.3	-4.9	-5.1	-5.1	20010522
14	-4.3	-4.8	-4.5	-4.5	20010109

Tableau II.3

## Réglage du pas des éoliennes à Cap-Chat

<b>PITCH FEBRUARY 7th, 2000</b>					
Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
2	-3.4	-3.5	-3.4	-3.4	
3	-3.8	-3.8	-3.6	-3.7	
4	-3.2	-3.2	-3.3	-3.2	
5	-3.8	-3.5	-3.4	-3.6	
6	-3.6	-3.1	-3.1	-3.3	
7	-3.7	-3.8	-3.7	-3.7	
8	-3.7	-3.5	-3.6	-3.6	
9	-3.6	-3.7	-3.6	-3.6	
10	-3.7	-3.5	-3.9	-3.7	
11	-3.6	-4.0	-4.0	-3.9	
12	-3.7	-3.5	-3.6	-3.6	
13	-3.3	-3.2	-3.5	-3.3	
14	-3.6	-3.7	-3.5	-3.6	
20	-3.4	-3.4	-3.3	-3.4	
21	-3.3	-3.7	-3.5	-3.5	
22	-3.3	-3.2	-3.3	-3.3	
23	-3.0	-3.5	-3.5	-3.3	
24	-3.8	-3.7	-3.8	-3.8	
25	-3.8	-3.4	-3.7	-3.6	
26	-3.7	-4.0	-3.6	-3.8	

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
27	-3.6	-3.8	-3.7	-3.7	
28	-3.6	-4.0	-3.8	-3.8	
29	-3.4	-3.8	-3.7	-3.6	
30	-3.5	-3.9	-3.7	-3.7	
31	-4.2	-3.8	-3.8	-3.9	
32	-3.5	-3.4	-3.2	-3.4	
33	-3.7	-3.5	-3.8	-3.7	
34	-3.9	-3.4	-3.5	-3.6	
35	-3.1	-3.2	-3.5	-3.3	
36	-3.7	-3.7	-3.9	-3.8	
37	-4.2	-3.4	-3.8	-3.8	
38	-3.3	-3.2	-3.3	-3.3	
39	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	
40	-3.6	-3.4	-3.7	-3.6	
41	-3.8	-3.9	-3.7	-3.8	
42	-3.1	-3.3	-3.1	-3.2	
43	-3.5	-3.7	-3.5	-3.6	
44	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	
45	-3.3	-2.4	-1.9	-2.5	
46	-3.0	-2.9	-3.3	-3.1	
47	-3.7	-3.4	-3.6	-3.6	
48	-3.2	-3.7	-3.5	-3.5	
49	-3.4	-3.8	-3.6	-3.6	
50	-3.8	-4.0	-3.7	-3.8	
51	-3.7	-4.0	-3.7	-3.8	
52	-3.7	-3.8	-4.1	-3.9	
53	-3.7	-3.7	-3.4	-3.6	
54	-3.4	-3.5	-3.2	-3.4	
55	-3.4	-3.3	-3.2	-3.3	
57	-3.7	-3.8	-3.7	-3.7	
58	-3.6	-3.7	-3.8	-3.7	
59	-3.7	-3.2	-3.2	-3.4	
60	-3.3	-3.2	-3.5	-3.3	
61	-3.3	-3.4	-3.5	-3.4	
62	-3.4	-4.0	-3.8	-3.7	
63	-3.6	-3.9	-3.8	-3.8	
66	-3.2	-3.3	-3.4	-3.3	
67	-3.2	-3.4	-3.0	-3.2	
68	-3.4	-3.7	-3.6	-3.6	

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
69	-3.7	-3.9	-3.7	-3.8	
70	-3.7	-3.5	-3.5	-3.6	
71	-3.2	-3.2	-3.1	-3.2	
72	-3.4	-3.3	-3.1	-3.3	
73	-3.6	-3.5	-3.8	-3.6	
79	-3.6	-3.3	-3.7	-3.5	
80	-3.2	-3.6	-3.3	-3.4	
81	-3.8	-3.7	-3.6	-3.7	
82	-3.4	-3.7	-3.5	-3.5	
83	-3.9	-3.8	-4.0	-3.9	
84	-2.9	-3.1	-3.3	-3.1	
85	-3.0	-3.6	-3.7	-3.4	
87	-3.7	-3.6	-3.4	-3.6	
89	-3.6	-3.3	-3.2	-3.4	
93	-3.7	-3.9	-3.4	-3.7	
97	-3.4	-3.6	-3.7	-3.6	
98	-3.5	-3.7	-3.4	-3.5	

### REPITCH #1

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
2	-3.9	-3.7	-3.7	-3.8	20000824
3	-4.4	-4.1	-4.4	-4.3	20001112
4	-3.7	-3.6	-3.6	-3.6	20000925
5	-3.5	-3.5	-3.8	-3.6	20000828
6	-3.3	-3.4	-3.7	-3.5	20000926
7	-4.2	-3.8	-4.3	-4.1	20010111
8	-4.2	-4.1	-3.9	-4.1	20010112
10	-3.7	-3.4	-3.9	-3.7	20000928
11	-3.8	-4.1	-4.0	-4.0	20001110
12	-3.5	-4.1	-4.0	-3.9	20001111
13	-3.5	-3.5	-3.5	-3.5	20000919
14	-3.8	-3.8	-3.8	-3.8	20000817
20	-3.7	-3.5	-3.5	-3.6	20000831
21	-3.5	-3.0	-3.4	-3.3	20000829
22	-3.6	-4.0	-3.8	-3.8	20010113
23	-3.8	-3.7	-3.7	-3.8	20000824
24	-4.2	-4.1	-4.2	-4.2	20001110
25	-3.4	-3.4	-3.5	-3.5	20000830
26	-4.2	-4.1	-4.1	-4.1	20001108
27	-3.7	-3.5	-3.5	-3.6	20000920

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
28	-3.4	-3.4	-3.5	-3.4	20000920
29	-3.8	-3.7	-3.7	-3.7	20000829
30	-3.5	-3.3	-3.4	-3.4	20000920
31	-3.4	-3.4	-3.7	-3.5	20000926
32	-3.2	-3.1	-3.3	-3.2	20000920
33	-3.5	-3.5	-3.7	-3.6	20000920
34	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	20000925
35	-3.7	-3.4	-3.9	-3.6	20000920
36	-3.4	-3.6	-3.4	-3.5	20000925
37	-3.6	-3.4	-3.8	-3.6	20000927
38	-4.2	-4.2	-3.4	-3.9	20010111
39	-3.5	-3.2	-3.4	-3.4	20000831
40	-3.4	-3.7	-3.5	-3.5	20000925
41	-4.5	-4.2	-4.2	-4.3	20001107
42	-3.8	-3.6	-3.9	-3.7	20000828
44	-4.0	-3.6	-3.9	-3.8	20000911
45	-2.6	-3.4	-3.2	-3.1	20000919
46	-3.7	-3.5	-3.3	-3.5	20000908
47	-3.9	-3.9	-3.8	-3.9	20000824
48	-3.6	-3.6	-3.7	-3.6	20000908
49	-3.5	-3.7	-3.6	-3.6	20000829
50	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20000821
51	-3.6	-3.9	-4.0	-3.8	20000821
52	-3.9	-3.9	-3.7	-3.8	20000919
54	-3.0	-3.3	-3.2	-3.2	20000919
55	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20000829
58	-3.7	-3.5	-3.6	-3.6	20000904
59	-3.4	-3.8	-3.4	-3.5	20000911
60	-3.7	-3.8	-3.6	-3.7	20000821
61	-4.0	-3.7	-3.9	-3.9	20000829
62	-3.5	-3.7	-3.5	-3.6	20000919
63	-3.9	-3.8	-3.8	-3.8	20000821
67	-3.7	-3.6	-3.9	-3.8	20001027
68	-3.9	-4.0	-3.7	-3.9	20000817
69	-3.7	-4.0	-3.9	-3.9	20000815
70	-3.8	-3.6	-3.7	-3.7	20000816
71	-3.6	-3.7	-3.7	-3.7	20000831
72	-3.8	-3.9	-3.6	-3.8	20000926
73	-3.7	-3.7	-3.6	-3.6	20000830



Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
79	-3.5	-3.7	-3.5	-3.6	20000831
80					20010115
82					20010112
83	-3.6	-3.9	-3.6	-3.7	20000824
84	-2.7	-3.0	-2.8	-2.8	20000926
85	-3.3	-3.2	-3.2	-3.2	20000919
87	-3.2	-3.2	-3.4	-3.3	20000908
89	-3.5	-3.2	-3.3	-3.3	20000925
93	-3.6	-3.4	-3.3	-3.4	20000926
97	-3.7	-3.7	-3.8	-3.7	20000920
98	-3.5	-3.7	-3.8	-3.7	20000926

**REPITCH #2**

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
3	-4.5	-4.6	-4.8	-4.6	20010110
4	-4.0	-4.0	-4.1	-4.0	20010110
5	-4.0	-4.0	-3.8	-3.9	20000928
6	-3.8	-3.9	-3.8	-3.8	20010103
11	-4.7	-5.7	-5.2	-5.2	20010108
13	-4.2	-4.4	-4.4	-4.3	20010110
14	-4.3	-4.5	-4.2	-4.3	20001110
21	-3.5	-3.4	-3.4	-3.4	20000928
24	-5.8	-5.5	-5.7	-5.7	20010106
26	-4.9	-4.8	-4.7	-4.8	20010106
27	-4.2	-4.5	-4.2	-4.3	20010115
28	-4.1	-4.3	-4.2	-4.2	20010115
29	-4.2	-3.8	-4.0	-4.0	20010108
30	-4.1	-4.1	-3.9	-4.0	20010110
33	-3.5	-3.5	-3.7	-3.6	20000920
36	-3.8	-4.0	-3.9	-3.9	20010113
39	-3.5	-4.0	-3.4	-3.6	20000928
45					20010112
54					20010108
58					20010103
60	-4.1	-3.6	-3.8	-3.8	20001114
61	-4.0	-4.0	-3.8	-3.9	20010110
71					20010112
73	-3.9	-3.9	-3.9	-3.9	20010112
83	-4.0	-3.9	-3.6	-3.8	20000928
84	-4.1	-3.9	-4.2	-4.1	20010111

Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
85	-4.0	-4.2	-4.1	-4.1	20010111
89					20010113
93					20010113
98	-3.8	-4.2	-4.1	-4.0	20010106
<b>REPITCH #3</b>					
Site No.	Blade #1	Blade #2	Blade #3	Average	Changed
14	-5.1	-4.9	-5.6	-5.2	20010108
21					20010111
24	-4.9	-4.9	-5.1	-5.0	20010515
33					20010115
39	-4	-4	-4	-4	20010111
60					20010103

### 3 Format des fichiers

#### 3.1 Format des fichiers de l'éolienne

Les fichiers des éoliennes sont reçus au laboratoire sous forme de fichiers binaires. L'extension de ces fichiers est un *.mon*. L'enregistrement se fait toutes les dix minutes, à partir du premier de chaque mois à 0h00 et pour 31 jours. Il est à noter que pour les mois comptant moins de 31 jours, ou pour les périodes où l'éolienne ne fonctionne pas les données des jours manquants sont remplacées par la valeur -999. Ces fichiers contiennent 4464 lignes (soit six enregistrements par heure pendant 31 jours). Chaque ligne contient 97 entiers codés sur 16 bits (2 octets) et un booléen codé sur 8 bits (1 octet) ce qui fait un fichier de 870480 octets. Un programme pour lire ces fichiers a été développé puisque le format d'enregistrement n'avait pas été fourni par AXOR. Une fois le fichier transformé de binaire à ASCII, la date et l'heure d'enregistrement sont rajoutées.

#### 3.2 Entête des fichiers enregistrés à l'éolienne

Tableau II.4

Entête des fichiers enregistrées à l'éolienne

#	paramètre	facteur de correction
1	67_kW_Min_0002	0.1
2	67_kW_Max_0002	0.1
3	67_kW_Avr_0002	0.1
4	67_kW_Var_0002	1
5	67_kVAr_Min_0002	0.1
6	67_kVAr_Max_0002	0.1
7	67_kVAr_Avr_0002	0.1
8	67_kVAr_Var_0002	1
9	67_Wind_Min_0002	0.1
10	67_Wind_Max_0002	0.1
11	67_Wind_Avr_0002	0.1
12	67_Wind_Var_0002	1
13	67_TempGen_G1_Min_0002	1
14	67_TempGen_G1_Max_0002	1
15	67_TempGen_G1_Avr_0002	1
16	67_TempGen_G1_Var_0002	1
17	67_TempGen_G2_Min_0002	1
18	67_TempGen_G2_Max_0002	1
19	67_TempGen_G2_Avr_0002	1
20	67_TempGen_G2_Var_0002	1
21	67_TempGearOil_Min_0002	1
22	67_TempGearOil_Max_0002	1
23	67_TempGearOil_Avr_0002	1
24	67_TempGearOil_Var_0002	1
25	67_TempGearB1_Min_0002	1
26	67_TempGearB1_Max_0002	1
27	67_TempGearB1_Avr_0002	1
28	67_TempGearB1_Var_0002	1
29	67_TempGearB2_Min_0002	1
30	67_TempGearB2_Max_0002	1
31	67_TempGearB2_Avr_0002	1
32	67_TempGearB2_Var_0002	1
33	67_TempAmbinet_Min_0002	1
34	67_TempAmbinet_Max_0002	1
35	67_TempAmbinet_Avr_0002	1

#	Paramètre	Facteur de correction
36	67_TempAmbinet_Var_0002	1
37	67_TempNacelle_Min_0002	1
38	67_TempNacelle_Max_0002	1
39	67_TempNacelle_Avr_0002	1
40	67_TempNacelle_Var_0002	1
41	67_TempPanel_Min_0002	1
42	67_TempPanel_Max_0002	1
43	67_TempPanel_Avr_0002	1
44	67_TempPanel_Var_0002	1
45	67_TempThyristor_Min_000	1
46	67_TempThyristor_Max_000	1
47	67_TempThyristor_Avr_000	1
48	67_TempThyristor_Var_000	1
49	67_NacellePos_Min_0002	1
50	67_NacellePos_Max_0002	1
51	67_NacellePos_Avr_0002	1
52	67_NacellePos_Var_0002	1
53	67_HydrWingTips_Min_0002	1
54	67_HydrWingTips_Max_0002	1
55	67_HydrWingTips_Avr_0002	1
56	67_HydrWingTips_Var_0002	1
57	67_HydrCaliper_Min_0002	1
58	67_HydrCaliper_Max_0002	1
59	67_HydrCaliper_Avr_0002	1
60	67_HydrCaliper_Var_0002	1
61	67_RPMGenerator_Min_0002	1
62	67_RPMGenerator_Max_0002	1
63	67_RPMGenerator_Avr_0002	1
64	67_RPMGenerator_Var_0002	1
65	67_RPMRotor_Min_0002	1
66	67_RPMRotor_Max_0002	1
67	67_RPMRotor_Avr_0002	1
68	67_RPMRotor_Var_0002	1
69	67_VoltL1_Min_0002	1
70	67_VoltL1_Max_0002	1
71	67_VoltL1_Avr_0002	1
72	67_VoltL1_Var_0002	1
73	67_VoltL2_Min_0002	1
74	67_VoltL2_Max_0002	1



#	Paramètre	Facteur de correction
75	67_VoltL2_Avr_0002	1
76	67_VoltL2_Var_0002	1
77	67_VoltL3_Min_0002	1
78	67_VoltL3_Max_0002	1
79	67_VoltL3_Avr_0002	1
80	67_VoltL3_Var_0002	1
81	67_CurrentL1_Min_0002	1
82	67_CurrentL1_Max_0002	1
83	67_CurrentL1_Avr_0002	1
84	67_CurrentL1_Var_0002	1
85	67_CurrentL2_Min_0002	1
86	67_CurrentL2_Max_0002	1
87	67_CurrentL2_Avr_0002	1
88	67_CurrentL2_Var_0002	1
89	67_CurrentL3_Min_0002	1
90	67_CurrentL3_Max_0002	1
91	67_CurrentL3_Avr_0002	1
92	67_CurrentL3_Var_0002	1
93	67_Frequency_Min_0002	0.1
94	67_Frequency_Max_0002	0.1
95	67_Frequency_Avr_0002	0.1
96	67_Frequency_Var_0002	1
97	67_ErrorCode_0002	1
98	67_GeneratorOnline_0002	1

### 3.3 Entête des fichiers des tours météorologiques de référence

Tableau II.5

Entête des fichiers des tours météorologiques de référence à Matane et Cap-Chat

Matane	Colonne	Cap-Chat
YEAR	1	YR
MNTH	2	MNTH
DAY	3	DAY
HR	4	HR
MIN	5	MIN
WSRav	6	BAT
WSRsd	7	MN ANO AFT
WSRmn	8	SD ANO

Matane	Colonne	Cap-Chat
WSRmx	9	MIN ANO
Naave	10	MAX ANO
Nasd	11	Naavg
Namin	12	Nasd
Namax	13	Namin
Dege	14	Namax
press	15	DIR
Dir	16	AVAL
Dird	17	POW AV
Dirmin	18	POW SD
Dirmax	19	POW MN
avail	20	POW MX
Powavg	21	TEMP
Powmin	22	PRES
Powmax	23	
Powd	24	
Rain sensor	25	

#### 4 Calibration des anémomètres pour chaque éolienne

Les pentes utilisées pour la calibration des anémomètres de la nacelle sont enregistrées avec 3 décimales, tandis que les valeurs de soutien ("offset") sont enregistrées avec une seule décimale dans le système d'acquisition.

Tableau II.6

Calibration des anémomètres à Matane

<b>Anemometer calibrations and TAC parameters. Status on February 7th, 2000</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
1	40260	0.55381	0.5610	0.554	0.6	
2	40263	0.54360	1.0061	0.544	1.0	
3	40259	0.55388	0.7135	0.554	0.7	
4	40184	0.56460	0.6972	0.565	0.7	
5	40194	0.53955	1.3307	0.539	1.3	
6	40268	0.55404	1.0874	0.554	1.1	
7	40267	0.54319	1.0037	0.543	1.0	
8	40265	0.54558	0.8611	0.546	0.9	
9	40264	0.54468	1.2903	0.545	1.3	

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
10	40282	0.54469	0.8547	0.545	0.9	
11	40183	0.57235	0.5369	0.533	0.8	
12	40258	0.54357	0.8944	0.544	0.9	
13	40191	0.55492	0.9821	0.555	1.0	
14	40192	0.56864	0.6603	0.569	0.7	
15	40193	0.56486	0.7490	0.565	0.8	
16	40189	0.56701	0.7579	0.567	0.8	
18	40269	0.54647	1.2019	0.547	1.2	
19	40112	0.55629	0.7129	0.556	0.7	
20	40206	0.55274	0.6171	0.553	0.6	
21	40203	0.55095	0.7683	0.551	0.8	
22	40179	0.54149	0.9994	0.541	1.0	
23	40266	0.54801	1.0617	0.548	1.1	
24	40204	0.55515	0.5388	0.555	0.6	
25	40243	0.55057	0.7633	0.551	0.8	
26	40277	0.57184	0.5567	0.572	0.6	
27	40253	0.55536	0.7695	0.555	0.8	
28	40279	0.55319	0.5604	0.555	0.6	
29	40256	0.55520	0.6477	0.553	0.6	
30	40250	0.53463	1.2916	0.553	1.3	
31	40276	0.54845	0.9944	0.553	0.8	
32	40251	0.55314	0.7468	0.548	1.0	
34	40138	0.55824	0.7721	0.558	0.8	
35	40135	0.54072	1.2879	0.533	0.8	
37	40120	0.54191	0.9827	0.542	1.0	
39	40278	0.54703	1.0425	0.548	1.0	
40	40280	0.55382	0.7767	0.554	0.8	
41	40286	0.55883	0.7978	0.559	0.8	
42	40261	0.54596	0.8060	0.546	0.8	
43	40242	0.55624	0.4542	0.556	0.5	
44	40240	0.55944	0.7340	0.560	0.8	
45	40257	0.56112	0.7339	0.560	0.7	
46	40254	0.54354	0.9660	0.544	1.0	
47	40252	0.55454	0.6384	0.555	0.7	
48	40255	0.53291	1.2394	0.533	0.8	
49	40244	0.55988	0.8143	0.560	0.8	
50	40245	0.55264	0.7436	0.553	0.8	
51	40241	0.54622	0.9740	0.547	1.0	
52	40281	0.56543	0.6164	0.565	0.6	



Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
54	40309	0.55170	1.3871	0.552	1.4	
55	40200	0.55098	1.1111	0.551	1.1	
58	40247	0.54300	1.2955	0.553	1.3	
59	40248	0.54328	0.9765	0.543	1.0	
60	40201	0.55784	0.8249	0.558	0.8	
65	40215	0.54562	1.3871	0.546	1.4	
66	40246	0.54138	0.9803	0.542	1.0	
67	40249	0.53722	0.9466	0.533	0.8	
96	40306	0.56188	0.7015	0.545	0.8	
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #1</b>						

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
1	40179	0.57046	0.3975	0.570	0.4	20021217
2	40258	0.58377	0.3385	0.584	0.3	20021217
3	40181	0.53858	1.5168	0.539	1.5	20001221
4	40480	0.57396	0.6479	0.574	0.6	20020917
5	40194	0.53955	1.3307	0.540	1.3	20010115
6	40339	0.55099	0.9965	0.551	1.0	20001017
7	40895	0.55751	0.8574	0.558	0.9	20020917
8	40898	0.55335	0.957	0.553	1.0	20020917
9	40530	0.56878	0.8409	0.569	0.8	20020917
10	40277	0.58471	0.3852	0.585	0.4	20020917
11	40183	0.57235	0.5369	0.572	0.5	20000313
12	40526	0.56582	0.7463	0.566	0.7	20020917
13	40257	0.58549	0.3388	0.585	0.3	20020917
14	40250	0.57267	0.4169	0.573	0.4	20020917
15	40193	0.56486	0.7490	0.565	0.7	20010115
16	40244	0.58024	0.2512	0.580	0.3	20020917
18	40269	0.54647	1.2019	0.546	1.2	20010115
19	40247	0.57006	0.8408	0.570	0.8	20020917
20	40242	0.56814	0.4635	0.568	0.5	20020917
21	40201	0.57906	0.371	0.579	0.4	20020917
22	40252	0.56605	0.8421	0.566	0.8	20020917
23	40281	0.58344	0.6807	0.583	0.7	20020917
24	40204	0.55515	0.5388	0.555	0.5	20010115
25	40883	0.5677	0.6675	0.568	0.7	20020806
26	40892	0.57397	0.6496	0.574	0.6	20020805
27	40894	0.56255	0.6641	0.563	0.7	20020805
28	40480	0.54771	1.2266	0.560	1.2	20001212
29	40256	0.55520	0.6477	0.555	0.6	20010402



Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
30	40250	0.53463	1.2916	0.535	1.3	20010115
31	40276	0.54845	0.9944	0.553	0.7	20010115
32	40251	0.55314	0.7468	0.553	0.7	20010402
34	40245	0.57476	0.3781	0.575	0.4	20020917
35	40135	0.54072	1.2879	0.541	1.3	20010115
37	40200	0.56305	0.8384	0.563	0.8	20020917
39	40278	0.54703	1.0425	0.547	1.0	20010115
40	40893	0.56805	0.4729	0.568	0.5	20020806
41	40522	0.5723	0.6605	0.572	0.7	20020806
42	40889	0.56913	0.6275	0.569	0.6	20020806
43	40534	0.58089	0.6216	0.581	0.6	20020806
44	40240	0.55944	0.7340	0.559	0.7	20010115
45	40257	0.56112	0.7339	0.561	0.7	20010115
46	40547	0.57539	0.7225	0.575	0.7	20020806
47	40252	0.55454	0.6384	0.555	0.6	20010115
48	40255	0.53291	1.2394	0.533	1.2	20010115
49	40529	0.56722	0.636	0.567	0.6	20020806
50	40245	0.55264	0.7436	0.553	0.7	20010115
51	40241	0.54622	0.9740	0.546	1.0	20010115
52	40882	0.56773	0.7305	0.568	0.7	20020806
54	40884	0.5696	0.6172	0.570	0.6	20020805
55	40887	0.57292	0.5686	0.573	0.6	20020805
58	40247	0.54300	1.2955	0.543	1.3	20010402
59	40532	0.56063	0.9213	0.561	0.9	20020805
60	40556	0.56455	0.6965	0.565	0.7	20020805
65	40261	0.54766	0.9416	0.548	0.9	20020917
66	40246	0.54138	0.9803	0.541	1.0	20010115
67	40249	0.53722	0.9466	0.537	0.9	20000313
96	40306	0.56188	0.7015	0.562	0.7	20010115
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #2</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
3	40264	0.56793	0.5337	0.568	0.5	20021217
5	40538	0.55685	1.1710	0.557	1.2	20020917
6	40548	0.58153	0.5707	0.582	0.6	20020917
11	40520	0.57356	0.6502	0.574	0.7	20020917
15	40524	0.57460	0.6934	0.575	0.7	20020917
18	40539	0.57964	0.6050	0.580	0.6	20020917
24	40280	0.56273	0.8962	0.563	0.9	20020917
28	40480	0.54771	1.2266	0.548	1.2	20010115

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
29	40897	0.56468	0.7911	0.565	0.8	20020805
30	40896	0.56826	0.6570	0.568	0.7	20020805
31	40276	0.54845	0.9944	0.548	1.0	20010402
32	40537	0.55905	1.1042	0.559	1.1	20020805
35	40286	0.57381	0.5081	0.574	0.5	20020917
39	40553	0.56023	0.8092	0.560	0.8	20020806
44	40554	0.57078	0.8725	0.571	0.9	20020806
45	40890	0.57301	0.5639	0.573	0.6	20020806
47	40558	0.54924	1.0395	0.549	1.0	20020806
48	40482	0.57570	0.5487	0.576	0.5	20020806
50	40885	0.57975	0.6337	0.580	0.6	20020806
51	40888	0.58153	0.5686	0.582	0.6	20020806
58	40521	0.54672	1.3534	0.547	1.4	20020806
66	40055	0.58123	0.3417	0.581	0.3	20020917
67	40253	0.56845	0.3976	0.568	0.4	20020917
96	40256	0.58317	0.5580	0.583	0.6	20020917
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #3</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
28	40899	0.56833	0.9543	0.568	1.0	20020805
31	40545	0.56249	0.903	0.562	0.9	20020805

Tableau II.7

Calibration des anémomètres à Cap-chat

<b>Anemometer calibrations and TAC parameters. Status on February 7th, 2000</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
2	40160	0.55614	0.6936	0.556	0.7	
3	40036	0.54319	1.0062	0.543	1.0	
4	40152	0.56531	0.4160	0.570	0.4	
5	40323	0.53969	1.0376	0.540	1.0	
6	40156	0.57028	0.5479	0.565	0.6	
7	40178	0.56608	0.5008	0.566	0.5	
8	40158	0.56214	0.7679	0.562	0.8	
9	40048	0.55830	0.8034	0.558	0.8	
10	40004	0.52180	1.5426	0.522	1.5	
11	40030	0.54520	1.1202	0.545	1.1	
12	40040	0.54424	1.0351	0.544	1.0	
13	40038	0.53734	1.1679	0.537	1.2	
14	40034	0.53684	1.2657	0.537	1.3	



Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
20	40319	0.54307	0.8971	0.543	0.9	
21	40322	0.55972	0.7061	0.560	0.7	
22	40076	0.55370	0.8641	0.554	0.9	
23	40041	0.56290	0.7854	0.533	0.8	
24	40334	0.56074	0.6852	0.561	0.7	
25	40028	0.54817	1.1950	0.550	1.2	
26	40023	0.55027	0.7525	0.550	0.8	
27	40013	0.54454	1.3030	0.545	1.3	
28	40065	0.53850	0.8136	0.539	0.8	
29	40042	0.56077	0.8065	0.561	0.8	
30	40022	0.55544	0.7011	0.555	0.7	
31	40067	0.54634	0.8901	0.546	0.9	
32	40025	0.54284	0.8465	0.543	0.8	
33	40059	0.53394	1.1264	0.534	1.1	
34	40001	0.53709	1.4473	0.537	1.4	
35	40060	0.53806	1.0125	0.538	1.0	
36	40050	0.53480	0.9682	0.535	1.0	
37	40014	0.55125	0.8869	0.550	0.9	
38	40015	0.52384	1.5776	0.520	1.6	
39	40026	0.52960	1.2012	0.530	1.2	
40	40010	0.54889	1.0810	0.549	1.1	
41	40002	0.55137	1.0110	0.551	1.0	
42	40043	0.55850	0.9051	0.559	0.9	
43	40061	0.54976	0.8349	0.550	0.8	
44	40324	0.56192	0.6370	0.562	0.6	
45	40019	0.54880	1.0660	0.550	1.1	
46	40314	0.54271	0.8834	0.550	0.9	
47	40325	0.55589	0.6659	0.560	0.7	
48	40320	0.55375	0.7315	0.550	0.7	
49	40011	0.54007	1.1422	0.540	1.1	
50	40012	0.54692	1.0391	0.547	1.0	
51	40074	0.55676	0.4842	0.557	0.5	
52	40321	0.56180	0.5282	0.560	0.5	
53	40008	0.54658	0.8579	0.547	0.9	
54	40035	0.54584	0.8501	0.546	0.9	
55	40073	0.55659	0.7549	0.557	0.8	
57	40027	0.54346	1.1304	0.543	1.1	
58	40037	0.53529	1.1514	0.536	1.2	
59	40099	0.56158	0.7388	0.562	0.7	

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
60	40047	0.54181	0.9287	0.542	0.9	
61	40003	0.53691	1.2125	0.537	1.2	
62	40044	0.54797	0.7701	0.548	0.8	
63	40068	0.54400	0.9989	0.544	1.0	
66	40006	0.54263	1.1292	0.543	1.1	
67	40157	0.56314	0.6827	0.563	0.7	
68	40155	0.56578	0.6308	0.570	0.6	
69	40153	0.54605	1.0108	0.546	1.0	
70	40154	0.52393	1.2378	0.524	1.2	
71	40051	0.54880	0.7837	0.561	0.5	
72	40021	0.53911	1.1921	0.540	1.2	
73	40007	0.54268	1.0329	0.543	1.0	
79	40017	0.55549	0.7036	0.560	0.7	
80	40016	0.53537	1.2099	0.540	1.2	
81	40026	0.53882	0.9731	0.540	1.0	
82	40315	0.54848	0.6674	0.548	0.7	
83	40018	0.54608	0.9144	0.550	0.9	
84	40316	0.53522	1.0767	0.540	1.1	
85	40318	0.54920	0.8224	0.550	0.8	
87	40317	0.54945	0.5996	0.550	0.6	
89	40069	0.55685	0.6080	0.557	0.6	
93	40235	0.55908	0.8104	0.541	1.2	
97	40055	0.56096	0.5479	0.561	0.5	
98	40175	0.56285	0.6363	0.560	0.6	
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #1</b>						

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
2	40160	0.55614	0.6936	0.533	0.8	20000511
3	40341	0.55084	0.7560	0.543	1.0	20001023
4	40152	0.56531	0.4160	0.565	0.4	20001201
5	40120	0.57895	0.3509	0.579	0.4	20021213
6	40156	0.57028	0.5479	0.570	0.6	20001201
8	40243	0.55107	0.8487	0.551	0.8	20021220
9	40363	0.55685	0.5250	0.557	0.5	20001023
10	40362	0.55394	0.6875	0.554	0.7	20001023
11	40352	0.52932	1.1348	0.529	1.1	20001023
12	40343	0.56312	0.7192	0.563	0.7	20001023
13	40353	0.55290	0.5965	0.553	0.6	20001023
14	40342	0.55359	0.6543	0.554	0.7	20001023
20	40135	0.57343	0.7352	0.573	0.7	20021216



Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
21	40206	0.57845	0.3634	0.578	0.4	20021216
22	40246	0.58004	0.2143	0.580	0.2	20021216
23	40041	0.56290	0.7854	0.563	0.8	20000404
24	40334	0.56074	0.6852	0.561	0.7	20000313
25	40348	0.55251	0.8304	0.553	0.8	20001101
26	40199	0.54432	1.3251	0.544	1.3	20001101
27	40535	0.55912	1.0796	0.559	1.1	20001125
28	40065	0.53849	0.8136	0.538	0.6	20000210
29	40268	0.56885	0.3428	0.569	0.3	20001125
30	40482	0.56639	0.8316	0.566	0.8	20001101
31	40255	0.58317	0.2869	0.583	0.3	20021216
32	40476	0.55656	1.0655	0.557	1.1	20001101
33	40278	0.56246	0.7373	0.562	0.7	20021216
34	40392	0.56238	0.5619	0.562	0.6	20001030
36	40347	0.56794	0.8484	0.568	0.8	20001110
37	40372	0.53489	1.1876	0.535	1.2	20001115
38	40287	0.53991	1.2094	0.540	1.2	20001115
39	40373	0.54676	0.7797	0.547	0.8	20001115
40	40188	0.55984	0.9520	0.560	1.0	20001115
41	40359	0.55588	0.5497	0.556	0.5	20001115
42	40285	0.55749	0.9066	0.557	0.9	20001115
44	40282	0.58165	0.3179	0.582	0.3	20021217
45	40390	0.55881	0.7758	0.559	0.8	20001101
46	40314	0.54271	0.8834	0.543	0.9	20001201
47	40325	0.55589	0.6659	0.556	0.7	20001201
48	40320	0.55375	0.7315	0.554	0.7	20001201
49	40345	0.55471	0.6073	0.555	0.6	20001023
50	40355	0.54638	0.8275	0.546	0.8	20001023
51	40335	0.57207	0.4995	0.572	0.5	20021219
52	40321	0.56180	0.5282	0.561	0.5	20001201
53	40157	0.57236	0.3533	0.572	0.4	20001127
54	40350	0.56039	0.8065	0.560	0.8	20001110
55	40528	0.55454	1.0805	0.557	0.8	20011126
57	40344	0.55794	0.5865	0.558	0.6	20001023
58	40337	0.55659	0.6631	0.557	0.7	20001023
59	40338	0.55613	0.6156	0.556	0.6	20000619
60	40290	0.56078	0.7961	0.561	0.8	20001023
61	40379	0.56160	0.7325	0.562	0.7	20001023
62	40349	0.55030	1.1224	0.550	1.1	20001110

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
66	40354	0.55060	0.6046	0.543	1.1	20000424
67	40304	0.56368	0.5544	0.564	0.6	20001023
68	40155	0.56578	0.6308	0.566	0.6	20001201
71	40397	0.55355	0.8140	0.554	0.8	20001109
72	40346	0.55301	0.8473	0.553	0.8	20001110
73	40357	0.56134	0.5713	0.561	0.6	20000924
79	40274	0.55997	0.7955	0.560	0.8	20001115
80	40525	0.56893	0.7319	0.569	0.7	20001127
81	40536	0.55431	0.8748	0.554	0.9	20001125
82	40483	0.55109	0.9954	0.551	1.0	20001108
83	40533	0.56430	0.9583	0.564	1.0	20001125
84	40316	0.53522	1.0767	0.535	1.1	20001201
85	40318	0.54920	0.8224	0.549	0.8	20010115
87	40317	0.54945	0.5996	0.549	0.6	20001201
93	40235	0.55908	0.8104	0.559	0.8	20001201
97	40477	0.56376	0.5110	0.564	0.5	20001101
98	40175	0.56285	0.6363	0.563	0.6	20001201
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #2</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
2	40160	0.55614	0.6936	0.556	0.7	20001120
3	40341	0.55084	0.7560	0.551	0.8	20001120
4	40112	0.57118	0.591	0.571	0.6	20021216
6	40156	0.57028	0.5479	0.570	0.5	20010115
23	40478	0.56834	0.6875	0.568	0.7	20001101
24	40336	0.54731	0.5557	0.547	0.6	20001030
28	40065	0.53849	0.8136	0.538	0.8	20010115
30	40481	0.55765	0.7768	0.566	0.8	20001108
41	40240	0.57609	0.3265	0.576	0.3	20021219
46	40339	0.58426	0.3354	0.584	0.3	20021216
47	40249	0.57969	0.2434	0.580	0.2	20021217
48	40194	0.59036	0.3036	0.590	0.3	20021217
49	40267	0.57593	0.2455	0.576	0.2	20021219
52	40321	0.56180	0.5282	0.562	0.5	20010115
55	40528	0.55454	1.0805	0.555	1.1	20011221
57	40138	0.5721	0.7037	0.572	0.7	20021213
61	40248	0.54936	1.0077	0.549	1.0	20021218
66	40354	0.55060	0.6046	0.551	0.6	20000619
83	40269	0.58281	0.3784	0.582	0.4	20021217
84	40204	0.57733	0.3249	0.577	0.3	20021217

Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
85	40193	0.58442	0.3231	0.584	0.3	20021217
87	40891	0.55989	0.7212	0.560	0.7	20021217
97	40550	0.56533	0.7772	0.565	0.8	20010321
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #3</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
3	40557	0.5462	1.028	0.546	1.0	20021102
6	40815	0.56393	0.5893	0.533	0.8	20011006
28	40141	0.58202	0.363	0.582	0.4	20021216
30	40481	0.55765	0.7768	0.558	0.8	20010115
52	40527	0.55315	1.1256	0.553	1.1	20020708
66	40103	0.57437	0.3117	0.574	0.3	20000719
83	40269	0.58281	0.3784	0.583	0.4	20030113
<b>Change of anemometer and/or TAC parameters #4</b>						
Site No.	Cup ID	Slope	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changed
6	40815	0.56393	0.5893	0.564	0.6	20011019
30	40251	0.57355	0.5243	0.574	0.5	20021216
52	40189	0.59687	0.2385	0.597	0.2	20021217



## 5 Nom des éoliennes

Tableau II.8

Numérotations des éoliennes

Matane			Cap-chat		
# mon file	# turbine	# Série	# mon file	# turbine	# Série
1	1	14638	71	2	13725
2	2	14335	5	3	14076
3	3	14632	66	4	13731
4	4	14634	65	5	13730
5	5	14334	67	6	13829
6	6	14340	68	7	14077
7	7	14628	69	8	14082
8	8	14627	70	9	13616
9	9	14312	10	10	14074
10	10	14333	9	11	13571
11	11	14637	8	12	13573
12	12	14630	7	13	14075
13	13	14629	6	14	14073
14	14	14625	64	20	13653
15	15	14631	63	21	13729
16	16	14626	62	22	13651
17	18	14624	3	23	13574
18	19	14309	4	24	13592
19	20	14336	22	25	14080
20	21	14337	21	26	13568
21	22	14635	19	27	13593
22	23	14332	18	28	13591
23	24	14236	17	29	13594
24	25	14643	16	30	13590
25	26	14650	15	31	13572
26	27	14645	14	32	13575
27	28	14649	13	33	14081
28	29	14646	11	34	14070
29	30	14656	12	35	14071
30	31	14660	29	36	13747
31	32	14655	28	37	13683
32	34	14307	27	38	13685



# mon file	# turbine	# Série	# mon file	# turbine	# Série
33	35	14311	26	39	13686
34	37	14308	25	40	13666
35	39	14652	24	41	13665
36	40	14651	31	42	13567
37	41	14636	30	43	14078
38	42	14633	37	44	13749
39	43	14331	36	45	13748
40	44	14328	42	46	13566
41	45	14330	41	47	13752
42	46	14329	45	48	13726
43	47	14310	58	49	14061
44	48	14338	59	50	13618
45	49	14642	60	51	13619
46	50	14641	44	52	13727
47	51	14644	61	53	13450
48	52	14654	56	54	13751
49	54	14647	57	55	13617
50	55	14640	49	57	13622
51	58	14658	50	58	14051
52	59	14653	51	59	14050
53	60	14639	52	60	14079
54	65	14648	53	61	13569
55	66	14657	54	62	14062
56	67	14659	55	63	14063
57	96	14339	47	66	14049
			76	67	13728
			74	68	14065
			73	69	14067
			72	70	14066
			2	71	13662
			23	72	13570
			1	73	13663
			32	79	13664
			33	80	13682
			34	81	13684
			35	82	13621
			38	83	13620
			39	84	13623
			40	85	13652

# mon file	# turbine	# Série	# mon file	# turbine	# Série
			43	87	13624
			46	89	14069
			48	93	13746
			20	97	14072
			75	98	14068

## 6 Emplacement des Éoliennes

### 6.1 Coordonnées NAD83

Tableau II.9

Emplacement des éoliennes à Matane (Fuseau 6)

# turbine	Y	X	Z	Latitude			Longitude		
1	5 403 335.00	297 044.00	170.74	48	46	6.1765	67	36	19.8696
2	5 403 428.00	296 938.00	166.74	48	46	9.1827	67	36	25.0676
3	5 403 521.00	296 831.00	178.74	48	46	12.1887	67	36	30.3147
4	5 403 637.00	296 699.00	189.74	48	46	15.9382	67	36	36.7882
5	5 404 418.00	296 418.00	133.74	48	46	41.2102	67	36	50.6088
6	5 404 548.00	296 418.00	127.74	48	46	45.4191	67	36	50.6184
7	5 404 657.00	296 418.00	122.74	48	46	48.948	67	36	50.6264
8	5 403 911.00	297 433.00	156.74	48	46	24.842	67	36	0.8545
9	5 404 108.00	297 204.00	167.74	48	46	31.2101	67	36	12.0845
10	5 404 246.00	297 049.00	177.74	48	46	35.671	67	36	19.6865
11	5 404 478.00	296 773.00	144.74	48	46	43.1696	67	36	33.2227
12	5 404 679.00	296 776.00	152.74	48	46	49.6773	67	36	33.0899
13	5 404 805.00	296 725.00	146.74	46	46	53.7542	67	36	35.5972
14	5 404 934.54	296 757.75	120.74	48	46	57.9497	67	36	34.0019
15	5 405 128.00	297 110.00	146.74	48	47	4.2291	67	36	16.7577
16	5 405 202.45	297 226.78	155.74	48	47	6.6443	67	36	11.0412
18	5 404 016.00	297 309.00	157.74	48	46	28.2361	67	36	6.9352
19	5 405 566.00	298 698.00	120.74	48	47	18.473	67	34	58.98
20	5 405 639.00	297 498.00	134.74	48	47	20.7899	67	35	57.781
21	5 405 725.00	297 558.00	137.74	48	47	23.5767	67	35	54.8466
22	5 405 845.16	297 586.03	121.74	48	47	27.4682	67	35	53.4808
23	5 405 982.36	297 649.11	112.74	48	47	31.9127	67	35	50.3985
24	5 403 625.00	300 047.00	198.74	48	46	15.6741	67	33	52.8023



# turbine	Y	X	Z	Latitude			Longitude		
25	5 402 170.00	298 766.00	211.74	48	45	28.5274	67	34	55.4689
26	5 402 293.00	298 789.00	210.74	48	45	32.5104	67	34	54.3492
27	5 402 409.00	298 830.00	217.74	48	45	36.2674	67	34	52.3475
28	5 402 499.00	298 874.00	220.24	48	45	39.1827	67	34	50.1975
29	5 404 295.00	298 881.00	155.74	46	46	37.3299	67	34	49.9477
30	5 404 410.00	298 952.00	153.74	48	46	41.0555	67	34	46.4756
31	5 404 537.00	299 031.00	147.74	48	46	45.1699	67	34	42.612
32	5 404 633.77	299 124.58	136.74	48	46	48.3061	67	34	38.0325
34	5 405 738.00	298 725.00	121.74	48	47	24.0426	67	34	57.6662
35	5 405 883.00	298 803.00	119.74	48	47	28.7398	67	34	53.852
37	5 405 763.00	298 988.00	126.74	48	47	24.861	67	34	44.7809
39	5 403 873.00	299 800.00	188.74	48	46	23.6963	67	34	4.9112
40	5 403 773.00	299 912.00	198.74	48	46	20.4619	67	33	59.4209
41	5 402 982.62	299 531.20	208.33	48	45	54.8616	67	34	18.0364
42	5 403 139.62	299 621.20	204.57	48	45	59.9473	67	34	13.6358
43	5 403 278.31	299 565.10	0.00	48	46	4.4358	67	34	16.3898
44	5 403 417.00	299 509.00	190.74	48	46	8.9243	67	34	19.1439
45	5 403 514.00	299 386.00	194.74	48	46	12.0609	67	34	25.1728
46	5 403 396.00	299 796.00	201.74	48	46	8.253	67	34	5.0863
47	5 403 549.74	299 681.78	206.74	48	46	13.2272	67	34	10.6879
48	5 403 673.00	299 601.00	186.74	48	46	17.2153	67	34	14.6496
49	5 403 484.03	300 222.03	206.74	48	46	11.1148	67	33	44.2238
50	5 403 673.00	300 209.00	196.74	48	46	17.2325	67	33	44.8695
51	5 403 830.00	300 193.00	193.74	48	46	22.3151	67	33	45.6595
52	5 403 961.00	300 261.00	168.74	48	46	26.5581	67	33	42.3339
54	5 405 169.99	299 797.21	147.74	48	47	5.6872	67	34	5.1047
55	5 405 269.81	299 880.19	151.74	48	47	8.9216	67	34	0.6025
58	5 405 496.72	300 589.98	136.74	48	47	16.2865	67	33	26.2761
59	5 405 586.90	300 448.84	142.74	48	47	19.2026	67	33	33.1949
60	5 405 697.00	300 264.00	148.74	48	47	22.7624	67	33	42.2559
65	5 407 336.00	300 753.00	96.74	48	48	15.8382	67	33	18.6569
66	5 407 416.00	300 965.00	108.74	48	48	18.4331	67	33	7.9659
67	5 407 490.00	301 151.00	114.74	48	48	20.8329	67	32	58.8518
96	5 407 232.00	300 477.00	82.74	48	47	12.4645	67	33	31.8774
75	5 405 260.00	296 975.00	104.74	48	47	8.4966	67	36	23.3808
76	5 405 114.00	296 840.00	103.74	48	48	3.7636	67	36	29.9849
Anémomètres projetés									
120	5 404 525.00	296 270.00	125.74	48	46	44.6672	67	36	57.8669
122	5 405 576.00	300 679.00	132.74	48	47	18.8554	67	33	21.9173

# turbine	Y	X	Z	Latitude			Longitude		
Anémomètres existants									
123	5 403 757.00	296 713.00	187.74	48	46	19.8239	67	36	36.1109
124	5 403 675.00	296 693.00	192.74	48	46	17.1682	67	36	37.0848
125	5 404 950.00	300 161.00	157.74	48	46	58.575	67	33	47.2724

Tableau II.10

Emplacement des éoliennes à Cap-Chat (Fuseau 6)

# turbine	Y	X	Z	Latitude	Longitude
2	5436179	357758	53.12	41.4831	31.019
3	5436378	357810	71.12	47.9089	28.3636
4	5434983	358159	213.12	2.6422	11.8324
5	5435105	358212	198.12	6.575	9.1643
6	5435223	358265	176.12	10.3783	6.4979
7	5435385	358329	151.12	15.6025	3.2687
8	5435514	358302	146.12	19.7869	4.5372
9	5435661	358299	117.12	24.5464	4.6151
10	5435917	358325	99.12	32.8254	3.2127
11	5436056	358282	99.12	37.3385	5.2647
12	5436186	358274	100.12	41.5493	5.597
13	5436419	358153	91.12	49.1296	11.4471
14	5436509	358059	95.12	52.0723	16.0352
20	5435008	358393	216.12	3.3784	0.296
21	5435109	358438	210.12	6.6338	58.0316
22	5435373	358570	199.12	15.1385	54.4043
23	5436496	358320	95.12	51.1385	3.1835
24	5436586	358224	105.12	54.5135	7.8701
25	5436668	358577	110.12	57.0574	50.4406
26	5436772	358468	104.12	0.4583	55.7608
27	5434919	359232	241.12	0.2327	19.018
28	5434862	359643	267.12	58.2565	58.8043
29	5434886	359352	246.12	59.1263	13.124
30	5434837	359475	257.12	57.5009	7.0902
31	5434895	359822	270.12	59.2673	49.9726
32	5434717	360301	298.00	53.3507	26.4701
33	5434851	360312	290.12	57.6849	25.8623
34	5434709	360556	309.12	53.0089	13.916
35	5434792	360471	294.12	55.7233	18.0609



# turbine	Y	X	Z	Latitude	Longitude
36	5436373	359173	133.12	47.3196	21.2212
37	5436477	359060	126.12	50.7221	26.7377
38	5436576	358963	116.12	53.9575	31.4685
39	5436672	358860	108.12	57.0978	36.4966
40	5436770	358758	111.12	0.3023	41.4746
41	5436859	358664	103.12	3.213	46.063
42	5436924	358977	121.12	5.2184	30.6112
43	5437019	358875	110.12	8.3259	35.5908
44	5437067	359216	126.12	9.7717	18.7672
45	5437164	359111	108.12	12.945	23.8935
46	5437282	359358	104.12	16.6863	11.6667
47	5437184	359460	113.12	13.4814	6.888
48	5437397	359556	101.12	20.3158	1.8552
49	5437220	360140	116.12	14.4282	33.1679
50	5437309	360038	110.12	17.3422	38.1496
51	5437397	359942	103.12	20.2218	42.8365
52	5437293	359666	103.12	16.9439	56.4861
53	5435260	358527	183.12	11.494	53.5761
54	5437320	360372	116.92	17.5902	21.6879
55	5437413	360268	113.92	20.6344	26.7661
57	5437797	361145	91.92	32.77	43.3628
58	5437902	361031	97.92	36.2149	48.9276
59	5438003	360922	116.92	39.5202	54.2482
60	5438103	360820	110.92	42.7907	59.2246
61	5438202	360719	108.12	46.0285	4.1523
62	5438186	361051	98.92	45.4018	47.8
63	5438286	360942	106.92	48.6747	53.1213
66	5437587	360851	95.92	26.0771	57.9542
67	5435558	356576	27.12	21.7418	29.5314
68	5435735	356845	27.12	27.39	16.1997
69	5435861	357050	29.12	31.4064	6.0435
70	5436078	357426	36.12	38.3159	47.4209
71	5436372	358453	98.12	47.5144	56.6906
72	5436564	358689	99.12	53.6556	44.9727
73	5436171	358659	105.12	40.943	46.6388
79	5436827	359074	123.12	2.0476	25.8791
80	5436718	359184	113.12	58.4842	20.5125
81	5436596	359316	126.12	54.4929	14.0686
82	5436405	359514	130.12	48.2468	4.4072

# turbine	Y	X	Z	Latitude	Longitude
83	5436968	359316	123.12	6.5351	13.8883
84	5436863	359424	108.12	3.1016	8.6184
85	5436759	359535	121.12	59.6996	3.2004
87	5437082	359570	108.12	10.1443	1.3188
89	5437125	360565	102.92	11.2256	12.2344
93	5437725	360838	104.12	30.5485	58.526
97	5434768	359966	278.12	55.1098	42.943
98	5435468	356690	29.12	18.7938	23.9577
Anémomètres					
119	5434894	359118	226.12	59.4597	24.6445
120	5438277	361066	98.12	48.3426	47.0152
121	5435537.25	356494.15	23.00		

## 7 Calibration des sites de référence : Incertitude de type A et B

Tableau II.11

Incertitude type A et type B à Matane.

Vitesse de vent [m/s]	Type A	Type B	Combine (k=1)	Combine (k=2)	Vitesse de vent [m/s]	Type A	Type B	Combine (k=1)	Combine (k=2)
0.5	0.07	0.02	0.08	0.15	15.5	0.10	0.25	0.26	0.53
1.0	0.07	0.03	0.07	0.15	16.0	0.10	0.25	0.27	0.55
1.5	0.06	0.03	0.07	0.14	16.5	0.11	0.26	0.28	0.56
2.0	0.06	0.04	0.07	0.14	17.0	0.11	0.27	0.29	0.58
2.5	0.05	0.04	0.07	0.14	17.5	0.12	0.28	0.30	0.60
3.0	0.05	0.05	0.07	0.14	18.0	0.12	0.28	0.31	0.62
3.5	0.04	0.06	0.07	0.14	18.5	0.13	0.29	0.32	0.64
4.0	0.04	0.07	0.08	0.15	19.0	0.13	0.30	0.33	0.66
4.5	0.03	0.07	0.08	0.16	19.5	0.14	0.31	0.34	0.68
5.0	0.03	0.08	0.09	0.17	20.0	0.14	0.32	0.35	0.70
5.5	0.02	0.09	0.09	0.18	20.5	0.15	0.32	0.36	0.71
6.0	0.02	0.10	0.10	0.20	21.0	0.16	0.33	0.37	0.73
6.5	0.02	0.10	0.11	0.21	21.5	0.16	0.34	0.38	0.75
7.0	0.02	0.11	0.11	0.23	22.0	0.17	0.35	0.39	0.77
7.5	0.02	0.12	0.12	0.24	22.5	0.17	0.36	0.39	0.79
8.0	0.02	0.13	0.13	0.26	23.0	0.18	0.36	0.40	0.81
8.5	0.02	0.14	0.14	0.28	23.5	0.18	0.37	0.41	0.83
9.0	0.03	0.14	0.15	0.29	24.0	0.19	0.38	0.42	0.85
9.5	0.03	0.15	0.15	0.31	24.5	0.19	0.39	0.43	0.87
10.0	0.04	0.16	0.16	0.33	25.0	0.20	0.40	0.44	0.88
10.5	0.04	0.17	0.17	0.34	25.5	0.20	0.40	0.45	0.90
11.0	0.05	0.17	0.18	0.36	26.0	0.21	0.41	0.46	0.92
11.5	0.05	0.18	0.19	0.38	26.5	0.22	0.42	0.47	0.94
12.0	0.06	0.19	0.20	0.40	27.0	0.22	0.43	0.48	0.96
12.5	0.06	0.20	0.21	0.42	27.5	0.23	0.43	0.49	0.98
13.0	0.07	0.21	0.22	0.43	28.0	0.23	0.44	0.50	1.00
13.5	0.07	0.21	0.23	0.45	28.5	0.24	0.45	0.51	1.02
14.0	0.08	0.22	0.24	0.47	29.0	0.24	0.46	0.52	1.04
14.5	0.08	0.23	0.24	0.49	29.5	0.25	0.47	0.53	1.06
15.0	0.09	0.24	0.25	0.51	30.0	0.25	0.47	0.54	1.08



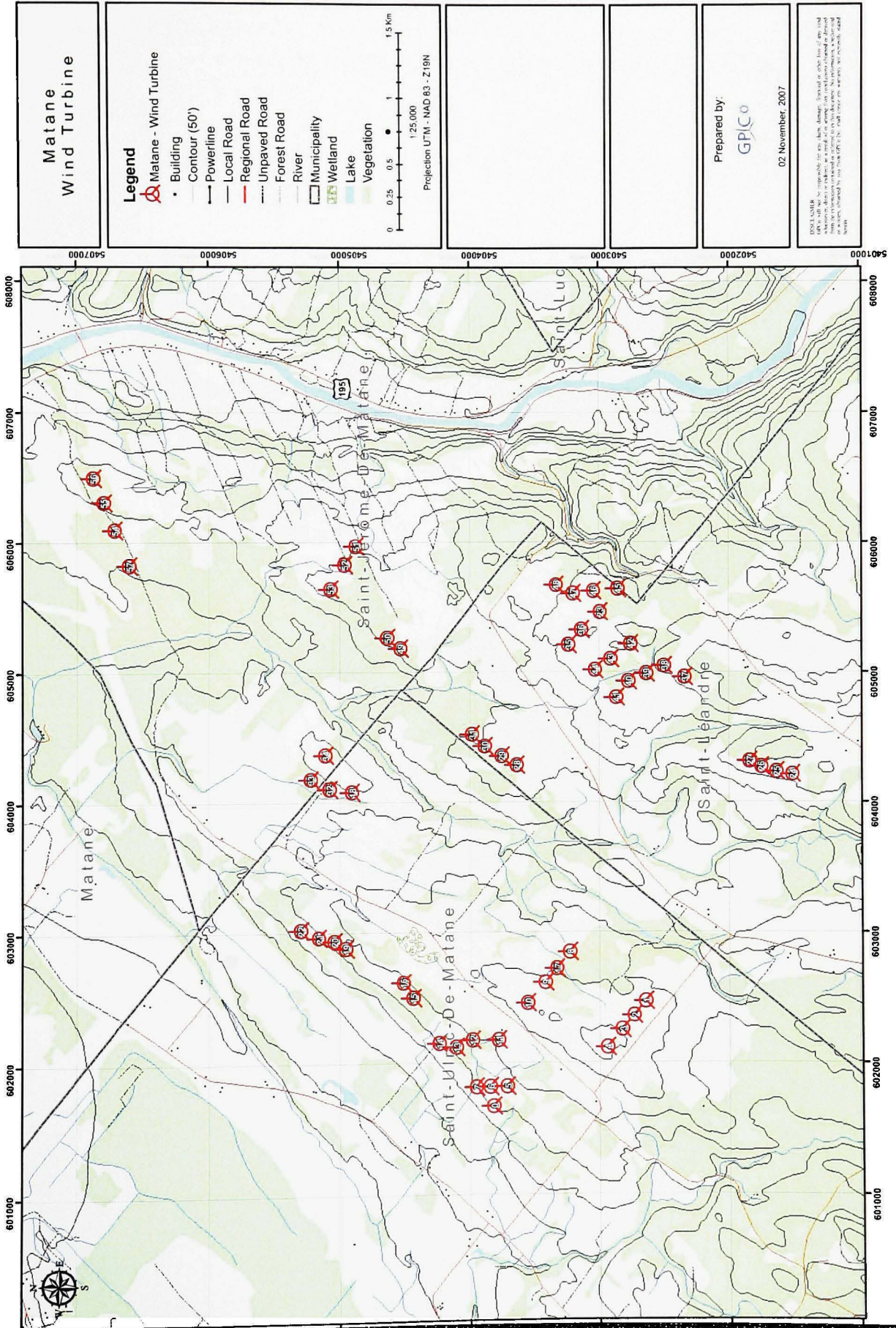
Tableau II.12

Incertitude type A et type B à Cap Chat.

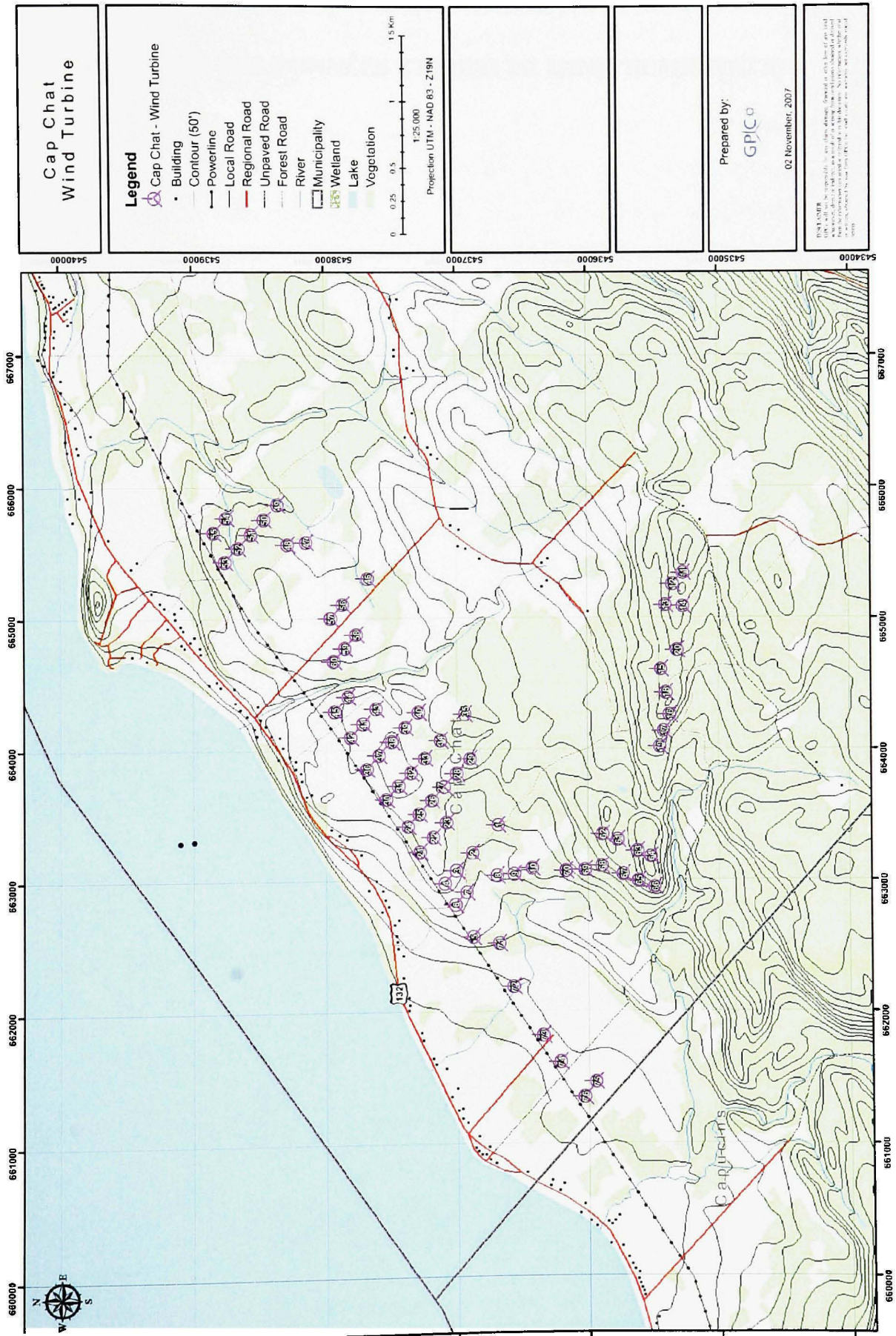
Vitesse de vent [m/s]	Type A	Type B	Combine (k=1)	Combine (k=2)	Vitesse de vent [m/s]	Type A	Type B	Combine (k=1)	Combine (k=2)
0.5	0.05	0.03	0.06	0.12	15.5	0.13	0.19	0.23	0.46
1.0	0.05	0.03	0.06	0.12	16.0	0.14	0.19	0.24	0.47
1.5	0.05	0.04	0.07	0.13	16.5	0.14	0.20	0.24	0.49
2.0	0.06	0.04	0.07	0.14	17.0	0.14	0.20	0.25	0.50
2.5	0.06	0.04	0.07	0.15	17.5	0.15	0.21	0.26	0.51
3.0	0.06	0.05	0.08	0.16	18.0	0.15	0.22	0.26	0.52
3.5	0.07	0.05	0.08	0.17	18.5	0.15	0.22	0.27	0.54
4.0	0.07	0.06	0.09	0.18	19.0	0.15	0.23	0.28	0.55
4.5	0.07	0.06	0.09	0.19	19.5	0.16	0.23	0.28	0.56
5.0	0.07	0.07	0.10	0.20	20.0	0.16	0.24	0.29	0.58
5.5	0.08	0.07	0.11	0.21	20.5	0.16	0.25	0.29	0.59
6.0	0.08	0.08	0.11	0.22	21.0	0.17	0.25	0.30	0.60
6.5	0.08	0.08	0.12	0.23	21.5	0.17	0.26	0.31	0.61
7.0	0.09	0.09	0.12	0.25	22.0	0.17	0.26	0.31	0.63
7.5	0.09	0.09	0.13	0.26	22.5	0.17	0.27	0.32	0.64
8.0	0.09	0.10	0.14	0.27	23.0	0.18	0.27	0.33	0.65
8.5	0.09	0.11	0.14	0.28	23.5	0.18	0.28	0.33	0.67
9.0	0.10	0.11	0.15	0.30	24.0	0.18	0.29	0.34	0.68
9.5	0.10	0.12	0.15	0.31	24.5	0.19	0.29	0.35	0.69
10.0	0.10	0.12	0.16	0.32	25.0	0.19	0.30	0.35	0.71
10.5	0.11	0.13	0.17	0.33	25.5	0.19	0.30	0.36	0.72
11.0	0.11	0.13	0.17	0.35	26.0	0.19	0.31	0.37	0.73
11.5	0.11	0.14	0.18	0.36	26.5	0.20	0.32	0.37	0.75
12.0	0.11	0.15	0.19	0.37	27.0	0.20	0.32	0.38	0.76
12.5	0.12	0.15	0.19	0.38	27.5	0.20	0.33	0.39	0.77
13.0	0.12	0.16	0.20	0.40	28.0	0.21	0.33	0.39	0.78
13.5	0.12	0.16	0.20	0.41	28.5	0.21	0.34	0.40	0.80
14.0	0.13	0.17	0.21	0.42	29.0	0.21	0.35	0.41	0.81
14.5	0.13	0.17	0.22	0.43	29.5	0.21	0.35	0.41	0.82
15.0	0.13	0.18	0.22	0.45	30.0	0.22	0.36	0.42	0.84

## **ANNEXE III**

### **CARTES TOPOGRAPHIQUES**









## **ANNEXE IV**

### **CONTRÔLES DES DONNÉES ET SUIVI DE L'INSTRUMENTATION**

Cette annexe présente les problèmes survenus aux différents instruments de mesure des sites de références, les implications que cela a eu, ainsi que le contrôle qui a été effectué aux données. Ces résultats proviennent de la compilation des données des carnets d'entretiens des machines et mât météorologique, des informations fournies par AXOR , NEG MICON et les techniciens entretenant le parc ainsi que des informations provenant des rapports de calibration des sites de références. La majeure partie des événements, changements, pannes, etc. survenue durant les quatres années de données dont on dispose est identifiée. Cependant, certaines périodes ou valeurs (calibration, calage) restent inconnues. Dans ces cas, les données sont éliminées.

Plusieurs ressources ont servie de guide pour élaborer le contrôle et le traitement appliqué aux données. La principale est le "Wind Resource Assessment Handbook" fait par AWS pour le NREL [7], ainsi que les recommandation faite par NRG systems [48].

## 1 Définitions

### 1.1 Définitions élémentaires

On rappelle dans cette partie quelques définitions élémentaires utilisées tout au long de cette annexe.

**Le taux de récupération :** Le taux de récupération  $T_r$  est définie par le rapport entre la durée des enregistrements validés et la durée totale de la période considérée, il est donné par l'équation suivante :

$$T_r = \frac{\text{Nombre de données validées} * 10 \text{ minutes}}{\text{Durée de la période considérée}} \quad (\text{IV.1})$$

**La moyenne :** La moyenne est calculée à partir d'un enregistrement échantillonné à une fréquence de 0.5 Hz (soit une période d'échantillonnage  $\Delta t$  de 2 s). Soit  $x_i$  la quantité instantanée,  $N$  le nombre d'échantillon sur la période  $T$  considérée, alors la quantité

moyenne sur 10 minutes,  $X$ , est définie par :

$$X = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad \text{avec } N = \frac{T}{\Delta t} \quad (\text{IV.2})$$

**L'écart type :** L'écart type  $\sigma_T$ , sur la période  $T$ , représentant la dispersion autour de la moyenne durant cette période, est définie par

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - X)^2} \quad (\text{IV.3})$$

## 1.2 Données des mâts météorologiques : généralités

L'ensemble des données enregistrées aux mâts météorologiques est reçu au laboratoire sous forme de fichier texte tabulés. Ces fichiers seront désignés sous l'appellation fichiers *RES* dans la suite du texte. Le format des fichiers, pour les deux sites, est joint à l'annexe 3.3 au tableau II.5. Ces données proviennent des puces relevées au tour et décodées par le technicien.

Les données moyennées sur une minute sont ramenées à une moyenne sur dix minutes, avec comme référence, pour le premier 10 minutes, l'heure  $h = 0 : 00$  du 1er de chaque mois. Si une ou plusieurs minutes sont manquantes sur une période de 10 minutes, la valeur est alors remplacée par le code d'erreur "-999" pour toutes les données manquantes ou erronées. La moyenne sur 10 minutes est la moyenne des moyennes sur une minute. On peut démontrer que l'écart type sur 10 minutes est défini par :

$$\sigma_{10} = \sqrt{\frac{\sum_1^{N_k} (X_{10} - X_k)^2 + \sigma_k^2 (N_s - 1)}{N_k * N_s - 1}} \quad (\text{IV.4})$$

Le minimum sur 10 minutes est le minimum des minima sur une minute (idem pour le maximum).

## 2 Données du mât météorologique à Matane

### 2.1 Vitesse à l'anémomètre du mât

#### 2.1.1 Panne et maintenance de l'anémomètre

L'anémomètre monté sur la tour de référence a été remplacé le 29 janvier 2001. Il a été re-programmé dans le système d'acquisition le 2 février 2001. Il s'est déprogrammé accidentellement entre le 28 mars 2001 à 13 H 14 et le 30 mars 2001 à 14 H 28. Les calibrations successives sont résumées au tableau 2.1.1. La période où de mauvais facteurs de calibration sont appliqués est corrigée, puisque ces mauvais facteurs sont connus.

Tableau IV.1

Calibration de l'anémomètre de la tour de référence AN3.

Date	Pente	Décalage
Du jour de l'installation au 2 février 2001	0.10301 m	0.303 m/s
du 2 février 2001 à maintenant	0.04926 m	0.286 m/s
du 28 mars 2001 au 30 mars 2001	Panne	Panne

#### 2.1.2 Contrôle des valeurs moyennes de vitesse

Pour identifier les données erronées, comme des périodes de gel, on définit une série de 4 tests empiriques sur les valeurs de vitesse enregistrées :

- Le premier test est simplement basé sur la vitesse, la variance et la température. Si la variance est inférieure à 0.1 m/s pour une vitesse comprise entre 1 et 4 m/s et une température inférieure à 2°C, l'anémomètre est considéré comme gelé.
- Le deuxième test est basé sur le fait que le vent est rarement constant d'un dix minutes à l'autre. Donc si la vitesse est constante pendant plus de 30 minutes, on considère que l'anémomètre est gelé ou bloqué.



- Le troisième test utilise l'anémomètre de la turbine comme redondant pour la tour météorologique. Si la vitesse de l'anémomètre de la tour est inférieure à 80% de la vitesse de l'anémomètre de l'éolienne moins un décalage de 3.5 m/s (équation IV.5) l'anémomètre est considéré comme perturbé. Ces coefficients sont déterminés empiriquement à partir des données du site de Matane.
- Finalement, le dernier test consiste simplement à vérifier que la mesure de vitesse est comprise dans des limites acceptables. La vitesse moyenne enregistrée doit donc être comprise entre 0 et 50 m/s, qui sont les bornes fournies par le constructeur des anémomètres. Si un des tests est échoué, la moyenne de vitesse ainsi que son écart type, son minimum et son maximum sont remplacés par un code d'erreur.

Le taux de récupération après contrôle et retrait des pannes, est de 95.2%.

$$V_{RES} < V_{Eol} * 0.8 - 3.5 \quad (IV.5)$$

Aucun contrôle d'ombrage n'est effectué en raison de la configuration des perches d'anémomètre. Néanmoins, il existe un risque d'interférence du au fait que les instruments sont groupés dans un espace aussi restreint. Ce risque est cependant minime puisqu'on utilise le secteur en champ libre et que l'anémomètre placé dans ce secteur subit un minimum d'effets de la part de ses voisins.

### 2.1.3 Écart type de la vitesse

On définit  $\sigma_p$  l'écart type de la vitesse à l'anémomètre calculé et enregistré par le système d'acquisition,  $\sigma_v$  l'écart type de la vitesse de l'anémomètre réelle (si les facteurs de calibrations étaient bien programmés). Soit  $a_p$  le facteur de pente de la calibration programmé et  $a_v$  le facteur de pente réelle, alors en se basant sur l'équation IV.6 la correction est :

$$\sigma_v = \frac{a_v}{a_p} \sigma_p \quad (IV.6)$$

Les calibrations successives sont résumées au tableau 2.1.1. Le champ normal d'enregistrement de l'écart type est compris entre 0 et 4 m/s. Le taux de récupération après contrôle et retrait des pannes, est de 94.9%.

## 2.2 Direction du vent mesurée à la girouette

### 2.2.1 Maintenance de la girouette

La précision de la mesure de la girouette est de 2 degrés. La direction de référence de la girouette a changé le premier février 2001 suite à une calibration de l'instrument. Les techniciens ont voulu vérifier la direction réelle pointée par la girouette. Ils sont montés dans la tour, ils ont pointé différentes cibles et ils ont lu les valeurs enregistrées par le système d'acquisition. Puis ils ont réorienté la girouette en la tournant de 190 degrés vers la gauche, relu les valeurs indiquées par le système. Ils ont alors reprogrammé le système d'acquisition en conséquence. Avant manipulation la calibration de la girouette dans le système d'acquisition, était de :

$$direction = 0.146 * Signal\ girouette\ (Hz) + 250 \quad (IV.7)$$

Après manipulation et re-programmation du système d'acquisition, la calibration de la girouette est de :

$$direction = 0.146 * Signal\ girouette\ (Hz) + 62.9 \quad (IV.8)$$

Avant manipulation, quand Le vent venait du nord géographique, la direction enregistrée par le système d'acquisition était environ 18 degrés, à l'est du nord géographique soit presque le nord magnétique. La girouette devait être calibrée sur le nord magnétique. Après manipulation et re-programmation quand le vent vient du nord géographique, la direction enregistrée par le système d'acquisition est environs zéro soit le nord géographique (tableau IV.2). Cependant, les calculs de calibration du site sont basés sur les directions enregistrées avant intervention. On choisit donc de corriger toutes les directions pour qu'elles soient homogènes à la calibra-

tion de site. Toutes ces manipulations ont été très approximatives (pointer une cible, tourner la girouette, etc.) et ont donc diminué la justesse des mesures.

Tableau IV.2

Instrumentation de la tour de référence à Matane.

Cible	Direction vraie à partir de la #6 :	Direction lue au système avant manip.	Direction lue au système après manip.	Direction lue au système après repro.	la gi-rouette a tourné vers la gauche de	Différence avant manip entre vraie et girouette	Différence finale entre vraie et girouette
14	41.3	67.1	237.7	50.6	189.4	25.8	9.3
10	115.6	128.7	297.5	110.4	191.2	13.1	-5.2
groupe ppl	235.8	250.9	55.7	228.6	195.2	15.1	-7.2
moyenne					192	18.1	-1

### 2.2.2 Correction des données

À partir du 1 février 2001, les données de direction enregistrées sont corrigées selon l'équation IV.9 pour avoir des directions selon le nord de la girouette.

$$D_{cor} = D + 19.1 \quad (IV.9)$$

On prendra donc un secteur de validité des données de puissance et vitesse éolienne, compris entre le 243 et le 330 degrés "girouette". On prendra un secteur de validité des données mesurées à la tour compris entre le 182 et le 30 degrés "girouette".

$$D_{Girouette} = D_{Vraie} + 18.1 \quad (IV.10)$$

### 2.2.3 Contrôle des données

Comme pour la vitesse, on définit une série de tests sur la direction pour enlever les données erronées (des périodes de gel, panne, etc.). Ce test combine la vitesse et l'écart type sur la direction. Si la girouette a une variation inférieure à 0 pendant plus de 30 minutes pour une vitesse moyenne enregistrée supérieure à 5 m/s, on considère que la girouette est gelée ou défectueuse. On remplace l'enregistrement par le code d'erreur. Après contrôle, on obtient un taux de récupération de 96%.

### **2.3 Température de l'air ambiant**

La température enregistrée doit être comprise entre -50 et 50 degrés Celsius. Si ce n'est pas le cas, l'enregistrement est remplacé par le code d'erreur. Le taux de récupération après contrôle est de 96.3%.

### **2.4 Pression atmosphérique**

Deux tests sont faits sur les données de pression. Le premier test vérifie si des données sortent des limites d'opération du capteur (950 à 1060 hPa). Le deuxième test est basé sur la vitesse de variation de la pression dans le temps. D'après l'analyse des données de pression à Matane, la variation moyenne de pression en dix minutes est de 0.1 hPa en moyenne avec un écart type de 0.4 hPa, un maximum de trois hectopascals. Le test vérifie que chaque enregistrement n'est pas différent de plus de trois hPa de son prédécesseur. On souligne ici que cette valeur est de l'ordre de ce que l'on trouve dans la littérature [16].

De plus, un contrôle visuel des données révéla une première panne entre le 17 juin 2001 et le 21 juin 2001 inclus : les enregistrements dérivèrent doucement vers des valeurs inférieures aux normales d'opération du capteur. Une deuxième panne majeure a été détectée entre le 25 et le 29 novembre 2002. On retire ces périodes. Après application de l'ensemble des tests et corrections, on a un taux de récupération de 94.1%.



## 2.5 Vitesse à l'anémomètre de la nacelle

### 2.5.1 Pannes de l'anémomètre de la nacelle

Après un examen visuel des données, deux périodes de panne sont identifiées : du 10 février 2001 au 12 mars 2001, et du 10 août 2002 au 9 octobre 2002.

### 2.5.2 Correction des données

Le signal reçu au mât est la fréquence de rotation de l'anémomètre de la nacelle. C'est le système d'acquisition du mât qui applique les facteurs de calibration. La correction de NEG MICON n'est pas appliquée. Cependant, la programmation du système d'acquisition n'a pas toujours été faite aux bonnes dates. Les différentes calibrations de l'anémomètre installé à l'éolienne et les facteurs programmés sont présentés au tableau IV.3.

Tableau IV.3

Calibration de l'anémomètre de référence à Matane

Facteurs de calibration			Facteurs programmés		
Pente	Décalage	date du changement	Pente	Décalage	date du changement
0.55404	1.0874		1	0	
0.55099	0.9965	17-10-2000	1	0	
			0.55099	0.9965	02-02-2001
0.58153	0.5707	17-09-2002	0.58153	0.5707	17-09-2002

### 2.5.3 Contrôle des données

Aucun contrôle n'est fait sur cet anémomètre pour deux raisons. La principale est que quand l'anémomètre de l'éolienne est en panne ou gelée, la turbine est arrêtée. Ce sont donc des périodes qui ne serviront pas pour notre analyse. L'autre raison est que l'anémomètre est chauffant et robuste, puisqu'il sert au contrôle de la nacelle. Les pannes et dysfonctionnement

sont donc plus rares. Après correction et suppression des données des pannes, le taux de récupération est de 89.9%.

#### **2.5.4 Écart type sur la vitesse à la nacelle**

On utilise la formule de correction définie par l'équation IV.6. Les calibrations successives sont résumées au tableau IV.3. On définit que le champ normal d'enregistrement de l'écart type est compris entre zéro et 5 m/s. Le taux de récupération après contrôle et retrait des pannes, est de 89.9%.

### **2.6 Puissance de l'éolienne de référence**

Une panne inexpliquée a entraîné la perte du signal de puissance du 16 août 2002 au 26 juin 2003. En ce qui concerne le contrôle des données, un seul test est appliqué sur la puissance : elle doit être comprise entre -50 et 1000 kW. Une correction doit être apportée à la puissance. La puissance est mesurée à la turbine et transmise au mât sous forme d'un courant. En raison de la longueur de câble nécessaire pour rejoindre le mât météorologique (140 m), le signal subit une perte de qualité [45]. La correction est la suivante :

$$P_{corrigée} = P_{anémomètreRES} * 1.01 + 5.1 \quad (IV.11)$$

Le taux de récupération après contrôle et retrait des pannes est de 74%.

### **2.7 Disponibilité de l'éolienne de référence**

La disponibilité de l'éolienne de référence enregistrée dans le RES indique si la turbine est branchée ou non. Aucun contrôle n'est fait sur cette donnée. On a un taux de récupération pour la disponibilité de 96.3%.

### 3 Données du mât météorologique à Cap-Chat

#### 3.1 Vitesse à l'anémomètre du mât

##### 3.1.1 Correction des données

L'anémomètre monté sur la tour de référence a été remplacé le 25 janvier 2001. Il n'a jamais été reprogrammé dans le système d'acquisition. Les calibrations successives sont résumées au tableau IV.4.

Tableau IV.4

Calibration de l'anémomètre de référence AN2 à Cap-Chat

Facteurs de calibration			Facteurs programmés		
Pente	Décalage	date du changement	Pente	Décalage	date du changement
0.05	0.125	jour de l'installation	0.05	0.125	jour de l'installation
0.04925	0.288	25 janvier 2001			

##### 3.1.2 Contrôle des données

L'ensemble des tests appliqués à Cap-Chat sont ceux définis pour Matane à l'exception du test utilisant l'anémomètre chauffant de la nacelle comme anémomètre redondant. Ce test est modifié comme suit : si la vitesse de l'anémomètre de la tour est inférieure à 50% de la vitesse de l'anémomètre de l'éolienne moins un décalage de 0.8 m/s (équation IV.12) l'anémomètre est perturbé. Ces coefficients sont aussi déterminés arbitrairement, à partir des données de Cap-Chat. Si un des tests échoue, la moyenne de vitesse ainsi que son écart type, son minimum et son maximum, sont remplacés par un code d'erreur.

$$[h!] \quad V_{RES} < V_{Eol} * 0.5 - 0.8 \quad (IV.12)$$

Après inspection visuelle, on constate que l'anémomètre a un comportement anormal du 01 au 15 novembre 2000 suite à la panne du mois d'octobre. On retire donc la période du 1 octobre 2000 au 15 novembre 2000. Le taux de récupération, après contrôle, est de 89.7%.

### **3.1.3 Écart type de la vitesse au mât**

On utilise la formule de correction définie par l'équation IV.6. Les calibrations successives sont résumées au tableau IV.4. Le taux de récupération après contrôle et retrait des pannes, est de 89.7%.

## **3.2 Direction du vent mesurée à la girouette**

### **3.2.1 Maintenance de la girouette**

La précision de la mesure de la girouette est de 2 degrés. La direction de référence de la girouette a changé le premier février 2001 suite à une calibration. Les techniciens ont suivi la même procédure qu'à Matane sauf que le système d'acquisition n'a pas été reprogrammé à Cap-Chat. Et les techniciens ont par la suite tourné la girouette de 180 degrés. Avant manipulation quand le vent venait du nord géographique, la direction enregistrée par le système d'acquisition était environ 10 degrés à l'est du nord géographique. Après manipulation, quand le vent vient du nord géographique, la direction enregistrée par le système d'acquisition est environ 190 degrés à l'est du nord géographique (tableau IV.5). Comme à Matane, la direction indiquée par la girouette sert pour les calculs de calibration du site qui ont été faits avant cette intervention. On choisit donc de corriger toutes les directions pour qu'elles soient homogènes à la calibration de site.

### **3.2.2 Correction des données**

À partir du premier février 2001, on corrige les données de direction enregistrées selon l'équation IV.13 pour avoir des directions selon le nord de la girouette de manière à être en accord



Tableau IV.5

Instrumentation de la tour de référence à Cap-Chat.

Cible	Direction vraie à partir de la #67 :	Direction lue au système avant manip.	Direction lue au système après manip.	Direction au système après repro.	la girouette a tourné vers la gauche de	Différence avant manip entre vraie et girouette	Différence finale entre vraie et girouette
t68	57	70	249	249	181	13	192
t9	87	97	277	277	180	10	190
t6	101	111	291	291	180	10	190
t4	110	119	298	298	180	9	188
poteau	127.65	136	316	316	180	8	189
moyenne					180	10	190

avec les données de calibration du site.

$$D_{cor} = D + 180 \quad (IV.13)$$

On prendra donc un secteur de validité des données de puissance et vitesse éolienne, compris entre le 180ième et le 30ième degrés "girouette". On prendra un secteur de validité des données mesurées à la tour compris entre le 155ième et le 30ième degrés "girouette".

$$D_{Girouette} = D_{Vraie} + 10 \quad (IV.14)$$

### 3.2.3 Contrôle des données

Après une inspection visuelle des données il apparaît que la girouette a un comportement suspect depuis le premier juin 2003 et sur la période du 10 mars 2003 au 14 mars 2003. On retire donc les données correspondant à ces dates. Après contrôle et retrait des pannes, on obtient un taux de récupération de 76.7%.

### 3.3 Température et la pression atmosphérique

Le taux de récupération après contrôle des données de température est de 93.4%. Le capteur de pression enregistre un *offset* de 7 hPa en moins que la pression réelle. La formule de correction est la suivante :

$$Pression = Pression_{enregistrée} + 7hPa$$

Le taux de récupération après contrôle des données de pression est de 93.3%.

### 3.4 Vitesse à l'anémomètre de la nacelle

#### 3.4.1 Correction et contrôle des données

Le signal reçu au mât est la fréquence de rotation de l'anémomètre de la nacelle. Aucune calibration n'est programmée dans le système d'acquisition pour ce signal. On applique donc les facteurs de calibration donnés au tableau IV.9. De plus, l'anémomètre est en panne du 24 septembre 2001 au 5 octobre 2001. Après contrôle et retrait des pannes, on obtient un taux de récupération 92.6%.

#### 3.4.2 L'écart type de la vitesse à la nacelle

On utilise la formule de correction définie par l'équation IV.6. Les calibrations successives sont résumées au tableau IV.9. Le taux de récupération après contrôle et retrait des pannes, est de 93.3%.

### 3.5 La puissance de l'éolienne de référence

Comme à Matane, les valeurs de puissance enregistrées au mât doivent être corrigées [46]. La correction établie est la suivante :

$$P_{corrigée} = P_{anémomètreRES} * 1.025 + 2 \quad (IV.15)$$

Le taux de récupération après contrôle est 91.9%.

#### 4 Données des mâts météorologiques sur 1 minute

Un taux de récupération des données brutes de 96.5% pour le site Matane, et de 93.5% pour celui de Cap-Chat est obtenu. L'ensemble des corrections appliquées pour les données aux 10 minutes est appliqué pour les données aux minutes. Les résultats des taux de récupération après filtrages sont présentés au tableau IV.6 pour le site de Matane. Ils sont présentés au tableau IV.7 pour Cap-Chat.

Tableau IV.6

Taux de récupération des données sur 1 minutes à Matane.

Capteur/convertisseur	Taux de récupération
Anémomètre de la tour	96.5 %
Variance Anémomètre de la tour	96 %
Girouette	96.5 %
Capteur de température	96.5 %
capteur de pression	94 %
Anémomètre de l'éolienne référence	89.9 %
Variance de l'anémomètre del'éolienne	89.9 %
Puissance	73.6 %
Disponibilité de l'éolienne	96.5 %

#### 5 Données provenant des turbines

L'ensemble des données enregistrées par le SCADA est reçu au laboratoire sous forme de fichier binaires. Ces fichiers seront désignés sous l'appellation fichiers *mon* dans la suite du texte. Cependant, les paramètres doivent être corrigés d'un facteur multiplicatif. L'ensemble de ces paramètres ainsi que les facteurs de correction se retrouve au tableau II.4 à l'annexe 1.

Tableau IV.7

Taux de récupération des données sur 1 minutes à Cap-Chat.

Capteur/convertisseur	Taux de récupération
Anémomètre de la tour	92.2 %
Variance Anémomètre de la tour	92.2 %
Girouette	76.9 %
Capteur de température	93.3 %
capteur de pression	93.3 %
Anémomètre de l'éolienne référence	93.3 %
Variance de l'anémomètre de l'éolienne	93.3 %
Puissance	91.9 %
Disponibilité de l'éolienne	93.5 %

### 5.1 Vitesse à la nacelle

Les données de vitesse à la nacelle sont corrigées pour retirer le facteur correctif de 0.881 appliqué par NEG MICON . Soit  $V_{fs}$ , la vitesse enregistrée par le système d'acquisition de l'éolienne et  $V_{nac}$ , la vitesse mesurée à la nacelle alors la formule de correction est :

$$V_{nac} = \frac{V_{fs} - offset}{0.881} + offset \quad (IV.16)$$

Les anémomètres sont régulièrement calibrés, il faut donc identifier les bons facteurs de calibrations pour chaque période. Les différentes calibrations des anémomètres installés à l'éolienne de référence de Matane sont rappelées au tableau IV.8. Celles de Cap-Chat sont rappelées au tableau IV.9. Les colonnes "TAC" sont les données programmées dans le système d'acquisition.

L'équation suivante donne la correction de l'écart type de la vitesse :

$$\sigma_{d_{nac}} = \frac{\sigma_{d_{fs}}}{0.881} \quad (IV.17)$$



Tableau IV.8

Calibration de l'anémomètre de référence à Matane

Pente	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changé le
0.55404	1.0874	0.554	1.1	
0.55099	0.9965	0.551	1.0	2000-10-17
0.58153	0.5707	0.582	0.6	2002-09-17

Tableau IV.9

Calibration de l'anémomètre de référence à Cap-Chat

Pente	Offset	TAC-Slope	TAC-Offset	Changé le
0.56314	0.6827	0.563	0.7	
0.56368	0.5544	0.564	0.6	2000-10-23

## 5.2 Code d'erreur et de disponibilité

Deux codes permettent de connaître, pour chaque dix minutes, l'état de la turbine et l'état de la connexion au réseau : le code d'erreur et le code de disponibilité.

**Le code d'erreur :** ce code, enregistré par le système de contrôle, identifie chaque changement d'état affectant le fonctionnement de la turbine. Il peut être compris entre 1 et 121. Il est enregistré, additionné de la valeur 1000. En outre, l'état 0 est assigné au fonctionnement normal et l'état -999 est assigné aux données manquantes.

**Le code de disponibilité :** ce code indique si la turbine est connectée sur le réseau (égale à 1) ou non (égale à 0). Le générateur est débranché en cas de changement de vitesse de rotation de la turbine ou d'arrêt de la machine (arrêt normal ou à cause d'une erreur majeure).

On obtient ainsi un taux de récupération des données brut sur dix minutes de 96.3% à Matane (93.4% à Cap-Chat). Aucun contrôle n'est appliqué au code de disponibilité car ce dernier est une quantité binaire donnée par le système d'acquisition et n'est pas une quantité mesurée.

## **ANNEXE V**

### **RESSOURCE CLIMATOLOGIQUE**

## 1 Introduction

Le climat de la région de Gaspé est considéré comme un climat continental maritime avec des froids extrêmes, des hivers modérément pluvieux et des étés moyennement pluvieux. Le régime des vents dans cette zone est sous l'effet de forts flux migratoires de hautes et basses pressions, particulièrement l'hiver. Les deux sites sont situés sur la côte nord de la Gaspésie. La configuration du terrain est la même pour les deux emplacements : légèrement montant vers l'intérieure des terres et relativement complexe avec une surface couverte de groupes d'arbres disséminés.

La vitesse moyenne annoncée pour les deux sites [6] était de 7.8 m/s soit 28 km/h. Cependant, les premières études météorologiques, faites par la compagnie Micon Turbines, donnaient une vitesse long terme moyenne de 7.0m/s, à 55 m de hauteur, à Matane [23] et 7.2 m/s, à 55 m de hauteur, à Cap-Chat [24]. Garrad Hassan [64, 63] annonçait 7.2 m/s à Matane et 6.8 m/s à Cap-Chat à 50 m dans une étude généralisée du climat. L'étude du Risø[27] estime les vitesses moyennes à 6.9 m/s pour Matane et à 6.8 m/s pour Cap-Chat, à une hauteur de 55 m. Finalement GEC obtient des vitesses long terme de 6.7 m/s pour Matane et 6.3 m/s pour Cap-Chat [53]. Les résultats obtenus dans cette annexe et présentés ci-après donnent des vitesses proches de ces prévisions. Cependant, ils sont obtenus à partir d'un ensemble de données incomplet puisque l'on ne dispose d'aucun enregistrement en champ libre total (sans interférence de sillage sur 360 degrés).

Cette annexe présente l'analyse climatique des deux sites à partir des données enregistrées dans les secteurs non perturbés des tours météorologiques. Tout d'abord, les analyses des facteurs climatiques de base qui sont la température, la pression et la densité, sont présentées aux sections 2.1, 2.2 et 2.3 respectivement. Puis l'analyse complète des données de vent (distribution, turbulence, etc.) est produite. Cette analyse est faite en deux temps : l'analyse des vents enregistrés aux tours météorologiques présentée à la section 3, puis celle des vents enregistrés à l'éolienne présentée à la section 4. Finalement, une évaluation grossière de la production énergétique est calculée à la section 5.

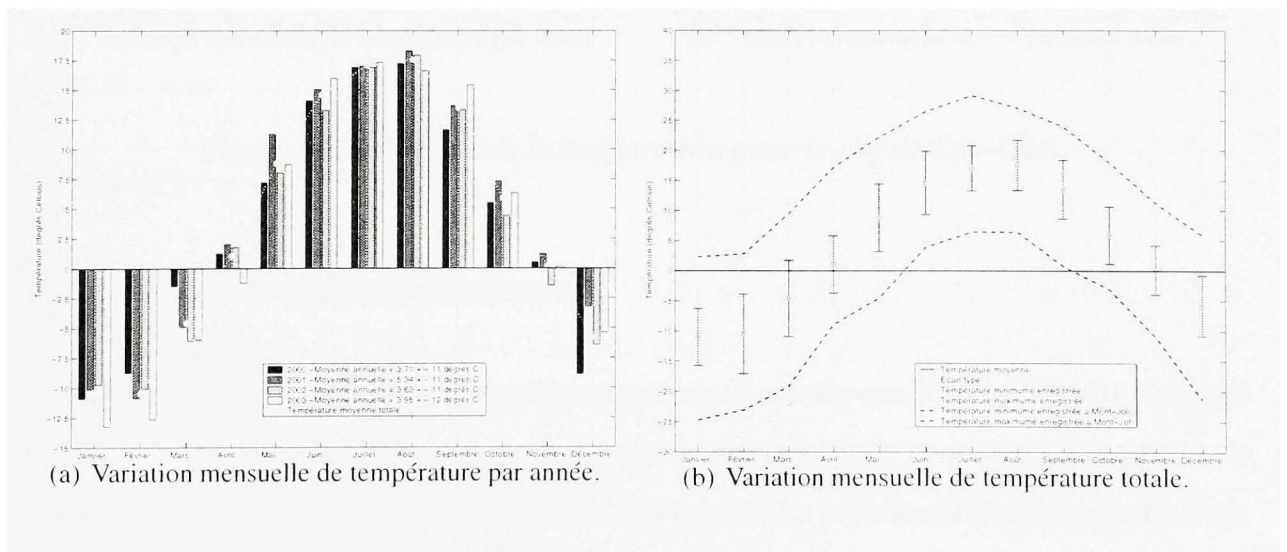


Pour toutes les quantités analysées, on présente le résultat mensuel, annuel sur la période totale d'enregistrement, soit les 4 années de janvier 2000 à décembre 2003. De plus, pour l'analyse de vent, on définit deux saisons : l'hiver et l'été (l'hiver est défini du 1er novembre au 30 avril).

## 2 Analyse des facteurs de climats

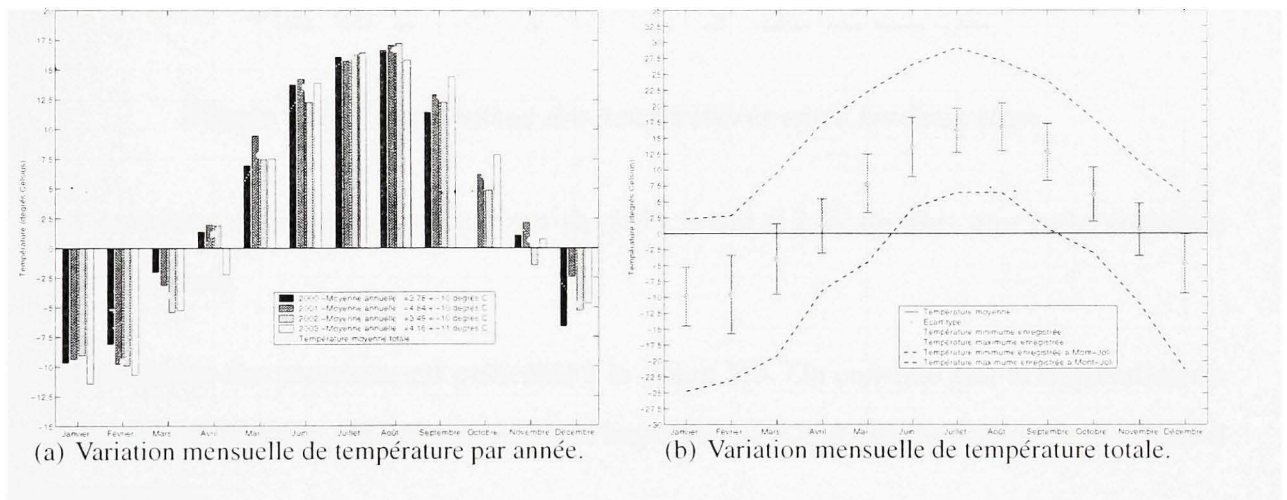
### 2.1 Température moyenne

La température moyenne à Matane est de 4.15 degrés Celsius. La variation mensuelle de température par année est présentée à la figure V.1(a). La variation mensuelle de température sur toute la période, ainsi que l'écart type associé, est présentée à la figure V.1(b). La température enregistrée à la tour est dans les normales saisonnières enregistrée à Mont-Joli, par Environnement Canada. On retrouve clairement le partage hiver-été. En général, les moyennes mensuelles, d'une année sur l'autre, sont proches à plus ou moins deux degrés. L'année 2001 a été plus chaude que les trois autres années. 40 % des températures sont inférieures à 0 degrés Celsius.



**Figure V.1** Analyse de la température pour le site de Matane.

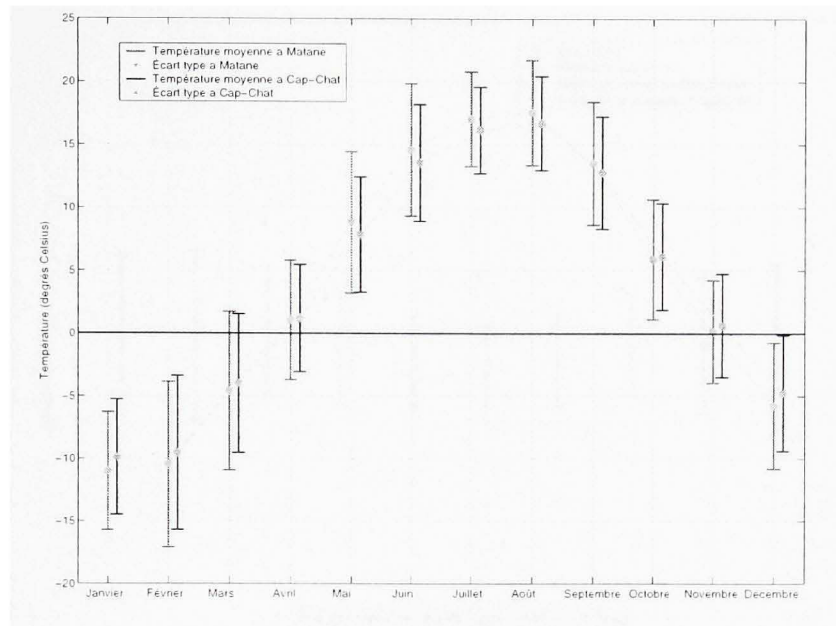
La moyenne des températures à Cap-Chat est de 4.00 degrés Celsius. La variation mensuelle de température par année est présentée à la figure V.2(a). La variation mensuelle de température sur toute la période, ainsi que l'écart type associé, est présentée à la figure V.2(b). La température enregistrée à la tour est également dans les normales saisonnières enregistrées à Mont-Joli par environnement canada. Le partage hiver-été apparaît tout aussi clairement. En général les moyennes mensuelles, d'une année sur l'autre, sont proches à plus ou moins deux degrés et suivent les variations des températures de Matane (figure : V.3). Cependant, la température est un peu plus basse en moyenne, d'un demi-degré, à Cap-Chat et l'amplitude de variation est plus faible. On note que comme à Matane, l'année 2001 a été plus chaude.



**Figure V.2** Analyse de la température pour le site de Cap-Chat.

## 2.2 Pression atmosphérique moyenne

La variation totale mensuelle de pression est présentée aux figures V.4(a) et V.4(b) ainsi que l'écart type, le minimum et le maximum enregistré sur la période considérée. Le capteur de pression à Matane est situé à une altitude de 165 mètres. La pression atmosphérique normale à cette altitude est de 993.6 hPa et la valeur moyenne sur la période totale est de 996 hPa, soit 0.2 % de plus que normalement attendue. À Cap-Chat, le capteur de pression est à 27 mètres d'altitude. La pression atmosphérique normale à cette altitude est de 1010 hPa, la



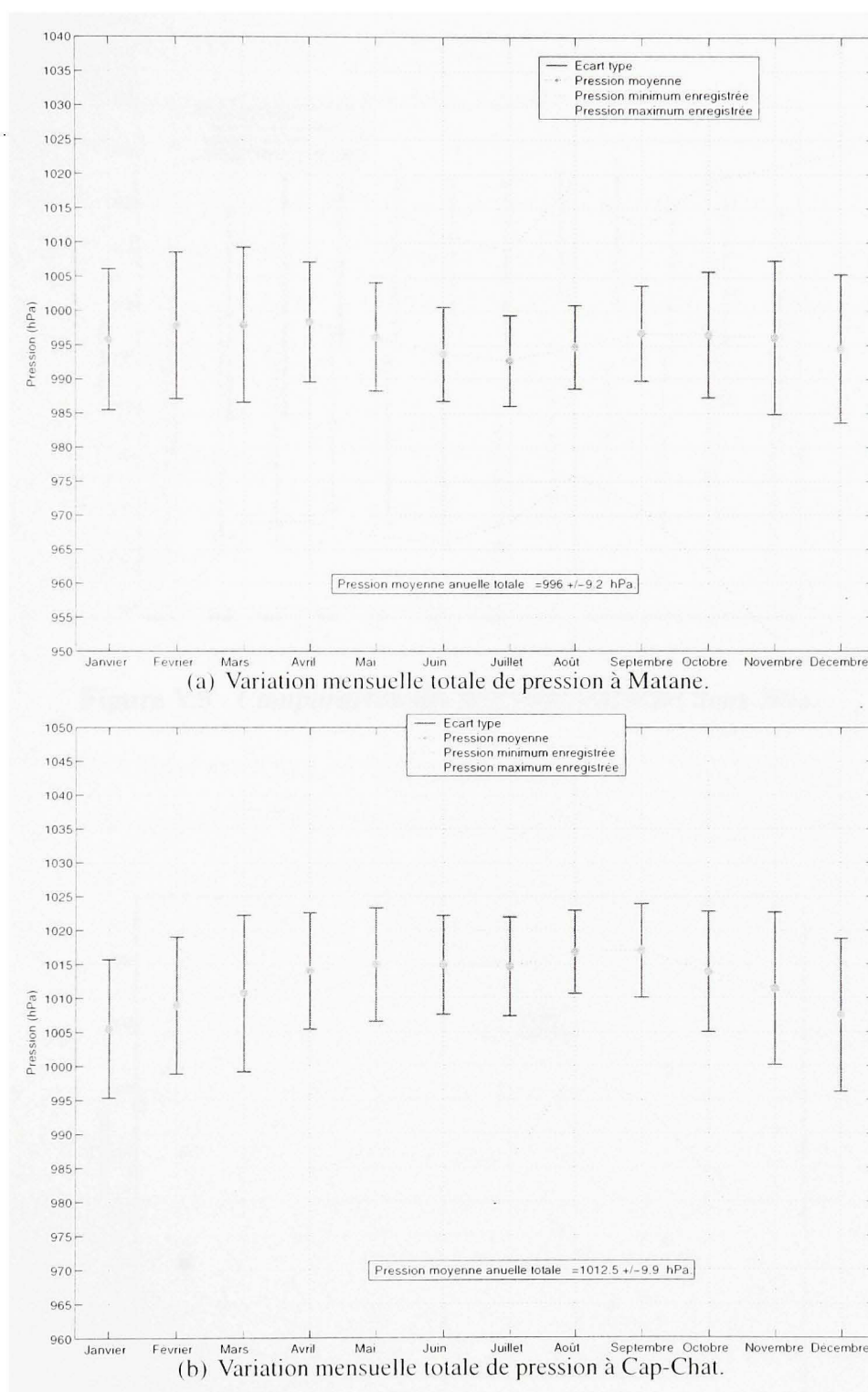
**Figure V.3** Comparaison des températures entre les deux sites.

valeur moyenne sur la période totale est de 1012.5 soit 0.2 % de plus que cette attendue, comme à Matane.

La comparaison des pressions est présentée à la figure V.5. On constate que la diminution de pression, l'été à Matane, est beaucoup moins importante à Cap-Chat. Ce phénomène est lié à la topographie.

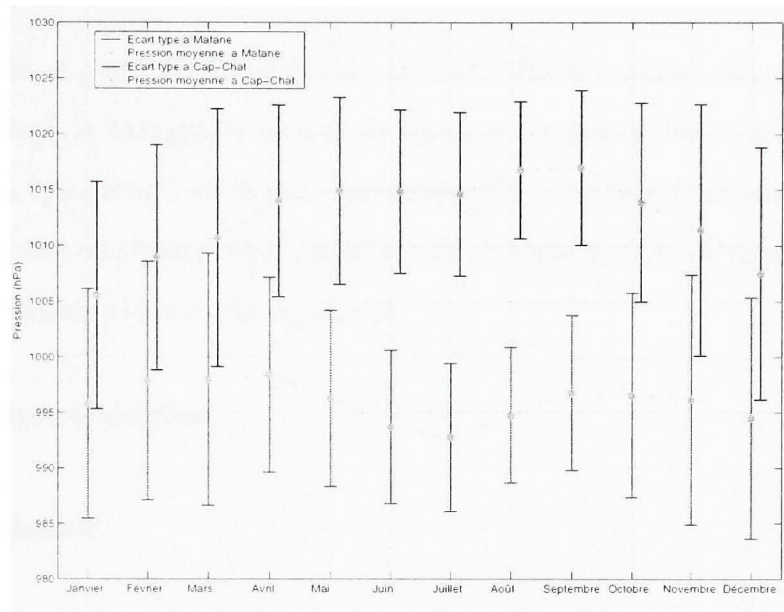
### 2.3 Densité moyenne annuelle

La densité moyenne annuelle de l'air est, à l'altitude de 26 m par rapport au niveau de la mer, égale à  $1.275 \text{ kg.m}^{-3}$ . Elle varie mensuellement sur l'année entre  $1.215 \text{ kg.m}^{-3}$  et  $1.350 \text{ kg.m}^{-3}$ . Cette variation a moins d'amplitude à Cap-Chat (figure : V.6). Encore une fois le découpage hiver/été est clairement observable.

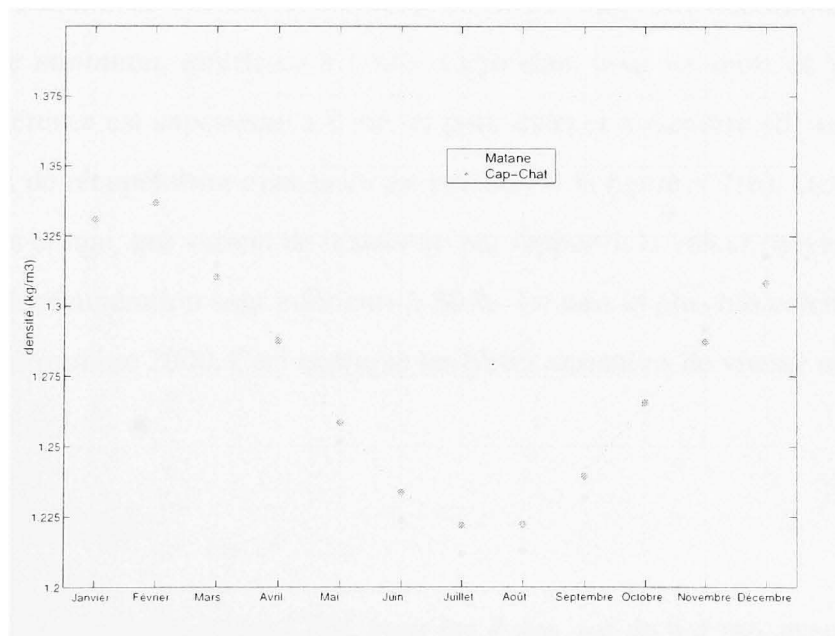


**Figure V.4** Variation mensuelle totale de pression pour les deux sites.





**Figure V.5** *Comparaison des pressions entre les deux sites.*



**Figure V.6** *Comparaison des densités entre les deux sites.*

### **3 Analyse du vent à partir des données enregistrées aux tours météorologiques**

L'analyse du vent, à partir des données de la tour météorologique, requiert d'éliminer les secteurs sous sillage. À Matane, le secteur de mesures en champs libre est défini du 180<sup>ième</sup> au 30<sup>ième</sup> degrés "girouette", 67 % des vents enregistrés viennent de ce secteur. À Cap-Chat, le secteur de mesures en champs libre est défini du 155<sup>ième</sup> au 30<sup>ième</sup> degrés "girouette", 77 % des vents enregistrés viennent de ce secteur.

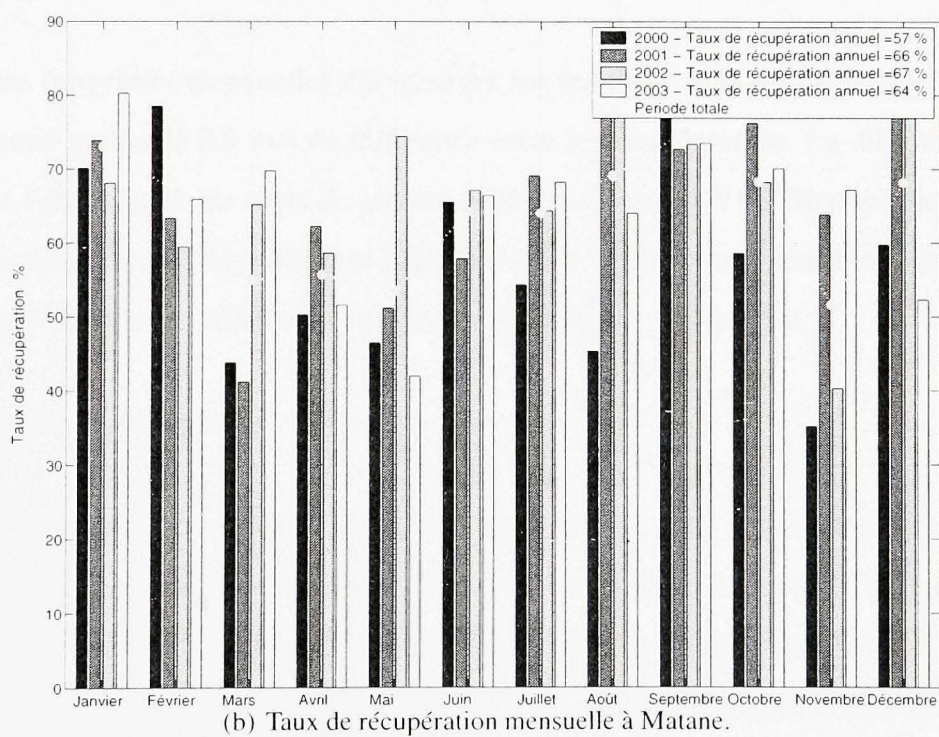
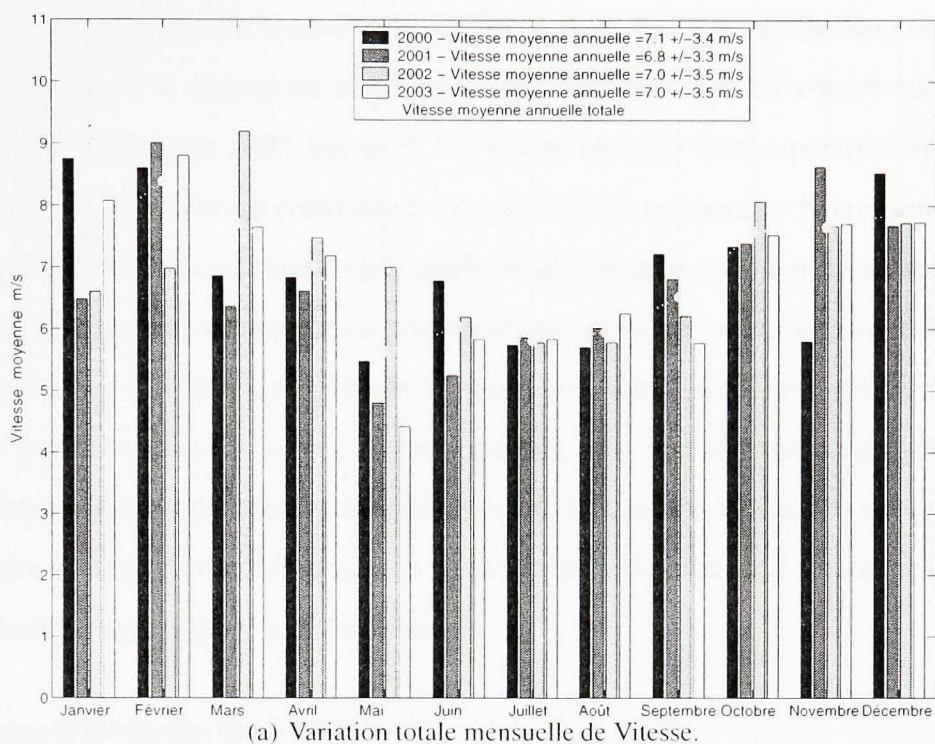
#### **3.1 Vitesse moyenne du vent**

##### **3.1.1 Site de Matane**

La vitesse moyenne annuelle à Matane, pour les 4 ans est de 7.0 m/s avec un écart type de 3.4 m/s pour un taux de récupération, pour les 4 ans, de 64 %. Cette valeur se retrouve chaque année à 3 % près. On présente à la figure V.7(a), la vitesse moyenne mensuelle par année et la vitesse moyenne mensuelle totale. Dans l'ensemble les moyennes mensuelles se suivent d'une année à l'autre, avec une différence entre la vitesse moyenne maximum calculée et la vitesse moyenne minimum, inférieure à 1 m/s. Cependant pour les mois de janvier, février et mai cette différence est supérieure à 2 m/s et pour mars et novembre elle est supérieure à 3.5 m/s. Le taux de récupération mensuelle est présenté à la figure V.7(b). On note que pour les mois de mars et mai, qui varient de beaucoup par rapport à la valeur moyenne mensuelle totale, les taux de récupération sont inférieurs à 50 %. Le taux le plus bas calculé est de 35 % pour le mois de novembre 2000. Ceci explique les fortes variations de vitesse enregistrées ces mois-ci.

##### **3.1.2 Site de Cap-Chat**

La vitesse moyenne annuelle à Cap-Chat, pour les 4 ans, est de 6.3 m/s avec un écart type de 4.0 m/s, pour un taux de récupération, pour les 4 ans, de 57 %. Comme la girouette est en panne depuis juin 2003, on ne dispose que des moyennes hivernales pour l'année 2003, ce



**Figure V.7** Analyse des vents à Matane.



qui explique que la moyenne annuelle soit si élevée. Les données de vitesses sont également inutilisables puisque le secteur en champ libre est inidentifiable. La vitesse annuelle sur la période, privée de l'année 2003, est de 6.2 m/s pour un taux de récupération sur la période totale de 71 %. Cette valeur est constante à 1% près sur les trois années. On présente à la figure V.8(a) la vitesse moyenne mensuelle par année et la vitesse moyenne mensuelle totale. Dans l'ensemble les moyennes mensuelles se suivent d'une année à l'autre avec une différence entre la vitesse moyenne maximum calculée et la vitesse moyenne minimum, inférieure à 1.5 m/s. Cependant pour les mois de janvier, février, mars et mai cette différence est supérieure à 2 m/s. Le taux de récupération mensuelle est présenté à la figure V.8(b). On note que pour les mois de mars les taux de récupération sont très variables d'une année à l'autre ce qui explique que les vitesses moyennes se comparent mal.

### 3.1.3 Comparaison des deux sites

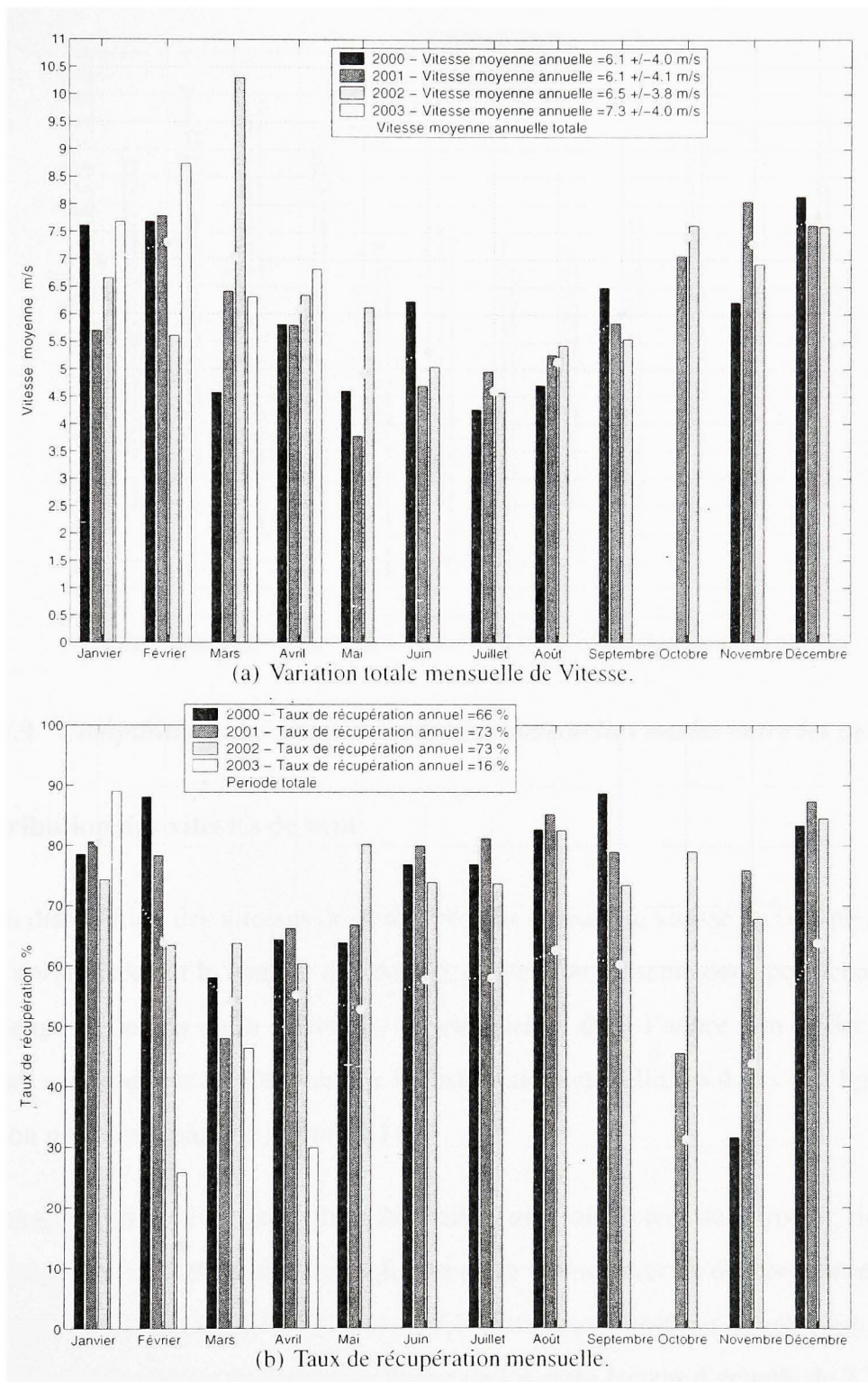
Les vitesses moyennes mensuelles enregistrées sur les deux sites sont très semblables : il y a en moyenne moins de 0.5 m/s de différence entre les deux courbes. La différence est plus importante l'été et pour les mois de janvier et février (figure : V.9). Bien que les deux sites soient très proches et qu'ils présentent sensiblement le même arrangement topographique, les vitesses moyennes mensuelles et annuelles sont inférieures à Cap-Chat.

## 3.2 Intensité de turbulence

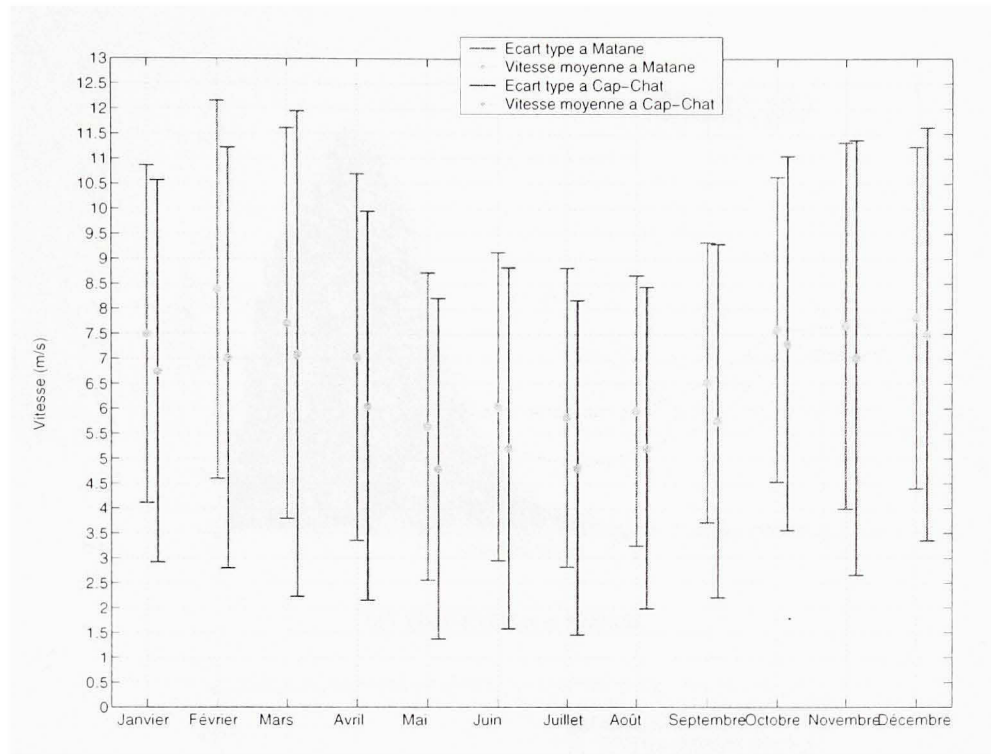
L'intensité de turbulence est calculée selon l'équation V.1 pour des vitesses supérieures à 4 m/s. L'intensité de turbulence totale à Matane est de 11.5 %. L'intensité de turbulence est constante sur l'année à 1% près. L'intensité de turbulence totale à Cap-Chat est de 14.6 % et cette intensité est constante sur l'année à 1% près. Le site de Cap-Chat est beaucoup plus turbulent que le site de Matane.

$$IT = \frac{Sd}{V} * 100 \quad (V.1)$$





**Figure V.8** Analyse des vents à Cap-Chat.

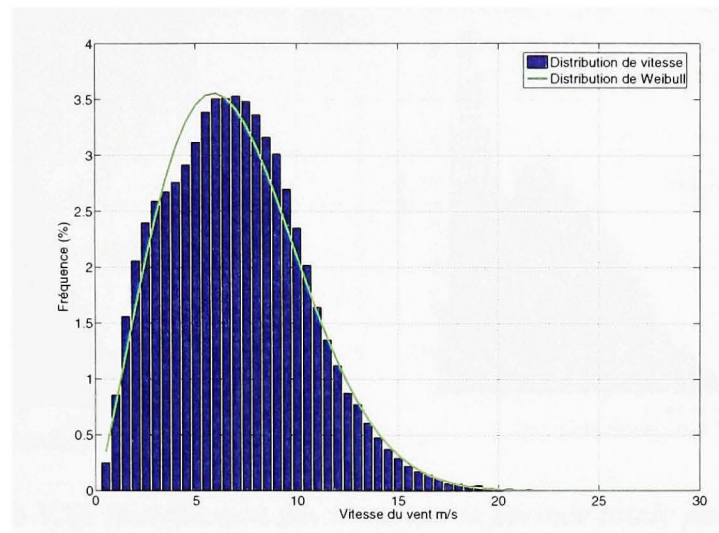


**Figure V.9** Comparaison des vitesses moyennes mensuelles totales entre les deux sites.

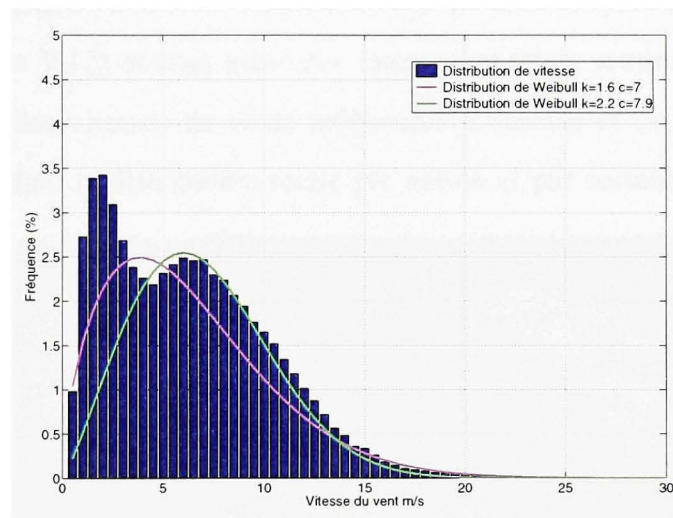
### 3.3 Distribution des vitesses de vent

On trace la distribution des vitesses de vent selon des classes de vitesse de 0.5 m/s. La distribution est normalisée par le nombre de données annuel. On présente donc pour chaque figure le pourcentage de temps où la vitesse  $x_i$  est enregistrée dans l'année. On utilise encore la partition par saison et par an. On présente la distribution annuelle des 4 ans à la figure (V.10) et par saison pour les 4 ans à la figure (V.11).

Pour Matane, on retrouve la distribution de Weibull avec un facteur de forme,  $k$ , de 2.2 et un facteur d'échelle,  $c$ , de 7.9. Le facteur de forme est le même hiver ou été par contre le facteur d'échelle est en moyenne de 8,7 l'hiver et de 7,1 l'été. Pour Cap-Chat on retrouve presque la distribution de Weibull avec un facteur de forme de 1.6 et un facteur d'échelle de 7. Le facteur de forme est de 1.7 l'hiver et de 1.6 l'été. Le facteur d'échelle est de 7.9 l'hiver et 6 l'été. Cependant, la présence anormalement élevée de basses vitesses, vient fausser le calcul des facteurs  $k$  et  $c$  de la distribution. Si on applique les facteurs trouvés pour Matane, on retrouve



(a) Distribution à Matané.

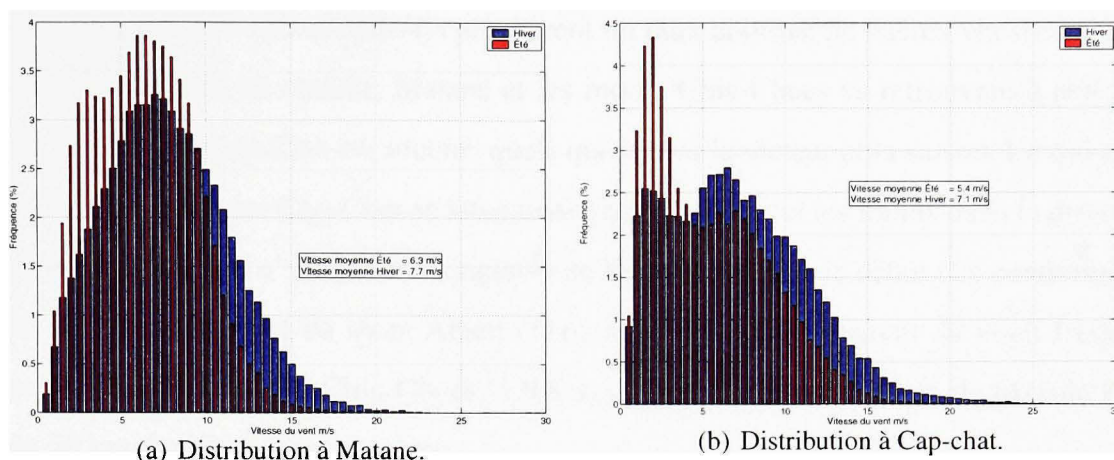


(b) Distribution à Cap-chat.

**Figure V.10** *Distribution des vents sur la période totale pour l'année.*

la forme de la distribution de Weibull (figure : V.10(b)). La présence anormalement élevée de basse vitesse peut être expliquée par la présence proche de Cap-chat des monts Chic-Chocs. Choissard et al. [11] ont démontré que les monts Chic-Chocs forment une barrière cotière qui modifie profondément le comportement du vent notamment en augmentant le cisaillement et la turbulence dans la région de Cap-Chat. Les monts Chic-Chocs culminent entre 1200 et 1300 m d'altitude.





**Figure V.11** *Distribution des vents sur la période totale par saison.*

Les deux stations situées à moins de 70 kilomètres de distance et ayant la même configuration topographique (figure V.12) devrait avoir des vitesses de vents semblables. Mais Cap-Chat présente clairement des vitesses de vents inférieures à Matane et un niveau de turbulence supérieure. En regardant la distribution totale par saison et par secteur, présenté aux figures



**Figure V.12** *Topographie de la Gaspésie.*

V.13 et V.14, il apparaît clairement que Matane est très peu affecté par la présence des monts.



Seuls les secteurs 310-350 et 350-30 enregistrent un taux anormal de basses vitesses. Quand les vents viennent de ce secteur, Matane et les monts Chic-Chocs se retrouvent à peu près alignés. Par contre, Cap-Chat est touché, quels que soient le secteur et la saison. Ce qui s'explique très bien, puisque Cap-Chat se situe juste entre le fleuve et les monts dans la direction des vents dominants. Il n'y a qu'une vingtaine de kilomètres entre le début des contreforts et le parc, 40 km le séparent du mont Albert (1181 m) et 60 km le séparent du mont Jacques-Cartier point culminant des Chic-Chocs (1268 m). En comparaison, le site de Matane est à plus de 50 km du début des contreforts.

### 3.4 Courbe de durée en vitesse

La courbe de durée en vitesse présente le nombre d'heures cumulées pour chaque classe de vitesse, moyennée sur 4 ans. On se place sur les secteurs en champ libre pour les deux sites. On normalise le résultat par une année. Encore une fois on voit bien apparaître le déficit de vitesse à basse vitesse à Cap-Chat sur la figure V.15.

### 3.5 Distribution des directions de vent

On trace la distribution des vents par rapport au nord géographique et on choisit des sous-éléments de 10 degrés pour classer les directions. On présente aussi une distribution hiver-été. Les différentes roses des vents sont tracées pour chaque année et pour la période totale.

#### 3.5.1 Site de Matane

On présente à la figure 3.5.1 la distribution des vents à Matane par rapport au nord géographique pour la période totale. La distribution générale est présentée à la figure V.16(a) : la direction principale des vents est centrée sur le 250 degrés géographique. 60 % du temps de la période totale les vents viennent de cette région. Les deux autres directions notables sont le 45 degrés vrai (18 % du temps de la période total) et le 150 degrés vrai (18 % du temps de la période total ). La distribution hiver-été est présentée à la figure V.16(b) : la direction

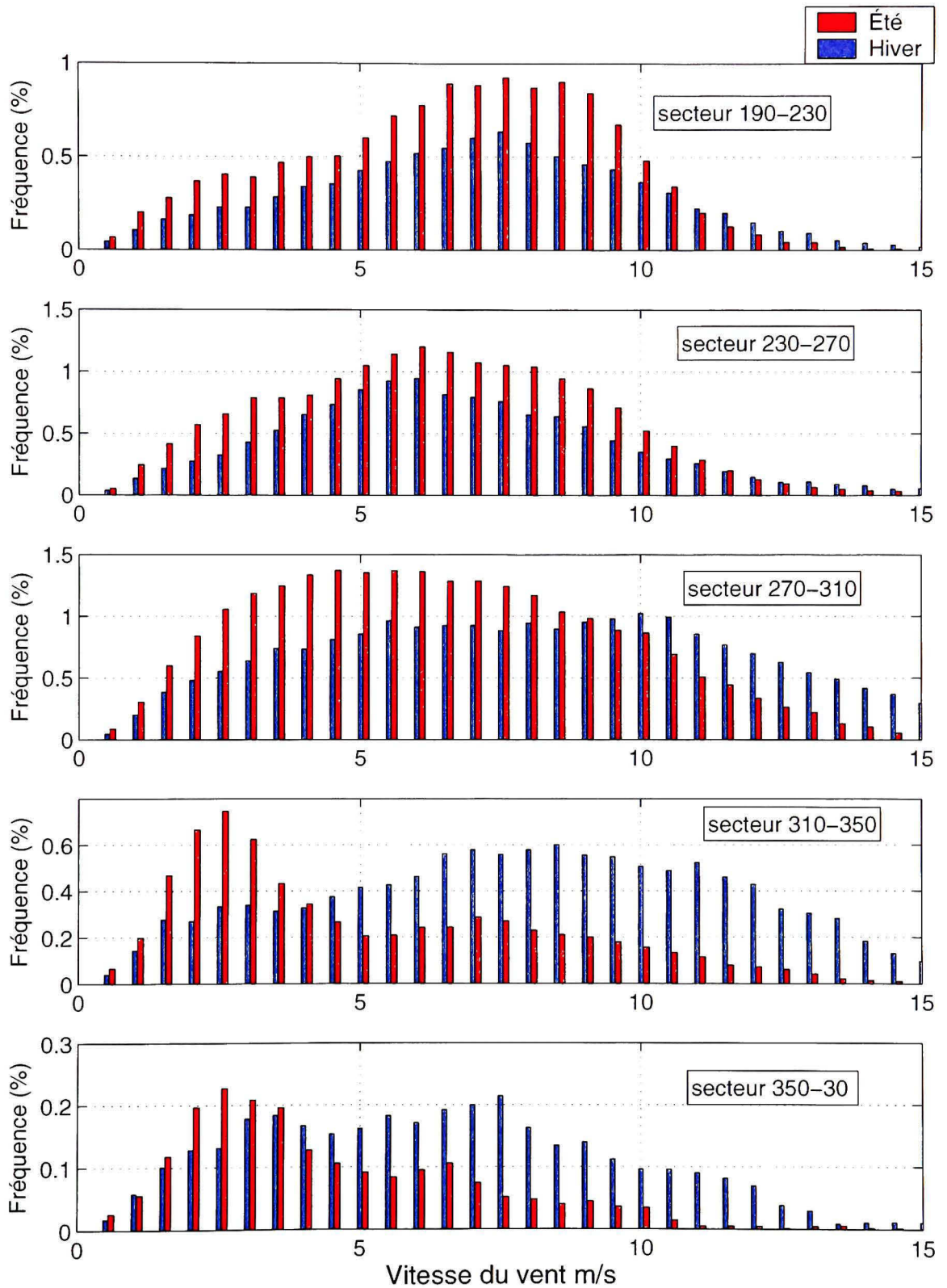


Figure V.13 *Distribution de vitesse à Matane.*

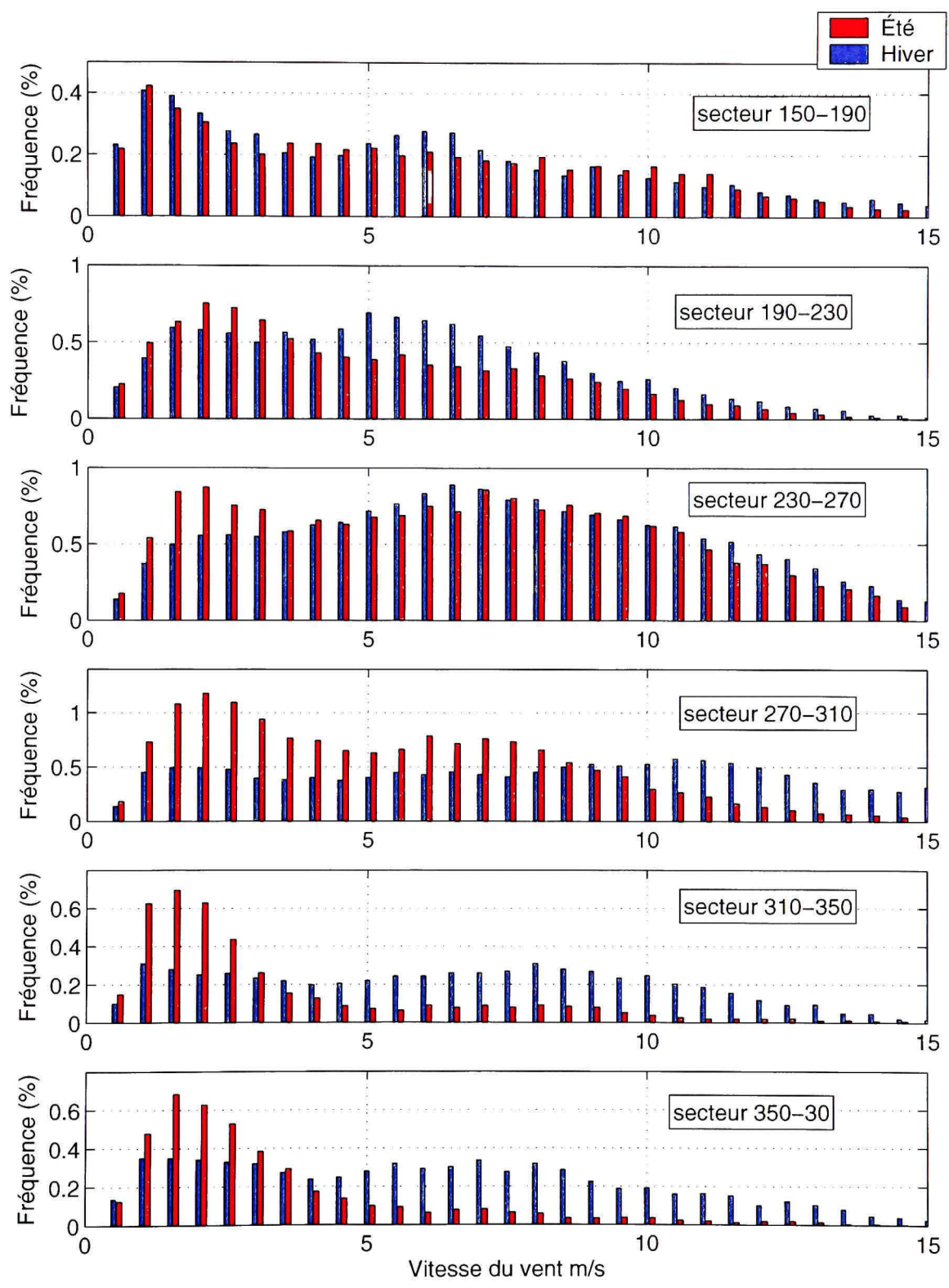
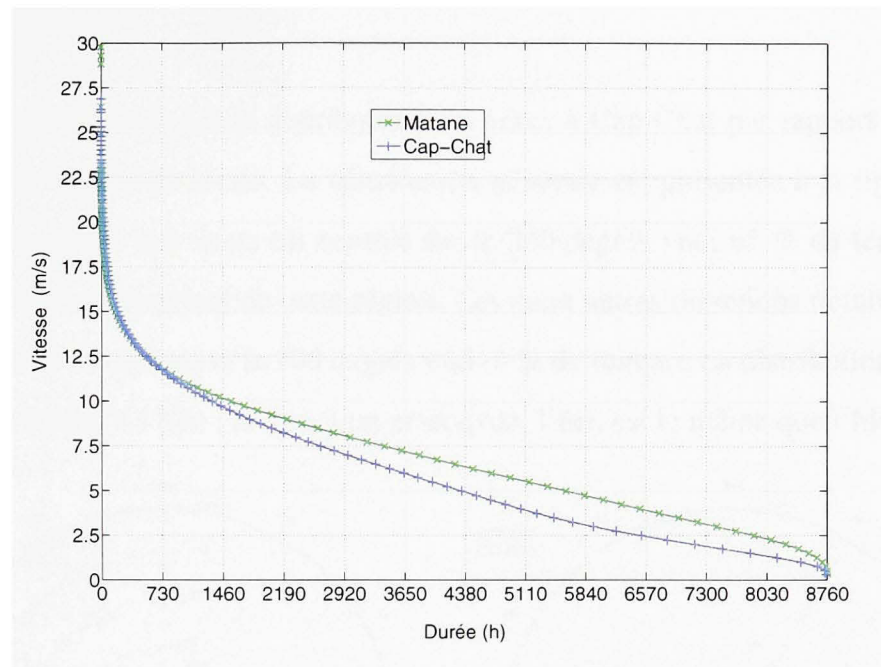
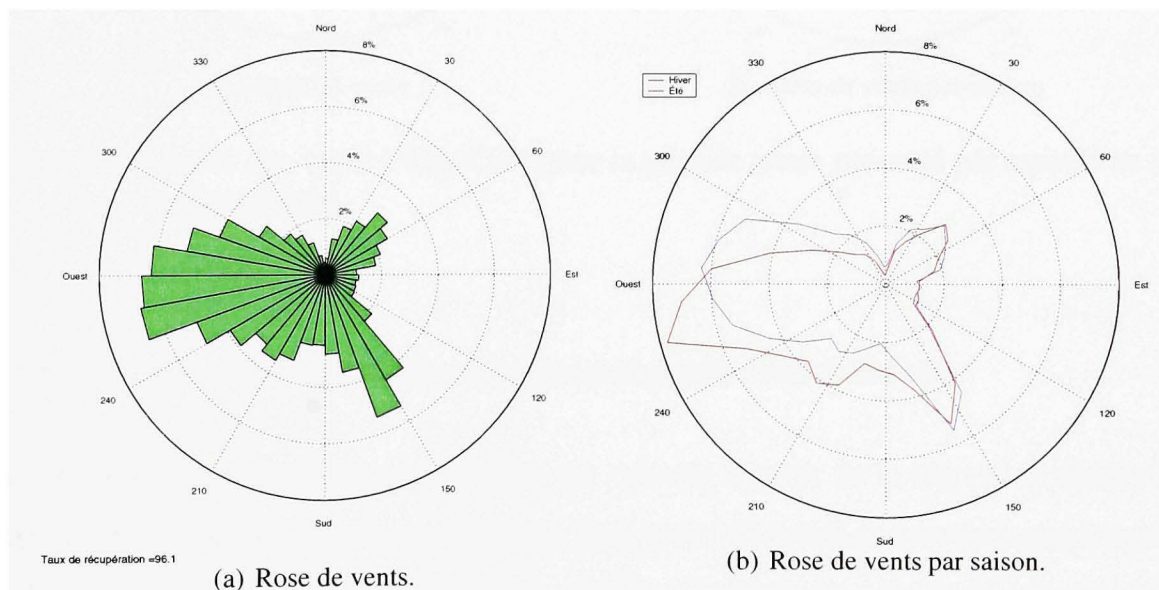


Figure V.14 Distribution de vitesse à Cap-Chat.



**Figure V.15** *Courbe de durée en heure.*

principale l'été est le 250 et l'hiver le 265. L'hiver la distribution est vraiment régulière pour la région du 240 au 300 degrés géographique. Ce comportement est annuel.



**Figure V.16** Roses des vents à Matane pour la période totale présenté par rapport au nord géographique.



### 3.5.2 Cap-Chat

On présente à la figure 3.5.2 la distribution des vents à Cap-Chat par rapport au nord géographique pour la période totale. La distribution générale est présentée à la figure V.17(a) : la direction principale des vents est centrée sur le 260 degrés vrai, 68 % du temps de la période totale les vents viennent de cette région. Les deux autres directions notables sont le 30 degrés vrai (12 % du temps) et le 190 degrés vrai (9 % du temps). La distribution hiver-été est présentée à la figure V.17(b) : la direction principale, l'été, est la même que l'hiver.

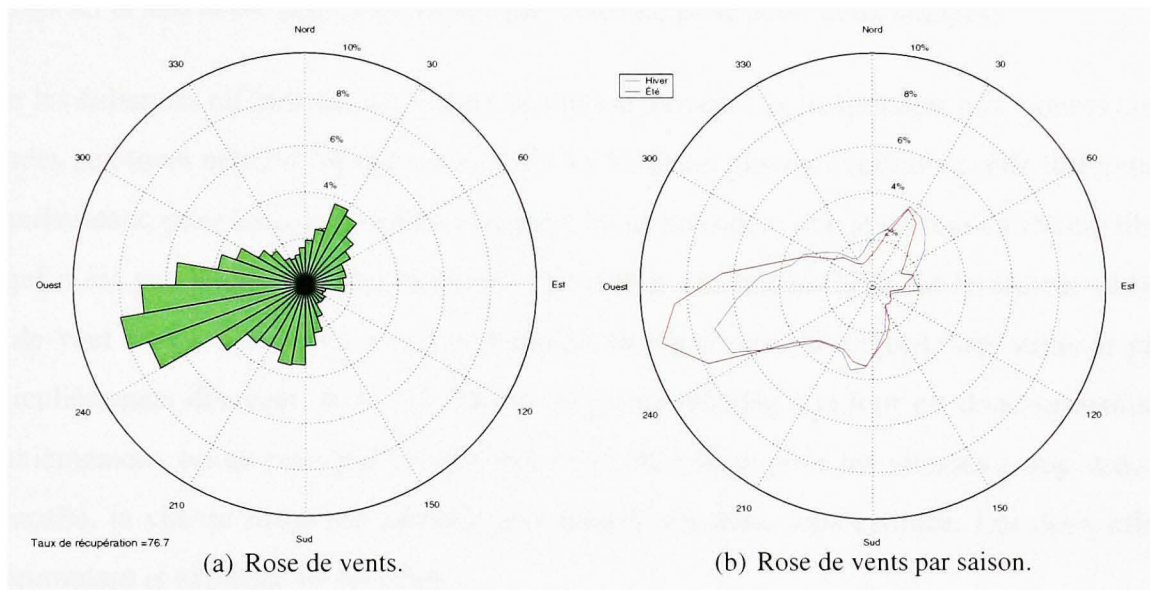


Figure V.17 Roses des vents à Cap-Chat pour la période totale présenté par rapport au nord géographique.

## 4 Analyse des vents à partir des données enregistrées aux éoliennes

La vitesse moyenne pour chaque éolienne est calculée à partir de la régression quadratique entre la vitesse nacelle et la vitesse en champ libre, pour l'éolienne en fonctionnement normale et de la régression linéaire pour l'éolienne arrêtée. Le détail des calculs des régressions est fourni au chapitre 4, section 4.2. La moyenne totale sur la période de 4 ans, pour chaque éolienne, est présentée au tableau V.1. La moyenne des vitesses moyennes à Matane est de 6.37 m/s et à Cap-Chat de 5.80 m/s. Le minimum, enregistré à Matane, est de 5.58 m/s, le

maximum est de 7.34 m/s. Le minimum enregistré à Cap-Chat est de 4.99 m/s, le maximum est de 6.93 m/s. Le niveau de turbulence moyen à Matane est de 13.9% et à Cap-Chat de 18.7%.

Deux facteurs permettent d'expliquer la variation de vitesse d'une turbine à l'autre : la topographie et le sillage. L'effet topographique tend à augmenter ou diminuer la vitesse vue par l'éolienne dépendamment de sa position par rapport aux collines, vallée, fleuve, etc. Quant aux effets de sillages, ils influencent plutôt négativement la vitesse vue par une turbine (on néglige ici la survitesse pouvant être vue par machine prise entre deux sillages).

Pour les éoliennes références, les valeurs de vitesse moyenne correspondent aux valeurs enregistrées aux tours météorologiques moins 7 à 11 %. Deux raisons expliquent cette différence. Premièrement, pour les tours météorologiques, on ne considère que le secteur en champ libre, ce qui n'est pas le cas pour les turbines. Le secteur en champs libre est le secteur principal de vent donc celui où on a une probabilité élevée d'avoir la majorité des vents et plus particulièrement des vents forts. La vitesse moyenne calculée à la tour est donc surestimée. Deuxièmement, on ne tient pas compte des effets de sillage pour les vitesses enregistrées à la nacelle, la vitesse moyenne calculée à la nacelle est donc sous-estimée. Les deux effets s'accumulent et explique un tel écart.

## 5 Production énergétique

L'évaluation grossière de la production énergétique nécessite de connaître deux facteurs : la distribution du vent sur le site et la courbe de puissance garantie des turbines. En prenant la distribution du vent mesuré à la tour météorologique de Matane, la production énergétique calculée est de 115 GWh et le facteur de capacité est de 30.7%. Le facteur de capacité est le rapport entre la puissance électrique moyenne (calculée sur un an) produite par l'éolienne et sa puissance électrique maximale. En théorie, ce facteur de capacité peut varier de 0 à 100%. En pratique il est compris entre 20% et 70%, et le plus souvent entre 25% et 30%. À Cap-Chat, la production énergétique est de 136 GWh et le facteur de capacité de 27.2%.

Tableau V.1

Vitesse moyenne enregistrée à chaque éolienne et corrigée en champ libre.

Matane				Cap-chat			
MON	Vmoy	MON	Vmoy	MON	Vmoy	MON	Vmoy
1	6.33	39	6.01	1	5.22	39	5.01
2	6.30	40	6.11	2	5.54	40	4.99
3	5.58	41	6.52	3	5.46	41	5.67
4	7.34	42	6.35	4	6.01	42	5.80
5	6.63	43	6.15	5	6.00	43	5.10
6	6.47	44	6.31	6	6.20	44	5.10
7	6.45	45	6.11	7	5.83	45	5.86
8	5.88	46	6.07	8	5.99	46	5.43
9	6.52	47	6.26	9	5.80	47	5.17
10	6.91	48	5.89	10	5.58	48	5.74
11	6.38	49	6.15	11	6.72	49	5.35
12	6.47	50	6.52	12	6.21	50	5.72
13	6.21	51	6.26	13	6.47	51	5.96
14	6.30	52	6.35	14	6.76	52	6.25
15	6.38	53	6.97	15	6.12	53	6.65
16	6.52	54	6.47	16	6.58	54	5.69
17	6.11	55	6.49	17	6.22	55	6.22
18	6.00	56	6.57	18	6.27	56	5.64
19	6.64	57	5.93	19	6.43	57	5.59
20	6.62			20	6.13	58	5.34
21	6.61			21	6.25	59	5.51
22	6.47			22	5.83	60	5.77
23	6.51			23	5.34	61	5.54
24	6.09			24	5.80	62	6.05
25	6.63			25	5.63	63	6.12
26	6.58			26	5.25	64	6.54
27	6.85			27	5.49	65	6.71
28	6.96			28	5.66	66	6.93
29	6.46			29	5.60	67	5.41
30	6.32			30	6.21	68	5.56
31	6.20			31	5.90	69	6.06
32	5.94			32	5.67	70	5.50
33	6.05			33	5.22	71	5.40
34	6.20			34	5.07	72	5.53
35	6.71			35	5.40	73	5.51
36	6.38			36	6.19	74	5.53
37	6.35			37	6.07	75	5.32

Ces chiffres sont surévalués puisque ce n'est pas la distribution réelle, mais celle des secteurs valides. Si on considère tous les secteurs, la production énergétique est de 105 GWh à Matane et 113 GWh à Cap-Chat pour un facteur de capacité de 28.0 % à Matane et 22.5% à Cap-Chat. Aucun facteur de pertes (sillages, glace, disponibilité du réseau, etc.) n'est intégré à ce calcul. Ces chiffres sont plus proches de la réalité malgré la qualité moindre des données (sillages et interférences). Ces données d'énergie sont à titre tout à fait indicatif. Notons que la norme dans l'industrie est de faire une corrélation long terme avec une station référence afin d'obtenir une prédiction long-terme, puis d'intégrer au calcul énergétique un certain nombre de pertes additionnel (gel, réseau, disponibilité des turbines, etc.). À titre comparatif on donne l'énergie annuelle produite enregistrée, sur la période de 4 ans, qui est en moyenne de 77 GWh à Matane et 89 GWh à Cap-Chat.



## ANNEXE VI

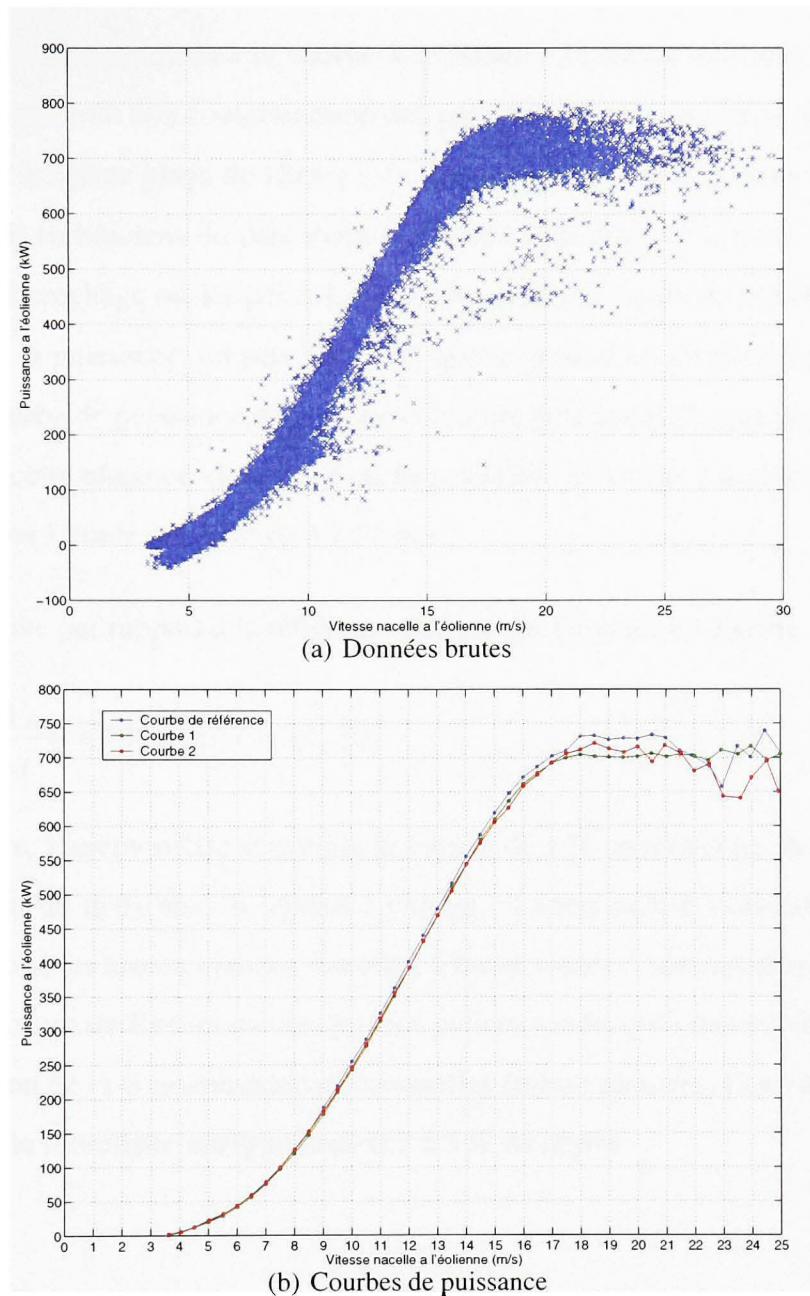
### DÉRIVE DES ANÉMOMÈTRES

## 1 Introduction

Il est mentionné dans la littérature [50] que la dérive dans le temps d'un anémomètre est de l'ordre de 0.2 à 3 %, et qu'il est recommandé de refaire la calibration chaque année. Dans le cas du parc LE NORDAIS, la plupart des anémomètres sont régulièrement calibrés, mais pour les anémomètres des tours références, il arrive d'avoir des périodes supérieures à deux ans sans maintenance des instruments. On s'assure donc que la dérive des anémomètres reste dans des limites acceptables (inférieure à 3%).

## 2 Méthode

Pour cela, l'hypothèse que la relation entre puissance produite et vitesse du vent est constante dans le temps est posée. Les effets de l'usure du matériel et de la contamination des pales (insectes, poussières, etc.) sont donc négligés. Le site qui se prête le mieux à l'étude de la dérive des anémomètres, est le site de référence de Cap-Chat où l'anémomètre de l'éolienne reste plus de 3 ans sans maintenance. Le secteur de validité de la turbine #67 est compris entre le 170° et le 30° "girouette". Aucune correction n'est appliquée sur la vitesse à la nacelle. L'éolienne est en fonctionnement standard. La puissance est corrigée en densité selon la norme IEC 61400-12. La dernière calibration de l'anémomètre de la nacelle de l'éolienne référence #67 est enregistrée au 23 octobre 2000. Cependant, l'éolienne a changé de calage le 27 octobre 2000. La girouette du mât de référence est en panne à partir de juin 2003. À partir de ces considérations, la période sélectionnée est du 1er novembre 2000 au 31 décembre 2003. Cette période est divisée en trois sous périodes de même durée (31 octobre 2000 au 31 avril 2001, 31 octobre 2001 au 31 avril 2002, 31 octobre 2002 au 31 avril 2003). De cette manière, le biais saisonnier est évité et le nombre de données est environ le même (11445, 13805, 11590). Les données brutes et les trois courbes de puissance calculées sur ces périodes sont présentées à la figure 2.



**Figure VI.1** *Évolution de la courbe de puissance sans maintenance des anémomètres.*

### 3 Analyse des résultats

On note sur les données brutes quelques périodes de gel (points sous la courbe de puissance), toutefois trop peu nombreuses pour influencer les résultats. Il apparaît clairement sur les courbes de puissance, une dérive de la courbe 2 et 3 vers des vitesses supérieures. On re-

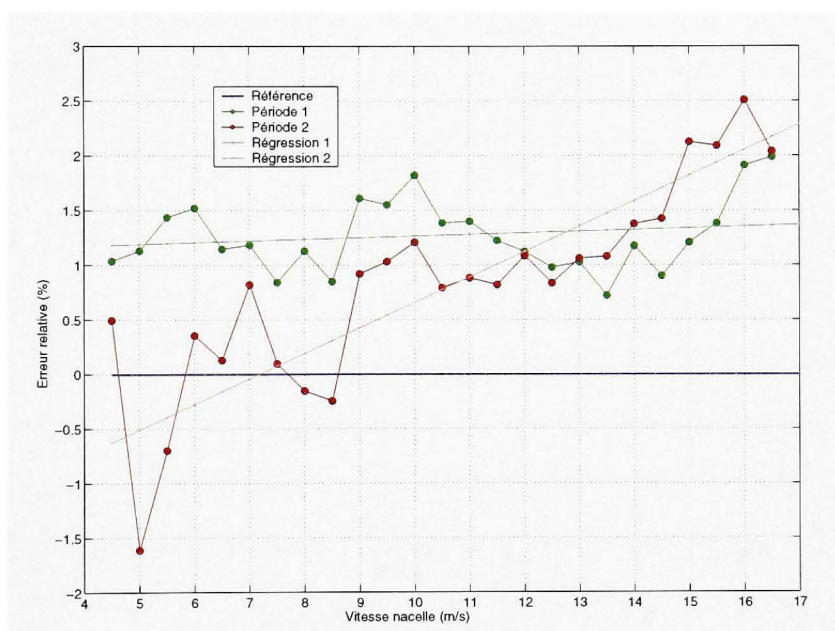
marque aussi qu'à hautes vitesses la courbe 2 présente un plateau inférieur à la référence. Ceci est probablement dû à la contamination des pales (insectes, poussières, etc.). La courbe 3 cependant pour la même plage de vitesse est supérieure à la courbe 2, mais reste inférieure à la référence. Les techniciens du parc rapportent avoir déjà observé la perte accidentelle de provocateurs de décrochage sur les pales. La tendance veut que l'ajout de provocateur diminue d'environ 60 kW la puissance, on peut imaginer que la perte d'un ou plusieurs provocateurs remonterait la courbe de puissance de quelques dizaines de kilowatts, comme c'est le cas ici. On élimine donc cette plage de vitesse qui est trop sensible au temps. La plage de vitesse que l'on considère pour l'étude est donc de 4 à 17 m/s.

Soit l'erreur relative par rapport à la référence, définie par l'équation suivante :

$$E = \frac{V_i - V_{Ref}}{V_{Ref}} * 100 \text{ pour } i = \{1, 2\}; \quad (VI.1)$$

Comme pressentie, l'anémomètre surestime la vitesse de 1 % en moyenne au bout d'une année. Mais au bout de deux ans, la tendance change : l'anémomètre sous-estime les basses vitesses et surestime les hautes vitesses. En effet, à basse vitesse l'anémomètre a plus de difficulté à tourner à cause de l'usure mécanique des paliers, tandis qu'à hautes vitesses, l'inertie augmente en raison de la contamination des coupelles (masse ajoutée). Ces variations restent malgré tout dans la fourchette acceptable de 0.2 à 3 % de dérive.





**Figure VI.2 Pourcentage de dérive de l'anémomètre.**

## **ANNEXE VII**

### **DÉCALAGE TEMPOREL DES SYSTÈMES D'ACQUISITION**

## 1 Problématique

Dans le but d'utiliser simultanément les données provenant des mâts météorologiques et celle provenant des turbines, on vérifie le synchronisme des enregistrements par intercorrelation entre les données des mâts et celle des turbines.

L'ensemble des données des éoliennes est collecté par un système global, le SCADA. Chaque éolienne est reliée par fibre optique à ce système. L'heure d'enregistrement est donc exactement la même pour toutes les données provenant des turbines.

Par contre, les enregistrements faits aux mâts météorologiques sont conservés localement sur des puces qui sont collectées manuellement chaque mois. L'heure d'enregistrement est donc dépendante de l'heure du système d'acquisition du mât. Or l'horloge interne d'un système d'acquisition est sensible aux perturbations électrostatiques, électrique ou magnétique. Le bon fonctionnement de cette horloge dépend aussi de l'état des batteries : si ces dernières descendent sous un niveau de charge critique, l'horloge prend du retard. Finalement, le technicien assurant les visites de service, a la possibilité de régler manuellement l'horloge, s'il constate un dé-réglage de cette dernière. Mais il utilise généralement l'heure de sa montre et c'est pourquoi il peut exister un décalage entre l'horloge du mât et celle du SCADA.

## 2 Méthodologie

Les enregistrements dans les fichiers des turbines (MON), sont aux 10 minutes. Que quel que soit le nombre de jours par mois, le fichier MON contient 31 jours. Toutes les données manquantes sont remplacées par le code d'erreur "-999". On a donc deux vecteurs d'enregistrements,  $P$  et  $V$ , continue sur 31 jours, de dimension  $[1 \times 4464]$  (6 données par heure x 24

heures x 31 jours).

$$P_{MON} = [P_i; CE_j]$$

$$V_{MON} = [V_i; CE_j]$$

avec

$$i = \{1, \text{ nb de jour du mois } k * 6 * 24\}; \quad (\text{VII.1})$$

$$j = \{nb \text{ de jour du mois } k * 6 * 24, 31\};$$

et

$$CE = \text{" - 999"}$$

Dans le fichier du mât (RES), les enregistrements sont à la minute. On fait 10 moyennes, sur 10 minutes, de ces enregistrements, avec un décalage  $j$  de 1 minute entre chaque moyenne. Cela va permettre de déterminer à la minute près le décalage. Si une ou plusieurs données sont absentes (problème de transmission, maintenance, fichiers manquants, etc.) pour faire une moyenne, on remplace cette ou ces dernières par le code d'erreur. Les données manquantes pour avoir 31 journées sont aussi remplacées par le code d'erreur. On obtient donc, après avoir moyenné, deux matrices  $V_{RES}$  et  $P_{RES}$ , d'enregistrement continu de la vitesse et la puissance. Soit

$$P_{RES} = [\overline{P_{RES}}(t = 0 \text{ min}) : \overline{P_{RES}}(t = 1 \text{ min}) : \dots : \overline{P_{RES}}(t = 9 \text{ min})]$$

$$V_{RES} = [\overline{V_{RES}}(t = 0 \text{ min}) : \overline{V_{RES}}(t = 1 \text{ min}) : \dots : \overline{V_{RES}}(t = 9 \text{ min})]$$

(VII.2)



Les coefficients de ces matrices sont définis par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{X_{i,j}} = \frac{1}{10} \sum_{n=k+j}^{n=k+9+j} X_n : \text{ si } X_n \text{ existe } \forall n \in [k+j; k+9+j] \\ \overline{X_{i,j}} = -999 : \text{ si } X_n \text{ n'existe pas pour au moins un des } n \end{array} \right.$$

avec

$$i = \{1, \dots, 4464\};$$

$$j = \{0, \dots, 9\};$$

$$k = \{0, 10, 20, \dots, \text{Fin du mois} - 10\};$$

(VII.3)

Soit  $\tau$  le décalage entre  $X_{RES}$  et  $X_{MON}$ , la fonction coefficient de corrélation normalisée entre le signal du *RES* et le signal du *MON* est une matrice définie par :

$$\rho_{(MON,RES)}(\tau) = \frac{C_{(MON,RES)}}{\sqrt{C_{(MON,MON)}C_{(RES,RES)}}} \quad (\text{VII.4})$$

avec  $C_{(MON,RES)}$ , la fonction de covariance, définie par

$$\begin{aligned} C_{(MON,RES)} &= E[\{MON(t) - \mu_{MON}\}\{RES(t + \tau) - \mu_{RES}\}] \\ &= R_{(MON,RES)}(\tau) - \mu_{RES}\mu_{MON} \end{aligned} \quad (\text{VII.5})$$

$$\text{ou } E = \frac{1}{N} \sum_1^N$$

$R_{(MON.RES)}(\tau)$ , la fonction d'intercorrélation, définie par

$$R_{(MON.RES)}(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T V_{MON}(t) V_{RES}(t + \tau) dt \quad (VII.6)$$

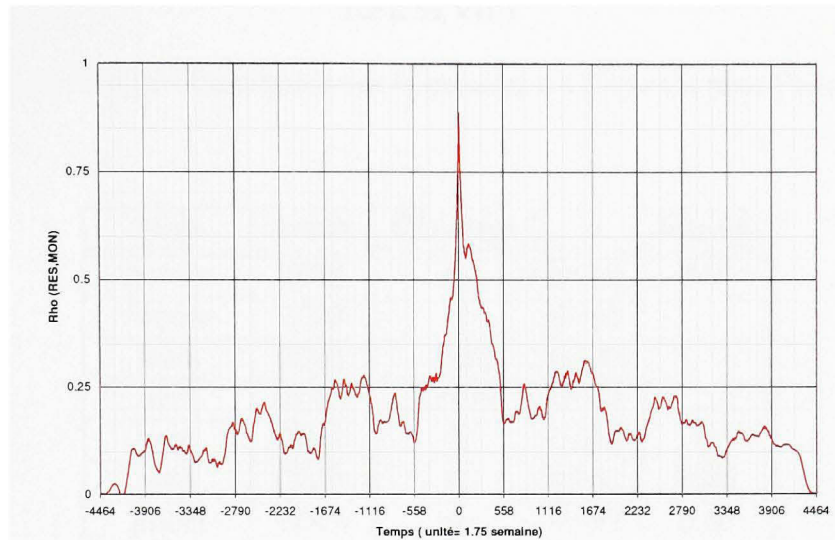
et  $\mu_x$ , la moyenne d'un signal  $x$ , définie par

$$\mu_x(t) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N x_k(t) \quad (VII.7)$$

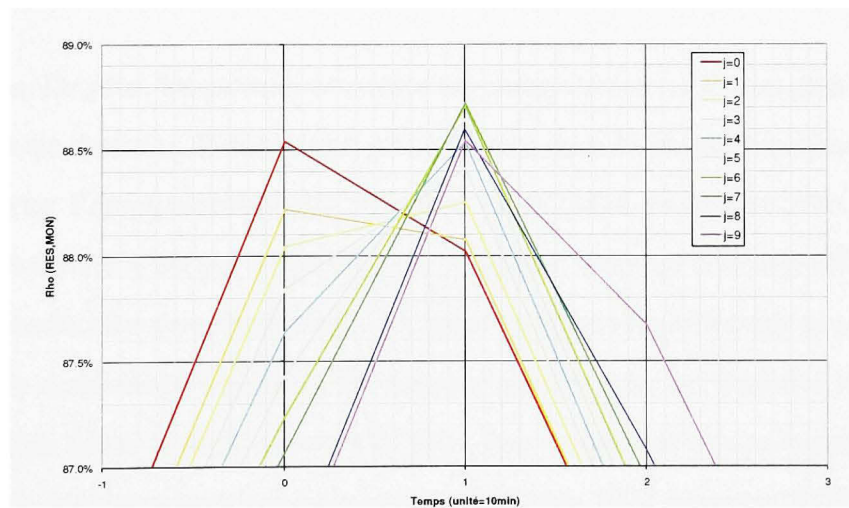
On a 10 fonctions de corrélation  $\rho(\tau_j)$  qui représente chacune l'intercorrélation entre  $X_{RES,j}$  et  $X_{MON}$  pour une période  $T$ . Le  $j$  pour lequel la fonction  $\rho(\tau_j)$  est maximum donne  $\tau$  le décalage entre le  $RES_j$  et le  $MON$ . La fonction  $\rho(\tau_9)$  pour une période de temps de un mois, est présenté à la figure VII.1(a) à titre d'illustration. La corrélation est très bonne. Maintenant, si on regarde les maximum des 10 fonctions  $\rho(\tau_j)$  présentées à la figure VII.1(b), on voit nettement que la meilleure corrélation entre  $RES_j$  et  $MON$  est obtenue pour la fonction  $\rho(\tau = 7)$ . On note en plus un décalage de 10 minutes. Soit un décalage total de 17 minutes entre le RES et Le MON.

## 2.1 Sélection de la période de temps $T$

Le calcul du décalage entre le fichier MON et le fichier RES obtenu par corrélation des puissances est présenté à la figure VII.2(a) pour différentes périodes de temps allant de une heure à un mois. Les valeurs manquantes sont dues au filtrage des résultats par le coefficient de corrélation. Si le coefficient de corrélation  $\rho$  est inférieure à 0.9 pour les petites périodes ( $T < 2232$  données) et 0.7 pour les autres, les valeurs sont éliminées (exemple présenté au tableau VII.1). On a de très bonnes corrélations à partir d'une période de une heure. Cependant, des différences apparaissent entre la corrélation sur une période de une heure et celle sur une période d'un mois. Tout d'abord, il y a une forte dispersion du décalage pour une période de une heure et des valeurs qui semblent erronées (décalage discontinu dans le temps) alors que le coefficient de corrélation est très bon. Cette tendance disparaît avec l'augmentation de la



(a) fonction d'intercorrélation pour  $j=9$  entre le fichier RES et le fichier MON.



(b) Comparaison des 10 fonctions d'intercorrélation.

Figure VII.1 Exemple de détermination du décalage  $\tau$  : le mois de décembre 2001 à Matane.

période. Pour une période d'un quart de mois, il n'y a déjà plus que quelques points singuliers. Ceci est principalement dû au manque de données significatives (trop de code d'erreur) sur les

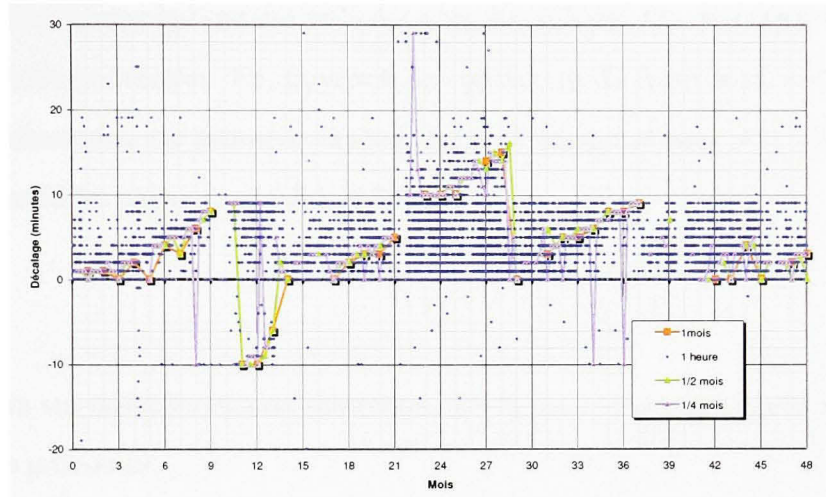
Tableau VII.1

Exemple de filtrage : Corrélation sur la puissance à Cap chat pour l'année 2003.

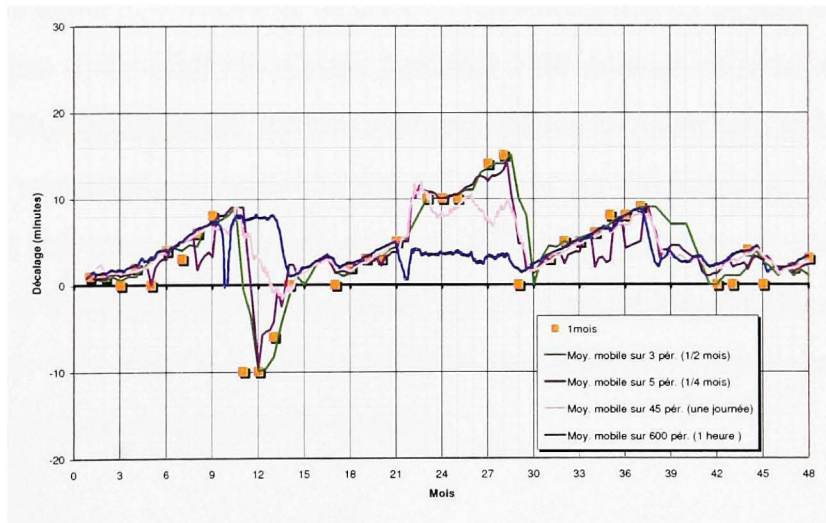
Mois	Année	Décalage	$\rho$	filtrage
janvier	2003	9	0.969	9.00
février	2003	6	0.460	
mars	2003	-5652	0.302	
avril	2003	22179	0.087	
mai	2003	3	0.638	
juin	2003	0	0.752	0.00
juillet	2003	0	0.997	0.00
août	2003	4	0.836	4.00
septembre	2003	0	0.821	0.00
octobre	2003	1	0.247	
novembre	2003	2	0.829	2.00
décembre	2003	3	0.970	3.00

courtes périodes. De plus, les petits écarts entre les enregistrements se font plus ressentir avec un petit nombre de données. Il existe une petite nuance dans la programmation des systèmes d'acquisition pour l'enregistrement des données. Le SCADA enregistre zéro pour la puissance quand l'éolienne n'est pas disponible sur le réseau, alors qu'à la tour référence, toutes les valeurs de production sont enregistrées. Ce bruit est filtré naturellement pour des périodes supérieures à un demi-mois. On utilise la moyenne mobile pour les périodes inférieure à un quart de mois pour filtrer le bruit (figure VII.2(b)). Pour la période de une heure, on n'obtient cependant pas de décalage supérieur à dix minutes (octobre 2001 à janvier 2002) et de valeurs négatives (décembre 2000 à janvier 2001). Ce phénomène disparaît avec l'augmentation de la période d'analyse. Il est dû au fait que quand la période est trop petite, le nombre de données est insuffisant pour aller chercher la totalité de l'information. À partir d'un quart de mois, ce problème est résolu et on a bien les mêmes tendances de part et d'autre du zéro pour toutes les périodes.





(a) Comparaison pour différentes périodes des résultats bruts.



(b) Comparaison pour différentes périodes des résultats moyennés.

**Figure VII.2** *Décalage temporel à Cap-Chat entre les horloges, pour différentes périodes.*

## 2.2 Intercorrélation en vitesse

Les intercorrélations en vitesse donnent de médiocres résultats. Pour des raisons techniques, ce sont les données brutes qui ont été utilisées pour les calculs. On doit donc composer avec des données fortement bruitées. En moyenne, le coefficient de corrélation est mauvais (inférieure à 0.4). Néanmoins, on retrouve exactement le décalage obtenu avec l'intercorrélation en puissance, quand les valeurs sont disponibles.

## 3 Résultats

L'analyse portera sur des périodes de minimum 1/8 de mois à un mois pour seulement l'intercorrélation en puissance.

### 3.1 Site de Cap-Chat

Le décalage entre l'horloge de la tour anémométrique et l'éolienne de référence à Cap-Chat est présentée à la figure 3.1. L'horloge de la tour a tendance à dériver de une minute par mois environ, cependant il n'y a jamais d'écart supérieur à 30 minutes entre les deux horloges. Pour l'année 2000, le changement d'heure a été programmé en retard dans le SCADA, ce qui explique les 63 minutes d'avance de l'horloge de la tour sur l'éolienne au mois de mai. Ce détail n'apparaît que pour une demi-période (retard de programmation de deux semaines et demie). Le fichier d'octobre 2000 est manquant. Il y a des problèmes de transmission au mois d'octobre 2001 ce qui a entraîné de petits problèmes sur l'horloge : un décalage de 29 minutes dans les jours qui ont suivi les pertes de données.

### 3.2 Site Matane

Le décalage entre l'horloge de la tour anémométrique et l'éolienne de référence à Matane, est présenté à la figure 3.2. L'horloge de la tour ne dérive pas du tout et il n'y a jamais d'écart supérieur à 20 minutes entre les deux horloges. Le système a été arrêté fin mars. Il y a aussi eu des problèmes de transmission : août et décembre 2000 ainsi que d'août 2002 à juin 2003.

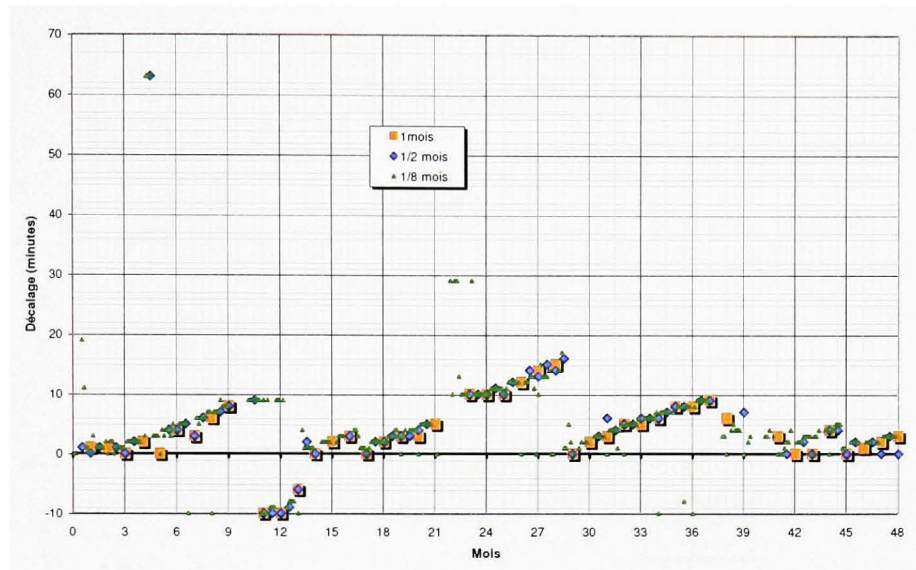


Figure VII.3 Décalage entre l'horloge de la tour anémométrique et l'éolienne de référence à Cap-Chat.

Il reste un décalage sur l'horloge après les problèmes de transmission. Ceux-ci sont probablement dus à des interférences électriques. Il y a eu en octobre 2001 un événement qui a provoqué l'avance de l'horloge de la tour sur l'éolienne d'environ 17 minutes. Ce décalage est resté pendant 7 mois avant que la tour soit remise à l'heure.

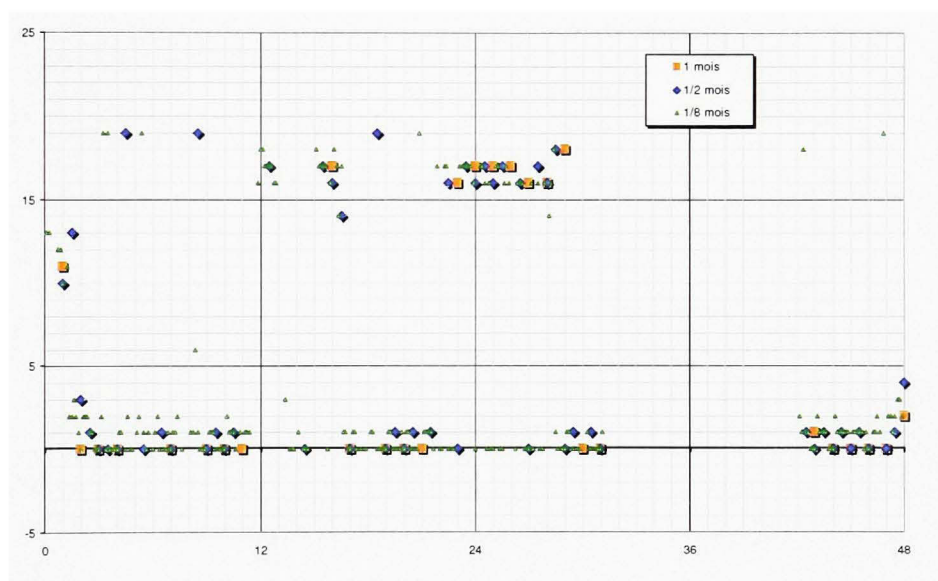


Figure VII.4 Décalage entre l'horloge de la tour anémométrique et l'éolienne de référence à Matane.



## ANNEXE VIII

### ARTICLE, TEL QUE PUBLIÉ

# WIND TURBINES OPERATING IN COLD CLIMATES: REYNOLDS NUMBER AND TURBULENCE EFFECTS ON PERFORMANCES

Nathalie Dabin, Christophe Leclerc, Christian Masson and Cedric Alinot

Mechanical engineering department

Ecole de technologie supérieure

1100 Notre-Dame Ouest, Montreal

(Quebec), H3C 1K3, Canada

## ABSTRACT

The present study is motivated by several observations of unexpected, recurring, high levels of power for stall-regulated wind turbines operating under very low temperatures. As power levels recorded largely exceed design levels of the rotor, operation in such conditions can cause dramatic damage to turbine. This study aims to understand the origin of such phenomenon by analyzing experimental data gathered from a stall-controlled wind turbine, having a nominal power of more than 500 kW, and comparing the experimental behaviour with numerical simulations.

To provide a quantitative estimate of density and atmospheric turbulence effects on power output, a procedure based on the IEC 61400-12 international standard for elaboration of a wind turbine power curve is used.

The numerical simulations is based on the solution of the time-averaged, steady-state, incompressible Navier-Stokes equations with an appropriate turbulence closure model. The actuator disk model, together with blade element theory, are used to model the turbines.

The stall-regulated turbine analyzed has shown to produce measured power increases significantly higher than increases of density. Regarding the influence of turbulence intensity, it has been observed that for constant hub height incoming wind velocity and density, power output increases with turbulence intensity at low winds, the opposite being true at higher winds. The numerical simulations show a good agreement with the measurements.

## INTRODUCTION

In Kunjjuak, Québec, 5-minute averaged power outputs of 89 kW were recorded on a 65 kW Bonns wind turbine during cold weather operation [1]. In Igloolik, Northwest Territories, 10-minute averaged power outputs of 16 kW and instantaneous power outputs of 20 kW were observed on two 10 kW Aerowatt wind turbines at very low temperatures [2]. In Pyhtunturi, Finland, a 220 kW rotor produced power output peaks of 360 kW in very cold weather, leading to excessive loading and failure of the generator [3]. All these events involve stall-controlled wind turbines and are recurrent in the sense that they manifest themselves under identical operating conditions, essentially in very cold weather (below  $-20^{\circ}\text{C}$ ) and for high wind velocities, typical of stall operation. As power levels recorded largely exceed design levels of the rotor, operation in such conditions can cause severe damage to the mechanical or electrical components of the turbine.

It can be demonstrated using dimensional analysis applied on a rotor immersed in a uniform and inviscid incoming flow that the rotor power coefficient is independent of temperature, and consequently, rotor torque and power are directly proportional to air density. This is probably not the case for a turbine immersed in the atmospheric boundary layer since viscosity and turbulence are strongly influenced by air temperature, together with other parameters of importance for a productive wind turbine. Therefore, effects of density, Reynolds number and turbulence on power output are of major interest, and are the main subject of this study.

A recent study [4] reports an analysis of experimental data gathered from three wind turbines sub-

ject to regular operation under very low temperatures, including the two turbines considered in the present work. The three rotors are stall-controlled, and operate at constant rotational velocity. Based on the performance measurements from December 1999 to July 2000, two of the turbines analysed have shown to produce power increases significantly higher than increases of density. Reynolds number variations may be, for example, responsible of these deviations from the expected proportionality. Regarding the influence of turbulence intensity, it has been observed that for constant hub height incoming wind velocity and density, power output increases with turbulence intensity at low winds (15% maximum variations), the opposite being true at higher winds (5% maximum variations). In the present work, it is proposed to add into the analysis the performance measurements from July 2000 to October 2000 in order to add certainties into the statistical analysis. Furthermore, numerical simulation are undertaken in order to quantify the expected individual contributions of the density, blade Reynolds number, and turbulence to the observed increase of power.

The numerical simulations have been undertaken using an aerodynamic method suitable for the study of blade Reynolds number and turbulence effects on wind turbine performances [5]. It is based on the solution of the time-averaged, steady-state, incompressible Navier-Stokes equations with an appropriate turbulence closure model. The actuator disk model, together with blade element theory, are used to model the turbines as a distribution of superficial forces. The  $k-\epsilon$  model has been chosen for the closure of the time-averaged, turbulent flow equations and the properties of the incident flow correspond to those of a neutral atmospheric boundary layer. This method has the advantage of being a differential method, therefore modeling more precisely the flow. It also naturally accounts for Reynolds number and turbulence effects on the flow.

## EXPERIMENTAL DATA

### Turbine description

The wind turbine is a stall-controlled, upwind, three-bladed, horizontal axis rotor and can operate at two rotational velocities. Its nominal power is more than 500 kW. In a parametric study, each rotational mode should be analyzed separately to distinguish its influence on the results from the effects of the other parameters such as the air temperature. This work focuses on the high rotational

speed mode only since it corresponds to high wind velocity operation and is therefore the most interesting rotational mode regarding the overproduction problem. The low rotational mode of operation, generally associated to start-up events, might introduce undesired transitory states of the turbine and is therefore discarded from this analysis. Merging the two rotational modes may however be interesting when one wishes to study the effect of temperature on global power production. This is not the objective pursued by this study. The turbine is located on a terrain where there are no significant obstructions to the wind in any direction. An anemometer and sensors for wind direction and outside temperature are placed on the nacelle. The monitoring of the rotor is achieved through continuous recordings of the following parameters: date and time, wind velocity and direction, wind velocity standard deviation, electrical power output, rotational speed of generator shaft, outside air temperature and other parameters related to the wind turbine components. These values are collected and averaged on 10-minute time intervals, at rates complying with IEC standard (fixing the minimum acquisition rate at 0.5 Hz). High rotational mode recordings have been selected from others by allowing a maximum deviation of 2% of the generator shaft rotational velocity with respect to its nominal value.

### Description of separate mast towers

A separate mast tower is installed close to each turbine in accordance to the IEC 61400-12 standard. On the two mast towers, monitoring operating at rates complying with the IEC standard equipment records 1-minute averaged values of the following parameters measured at hub height above ground level: electrical power output, wind velocity, wind velocity standard deviation, wind direction, air temperature and atmospheric pressure. The 1-minute averaged values of the various parameters are then assembled in 10-minute averaged values following the procedure described in the IEC standard.

Density is determined using the following relation:

$$\rho = \frac{p}{R_{air}T} \quad (1)$$

where  $\rho$  is the air density,  $T$  the air temperature,  $p$  is the air pressure,  $R_{air}$  is the perfect gas constant (281 J/(Kg °K)). One can prove that the effect on density of a 2% increase in atmospheric pressure around its mean value (highest variations observed) is equivalent to a 5°C decrease in tempera-



ture. Therefore, variations of density are primarily influenced by temperature variations.

## MATHEMATICAL MODEL

### Description of the basic flow

In this work, the flow upstream of the rotor is assumed to be the one observed in the first hundred meters of the atmospheric boundary layer, over uniform flat terrain in the case of neutral conditions (temperature decreasing upward at the isentropic rate). The expressions describing this flow are taken from Panofsky and Dutton [7].

The turbulent viscosity is given by the mixing length relation:

$$\nu_{t0}(z) = K u_* z \quad (2)$$

where  $K$  is the von Karman constant ( $K=0.4$ ) and  $z$  is the vertical coordinate ( $z=0$  at the ground). The turbulent friction velocity  $u_*$  is given by:

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} \quad (3)$$

where  $\tau_0$  is the surface shear stress and  $\rho$ , the air density. Assuming the shear stress to be constant over the lower part of the atmospheric boundary layer, a logarithmic velocity profile is obtained:

$$u_0(z) = \frac{u_*}{K} \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) \quad (4)$$

where  $z_0$  corresponds to the roughness length of the site and  $x$  to the coordinate in the windward direction.

Assuming equilibrium between production and dissipation of turbulent kinetic energy, one can find:

$$\epsilon_0(z) = \frac{u_*^3}{K z} \quad (5)$$

Finally, making use of the  $k-\epsilon$  model, a relation between the turbulent kinetic energy  $k$  and  $\epsilon$  is obtained:

$$k_0(z) = \sqrt{\frac{\nu_{t0} \epsilon_0}{C_\mu}} = 5.48 u_*^2 \quad (6)$$

where the constant 5.48 has been experimentally determined [7].

### Rotor modeling

#### Actuator disk theory

The actuator-disk concept consists in modeling the rotor as a permeable surface, defined by the rotor

swept area, on which a distribution of forces acts upon the incoming flow at a rate defined by the period-averaged mechanical work that the rotor extracts from the fluid. Its action can be modeled by a distribution of forces, per unit area, on the actuator disk surface  $A_R$  [8, 9]. These forces per unit area of the actuator disk will be referred as the surficial forces in this work. For HAWTs, the actuator-disk geometry is defined by the blades swept area, a circular cone having a base radius given by  $R \cos \gamma$ , where  $R$  is the blade length and  $\gamma$  is the coning angle of the blades. Figure 1 shows a drawing of a typical actuator disk for HAWT analysis. On this drawing, the blade coning angle has been exaggerated for clarity (typical coning angles are between  $0^\circ$  and  $10^\circ$ ). It is assumed that the rotor does not have any spanwise action on the flow, therefore the surficial force exerted by an elementary actuator-disk surface  $dA$  may be decomposed into a normal and a tangential component denoted by  $f_n dA$  and  $f_t dA$ , respectively (see Figure 1).

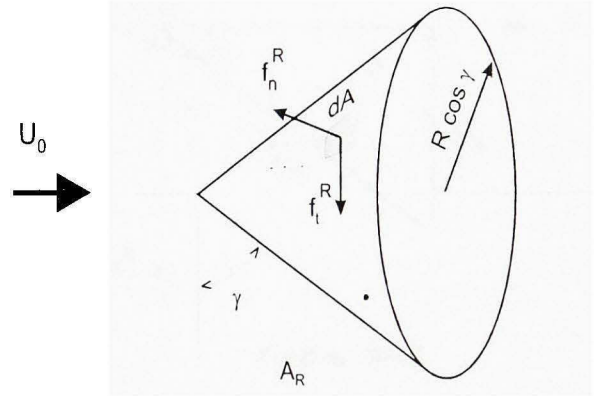


Figure 1: Description of the Actuator Disk Geometry

#### Blade-element theory

The rotor is composed of  $B$  blades of length  $R$  having a rotational velocity  $\Omega$ . The blade chord  $c$  and its twist angle  $\beta$  can vary radially. Defining the  $x$  axis as the axis of rotation of the turbine. Figure 2a shows a representation of the rotor for a given azimuthal position. The forces due to lift and drag over a blade section at a given radial position are presented on Figure 2b. The fluid velocity relative to the blade  $V_{rel}$  is decomposed, in the plane of the section, into a normal component  $U_n$  and a tangential component  $U_t$ , which are functions of the rotational velocity  $\Omega$  and the fluid velocity components  $u_i$ . Blade-element theory implies that the local forces exerted on the blades by the flow are dependent only on the airfoil aerodynamic properties



and the relative fluid velocity. Decomposing these forces onto the  $\mathbf{n}^R$  and  $\mathbf{t}^R$  axis, and time-averaging the forces exerted by the blades on the flow during one period of rotation, yields the following expressions for the normal and tangential components of the surficial force, per unit area, exerted by the rotor on the flow:

$$f_n = +\frac{B}{2\pi r}\rho\frac{V_{rel}c}{2}[U_t C_L + U_n C_D] \quad (7)$$

$$f_t = -\frac{B}{2\pi r}\rho\frac{V_{rel}c}{2}[U_n C_L - U_t C_D] \quad (8)$$

where

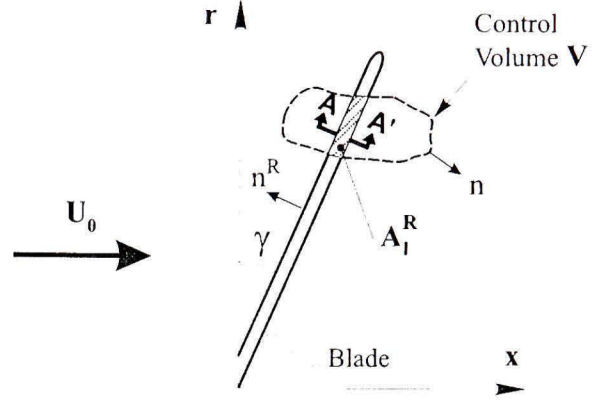
$$V_{rel} = \sqrt{U_n^2 + U_t^2} \quad (9)$$

$$U_n = -u_i n_i^R \quad (10)$$

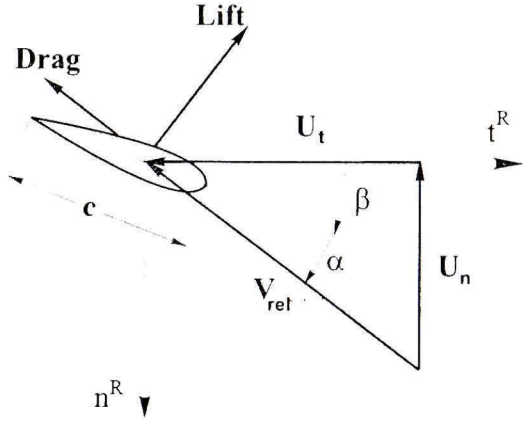
$$U_t = r\Omega - u_i t_i^R \quad (11)$$

where  $n_i^R$  and  $t_i^R$  are the appropriate cosine directors of the unit vectors  $\mathbf{n}^R$  and  $\mathbf{t}^R$ , respectively (see Figure 2a).  $\mathbf{t}^R$  corresponds to the unit vector in the azimuthal direction  $\theta$ .  $C_L$  and  $C_D$  are the static lift and drag coefficients of the blade-defining airfoil, respectively, which have been tabulated as a function of the angle of attack and the local Reynolds number. A special attention has been applied in order to produce a complete  $C_L$  and  $C_D$  database in term of range of angle of attack and Reynolds number. The profile aerodynamic characteristics included in the database is a blend of experimental data and numerical simulations. In classical blade-element momentum modeling of horizontal axis wind turbines there is a need to account for the induced effects on the flow of the trailing edge shedded vorticity. Generally, a tip loss factor is introduced in the momentum equation as a multiplier of the induced axial velocity. The aerodynamics forces are calculated without consideration of the tip loss factor, whose only goal is to express that a certain amount of momentum should be imparted to the tip vortices. In the proposed method, the tip loss factor is also introduced in the momentum equation, but instead of multiplying the momentum change, the inverse of the factor is used to multiply the forces. In this work, the correction factor  $t_{Pr}$  derived by Prandtl is used (see for example Ref. [10]). This correction factor is introduced into Eqs.(7) and (8) by replacing  $C_L$  with  $C_L/t_{Pr}$  (Since Prandtl theory implies an inviscid flow, only the lift force needs to be corrected).

The expression of the mechanical power produced by the turbine is given by the following ex-



(a)



Section A-A'

(b)

Figure 2: Wind Turbine Geometric Parameters

pression. The tip loss factor does not appear in this relation:

$$P = \frac{B}{2\pi} \int_{A_{rotor}} \frac{\rho c V_{rel}}{2} [U_n C_L - U_t C_D] \Omega dA \quad (12)$$

where  $A_{rotor}$  is the coning area swept by the rotor blades.

## Governing equations

The governing equations are derived from the basic principles of mass and momentum conservation. These principles are applied to a non-deformable, fixed control volume  $\mathcal{V}$ , delimited by an outer surface  $\mathcal{A}$ . Properties of the flow are the velocity vec-

tor  $u_i$  and the pressure  $p$  (the gravitational term has been included in the definition of the pressure  $p$ ). Using the eddy-viscosity concept, the mean-flow governing equations of an incompressible fluid of density  $\rho$  are given in tensor-form notation by:

$$\int_{\mathcal{A}} u_i n_i d\mathcal{A} = 0 \quad (13)$$

$$\int_{\mathcal{A}} \rho u_j u_i n_i d\mathcal{A} = \int_{\mathcal{A}_I} (f_n)_j + (f_t)_j d\mathcal{A} + \int_{\mathcal{A}} \left[ -p\delta_{ij} + \mu_t \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] n_i d\mathcal{A} \quad (14)$$

where  $n_i$  is the outward unit vector perpendicular to the elementary control surface  $d\mathcal{A}$  and  $\delta_{ij}$  is the Kronecker delta.  $\mu_t$  is the eddy viscosity of the fluid. The term  $\int_{\mathcal{A}_I} (f_n)_j + (f_t)_j d\mathcal{A}$  accounts for the actuator-disk contribution to the momentum balance.  $\mathcal{A}_I$  refers to the surface defined by the intersection of  $V$  and the actuator disk surface (see the shaded area of Figure 2a) and  $(f_n)_j + (f_t)_j$  refers to the projection in the appropriate coordinate system of the force, per unit area, exerted by the rotor onto the fluid. This contribution is non-zero only for control volumes intersecting the actuator disk.

## Turbulence modeling

A turbulence model is needed in order to close the above system of time-averaged equations. Atmospheric, wake shear-generated and blade-generated (viscous effects due to the blades) turbulence are the three major contributions to turbulence in the wake of a wind turbine. Various experiments have demonstrated that in the first two diameters downstream of a rotor, strong turbulence is generated by the degradation of tip vortices and by shear production [11]. Further downstream, turbulence properties recover their upstream values and thus, atmospheric turbulence controls the growth of the wake. To account for turbulence, Liu et al. [12] have used the undisturbed atmospheric turbulence properties for their calculations, which seems reasonable if one considers the relatively small region of influence of the rotor-induced turbulence. However, this approach is not fully appropriate since the wake recovery process is highly influenced by the early stage of wake development. Therefore, a model taking both shear-generated and atmospheric turbulence into account is a minimum requirement. Simple algebraic models [13] meet this requirement but they assume balance between production and viscous dissipation of turbulent kinetic energy. Such an hypothesis is not valid in the immediate downstream

vicinity of the rotor, where production of turbulent kinetic energy largely exceeds its dissipation. Two-equation models are more appropriate for this type of flow. In this work, the  $k$ - $\epsilon$  model has been selected mainly because of its wide use and because of the availability of  $k$  and  $\epsilon$  properties of atmospheric boundary layers in meteorological data.

For a control volume  $\mathcal{V}$  delimited by an outer surface  $\mathcal{A}$ , standard equations for the  $k$ - $\epsilon$  model are:

$$\int_{\mathcal{A}} \rho k u_i n_i d\mathcal{A} = \int_{\mathcal{V}} P_t - \rho \epsilon d\mathcal{V} + \int_{\mathcal{A}} \frac{\mu_t}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x_i} n_i d\mathcal{A} \quad (15)$$

$$\int_{\mathcal{A}} \rho \epsilon u_i n_i d\mathcal{A} = \int_{\mathcal{V}} C_{\epsilon 1} \frac{\epsilon}{k} P_t - C_{\epsilon 2} \rho \frac{\epsilon^2}{k} d\mathcal{V} +$$

$$\int_{\mathcal{A}} \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \frac{\partial \epsilon}{\partial x_i} n_i d\mathcal{A} \quad (16)$$

$$P_t = \mu_t \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \quad (17)$$

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\epsilon} \quad (18)$$

The values for the closure coefficients are:

$$C_{\epsilon 1} = 1.176 \quad C_{\epsilon 2} = 1.92 \quad C_\mu = 0.0333 \quad (19)$$

$$\sigma_k = 1.0 \quad \sigma_\epsilon = 1.3 \quad (20)$$

The values of  $C_\mu$  and  $C_{\epsilon 1}$  have been changed from those in the original model of Jones and Launder [14], in order to satisfy the system of equations for the neutral atmosphere case [15].

## Axisymmetric formulation

For the case of a rotor immersed in the atmospheric boundary layer, let  $\phi$ , one of the dependent properties of interest (i.e.  $\phi = u, p, k$  or  $\epsilon$ ), be expressed as:

$$\phi(x, y, z) = \phi^*(x, y, z) + \tilde{\phi}_0(z) \quad (21)$$

where  $\tilde{\phi}_0(z) = \phi_0(z) - \phi_0(h)$ ,  $\phi_0(z)$  corresponds to the dependent properties of the undisturbed atmospheric boundary layer (see Eqs.(4) to (6)) and  $\phi_0(h)$  to the value of the dependent property of the undisturbed flow at the hub height  $h$ . Therefore,  $\phi^*$  represents the sum of the perturbation of  $\phi$  due to the presence of the rotor with the value of  $\phi_0(z)$  evaluated at the hub height.

In this work, it is assumed that the variations of the properties of the undisturbed atmospheric boundary layer ( $\phi_0$ ) in the immediate vicinity of the turbine are negligible with respect to the variations of



the perturbation flow  $\phi^*$ , i.e. :

$$\tilde{\phi}_0 \ll \phi^* \quad (22)$$

$$\nabla \tilde{\phi}_0 \ll \nabla \phi^* \quad (23)$$

It is to be noted that these assumptions are strictly valid only when:

$$\frac{h}{R} \gg 1 \quad (24)$$

where  $R$  is the radius of the wind turbine under study.

Using these proposed simplifications, and subtracting the undisturbed-flow terms from the continuity, momentum and  $k - \epsilon$  equations, the following governing equations are obtained for the perturbation flow properties  $u_i^*$ ,  $\rho^*$ ,  $k^*$  and  $\epsilon^*$ :

$$\int_A u_i^* n_i dA = 0 \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \int_A \rho u_j^* u_i^* n_i dA &= \int_{A_i} (f_n)_j + (f_t)_j dA + \\ \int_A \left[ -p^* \delta_{ij} + \mu_t^* \left( \frac{\partial u_i^*}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j^*}{\partial x_i} \right) \right] n_i dA \end{aligned} \quad (26)$$

$$\int_A \rho k^* u_i^* n_i dA = \int_V P_t^* - \rho \epsilon^* + \rho \epsilon_0(H) dV +$$

$$\int_A \frac{\mu_t^*}{\sigma_k} \frac{\partial k^*}{\partial x_i} n_i dA \quad (27)$$

$$\int_A \rho \epsilon^* u_i^* n_i dA = \int_A \frac{\mu_t^*}{\sigma_\epsilon} \frac{\partial \epsilon^*}{\partial x_i} n_i dA +$$

$$\int_V C_{\epsilon 1} \frac{\epsilon^*}{k^*} P_t^* - C_{\epsilon 2} \rho \frac{\epsilon^{*2}}{k^*} + C_{\epsilon 2} \rho \frac{\epsilon_0(H)^2}{k_0(H)} dV \quad (28)$$

where

$$P_t^* = \mu_t^* \left( \frac{\partial u_i^*}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j^*}{\partial x_i} \right) \frac{\partial u_i^*}{\partial x_j} \quad (29)$$

$$\mu_t^* = \rho C_\mu \frac{k^{*2}}{\epsilon^*} \quad (30)$$

Far upstream and downstream of the wind turbine, the properties of the flow ( $\phi$ ) are those of the basic undisturbed flow ( $\phi_0$ ), and thus, the perturbation properties  $u_i^*$ ,  $k^*$  and  $\epsilon^*$  are equal to  $u_0(h)$ ,  $k_0(h)$  and  $\epsilon_0(h)$ . The system of equations for the perturbation flow (Eqs.(25) to (28)) has then the remarkable property that, if the turbine force terms ( $f_n, f_t$ ) are axisymmetric, the solution in  $u_i^*$ ,  $k^*$  and  $\epsilon^*$  will also be axisymmetric. In this work, the assumption of axisymmetric turbine forces is used.

## NUMERICAL METHOD

The complete set of fluid equations, expressed in cylindrical coordinate system, consists of the continuity equation, three momentum equations for transport of velocity, the energy equation and the transport equations for  $k$  and  $\epsilon$ . The solution of these equations is accomplished by employing FLUENT. FLUENT uses a control-volume-based technique to convert the governing equations to algebraic equations that can be solved numerically.

The computational domain is a simple cylinder that includes the wind turbine. A schematic of the grid topography used for the simulations is presented in Figure 3. It is to be noted that the actual grids used are much finer than the one shown here. Boundary conditions for  $u_i^*$ ,  $k^*$ ,  $\epsilon^*$  have to be prescribed at the three faces of this cylindrical domain:

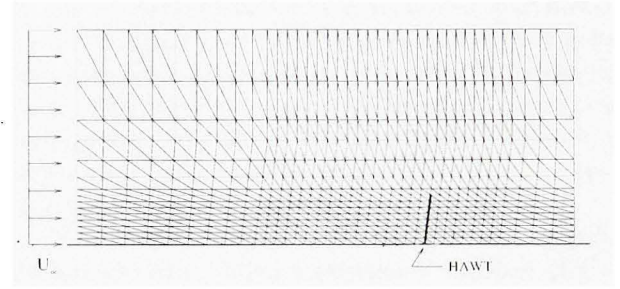


Figure 3: Computational Domain and Grid Topography

**Inlet Boundary:** The inlet boundary is a  $r - \theta$  plane located upstream of the wind turbine. In this plane, the three velocity components and  $k^* - \epsilon^*$  properties are given by the values of the undisturbed neutral atmospheric boundary layer properties at the hub height ( $u_0(h)$ ,  $k_0(h)$  and  $\epsilon_0(h)$ ).

**Outlet Boundary:** The outlet boundary is a  $r - \theta$  plane located downstream of the wind turbine. In this plane, the three velocity components and  $k^* - \epsilon^*$  properties are computed from the discretised equations obtained using the outflow treatment of Patankar (1980).

**Top Boundary:** This is a curved surface located at a radial distance far from the wind turbine blade tip. In this plane, the velocity is set to its undisturbed value at the hub height  $u_0(h)$  and the diffusion of turbulent kinetic energy and rate of viscous dissipation is set to zero.

# RESULTS

## Experimental analysis

### Nature of the problem

The physics underlying the aerodynamics of a wind turbine is very complex, but still amenable to classic newtonian analysis in the field of fluid mechanics. Within this theoretical framework, it is possible to list all determining factors influencing the rotor power output, and perform a dimensional analysis on these factors in order to extract fewer, non-dimensional factors that still fully represent the problem. For a given wind turbine, with fixed and clean blades, operating at constant rotational speed, the following relation is proposed for the 10-minute averaged value of the mechanical power  $P$ :

$$P = \frac{1}{2} \rho \omega^3 S C_P \left[ \frac{\omega D}{U_H} ; Re_D ; \frac{\sigma_H}{U_H} ; \frac{U(y,z)}{U_H} ; \frac{\sigma(y,z)}{\sigma_H} \right] \quad (31)$$

where  $\omega$  is the rotational speed of the blades,  $D$  is the turbine diameter,  $U$  is the incoming air mean velocity,  $\sigma$  its standard deviation, and the indices  $H$  stand for hub height.  $S$  is the rotor swept area, and is equal to  $\frac{\pi D^2}{4}$  for blades having zero angle of conicity.  $C_P$  is the non-dimensional power coefficient, and is a function of five different parameters:

- $\frac{\omega D}{U_H}$  is called the tip speed ratio. It is usually defined with radius instead of diameter.
- $Re_D = \frac{\rho U_H D}{\mu}$ , where  $\mu$  is the air dynamic viscosity, is the Reynolds number based on the turbine diameter  $D$  and wind velocity at hub height  $U_H$ . This parameters also bears strong changes with temperature. For example, it decreases by 28% (for same  $U_H D$  value) between  $-25^\circ\text{C}$  and  $+25^\circ\text{C}$ . Note that the same result is true based on other velocity and length scales, like those of any blade section.
- $\frac{\sigma_H}{U_H}$  is the ratio between wind velocity standard deviation and its mean value at hub height. It will be referred to as the turbulence intensity.
- $\frac{U(y,z)}{U_H}$  and  $\frac{\sigma(y,z)}{\sigma_H}$  correspond to the time averaged, non-dimensional space distributions of incoming wind velocity and standard deviation, where  $y$  and  $z$  refer to coordinates in the plane normal to the rotor axis of rotation ( $z$  pointing vertically).  $\frac{U(y,z)}{U_H}$  and  $\frac{\sigma(y,z)}{\sigma_H}$  are strongly dependent on local topography, as well as on ground and thermal stratification effects.

One can deduce from Eq.(31) that if tip-speed ratio is the only significant factor influencing the value of the power coefficient  $C_P$ , then power is expected to be proportional to density. In this context, the only effect of temperature would intervene through the relative increase of density. This is the first assumption that is verified in this study. As turbulence intensity measurements are also available, influence of turbulence intensity on power is also analysed.

### Parametric analysis

From all available recordings, it was determined that the problem raised by Eq.(31) could be simplified to a parametric analysis of electrical power as a function of wind velocity, density, turbulence intensity and wind direction. Although Reynolds number could have been added to the previous parameters, it was estimated that it is a recurrent parameter, as it is strongly correlated to density (since density and viscosity are primarily influenced by temperature). This does not mean that Reynolds number is unimportant to turbine aerodynamics, rather, it is so strongly associated to density that it is de-facto incorporated in the current study.

To perform the parametric analysis, specific groups of data, called Conditional Groups (CGs) are formed. For a given set of data recorded by one turbine, or by a separate mast tower, a CG is simply described as a subset of the original set of recordings, according to simple classification rules. Let define a recording  $R_i$  as the ensemble of the five, 10-minute averaged values of electrical power, wind velocity and direction, density, and turbulence intensity. Let  $E$  be the ensemble constituted by all recordings  $R_i$  with  $i$  varying from 1 to the total number of recordings. Then a CG may be defined as the ensemble of elements of  $E$  which obey special conditions regarding levels of wind velocities, density, direction or turbulence intensity of each recording. For example, if one wishes to get the power curve at standard density, regardless of wind direction and turbulence intensity, one should define a CG as the elements of  $E$  whose density lies between  $1.225 \pm 2\%$  (2% being an example of confidence level that can be used), then the power curve may be drawn from the recordings present in the CG. If one wishes to subtract data coming from the wind sector  $45^\circ$ - $118^\circ$ , then an additional condition should be added to the density condition, and the CG formed would therefore be a subset of the previous one. The conditions employed in this work for the parametric analysis are of the following type:



(minimum value prescribed < value of parameter < maximum value prescribed) where "parameter" refers to any one of the four quantities: wind velocity, density, turbulence intensity or wind direction. Typically, intervals used for the wind velocity will have a length of 0.5 m/s, as recommended in IEC standard [6].

It should be noted that the method of forming CGs is very similar in spirit to the IEC method of bin [6] used to determine the power curve of a wind turbine. The elaboration of such a power curve essentially involves two steps. First, a set of  $(P, U_H)$  value must be formed, with power being corrected proportionally to density to bring it to a reference density. Then, the original set of data shall be divided in CGs, called bins in the IEC standard, based on the condition that wind velocity should lie within 0.5m/s wind velocity intervals describing the whole velocity range. Points  $(P, U_H)$  defining the power curve are finally given by the mean value of power and velocity within each bin, based on the condition that each bin has a minimum number of three recordings.

The parametric analysis can be equally applied on the separate mast or turbine recordings. As measurements made on the mast are free of any turbine influence, they are assumed to be more reliable. For presentation purposes, only results applicable to the mast recordings are presented in the next sections. However, it should be noted that the foregoing analysis was also performed for data recorded by the turbine monitoring, showing very similar trends.

**Wind orientation:** Investigating first the influence of wind direction on power output, CGs were formed based on the conditions  $\rho = \bar{\rho} \pm 0.01 \text{kg/m}^3$ ,  $\frac{\sigma}{U_H} = \frac{\sigma}{U_H} \pm 0.03$ , and stratified in three 60°-wide wind sectors issued from the predominant wind direction. Within each CG, the power curve is determined according to IEC standard, but without correcting power output for density variations. Based on the same conditions for density and turbulence intensity, inspection of wind direction influence on power output reveal that no significant or recurring trend can be distinguished. Therefore trends to be analysed for the influence of density and turbulence intensity on power output have been calculated without consideration of wind direction.

**Turbulence intensity:** To study the effect of turbulence intensity on power output, CGs are formed based on the conditions  $\rho = \bar{\rho} \pm 0.01 \text{kg/m}^3$  and  $\frac{\sigma}{U_H} < 0.14$  (low TI) or  $\frac{\sigma}{U_H} > 0.14$  (high TI) since 0.14 is the mean value for turbulence intensity on the wind turbine site. For a same condition on density, the IEC power curve (with no density

correction) for the low TI level is compared to that for high TI one. In order to quantify the turbulence effects on power, a relative increase in power output has defined for a given wind velocity as:

$$RI = 2 \frac{P_{highTI} - P_{lowTI}}{P_{highTI} + P_{lowTI}} \quad (32)$$

When sufficient data is available, a recurring trend appears, namely that at low wind velocities, power at low TI is lower than power at high TI, while the opposite is true at high wind velocities. Fig. 4 reveals this behaviour for three different levels of density, showing the relative increase as a function of wind velocity. Power curves have been calculated based on 0.5 m/s wind velocity bins and without correction for density. Each power curve is calculated from an average number of 500 recordings. Maximum variations of 7% and -4% can be imparted to TI levels at low and high wind velocities, respectively. These numbers are significantly lower than those presented in Ref. [4]: the additional four months of monitoring has improved the accuracy of the analysis. It should be further mentioned that an identical trend appear when dividing the turbulence intensity range in more than two intervals. However, less numerous data sets are formed, adding uncertainty to the analysis. It is interesting to note that  $RI=0$  is attained for wind velocities around 10m/s which is near the velocity where the power curve exhibits an inflexion point. This is indeed one of the conclusions of the mathematical artefact that can be raised to quantify the variation of power due to turbulence.

**Density:** Regarding the evaluation of the density effects, CGs are formed based on 0.5 m/s velocity intervals and appartenance to low or high TI ranges. Then, a power/density linear regression is performed on all 10-minute recordings of a given CG. This linear regression can be expressed mathematically using the following expression:

$$P = \alpha \rho + P_{\rho=0} \quad (33)$$

where  $\alpha$  and  $P_{\rho=0}$  are the slope and ordinate value at zero abscissa of the linear regression, respectively. For convenience, a non-dimensional slope  $\alpha^*$  has been defined in such a way that the non-dimensional slope will be unity when  $P$  is proportional to  $\rho$ :

$$\alpha^* = \alpha \frac{\rho_{ref}}{\alpha \rho_{ref} + P_{\rho=0}} \quad (34)$$

One can also find that

$$(\alpha^* - 1) = \frac{P_{\rho} - P_{cor}}{P_{cor} - P_{ref}} \quad (35)$$

where  $P_{ref}$  is the power output determined by applying the IEC standard, with no density correction, on the recordings of the CG corresponding to the reference density  $\rho_{ref}$ .  $P_{cor}$  is the theoretical power output at density  $\rho$  obtain by applying the IEC density correction on  $P_{ref}$ , and  $P_\rho$  is the power output determined by applying the IEC standard, with no density correction, on the recordings of the CG corresponding to the reference density  $\rho$ . Eq.(35) clearly gives a better physical insight regarding  $\alpha^*$  since  $(P_{cor} - P_{ref})$  represents the theoretical power output increase associated to density variation and  $(P_\rho - P_{cor})$  accounts for the power output increase associated to Reynolds number effects.

Therefore,  $(\alpha^*-1)$  represents the relative importance of the power output increase associated to the Reynolds number variation with respect to the power output increased associated to density variation.

Figs. 5 and 6 show the values of  $\alpha^*$  over the wind speed range of 6 to 14 m/s. The error bars have been evaluated based on the statistical convergence of  $\alpha^*$  as a function of the total number of points on which the regression is applied. The values of  $\alpha^*$  are essentially identical for low TI or high TI levels. Furthermore,  $\alpha^*$  takes values close to 1 for wind velocities less than 9 m/s, and close to 1.5 for higher wind velocities. This means that the power output increase associated to the Reynolds number variation represents between 0% and 50 % (20% on the average) of the theoretical power output increase associated to density variation. This is significantly lower than the one presented in Ref. [4], which was 30% on the average. Like for RI, the additional four months of monitoring has improved the accuracy of the analysis. Based on 12 months of monitoring, it seems that the effect of density is higher than expected.

## Numerical simulations

Numerical simulations have been carried out (i) to evaluate the capabilities of the proposed method to capture the effects of turbulence intensity and density on power and (ii) to confirm the trends observed experimentally. Simulations have been undertaken at three values of the air temperature, namely  $-40^\circ\text{C}$ ,  $15^\circ\text{C}$ , and  $30^\circ\text{C}$ . For each air temperature, power calculations have been undertaken at five levels of turbulence intensity, namely 5, 10, 13, 22, and 30% over the wind-velocity range 6 to 16 m/s with an increment of 1 m/s. It is to be noted that 5, 13, and 30% correspond to the minimum, average, and maximum value of the site turbulence

intensity, respectively. These numerous simulations have allowed to construct a database of the mechanical power as a function of temperature (or density), turbulence intensity, and wind velocity, composed of 165 recordings. For each of the three temperatures, a low turbulence-intensity IEC (with no density correction) power curve and a high turbulence-intensity power curve have been constructed. The power curve at low turbulence intensity ( $P_{lowTI}$ ) has been evaluated using the algebraic averaged of the power calculated at a TI of 5, 10, and 13% while the power curve at high turbulence intensity ( $P_{highTI}$ ) has been evaluated using the algebraic averaged of the power calculated at a TI of 13, 22, and 30%. Using the resulting six averaged power curves, it has been possible to compute RI and  $\alpha^*$  which correspond to the ones determined experimentally. The simulated RI and  $\alpha^*$  are presented in Figs. 4 to 6, respectively. As mentioned previously, the RI calculated from the 12-month monitoring are significantly lower than those presented in Ref. [4] and based on the first 9-month monitoring. The predicted RI presented in Fig. 4 seems to confirm that the data from the last 4 months of monitoring have decreased the uncertainty in the experimental analysis. The behaviour of the predicted RI is in good agreement with the experimental analysis. However, the numerical simulations overestimate the values of RI at high wind velocities. The predicted non-dimensional slopes  $\alpha^*$  shown on Figs. 5 and 6 are relatively independent of the level of turbulence and essentially constant with an averaged value of 1.16 between 6 and 16 m/s. This means that a power output increase associated to the Reynolds number variation represents 16%, on the average, of the theoretical power output increase associated to density variation. When taking into account the uncertainties into the experimental analysis, the predictions are in good agreement with the measurements.

## CONCLUSIONS

The present study was motivated by several observations of unexpected, recurring, high levels of power for stall-regulated wind turbines operating under very low temperatures. Based upon data acquired during a one-year monitoring, the effects of density and turbulence intensity on power output have been quantified. A 2-D axisymmetric method based on the solution of the time-averaged Navier-Stokes equations with the  $k-\epsilon$  model for turbulence closure, specifically developed in order to study the



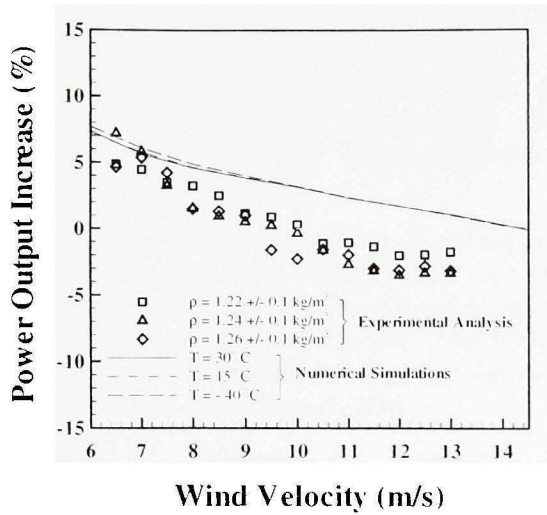


Figure 4: Relative increase in power output  $RI$ : comparison between measurements and simulations

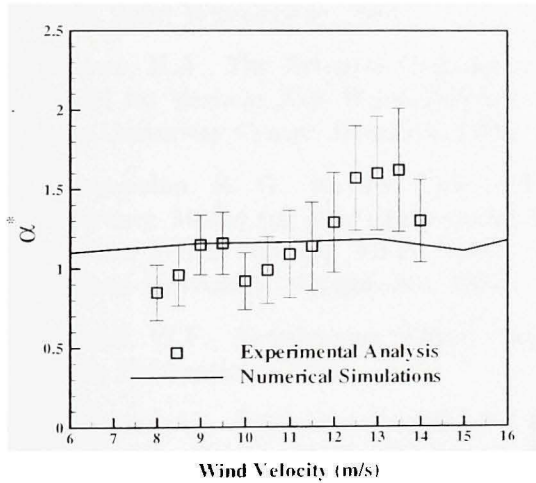


Figure 5: Non-dimensional slope  $\alpha^*$ : comparison between measurements and simulations for  $TI < 14\%$

blade Reynolds number and turbulence effects on the wind turbine performances has been presented in this paper. In this method, wind turbines are represented by distributions of surficial forces.

The total power output increase is the sum of the theoretical power output increase associated to density variation and the power output increase associated to the Reynolds number variation. It has been shown that the measured variations associated to the Reynolds number effect is, on the average,

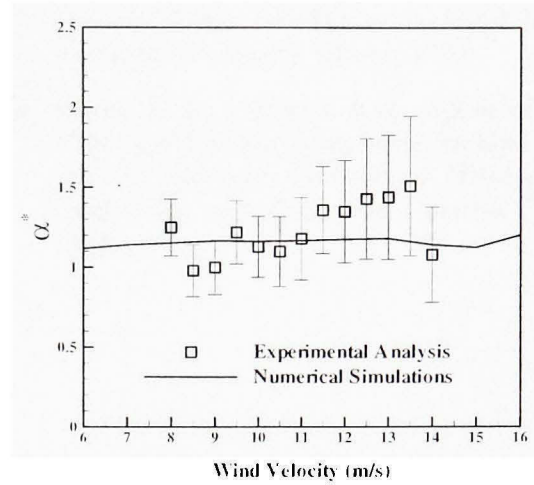


Figure 6: Non-dimensional slope  $\alpha^*$ : comparison between measurements and simulations for  $TI > 14\%$

in the order of 20% of the theoretical power output increase associated to density variation while the numerical simulations predict a 16% increase. Regarding the influence of turbulence intensity, it has been observed that for constant hub height incoming wind velocity and density, power output increases with turbulence intensity at low winds (7% maximum variations), the opposite being true at higher winds (4% maximum variations). The numerical simulations show a similar behaviour with calculated variations slightly larger than the measured ones.

## ACKNOWLEDGEMENTS

This work is supported by the "Ministère des Ressources Naturelles du Québec" through the "Programme d'aide au développement des technologies de l'énergie". The support of the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada (NSERC) in the form of research grant to Prof. Masson is gratefully acknowledged.

## References

- [1] Reid, R., Personal communication, IREQ, 1998
- [2] Lodge M. A., Operational Experience With and Performance of Two 10 kW Aerowatt Wind Turbines at Igloodik, NWT, Canada.

- BOREAS III Wind Conference*, Saariselk, Finland, 1996
- [3] Peltola, E., Marjaniemi, M., Kaas, J., Aarnio, E., Pyltunturi Operational Experiences, *BOREAS III Wind Conference*, Saariselk, Finland, 1996
  - [4] Masson, C., Leclerc, C., Dabin, N. Abnormal High Power Output of Wind Turbine in Cold Weather : A Quantitative Analysis of Temperature Influence on Power Output, *Proceedings of the 2001 ASME Wind Energy Symposium*, Reno, pp. 123-133, January, 2001
  - [5] Leclerc, C., Masson, C., Annamara, I., Paraschivoiu, I. Turbulence Modeling of the Flow Around HAWTs, *Wind Engineering*, Vol. 23, No. 5, pp. 279-294, 1999.
  - [6] IEC 61400-12, Wind Turbine Generator Systems- Part 12: Wind Turbine power performance testing, 1998.
  - [7] Panofsky, H., Dutton, J., Atmospheric Turbulence, John Wiley & Sons, 1984.
  - [8] Madsen, H.A., The Actuator Cylinder a Flow Model for Vertical Axis Wind Turbines, Aalborg University Centre, Denmark, 1992.
  - [9] Rajagopalan, R. G., Inviscid Upwind Finite Difference Model for Two-Dimensional Vertical Axis Wind Turbines, Ph.D. Thesis, West Virginia University, Morgantown, 1984.
  - [10] Durand, W.F., Aerodynamic Theory Vol. IV, Dover Publications, 1963.
  - [11] Högström, U., Asimakopoulos, D. N., Kambezidis, H., Helmis, C. G., Smedman, A., A Field Study of the Wake behind a 2 MW Wind Turbine, *Atmospheric Environment*, Vol. 22, No. 4, pp. 803-820, 1988.
  - [12] Liu, M.-K., Yocke, M.A., Myers T.C., Mathematical Model for the Analysis of Wind-Turbine Wakes, *Journal of Energy*, Vol. 7, No. 1, 1983.
  - [13] Ainslie, J. F., Development of an Eddy-viscosity Model for Wind Turbine Wakes, *7th British Wind Energy Association conference*, pp. 61-65, 1985.
  - [14] Jones, W.P., Launder, B.E., The Prediction of Laminarization with a Two-Equation Model of Turbulence, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Vol. 15, pp. 301-314, 1972.
  - [15] Crespo, A., Manuel, F., Moreno, D., Fraga, E., Hernandez, J., Numerical Analysis of Wind Turbine Wakes, Workshop on Wind Energy Applications, Delphi, Greece, 1985.
  - [16] Elliott, D. L., Cadogan, J. B., Effects of Wind Shear and Turbulence on Wind Turbine Power Curves, *European Community Wind Energy Conference and Exhibition*, Madrid, Spain, 1990.





## **ANNEXE IX**

### **EXTRAPOLATION DES DONNÉES DE DENSITÉ MANQUANTES**

## 1 Données de pression manquantes à l'une des tours

On cherche à remplacer les données manquantes de pression à l'une des tours par les données enregistrées à l'autre tour. Bien que la différence moyenne de pression calculée entre les deux capteurs (16.7 hPa) corresponde à la différence de pression en atmosphère standard (16.5hPa) pour une différence d'altitude équivalente, on ne peut directement faire le remplacement. En effet, il existe un cycle annuel de la variation de pression, mais ce cycle n'a pas la même amplitude à Matane et Cap-Chat. La différence de pression pour chaque donnée ainsi que la valeur moyenne mensuelle de cette différence est présentée à la figure IX.1). Le cycle sinusoïdal mensuel apparaît clairement. Soit  $f(t)$  une fonction sinusoïdale du temps, alors la relation suivante lit la pression de Matane  $P_M$  à la pression de Cap-Chat  $P_C$  :

$$f(t) = P_M - P_C - 16.66 \quad (\text{IX.1})$$

L'amplitude, la pulsation et la phase de cette fonction sont calculées par la transformée de Fourier, en utilisant la "Fast Fourier Transform" (FFT). On rend le signal continu sur les 4 années en remplaçant les codes d'erreurs par la dernière valeur de pression enregistrée avant l'erreur. Cette approximation a une influence inférieure à 0.1 % sur le calcul de FFT. On considère donc un signal d'une durée  $T$ , comprenant  $N$  enregistrements avec une période d'acquisition  $\Delta t$ . Pour éviter le bruit et concentrer l'énergie de la transformée sur les raies majeures, on sous-échantillonne le signal temporel par décimation (ré-échantillonnage et filtrage passe-bas du signal). L'ensemble des paramètres de la FFT est résumé dans le tableau IX.1. Le résultat de la FFT est présenté à la figure IX.2. On a une raie dominante pour une fréquence de un an. On voit apparaître une seconde raie pour une fréquence de un jour. On ne tiendra cependant pas compte de cette dernière pour le calcul, car son amplitude est inférieure à l'erreur supposée que l'on tolère sur la pression. La correction de la mesure de pression s'écrit donc de la manière suivante, où  $a$  est l'amplitude de l'harmonique dominante,  $\omega$  est sa

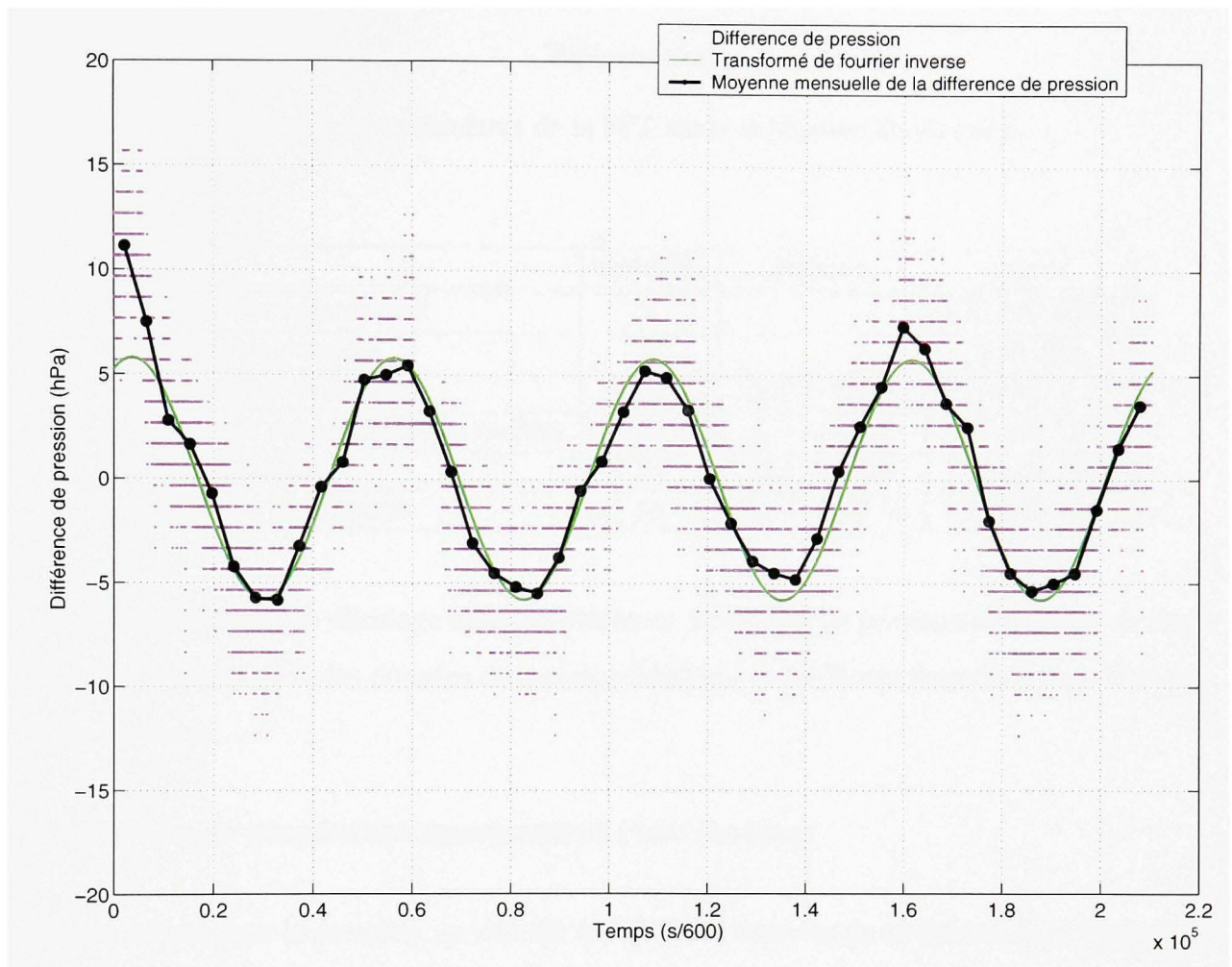


Figure IX.1 Différence de pression entre Matane et Cap-Chat moins la valeur moyenne de la différence.

pulsation et  $\phi$  sa phase :

$$P_{Matane}(t_i) = P_{Cap-Chat}(t_i) - 16.67 + a * \cos(t_i * \omega + \Phi) \quad (\text{IX.2})$$

avec

$$a = 5,78 \text{ hPa}$$

$$\omega = 1,99 \cdot 10^{-7} \text{ rad.s}^{-1}$$

$$\Phi = -0,44 \text{ rad.}$$



Tableau IX.1

Résumé des paramètres de la FFT sur la différence de pression.

nom	symbole	relation	valeur
Durée d'enregistrement	T		126 230 400 s
Nombre de données	N		210 384
Période d'acquisition	$\Delta T$	$\Delta T = T/N$	6000 s
Fréquence échantillonnage (ech/s)	$f_e$	$f_e = 1/\Delta T$	$1.7.10^{-4} Hz$
Pas fréquentiel	$\Delta f$	$\Delta f = 1/T$	$7.92.10^{-9} Hz$
Fréquence de coupure	$f_N$	$f_N = f_e/2.56$	$6.64.10^{-5} Hz$

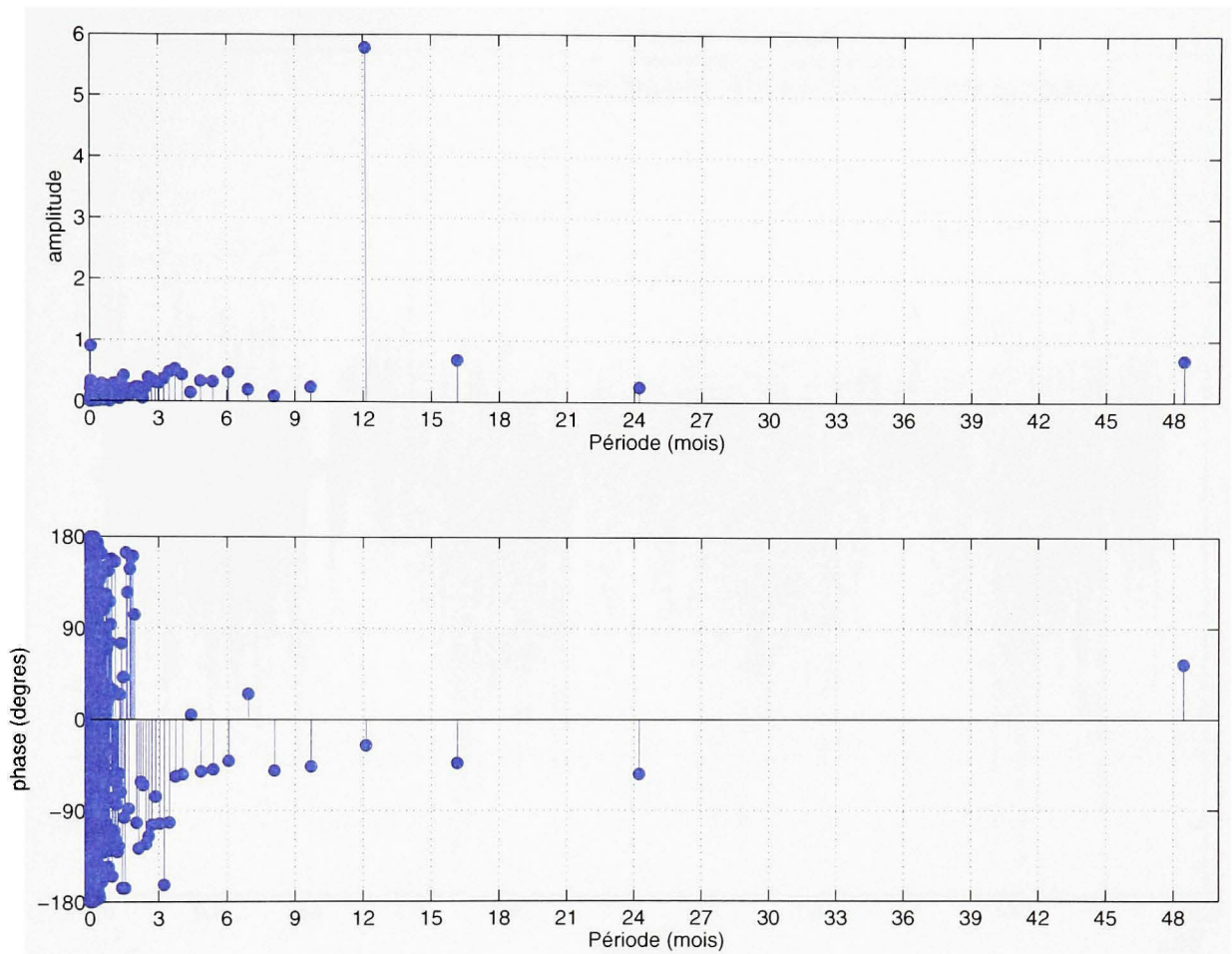
La phase représente le décalage entre la différence maximum de pression et le début de l'année. On corrige 4.8 % des données de pression à Matane et 6.7 % des données à Cap-Chat par cette méthode.

## 2 Données de température manquantes à l'une des tours

De même que pour la pression, on cherche à utiliser les données de températures, enregistrées à l'une des tours, pour remplacer les données manquantes à l'autre tour. Et encore une fois bien que la différence moyenne de température entre les deux sites soit nulle, il existe un cycle annuel de la variation de température. Et ce cycle n'a pas la même amplitude à Matane et Cap-Chat. On trace donc la différence de température pour chaque donnée ainsi que la valeur moyenne mensuelle de cette différence. On voit encore apparaître un cycle sinusoïdal (figure IX.3). Soit  $f(t)$  cette fonction sinusoïdale du temps, alors la relation suivante lit la température de Matane  $T_M$  à la température de Cap-chat  $T_C$  :

$$f(t) = T_C - T_M \quad (\text{IX.3})$$

On calcul par la transformé de Fourier les caractéristiques des fonctions  $f_i(t)$  en faisant les même hypothèse que précédement. Comme prévu, on obtient deux raies dominantes, une pour

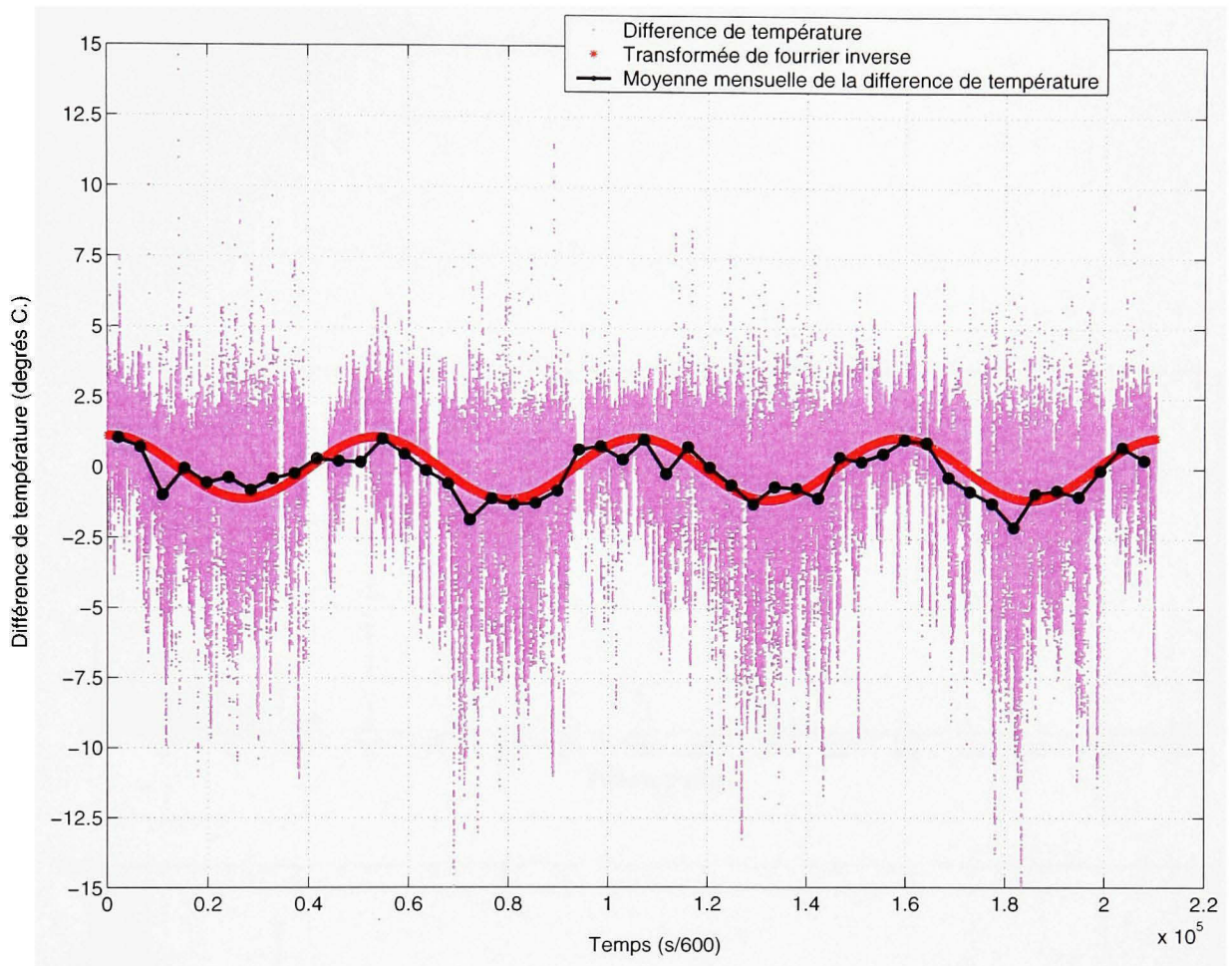


**Figure IX.2** *Transformé de Fourier sur la différence de pression entre les deux sites.*

la fréquence de un an et la deuxième pour la fréquence de un jour. On ne tiendra cependant pas compte de cette dernière pour les mêmes raisons qu'auparavant.

On prendra donc pour corriger les mesures de températures, l'expression suivante, où  $a$  est l'amplitude de l'harmonique dominante,  $\omega$  est sa pulsation et  $\phi$  sa phase :

$$T_{Matane}(t_i) = T_{Cap-Chat}(t_i) - a * \cos(t_i * \omega + \Phi) \quad (\text{IX.4})$$



**Figure IX.3** *Différence de température entre Matane et Cap-Chat.*

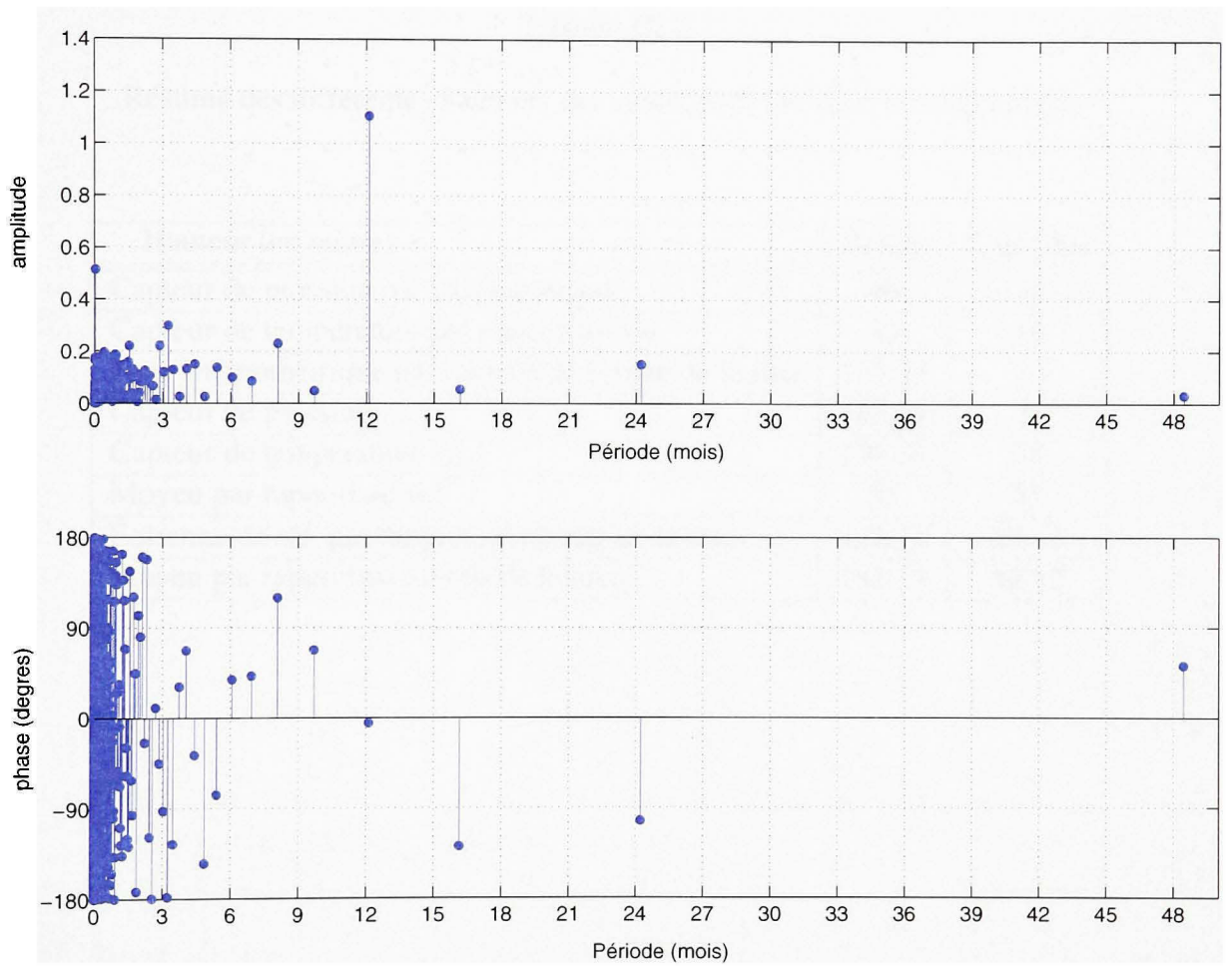
avec

$$a = 1.11 \text{ degrés}$$

$$\omega = 1,99.10^{-7} \text{ rad.s}^{-1}$$

$$\Phi = -0,08 \text{ rad.}$$

On corrige 3.0 % des données de pression à Matane et 5.9 % des données à Cap-Chat par cette méthode.



**Figure IX.4** *Transformé de Fourier sur la différence de température entre les deux sites.*



### 3 Données manquantes aux deux tours :

Dans le cas de figure où aucune des deux tours n'enregistrent de données, on fait simplement une interpolation linéaire entre les bornes de l'intervalle manquant. On corrige 1.1 % des données de pression et 0.7 % des données de température par cette méthode.

Tableau IX.2

Résumé des différentes hauteurs des capteurs de pression et température.

Hauteur (en mètre)	Matane	Cap-Chat
Capteur de pression par rapport au sol	40	3
Capteur de température par rapport au sol	50	15
Tour anémométrique par rapport au niveau de la mer	125.74	23
Capteur de pression $z_{Ref}$	165.74	26
Capteur de température $z_{Ref}$	175.74	38
Moyeu par rapport au sol	55	55
Éolienne de réf. par rapport au niveau de la mer	127.74	27.12
Moyeu par rapport au niveau de la mer $z$	182.74	82.12

## BIBLIOGRAPHY

- [1] Designfoil(tm) is a trademark of dreese code software, llc.
- [2] Power performance measurement procedure - version 4, November 2006.
- [3] C. Alinot, A. Smaili, and C. Masson. Effects of pressure interpolation schemes on the aerodynamic simulation of horizontal axis wind turbines. In *8th annual conference of the CFDSC*, pages 301–306, Montral, 2000.
- [4] I. Ammara, C. Leclerc, and C. Masson. A viscous three-dimensional differential/actuator-disk method for the analysis of wind farms. *ASME Journal of Solar Energy*, soumission acceptée, juin 2001.
- [5] E. Anahua, S. Barth, and J. Peinke. Characterization of the turbine power curve by stochastic modeling. In *European Wind Energy Conference 2004 (EWEC'04) - Londres, UK*. November 2004.
- [6] AXOR. <http://www.axor.com>, 2004.
- [7] B.H. Bailey and S.L. McDonald. Wind resource assessment handbook. Technical report, AWS scientific, inc., April 1997.
- [8] Ross Cant. Acceptance test report : Le nordais 1 (cap-chat) 57 mws - preliminary report. Technical Report LNRD2/OPS/P/01/230500, M&N Wind Power Ltd, May 2000.
- [9] Ross Cant. Acceptance test report : Le nordais (matane) 42.75 mws - preliminary report. Technical Report LNRD2/OPS/P/01/220500, M&N Wind Power Ltd, May 2000.
- [10] Ross Cant. Turbine power curve report : Le nordais - 100 mw - 133 nm750/48 turbines. Technical Report LNRD2-0105-003e-II, M&N Wind Power Ltd, August 2001.
- [11] J. Choisnard, G. Lafrance, M. Bernier, and B. Ricard. Coastal wind resource assessment by sar techniques powerful tool to analyze regional turbulence. In *CanWEA conference*, Montréal, 2004. CANWEA.
- [12] D. Christakis, C. Condaxakis, I. Sarantidis, N. Papadakis, and G. Kozyrakis. The influence of terrain's slope on wind - turbine's performance. In *European Wind Energy Conference 2007 - Milan (Italy)*, May 2007.

- [13] N. Dabin, C. Leclerc, C. Masson, and C. Alinot. Wind turbines operating in cold climates : Reynolds number and turbulence effects on performances. In AIAA, editor, *ASME Wind Energy Symposium*, Reno, NV, 2002. Technical paper. B.
- [14] J. Van Dam, M. Meadors, H. Link, and P. Migliore. Power performance test report for the southwest windpower air-x wind turbine. Technical Report NREL/TP-500-34756, National Renewable Energy Laboratory, September 2003.
- [15] Alan Derrick. Site calibration at le nordais phase ii (matane) wind farm, turbine 6. Technical Report 1001/RES/2001, Renewable Energy Systems LTD, May 2000.
- [16] Caroline Draxl. Wind energy potential at wind measurement sites in the tyrolean alps. Master's thesis, University of Innsbruck, Austria, August 2004.
- [17] W.H. DuMouchel and F.L. O'Brien. Integrating a robust option into a multiple regression computing environment. In *Computer Science and Statistics*, editor, *21st Symposium on the Interface*. American Statistical Association. 1989.
- [18] E.P.N. Duque. Navier-stokes simulation of the nrel combined experiment phase ii rotor. In AIAA, editor, *ASME Wind Energy Symposium*, pages 143–153, Reno, NV, 1999. D.
- [19] D.L. Elliott and J.B. Cadogan. Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curve. In *European community wind energy conference and exhibition, Madrid (Spain), 10-14 Sep 1990*.
- [20] L'énergie éolienne au Québec. <http://fr.wikipedia.org/wiki/January> 2008.
- [21] EurObserv'ER. Le baromètre éolien. *Systèmes solaires*, 177, February 2007.
- [22] J. Gottschall and J. Peinke. Stochastic modelling of a wind turbine's power output with special respect to turbulent dynamics. *Journal of Physics*, 2007.
- [23] Piers Guy. Project meteorological business report : le nordais - pilot project - wind farm development matane, quebec. Technical report, Micon Turbines UK Ltd, September 1997.
- [24] Piers Guy. Project meteorological business report : le nordais 1- cap-chat. Technical report, Micon Turbines UK Ltd, July 1997.
- [25] T.E. Hausfeld and A.C. Hansen. Systematic approach to using the method-of-bins. In *Sixth biennial Wind Energy Conference and Workshop - Minneapolis, MN, USA*, pages 663 – 670. 1983.

- [26] J. Hernandez and A. Crespo. Aerodynamic calculation of the performance of horizontal axis wind turbines and comparison with experimental results. *Wind Engineering*, 11(4) :176–187, 1987. D.
- [27] Jørgen Højstrup. Wind resources. le nordais, canada. Technical Report risø-I-1792(EN), Risø National Laboratory, December 2001.
- [28] R. Hunter, T.F. Pedersen, P. Dunbabin, I. Antonious, S. Frandsen, H. Klug, A. Albers, and Wai Kong Lee. European wind turbine testing procedure developments - task 1 : Measurement method to verify wind turbine performance characteristics. Technical Report Riso-R-1209(en), Risø National Laboratory, January 2001.
- [29] J. Summer and C. Masson. Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves. *Journal of Solar Energy Engineering*, (128) :531–538, November 2006.
- [30] M.G. Khalfallah and A.M. Koliub. Wind turbines power curve variability. *Desalination*, 209 :203–237, 2007.
- [31] Yongqiang Lang, Bin Wu, and Navid Zargari. Wind power technology - state of the art. *IEEE*, (56) :12–17, December 2007.
- [32] C. Leclerc and C. Masson. Abnormal high power output of wind turbine in cold weather : A preliminary study. Technical report, École de technologie supérieure, 1998.
- [33] C. Leclerc and C. Masson. Surproduction d'énergie pour des éoliennes installées en climats nordique : Réflexion. Technical report, École de technologie supérieure, March 1998. C.
- [34] C. Leclerc and C. Masson. Abnormal high power output of wind turbine in cold weather : A preliminary study. In *Canadian Wind Energy Association Seminar 1999 - Rimouski, Canada*, pages 190–199, September 1999. C.
- [35] C. Leclerc, C. Masson, I. Ammara, and I. Paraschivoiu. Turbulence modeling of the flow around hawts. *Wind Engineering*, 23, No 5 :279–294, 1999.
- [36] S. Lee and M.B. Bragg. Effects of simulated-spanwise ice shapes on airfoils : Experimental investigation. In *37th AIAA Aerospace Sciences Meetings & Exhibit Reno, NV*, 11–14 January 1999.
- [37] A. Llombart, S.J. Watson, J.M. Fandos, D. Llombart, and A. Talayero. Power curve characterization : stochastic methods. In *European Wind Energy Conference 2006 (EWEC'06) - Athenes, Greece*, March 2006.



- [38] C. Masson, I. Ammara, and I. Paraschivoiu. An aerodynamic method for the analysis of isolated horizontal-axis wind turbines. *International Journal of Rotating Machinery*, 3(1) :21–32, 1997. D.
- [39] C. Masson, C. Leclerc, and N. Dabin. A survey of the temperature influence on power output for 3 wind turbines operating in cold climates. In AIAA, editor, *ASME Wind Energy Symposium*, pages 123–133, Reno, NV, 2001. Technical paper. B.
- [40] Christian Masson. Projected test wind farm le nordais. operational nacelle power curve (onpc) and non-operational nacelle power curve. Technical report, École de technologie supérieure, March 2001.
- [41] Neg Micon. Operation manual nm750/48-60hz. Technical report, 1998.
- [42] Jorgen Möller. Acceptance test wind farm le nordais : operational nacelle power curve (onpc) and non-operational nacelle power curve (nonpc). Technical Report WT1904/01, WINDTEST Kaiser, Wilhelm, and Koog GmbH, November 2001.
- [43] Jorgen Möller. Acceptance test wind farm le nordais : Project output cap-chat. Technical Report WT1913/01, WINDTEST Kaiser, Wilhelm, and Koog GmbH, November 2001.
- [44] Jorgen Möller. Acceptance test wind farm le nordais : Project output matane. Technical Report WT1909/01, WINDTEST Kaiser, Wilhelm, and Koog GmbH, November 2001.
- [45] Jorgen Möller. Power curve measurements on the neg micon a/s nm750 (-3.3 degrés) wind turbine at matane, canada according to “iec 61400-12”. Technical Report WT1762/01, WINDTEST Kaiser, Wilhelm, and Koog GmbH, June 2001.
- [46] Jorgen Möller. Power curve measurements on the neg micon a/s nm750 (-3.8 degrés) wind turbine at cap-chat, canada according to “iec 61400-12”. Technical Report WT1839/01, WINDTEST Kaiser, Wilhelm, and Koog GmbH, August 2001.
- [47] M. Nebel and J.P. Molly. Performance comparaison of wind turbines. *International Journal Solar Energy*, 11 :1–19, 1992.
- [48] NRG. <http://www.nrgsystems.com>, 2007.
- [49] D.A. Olivieri. A 3-d vortex dipole model for wind turbine. *Wind Engineering*, 20(5) :287–306, 1996. D.

- [50] B Maribo Pedersen, Troels Friis Pedersen, Helmut Klug, Nico van des Borg, Neal Kelley, and Jan Ake Dahlberg. *Wind speed measurement and use of cup anemometry*. 1999.
- [51] T.F. Pedersen. On wind turbine power performance measurements at inclined airflow. *Wind Energy*, 7 :163–176, June 2004.
- [52] Troels Friis Pedersen, Søren Gjerding, Peter Ingham, Peder Enevoldsen, Jesper Kjær Hansen, and Henrik Kanstrup Jørgensen. Wind turbine power performance verification in complex terrain and wind farms. Technical Report Risø-R-1330(EN), Risø National Laboratory, 2002.
- [53] R. Z. Poore, T. McCoy, and D. Griffin. Le nordais project arbitration assessment of selected issues. Technical Report HB1001 Rev A, Global Energy Concepts, LLC, October 2002.
- [54] Ian Ravey. Site calibration, turbine location 67, at le nordaiswind farm, cap chat. Technical Report 022/RES/2028, Renewable Energy Systems LTD, 1999.
- [55] A. Rosen and Y. Sheinman. The average output power of a wind turbine in a turbulent wind. *Wind Engineering*, 51 :287–302, 1994.
- [56] Surya Santoso and Ha Thu Le. Fundamental time-domain wind turbine models for wind power studies. *Renewable Energy*, 32 :2436–2452, 2007.
- [57] P. Sorensen, T.F. Pedersen, G. Gerdes, R. Klosse, F. Santier, N. Robertson, W. Davy, M. Koulouvari, E. Morfiadakis, and A.Larsson. European wind urbine testing procedure developments - task 2 : Power quality. Technical Report Riso-R-1093(en), Risø National Laboratory, May 2001.
- [58] C. J. Spruce. Power performance of active stall wind turbines with blade contamination. In *European Wind Energy Conference - Athens, Greece.*, Vestas Wind Systems, 27 February - 2 March 2006.
- [59] International IEC Standard. Wind turbines generator systems - part 12 : Wind turbine power performance testing, February 1998.
- [60] International IEC Standard. Wind turbines - part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines, December 2005.
- [61] International IEC Standard. Wind turbines - part 12-2 : Verification of power performance of individual wind turbines, December 2007.

- [62] N. Stefanatos, F. Mouzakis, E. Binopoulos, F. Kokkalidis, and P. Papadopoulos. Verification of power performance of active power control wind turbines in complex terrain. In *European Wind Energy Conference 2006 (EWE'06) - Athenes, Greece*, March 2006.
- [63] A.J. Tindal. Assessment of the proposed wind farm at cap-chat. Technical Report 2115/BR/01, Garrad Hassan, November 1997. je l'ai pas c'Est uen ref du RISO de RISO1.
- [64] A.J. Tindal. Assessment of the proposed wind farm at matane. Technical Report 2013/BT/01, Garrad Hassan, January 1997. je l'ai pas c'Est uen ref du RISO de RISO1.
- [65] J. Vandenbosche, T. McCoy, H. Rhoads, B. McNiff, and B. Smith. Power performance testing activities in the doe-epri turbine verification program. Technical Report NREL/CP-500-28589, National Renewable Energy Laboratory, April 2000.
- [66] Georges Viers. *Éléments de climatologie*. Nathan, Paris, nathan edition, 1990.
- [67] S. G. Voutsinas, P.K. Chaviaropoulos, V.A. Riziotis, and D.G. Mourikis. Profile stall characteristics, aerodynamic damping and design implications for wind turbine blades. In AIAA, editor, *ASME Wind Energy Symposium*, pages 314–324, Reno, NV, 1999. Technical paper. C.
- [68] S.G. Voutsinas and V.A. Riziotis. A viscous-inviscid interaction model for dynamic stall simulations on airfoils. In AIAA, editor, *ASME Wind Energy Symposium*, pages 154–163, Reno, NV, 1999. Technical paper. C.
- [69] T Wang and F.N. Conton. An unsteady aerodynamic model for hawt performance including tower shadow effets. *Wind Engineering*, 23(5) :255–268, 1999. B.