

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE MÉCANIQUE
M.Ing.

PAR
Jonathan DORVAL

ÉVALUATION DES MÉTHODES D'ESTIMATION DU PRODUCTIBLE DES PARCS
ÉOLIENS

MONTREAL, LE 7 SEPTEMBRE 2011

©Tous droits réservés, Jonathan Dorval, 2011

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Christian Masson, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Yves Gagnon, codirecteur de mémoire
Université de Moncton

M. Simon Joncas, président du jury
Département de génie de la production automatisée à l'École de technologie supérieure

M. Bouaziz Ait-Driss, jury externe
GL GARRAD HASSAN

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

LE 29 NOVEMBRE 2011

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens d'abord à remercier M. Christian Masson de m'avoir accueilli dans son laboratoire et de m'avoir supervisé tout au long de cette étude. J'aimerais également remercier M. Yves Gagnon pour m'avoir soutenu et supervisé tout au long de la maîtrise. De plus, j'aimerais souligner les nombreuses opportunités (travail, présentation, congrès, cours, etc.) que Christian et Yves m'ont apportées tout au long de mes études supérieures.

Puis, j'aimerais remercier le professeur Robert Benoît pour le temps et l'aide qu'il m'a accordés.

Finalement, j'aimerais remercier particulièrement ma copine, ma mère, mon père, mes deux sœurs ainsi que mes nombreux amis pour avoir cru en moi et pour m'avoir soutenu durant ces années d'étude.

ÉVALUATION DES MÉTHODES D'ESTIMATION DU PRODUCTIBLE DES CENTRALES ÉOLIENNES

Jonathan DORVAL

RÉSUMÉ

L'estimation de la capacité de production est une étape cruciale dans le processus de conception d'une centrale éolienne. Une mauvaise estimation de la production peut engendrer des pertes économiques importantes. Une étude réalisée sur les centrales éoliennes subventionnées par le gouvernement canadien a démontré que l'estimation moyenne de ces centrales affichait une surestimation de la capacité de production. Dans ce contexte, une étude a été effectuée afin de mieux comprendre l'origine de ces erreurs et de développer une méthode afin de les réduire.

Pour ce faire, les logiciels MS-Micro, WAsP, WindFarm et WindPro ont été étudiés et comparés. Selon les résultats obtenus, MS-Micro donne de meilleurs résultats lorsque le terrain est simple comparativement à WAsP. À l'inverse, WAsP accorde des erreurs plus faibles en terrain complexe. Au niveau des modèles de sillage, le modèle WindFarm affiche les résultats les plus concluants lorsqu'il s'agit de sillage unitaire tandis que le modèle WindPro donne les meilleurs résultats dans le cas de sillage multiple.

Suite à ces analyses, des indicateurs de topographie et de sillage ont été développés afin d'identifier l'influence des diverses caractéristiques d'un site sur l'erreur de production. Entre autres, une classification de la rugosité a été créée, incluant un paramètre de rugosité de référence ainsi qu'un paramètre de complexité de rugosité. Les indicateurs ont également permis d'établir des corrélations et de développer des équations permettant d'évaluer l'erreur de production en fonction du site et du positionnement des éoliennes sur le site. Une réduction de 83.4% des erreurs de production sur l'effet de terrain est obtenue, tandis que les indicateurs de sillage ont engendré une amélioration de l'estimation de 79.3%.

Enfin, diverses études de cas ont été effectuées sur le modèle WAsP afin d'évaluer les erreurs engendrées par certaines approximations. Les résultats démontrent, entre autres, que des erreurs importantes se produisent lorsque les données de vent n'ont pas tendance à suivre une distribution de Weibull. Ce phénomène ne semble pas être observé sur le modèle MS-Micro.

Mots-clés : Énergie éolienne, estimation de la ressource, WAsP, MS-Micro, WindFarm, WindPro, classification de la rugosité.

EVALUATION OF CURRENT WIND FARM ASSESSMENT METHODOLOGIES

Jonathan DORVAL

ABSTRACT

The assessment of the production capacity is a crucial step in the wind farm design process. A poor assessment can cause significant economic losses. A study of the wind farms subsidized by the Canadian government has shown that the average assessment described an overestimation of the production capacity. In this context, a study have been done to better understand the origin of these errors and to develop a method to reduce them.

To do this, the softwares MS-Micro, WAsP, WindFarm and WindPro have been studied and compared. Based on the results, MS-Micro gives the best results when the terrain is simple compared to WAsP. Conversely, WAsP gives lower errors in complex terrain. In terms of wake models, WindFarm got the most successful results when it comes to simple wake while WindPro gives the best results in the case of multiple wakes.

Following this analysis, topography indexes and wake indexes have been developped to identify the influence of the various characteristics of the site on the production error. In addition, a roughness class has been created, including the reference roughness and the roughness complexity. The indexes have also allowed to establish correlations and to develop equations to evaluate the error based on the site characteristics and the positions of wind turbines. A reduction of 83.4% of the production errors has been obtained on the site characteristics, while the wake indexes generated a better estimate of 79.3%.

Finally, various case studies have been done on the WAsP model to evaluate the errors caused by approximations. The results show, among other things, that significant errors occur when wind data do not tend to follow a Weibull distribution. This does not seem to be observed on the MS-Micro model.

Keywords: Wind energy, wind farm assessment, WAsP, MS-Micro, WindFarm, WindPro, roughness class.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	19
1.1 Mise en contexte	19
1.2 Objectifs de l'étude.....	21
1.3 Données disponibles	21
1.4 Structure du mémoire.....	21
CHAPITRE 2 PRÉSENTATION DES MODÈLES.....	23
2.1 Modèles d'écoulement atmosphérique	23
2.2 Modèles mathématiques de sillage	24
2.2.1 Modèle de sillage axisymétrique	24
2.2.1.1 Comportement oscillant du sillage (« meandering »).....	25
2.2.2 Modèle de sillage Katić	26
2.2.3 Modèle de sillage G.C. Larsen.....	27
2.2.4 Méthodes de combinaison du sillage	28
2.3 Modèles commerciaux	29
2.3.1 MS-Micro.....	29
2.3.2 OpenWind.....	29
2.3.3 WAsP	30
2.3.4 WindPro	32
2.3.5 WindFarm	34
2.3.6 WindFarmer	35
2.4 Sélection des modèles étudiés.....	36
CHAPITRE 3 DONNÉES DES CENTRALES ÉOLIENNES	38
3.1 Type de données	38
3.2 Contrôle qualité des données	42
3.2.1 Contrôle qualité des données des mâts météorologiques.....	42
3.2.1.1 Élimination des données perturbées et manquantes.....	43
3.2.1.2 Identification des données suspectes	44
3.2.1.3 Examen visuel des données suspectes	46
3.2.1.4 Exemple d'examen visuel des données suspectes	47
3.2.2 Contrôle qualité des données des éoliennes.....	50
3.3 Classification des mesures physiques	53
3.4 Mesures physiques	54
3.4.1 Centrale éolienne I-2008.....	55
CHAPITRE 4 MÉTHODOLOGIE.....	60
4.1 Paramètre de comparaison	60

4.1.1	Calcul de l'erreur de production	60
4.1.2	Calcul de l'amélioration.....	62
4.2	Analyse de l'effet de terrain.....	62
4.2.1	Caractéristique des analyses de la ressource éolienne	62
4.2.2	Caractéristique du terrain.....	63
4.3	Analyse de l'effet de la vitesse de vent.....	63
4.4	Analyse de l'effet du sillage	64
4.4.1	Analyse sur un site idéalisé.....	64
4.4.1.1	Distance de l'éolienne qui génère le sillage.....	65
4.4.1.2	Angle de l'éolienne qui génère le sillage.....	66
4.4.1.3	Nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage.....	67
4.4.2	Analyse sur site réel.....	67
4.5	Classification de la topographie.....	68
4.5.1	Positionnement de l'éolienne par rapport au mât	68
4.5.2	Classification de l'orographie	69
4.5.3	Classification de la rugosité.....	70
4.5.3.1	Problématique	71
4.5.3.2	Longueur de rugosité de référence.....	72
4.5.3.3	Saut de rugosité.....	75
4.5.4	Classification du sillage	77
4.6	Paramètres de corrélation.....	78
4.6.1	Indicateurs de corrélation.....	78
4.6.1.1	Indicateurs de topographie.....	79
4.6.1.2	Indicateur de sillage	79
4.6.2	Limite des corrélations.....	80
4.6.3	Élimination des résultats suspects.....	80
4.6.4	Élimination des variables non significatives	81
4.7	Correction de la courbe de puissance.....	83
4.7.1	Calcul de la correction de la courbe de puissance	83
4.7.2	Méthodologie de la procédure de validation.....	84
4.8	Correction des modèles.....	85
4.8.1	Analyse d'erreurs de la distribution de Weibull	85
4.8.1.1	Comparaison des méthodes d'estimation des paramètres de Weibull.....	86
4.8.1.2	Méthode d'estimation des paramètres de Weibull du modèle WAsP	89
4.8.1.3	Description de la problématique	89
4.8.1.4	Méthodologie de la correction	89
4.8.1.5	Limites de la méthodologie.....	90
4.8.2	Analyse d'erreurs de discrétisation sur la courbe de puissance du modèle WAsP	91
4.8.2.1	Méthode de calcul de la courbe de puissance	91
4.8.2.2	Méthodologie de la correction	92

CHAPITRE 5	RÉSULTATS ET ANALYSES	93
5.1	Effet de terrain	93
5.1.1	Caractérisation des sites.....	93
5.1.2	Résultats détaillés de la centrale éolienne III modélisée avec MS-Micro.....	95
5.1.3	Résultats globaux et comparaisons	97
5.1.3.1	Erreurs de production dans les situations hors sillage	98
5.1.3.2	Indicateurs de terrain.....	100
5.1.3.3	Correction de l'erreur de production.....	102
5.1.3.4	Discussion sur la classification de la topographie	103
5.2	Effet de la vitesse	105
5.3	Effet de sillage	108
5.3.1	Analyse sur un site idéalisé.....	109
5.3.1.1	Distance de l'éolienne qui génère le sillage.....	110
5.3.1.2	Angle entre l'éolienne qui génère le sillage et l'éolienne perturbée	112
5.3.1.3	Nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage.....	113
5.3.2	Analyse sur un site réel	115
5.3.2.1	Sillages unitaires	115
5.3.2.2	Sillage multiple	118
5.3.2.3	Combinaison des deux types de sillage	120
5.3.2.4	Corrélation de sillages.....	121
5.4	Correction de la courbe de puissance (hors sillage).....	124
5.5	Correction des modèles.....	127
5.5.1	Analyse d'erreurs de la distribution de Weibull	127
5.5.2	Analyse des erreurs de discrétisation de la courbe de puissance	130
5.5.3	Combinaison des corrections	131
CONCLUSION	133
ANNEXE I	MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE I-2009	136
ANNEXE II	MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE II	141
ANNEXE III	MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE III.....	146
ANNEXE IV	MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE IV	151
ANNEXE V	MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE V.....	156
ANNEXE VI	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE I – MODÈLE WASP	161

ANNEXE VII	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE II – MODÈLE WASP	164
ANNEXE VIII	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE III – MODÈLE WASP	167
ANNEXE IX	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE IV – MODÈLE WASP	170
ANNEXE X	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE V – MODÈLE WASP	173
ANNEXE XI	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE I – MODÈLE MS-MICRO	176
ANNEXE XII	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE II – MODÈLE MS-MICRO	178
ANNEXE XIII	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE IV – MODÈLE MS-MICRO	181
ANNEXE XIV	EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE V – MODÈLE MS-MICRO	185
ANNEXE XV	EFFET DE TERRAIN – TABLEAU COMPARATIF	188
ANNEXE XVI	EFFET DE VITESSE – MODÈLE WASP	189
ANNEXE XVII	EFFET DE VITESSE – MODÈLE MS-MICRO	192
ANNEXE XVIII	EFFET DU SILLAGE – TABLEAUX COMPARATIFS	196
ANNEXE XIX	ANGLE EN FONCTION DE L'ÉOLIENNE QUI GÉNÈRE LE SILLAGE	198
ANNEXE XX	NOMBRE D'ÉOLIENNES QUI GÉNÈRENT LE SILLAGE.....	199
ANNEXE XXI	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 1	200
ANNEXE XXII	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 2	202
ANNEXE XXIII	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 3	204
ANNEXE XXIV	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 4	206

ANNEXE XXV	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 5	208
ANNEXE XXVI	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 6	210
ANNEXE XXVII	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 7	212
ANNEXE XXVIII	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 8	214
ANNEXE XXIX	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 9	216
ANNEXE XXX	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 10	218
ANNEXE XXXI	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 11	220
ANNEXE XXXII	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 12	222
ANNEXE XXXIII	EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 13	224
ANNEXE XXXIV	CORRECTION DE LA COURBE DE PUISSANCE	226
ANNEXE XXXV	CORRECTION DE LA DISTRIBUTION DE WEIBULL	229
ANNEXE XXXVI	DISCRÉTISATION DE LA COURBE DE PUISSANCE	230
BIBLIOGRAPHIE	231

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 3.1	Description des critères de AWS TruePower pour l'identification45
Tableau 3.2	Élimination des données perturbées et manquantes.....55
Tableau 3.3	Identification des données suspectes56
Tableau 3.4	Données suspectes éliminées57
Tableau 3.5	Sommaire des données retirées.....58
Tableau 4.1	Classes de l'indicateur de dénivelé.....69
Tableau 4.2	Pente critique de séparation de diverses études70
Tableau 4.3	Classes et hauteurs de rugosité71
Tableau 4.4	Données statistiques de l'ensemble des <i>CR</i>76
Tableau 4.5	Classes de complexité de rugosité77
Tableau 4.6	Résultat obtenu de l'exemple de saut de rugosité.....77
Tableau 4.7	Indicateurs de topographie.....79
Tableau 4.8	Indicateurs de sillage.....80
Tableau 4.9	Exemple d'élimination des variables non significatives.....82
Tableau 4.10	Exemple d'élimination des variables non significatives.....82
Tableau 4.11	Erreurs RMS de la comparaison des distributions de Weibull88
Tableau 4.12	Comparaison des distributions de Weibull à l'aide de la puissance totale.....88
Tableau 5.1	Indicateurs moyens des centrales éoliennes.....94
Tableau 5.2	Erreur de production95
Tableau 5.3	Correction de l'effet de terrain.....97

Tableau 5.4	Indicateurs de topographie significatifs des centrales éoliennes	100
Tableau 5.5	Comparaison des erreurs moyennes pour les vitesses de vent sous.....	108
Tableau 5.6	Numérotation des modèles de sillage	109
Tableau 5.7	Indicateurs significatifs des modèles de sillage	122
Tableau 5.8	Amélioration - Correction de la distribution de Weibull	128
Tableau 5.9	Comparaison des erreurs de production.....	132

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Capacité de production des centrales éoliennes canadiennes.19
Figure 1.2	Facteur de capacité des centrales éoliennes soutenues par le WPPI.....20
Figure 2.1	Régime d'un écoulement turbulent au-dessus d'une petite colline.23
Figure 2.2	Schéma du modèle de sillage axisymétrique.25
Figure 2.3	Schéma du modèle de sillage de Risø.....27
Figure 2.4	Description des modules de WindPro.....32
Figure 3.1	Pente de la centrale éolienne I.39
Figure 3.2	Pente de la centrale éolienne II.39
Figure 3.3	Pente de la centrale éolienne III.....40
Figure 3.4	Pente de la centrale éolienne IV.....40
Figure 3.5	Pente de la centrale éolienne V.....41
Figure 3.6	Exemple d'examen visuel : vitesse moyenne à 80 m.47
Figure 3.7	Exemple d'examen visuel : Direction du vent à 80 m.48
Figure 3.8	Exemple d'examen visuel : Écart-type de la direction du vent à 80 m.....48
Figure 3.9	Exemple d'examen visuel : Température.49
Figure 3.10	Exemple d'examen visuel : Humidité relative.....49
Figure 3.11	Exemple d'élimination des puissances utiles négatives.....51
Figure 3.12	Exemple d'élimination des puissances réactives négatives.52
Figure 3.13	Exemple de données après le contrôle qualité des données d'une éolienne.....53

Figure 3.14	Secteur d'exclusion.....	55
Figure 3.15	Distribution de Weibull.....	59
Figure 3.16	Rose des vents.....	59
Figure 4.1	Distribution de Weibull – Analyse du sillage en terrain idéalisé.....	65
Figure 4.2	Schéma de l'analyse de la distance de l'éolienne qui génère le sillage.	66
Figure 4.3	Schéma de l'analyse de l'angle de l'éolienne qui génère le sillage.....	66
Figure 4.4	Schéma de l'analyse du nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage.	67
Figure 4.5	Positionnement des turbines éoliennes et du mât de la centrale éolienne I.....	68
Figure 4.6	Exemple de sauts de rugosité.....	75
Figure 4.7	Élimination des résultats aberrants	81
Figure 4.8	Exemple de distribution fréquentielle de vitesses de vent sans correction.	90
Figure 4.9	Exemple de distribution fréquentielle de vitesses de vent avec correction.	90
Figure 5.1	Critère de Peirce.....	96
Figure 5.2	Corrélation sur l'effet de terrain	96
Figure 5.3	Erreurs de production sur l'effet de terrain des centrales éoliennes.	98
Figure 5.4	Comparaison des corrélations des indicateurs de topographie par rapport à l'erreur de production.	99
Figure 5.5	Erreurs de production corrigées sur l'effet de terrain des centrales éoliennes.	102
Figure 5.6	Amélioration des erreurs de production sur l'effet de terrain.....	103
Figure 5.7	Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle WAsP – Centrale éolienne IV.....	106
Figure 5.8	Effet de vitesse – Centrale éolienne II – secteur 26 – modèle WAsP.....	107
Figure 5.9	Effet de vitesse – Centrale éolienne V – secteur 29 – modèle WAsP.	107

Figure 5.10	Effet de vitesse – Centrale éolienne V – secteur 2 – modèle MS-Micro.....	107
Figure 5.11	Effet de vitesse – Centrale éolienne III – secteur 29 – Modèle MS-Micro.....	107
Figure 5.12	Pertes dues au sillage en fonction de la distance, $l \leq 10D$	110
Figure 5.13	Pertes dues au sillage en fonction de la distance, $l > 10D$	111
Figure 5.14	Pertes dues au sillage en fonction de l'angle, $l = 4D$	112
Figure 5.15	Pertes dues au sillage en fonction du nombre d'éoliennes, $l = 4D$	114
Figure 5.16	Pertes dues au sillage en fonction du nombre d'éoliennes, $l = 10D$	114
Figure 5.17	Erreur de production – Sillages unitaires.....	116
Figure 5.18	Erreur de production – Sillages multiples.....	118
Figure 5.19	Augmentation de l'erreur de production.....	119
Figure 5.20	Erreur de production – Sillages combinés.	120
Figure 5.21	Comparaison des corrélations sur les modèles de sillage.	121
Figure 5.22	Effet de sillage - Comparaison des erreurs de production initiales et corrigées.....	123
Figure 5.23	Résultats dus à la correction de la courbe de puissance en fonction des centrales éoliennes.....	124
Figure 5.24	Erreur sur la courbe de puissance moyenne en fonction des centrales éoliennes.	125
Figure 5.25	Comparaison des corrélations sur l'application de la correction de la courbe de puissance.	126
Figure 5.26	Erreurs de la distribution de Weibull.....	128
Figure 5.27	Erreur de la distribution de Weibull – Comparaison des modèles.....	129
Figure 5.28	Erreurs de discrétisation.....	130
Figure 5.29	Erreur de discrétisation de la courbe de puissance	131

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

A	facteur d'échelle de la distribution de Weibull	[m/s]
$AE P_{estimé}$	production d'énergie annuelle estimée	[kWh]
b	largeur du sillage.....	[m]
C_d	coefficient de friction d'une surface	[-]
$C_{d\ ref}$	coefficient de friction de référence	[-]
C_R	coefficient de complexité de rugosité	[-]
D	diamètre du rotor de l'éolienne	[m]
$dm_{disponible}$	nombre de données mesurées disponibles dans une année.....	[-]
\hat{d}	déficit corrigé à l'aide du « meandering »	[-]
d_0	ligne centrale non corrigée du déficit de vitesse.....	[m]
$E_{estimée}$	énergie estimée.....	[kWh]
E_m	énergie mesurée	[kWh]
e_{acp}	erreur d'approximation de la courbe de puissance	[-]
e_{cp}	erreur due à la courbe de puissance	[-]
e_p	erreur de production.....	[-]
$e_{p\ corr}$	erreur de production corrigée.....	[-]
$e_{p\ calculée}$	erreur de production calculée à l'aide de l'équation de la corrélation	[-]
$e_{p\ observée}$	erreur de production observée.....	[-]
H	hauteur au moyeu de l'éolienne	[m]
h	hauteur d'un obstacle	[m]
k	facteur de forme de la distribution de Weibull	[-]

l	distance entre la mât de mesure et une éolienne.....[m]
n	exposant du profil de vitesse.....[-]
$P(u)$	fonction de la courbe de puissance de l'éolienne..... [kW]
P_f	puissance selon la courbe de puissance du fournisseur [kW]
P_{f_totale}	puissance totale selon la courbe de puissance du fournisseur [kW]
P_m	puissance mesurée [kW]
P_{m_totale}	puissance mesurée totale [kW]
$P_{pol}(u)$	fonction polynomiale de la courbe de puissance [kW]
$Pr(u)$	fonction de densité de probabilité de la vitesse de vent.....[-]
\bar{P}	puissance calculée par la modèle WAsP..... [kW]
p	probabilité[-]
R	rayon total d'un secteur.....[m]
RIX_{10}	indicateur de dénivelé[-]
RIX_{40}	indicateur de séparation de l'écoulement.....[-]
$U(z)$	vitesse de vent à la hauteur z..... [m/s]
u	vitesse de vent..... [m/s]
u_{ini}	vitesse de démarrage de l'éolienne [m/s]
u_{max}	vitesse de coupure de l'éolienne [m/s]
$u_{nacelle}$	vitesse de vent à la nacelle [m/s]
u_{nom}	vitesse nominale de l'éolienne [m/s]
u_w	vitesse de vent sans perturbation..... [m/s]

u_*	vitesse de friction	[m/s]
x	distance axiale de l'éolienne	[m]
z	hauteur de référence	[m]
z_0	hauteur de rugosité	[m]
$z_{0\ ref}$	hauteur de rugosité de référence	[m]
α	angle du secteur perturbé	[°]
Δh	différence de hauteur entre la mât de mesure et une éolienne	[m]
Δr	longueur d'une surface de rugosité	[m]
κ	constante de Von Karman	[-]
θ	angle entre l'éolienne perturbée et l'éolienne produisant le sillage	[°]
σ_θ	écart-type des fluctuations de la direction du vent	[-]
τ_w	cisaillement à la paroi	[MPa]

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

L'industrie canadienne de l'énergie éolienne a connu une croissance significative depuis la dernière décennie. En fait, le taux de croissance annuel a dépassé 40 % depuis l'année 2000. Au Canada, la capacité de production éolienne a franchi le seuil des 1000 MW en 2006 et celui des 4000 MW en 2010 (The Wind Power, 2005-2011). La Figure 1.1 présente l'évolution de la capacité de production éolienne au Canada.

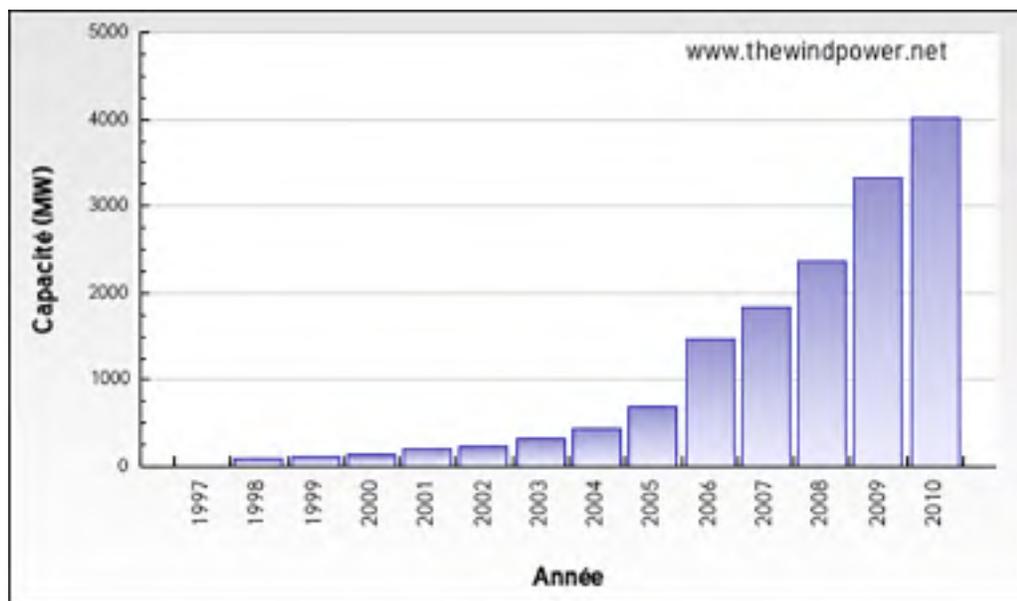


Figure 1.1 Capacité de production des centrales éoliennes canadiennes.
Tirée de « The Wind Power » (2005-2011)

Afin d'assister la croissance de l'énergie éolienne, le gouvernement canadien a mis en place des programmes de subventions. Parmi ces programmes, on y retrouve le programme WPPI (« Wind Power Production Incentive ») et le programme écoÉNERGIE. Ces programmes

pourraient résulter d'une capacité de production éolienne atteignant plus de 10 000MW en 2015 (Industry Canada, 2011).

Une étude effectuée par Ressources naturelles Canada (Royer, 2011) portant sur l'estimation de la production annuelle d'énergie des projets éoliens soutenus par le WPPI, a démontré qu'une marge significative séparait la production énergétique estimée de la production énergétique réelle. La Figure 1.2 affiche les facteurs de capacité réels et les facteurs de capacité prédits des 59 projets éoliens soutenus par le WPPI.

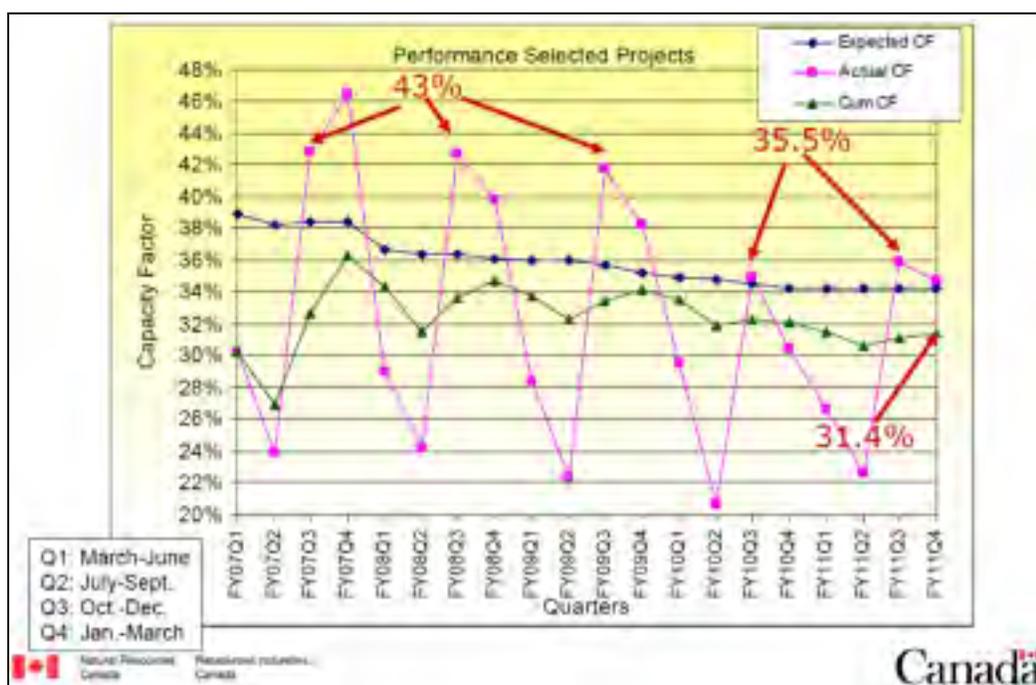


Figure 1.2 Facteur de capacité des centrales éoliennes soutenues par le WPPI.
Tirée Royer (2011)

Pour l'année 2011, un facteur de capacité de 34.2 % était attendu alors qu'il n'a été que de 29.9 %. Cette différence signifie une sous-production de l'ordre de 12.5 % et représente des pertes économiques importantes. Ces faits mènent aux objectifs de l'étude.

1.2 Objectifs de l'étude

Les méthodes d'estimation de la ressource éolienne n'ont jamais été évaluées de façon rigoureuse pour l'application en climat canadien. La croissance de l'industrie éolienne au Canada ainsi que les études effectuées sur le rendement des centrales éoliennes canadiennes démontrent la nécessité d'effectuer des recherches sur le sujet.

Les objectifs de cette étude se divisent en deux volets. Premièrement, cette étude tentera une meilleure compréhension des limites des modèles d'estimation de la ressource éolienne pour la génération d'électricité par les centrales éoliennes. En second lieu, elle proposera des recommandations de méthodologies efficaces d'estimation de la production éolienne basées sur l'effet de terrain, la position des éoliennes et les caractéristiques de vent.

1.3 Données disponibles

Les données disponibles pour cette étude proviennent de cinq centrales éoliennes canadiennes. Pour chacune de ces centrales, un mât de mesure est utilisé. La capacité de production de ces centrales totalise plus de 350 MW. Elles possèdent toutes une année de donnée à l'exception d'une centrale où deux années sont disponibles. Les détails sur les données sont expliqués au chapitre 3.

1.4 Structure du mémoire

Le chapitre 2 comprend la description des différents modèles d'estimation de la ressource éolienne ainsi que les modèles de sillage qu'ils comprennent. La sélection des modèles de l'étude y est également présentée.

Le chapitre 3 détaille les types de données disponibles pour mener à bien cette étude ainsi que le contrôle qualité qui est effectué sur ces données.

Le chapitre 4 présente les différentes étapes de la méthodologie de cette étude. Les différents volets d'analyse y sont expliqués ainsi que les étapes nécessaires à l'obtention des résultats. De plus, la création de classes de topographie et de sillage y est détaillée.

Les résultats et l'interprétation des résultats sont présentés au chapitre 5. On y retrouve les comparaisons des modèles ainsi que l'amélioration des résultats suite à une correction effectuée à l'aide des classes créées au chapitre 4.

Ce rapport se termine par une conclusion où les principaux résultats et les recommandations y sont présentés.

CHAPITRE 2

PRÉSENTATION DES MODÈLES

Ce chapitre présente les différents modèles disponibles pour le calcul de la production énergétique d'une centrale éolienne. Dans un premier temps, le modèle d'écoulement atmosphérique est résumé. Par la suite, les modèles mathématiques de sillage sont exposés. Ensuite, la description des modèles commerciaux est présentée. Ce chapitre se conclut par la sélection des modèles commerciaux pour la présente étude.

2.1 Modèles d'écoulement atmosphérique

Le modèle d'écoulement atmosphérique a été développé par Jackson et Hunt (1975). Ce modèle utilise les équations de quantité de mouvement et de continuité pour résoudre l'écoulement atmosphérique. Ces équations sont simplifiées en négligeant les termes non linéaires. Elles sont par la suite résolues à l'aide des transformées de Fourier. Le modèle divise l'atmosphère en deux régions : la région interne et la région externe (voir Figure 2.1).

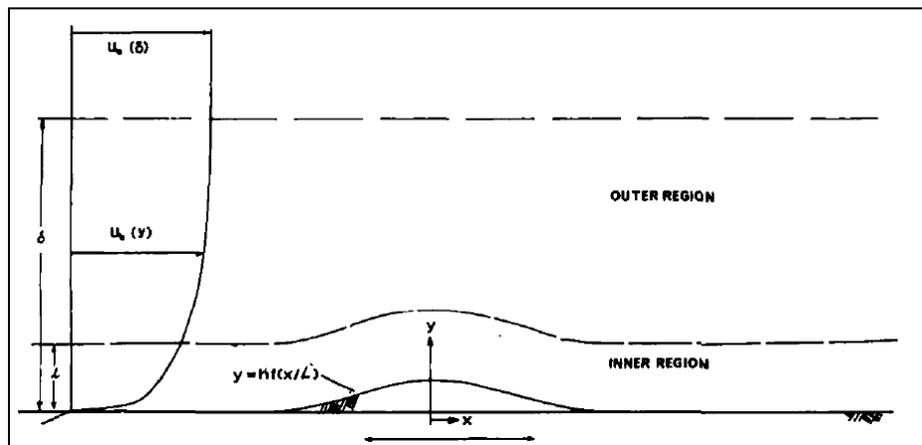


Figure 2.1 Régime d'un écoulement turbulent au-dessus d'une petite colline.
Tirée de Jackson et Hunt (1975)

Trois hypothèses principales sont émises. D'abord, la couche limite est développée sur un plan de rugosité constante. La deuxième hypothèse est de supposer un nombre de Rossby et un nombre de Reynold élevé de manière à pouvoir décrire le profil de la couche limite par une courbe logarithmique. La dernière hypothèse est que la hauteur de la colline est beaucoup plus petite que sa longueur. Cette hypothèse fait en sorte que les falaises et les escarpements ne sont pas tenus en compte.

Par la suite, Walmsley et *al.* (1982) apporte une modification qui consiste à mettre la pression dépendante de l'altitude dans la région interne. Une des principales améliorations dues à cette modification est la réduction du « bruit » dans les résultats d'analyse.

Enfin, Walmsley et *al.* (1986) modifie le modèle afin de prendre en compte la variation de rugosité, initialement supposée constante. Le modèle final incluant les modifications est nommé MS3DJH/3R.

2.2 Modèles mathématiques de sillage

Dans cette section, les modèles mathématiques pour la résolution du sillage sont présentés. Les modèles exposés sont les principaux modèles présents dans les modèles commerciaux (Section 2.3). Trois modèles de sillage sont abordés ainsi que la description des méthodes de combinaison des sillages.

2.2.1 Modèle de sillage axisymétrique

Le modèle axisymétrique a été développé par Ainslie (1988). Ce modèle utilise les équations de Navier-Stokes moyennées dans le temps, pour un cas axisymétrique avec un système de coordonnées cylindriques (Shames, 1992). L'hypothèse que le fluide est incompressible est également émise.

La viscosité tourbillonnaire (Tennekes et Lumley, 1972) est utilisée pour établir un lien entre l'écoulement moyen et les tourbillons de turbulence. Selon l'auteur, la viscosité tourbillonnaire est adéquatement décrite par une échelle de longueur et une échelle de vitesse (Ainslie, 1988).

Ainslie (1988) donne les conditions aux frontières à deux diamètres de rotor. Les conditions aux frontières pour cette section sont données par un profil de vitesse Gaussien ayant comme entrée le déficit de vitesse et la largeur du sillage. La Figure 2.2 montre le schéma de ce modèle de sillage.

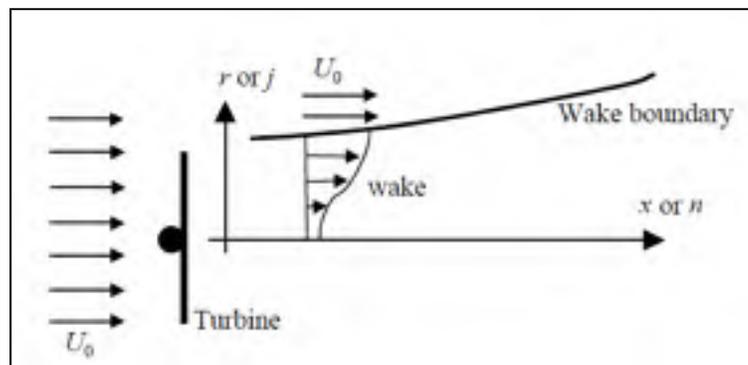


Figure 2.2 Schéma du modèle de sillage axisymétrique.
Tirée de Thøgersen et al. (2007)

2.2.1.1 Comportement oscillant du sillage (« meandering »)

Plusieurs modèles de sillage prédisent le champ de vitesse du sillage comme étant stationnaire dans le temps. En fait, ce n'est jamais vrai pour une éolienne opérant dans la couche limite. Cette approximation est raisonnable pour des conditions stables. Par contre, pour des conditions neutres et instables, le sillage va sinuer par rapport à un observateur situé au sol dû aux fluctuations de la direction du vent. Cette observation résultera d'un décalage de la ligne centrale du déficit de vent. Une expression mathématique a été développée

(Ainslie, 1988) afin de corriger l'effet du comportement oscillant du sillage. Cette expression est présentée ci-dessous :

$$\hat{d} = d_0[1 + 7.12(\sigma_\theta x/b)^2]^{-\frac{1}{2}} \quad (2.1)$$

où :

- \hat{d} : déficit corrigé à l'aide du « meandering »;
- d_0 : ligne centrale non corrigée du déficit de vitesse;
- σ_θ : écart-type des fluctuations de la direction du vent;
- b : largeur du sillage; et,
- x : distance axiale de l'éolienne.

2.2.2 Modèle de sillage Katić

Ce modèle de sillage a été développé par le laboratoire Risø au Danemark (Katić, Højstrup et Jensen, 1986). Dans ce modèle, le sillage derrière la turbine a un diamètre de départ supposé égal au diamètre de la turbine et se propage linéairement en fonction de la distance parcourue par le vent. La Figure 2.3 représente de manière schématique le modèle de Risø.

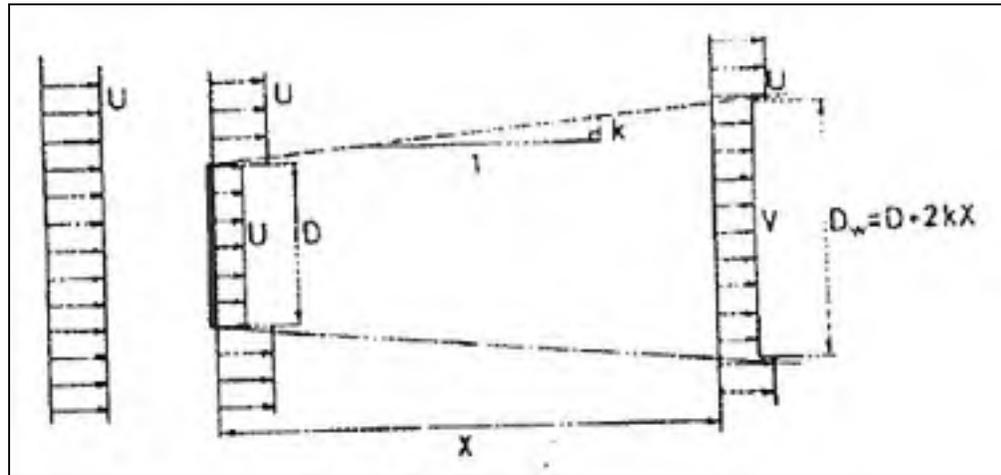


Figure 2.3 Schéma du modèle de sillage de Risø.
Tirée de Katić et al. (1986)

Le sillage multiple est résolu en supposant que le déficit d'énergie cinétique du sillage multiple est égal à la somme des déficits d'énergie cinétique de chaque sillage calculé. Selon les auteurs, le déficit total atteint rapidement un niveau d'équilibre après 3 à 4 sillages.

2.2.3 Modèle de sillage G.C. Larsen

Le modèle de sillage G.C. Larsen est un modèle semi analytique (Larsen, 1988), également développé par le laboratoire Risø. Il suppose d'abord que le sillage derrière une éolienne peut être adéquatement décrit par les équations de couche limite turbulente de Prandtl. Ces équations peuvent être considérées comme une version asymptotique des équations de Navier-Stokes pour un nombre de Reynold élevé.

Le modèle G.C. Larsen néglige le cisaillement du vent de manière à pouvoir exprimer les équations de couche limite sous forme de coordonnées cylindriques. Finalement, le fluide est supposé incompressible.

2.2.4 Méthodes de combinaison du sillage

Lorsqu'une éolienne est sujette au sillage de plusieurs éoliennes, différentes méthodes peuvent être utilisées afin de combiner les différents sillages. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de balance d'énergie, de la somme des carrés des déficits de vitesse, la somme géométrique et la superposition linéaire. Par contre, les deux dernières méthodes ne sont pas recommandées (Thøgersen et al., 2007). Les équations des méthodes de balance d'énergie et de la somme des carrés des déficits de vitesse sont respectivement présentées ci-dessous.

L'équation de la balance d'énergie est :

$$(u_w^2 - u_i^2) = \sum (u_j^2 - u_{ij}^2) \quad (2.2)$$

tandis que l'équation de la somme des carrés des déficits de vitesse est :

$$(1 - u_i/u_w)^2 = \sum \left(1 - u_{ij}/u_j\right)^2 \quad (2.3)$$

où :

- u_i : vitesse de vent à la i -ième éolienne;
- u_j : vitesse de vent à la j -ième éolienne;
- u_{ij} : vitesse de vent à la i -ième éolienne due au sillage de la j -ième éolienne; et,
- u_w : vitesse de vent sans perturbation.

2.3 Modèles commerciaux

Les modèles commerciaux présentés dans cette section sont des modèles qui utilisent un développement mathématique linéaire. Le lecteur doit tout de même être conscient que plusieurs autres types de modèles, tels que les modèles CFD (« Computational Fluid Dynamics »), sont également disponibles dans l'industrie éolienne. Les modèles présentés dans ce travail sont : MS-Micro, OpenWind, WAsP, WindPro, WindFarm et WindFarmer.

2.3.1 MS-Micro

MS-Micro est un logiciel d'estimation des variations de vitesse en terrain complexe. Ce modèle a été conçu par la compagnie canadienne Zephyr North (2010). Il est principalement utilisé pour :

- la sélection d'un site éolien;
- l'estimation de la ressource éolienne;
- l'estimation des charges sur les éoliennes;
- l'étude des climats locaux; et,
- l'évaluation de la représentativité des données de vent mesurées.

MS-Micro utilise le modèle MS3DJH/3R (Section 2.1) pour résoudre l'écoulement sur un site.

2.3.2 OpenWind

OpenWind est un logiciel développé par « AWS TruePower, LLC » pour le design, l'optimisation et l'estimation des projets de puissance de vent (AWS TruePower, 2010a). Ce logiciel est conçu sur une plateforme « open source ». Il contient plusieurs modules, dont :

- le module de capture énergétique;
- les modules de sillage;
- le module d'optimisation du positionnement des éoliennes;
- le module de bruit;
- le module d'analyse visuelle; et,
- le module d'incertitude.

Pour le bon fonctionnement des diverses analyses, OpenWind nécessite l'utilisation des cartes d'orographies et de rugosité ainsi que la distribution spatiale et temporelle de la ressource éolienne. Cette distribution est généralement fournie sous forme de grille de ressource éolienne (WRG).

Le module de sillage de OpenWind comprend trois modèles. Les deux premiers sont les modèles de sillage axisymétrique (Section 2.2.1) et celui décrit par Katić (Section 2.2.2). Le troisième modèle de sillage, développé par « Garrad Hassan and Partners, Ltd. », est une version modifiée du modèle de Katić (AWS TruePower, 2010b).

2.3.3 WAsP

Le modèle « Wind Atlas Analysis and Application Program » (WAsP) est un logiciel de prédiction des conditions de vent, de prédiction de la ressource éolienne et de production d'énergie éolienne (Risø, 2010).

WAsP utilise le modèle de Jackson et Hunt (1975) avec la modification de Walmsley et *al.* (1982) pour la résolution de l'écoulement. La différence principale de WAsP par rapport à MS-Micro est l'utilisation de modèles différents de rugosité et de stabilité de l'atmosphère. Ils sont décrits dans l'Atlas Européen (Troen et Petersen, 1989).

Ce modèle a été introduit dans l'industrie éolienne en 1987 par Risø. Au fil des années, WAsP est devenu un des standards de l'industrie en matière d'extrapolation de la ressource éolienne. Ce modèle est présentement utilisé dans plus de 110 pays à travers le monde. WAsP est constitué de cinq blocs principaux :

- l'analyse des données brutes;
- la génération d'atlas de vent;
- l'estimation des conditions du vent;
- l'estimation de la production éolienne; et,
- le calcul de la production d'une centrale éolienne.

Premièrement, l'analyse des données brutes permet d'obtenir un résumé statistique d'une série de données temporelles observées sur un site spécifique. Ce résumé consiste principalement de la rose des vents ainsi qu'une distribution de Weibull pour chacun des secteurs.

Par la suite, la génération d'atlas de vent convertit les conditions de vent d'un site spécifique en conditions de vent régional ou en atlas de vent. À l'aide des modèles de changement de rugosité, d'écoulement en terrain complexe et des obstacles, WAsP transforme les conditions de vent de manière à ce qu'elles soient indépendantes de la topographie du site.

Puis, en utilisant l'atlas de vent calculé par WAsP ou tout autre atlas de vent, l'estimation des conditions de vent d'un site spécifique peut être déterminée en effectuant le calcul inverse de celui pour la génération de l'atlas de vent.

L'estimation de la production éolienne est effectuée à l'aide des courbes de puissance des éoliennes et des conditions de vent aux positions des éoliennes. Finalement, les pertes dues au sillage sont calculées dans le bloc du calcul de la production d'une centrale éolienne.

WAsP utilise un seul modèle de sillage, le modèle de Katić (voir Section 2.2.2). Il utilise la méthode de la somme des carrés des déficits de vitesse (Section 2.2.4) pour effectuer la combinaison des sillages.

2.3.4 WindPro

WindPro est un logiciel de conception et de planification d'éolienne et de centrale éolienne. Conçu par la compagnie danoise « EMD », WindPro est utilisé depuis plus de 20 ans à travers le monde (EMD, 2010b). Ce logiciel comprend plus de quinze modules qui touchent la majorité des volets liés à la planification d'une centrale éolienne. La Figure 2.4 affiche le schéma des différents modules.



Les modules d'estimation de la ressource éolienne sont : le module « Basis », le module « Modèle » ainsi que le module « Park ». Le module « Basis » comprend l'interface de

WindPro. Les différents éléments nécessaires à l'insertion d'images et de cartes sont également inclus dans ce module. De plus, un catalogue de courbes de puissance pour plus de 800 éoliennes est disponible.

Ensuite, le module « Modèle » permet le lien entre le modèle WAsP ou un modèle CFD et le module « Park » de WindPro. Les analyses de la ressource éolienne sont effectuées à l'aide de WAsP (ou un modèle CFD) et transmises au module « Park » pour le calcul des pertes de sillage et le calcul de la production annuelle d'énergie de la centrale éolienne. Pour ce faire, il a également besoin de la courbe de puissance de l'éolienne.

Ce module contient un total de cinq modèles de sillage ainsi que plusieurs modèles de turbulence attachés aux modèles de sillage. Les modèles de sillage inclus dans WindPro sont :

- le modèle « N.O. Jensen (RISØ/EMD) »; Modèle de sillage de Katić (Section 2.2.2);
- le modèle « N.O. Jensen (EMD) :2005 »; Modèle de sillage de Katić (Section 2.2.2) avec ajout du calcul de la turbulence (Thøgersen et al., 2007);
- le modèle « Eddy Viscosity Model (J.F Ainslie) :1986 »; Modèle axisymétrique (Section 2.2.1);
- le modèle « EWTS II (G.C Larsen) :1999 »; Modèle G.C Larsen (Section 2.2.3); et,
- le modèle « EWTS II (G.C Larsen) :2008 »; Modèle G.C Larsen (Section 2.2.3) avec modification du calcul de la constante c_l (Larsen, Aagaard Madsen et Sørensen, 2003).

La méthode de combinaison des sillages employée par WindPro est la méthode de la somme des déficits de vitesse (Section 2.2.4) pour tous les modèles de sillage.

2.3.5 WindFarm

Similaire au modèle WindPro, WindFarm est un logiciel de conception et de planification de centrale éolienne. Il a été créé par ReSoft, une compagnie basée au Royaume-Uni (ReSoft, 2010). Ce modèle peut effectuer plusieurs tâches, dont :

- calculer le rendement énergétique d'une centrale éolienne, y compris les effets topographiques et les pertes dues au sillage des éoliennes;
- optimiser l'aménagement d'une centrale éolienne pour un rendement énergétique maximal et/ou des coûts minimums;
- effectuer les prédictions de bruit;
- analyser les données brutes des mâts météorologiques et des éoliennes;
- créer des cartes de zone d'influence visuelle;
- afficher le filage d'une centrale éolienne;
- calculer les lueurs d'ombre;
- effectuer des analyses d'interférence radar; et,
- visualiser des paysages 3D de centrales éoliennes.

L'analyse des données brutes et le calcul du rendement énergétique sont utilisés pour le calcul de la production annuelle d'énergie. D'abord, l'analyse des données brutes permet de convertir plusieurs types de données afin de les rendre compatibles avec WindFarm. Ces types de données sont : les cartes d'orographie, les cartes de rugosité, les courbes de puissance des éoliennes et les données temporelles de vents au mât.

Par la suite, le calcul du rendement énergétique peut être effectué. Cet élément comprend deux parties. Premièrement, une carte des vents est créée à l'aide du modèle MS-Micro incorporé à l'intérieur de WindFarm. Cette carte des vents peut également être importée de WAsP, WindSim ou Meteodyn. En second lieu, la production annuelle d'énergie de la

centrale éolienne, ainsi que les pertes dues au sillage, sont calculées à l'aide de l'un des deux modèles de sillage disponibles.

Ces modèles de sillage sont : le modèle axisymétrique (Section 2.2.1) et le modèle décrit par Katić (Section 2.2.2). WindFarm permet le choix de la méthode de combinaison du sillage, soit la somme des déficits de vitesse ou la balance d'énergie (Section 2.2.4). Il permet également d'effectuer les calculs avec ou sans le traitement du comportement oscillant du sillage (Section 2.2.1.1).

2.3.6 WindFarmer

WindFarmer a été développé par GL Garrad Hassan dans le but de faciliter le design des centrales éoliennes et est utilisé depuis plus de 25 ans (GL Garrad Hassan, 2011). Ce logiciel possède également plusieurs modules, dont :

- le module de base;
- le module de visualisation;
- le module du traitement des données;
- le module d'intensité de turbulence;
- le module financier;
- le module de prédiction de bruit;
- le module électrique; et,
- le module de l'influence visuelle.

WindFarmer a besoin des cartes de topographie, de la grille de la ressource éolienne provenant de WAsP et de la courbe de puissance des éoliennes pour effectuer le calcul de la production annuelle d'énergie. Il comprend le modèle de sillage axisymétrique (Section 2.2.1) ainsi que celui décrit par Katić (Section 2.2.2).

2.4 Sélection des modèles étudiés

La sélection des modèles commerciaux est effectuée afin d'obtenir le plus de diversité possible autant au niveau des modèles d'écoulement atmosphérique que des modèles de sillage. Le modèle WAsP est sélectionné pour son modèle d'écoulement atmosphérique et parce que certains modèles nécessitent des données WAsP afin de calculer la production annuelle d'énergie.

Le modèle WindFarm est sélectionné, d'abord, parce que MS-Micro est inclus dans ce modèle. Ainsi, les deux modèles d'écoulement atmosphérique peuvent être comparés. De plus, les modèles de sillage de WindFarm offrent la possibilité de sélectionner différentes options. L'impact de ces options peut donc être évalué.

Le modèle WindPro est sélectionné pour la diversité des modèles de sillage. À titre d'exemple, le modèle G.C. Larsen est seulement disponible dans ce modèle commercial.

Malgré le fait qu'il aurait été très intéressant de vérifier la validité d'un modèle « open source » tel que OpenWind, ce modèle n'est pas sélectionné. La principale raison est qu'au moment de la sélection des modèles pour cette étude (2009), OpenWind ne permettait pas d'utiliser les fichiers de rugosité WAsP portant l'extension « .map ». Puisque les cartes sont affichées sous cette forme, il serait difficile de comparer des modèles en imposant des données initiales différentes. Il a été conclu que OpenWind pourrait faire l'objet d'une étude en complément à celle-ci, lorsque les développeurs de ce modèle régleront le problème.

Enfin, WindFarmer n'a pas été sélectionné. D'abord, parce qu'il n'offre aucun modèle qui n'est pas déjà disponible dans les modèles sélectionnés plus haut, que ce soit au niveau de l'écoulement atmosphérique ou du sillage. De plus, une courte étude démontre que les

résultats de sillage entre WindPro et WindFarmer ont une différence très faible (Nielsen, 2003).

Donc, les modèles utilisés dans le cadre de cette étude sont : WAsP, WindFarm et WindPro. MS-Micro est également utilisé par l'intermédiaire de WindFarm.

CHAPITRE 3

DONNÉES DES CENTRALES ÉOLIENNES

Ce chapitre explique et détaille les données disponibles pour cette étude, de même que les manipulations qui ont été faites sur celles-ci. Premièrement, le type de données utilisées est présenté. Puis, le contrôle qualité est effectué sur les données, tandis que le triage de ces données filtrées est décrit. La dernière section de ce chapitre affiche les résultats du contrôle qualité effectué sur les différents mâts météorologiques. Afin de ne pas enfreindre les clauses de confidentialité, les résultats sur le contrôle qualité des éoliennes ne sont pas dévoilés dans ce mémoire.

3.1 Type de données

Les données utilisées dans cette étude proviennent de différentes centrales éoliennes canadiennes. Au total, les données opérationnelles de cinq centrales éoliennes possédant une capacité de production globale approximative de 350MW sont mises à notre disposition. La centrale I est située sur un site très simple. Les centrales II et III possèdent des terrains ayant des dénivelés non négligeables et une rugosité élevée. Elles sont situées sur des terrains complexes. Enfin, les sites des centrales IV et V possèdent de faibles dénivelés et une rugosité relativement élevée. Ces sites sont considérés simples. Les figures 3.1 à 3.5 présentent les pentes des sites des centrales éoliennes.

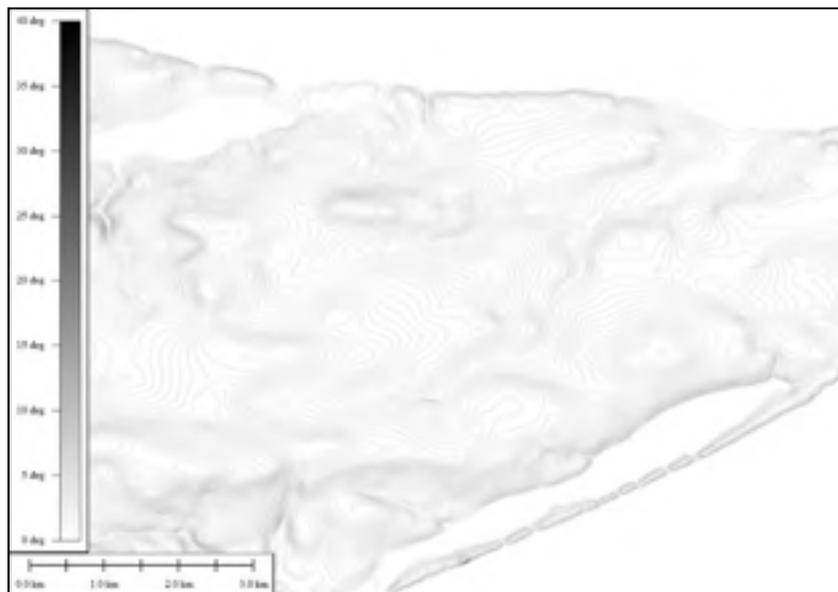


Figure 3.1 Pente de la centrale éolienne I.

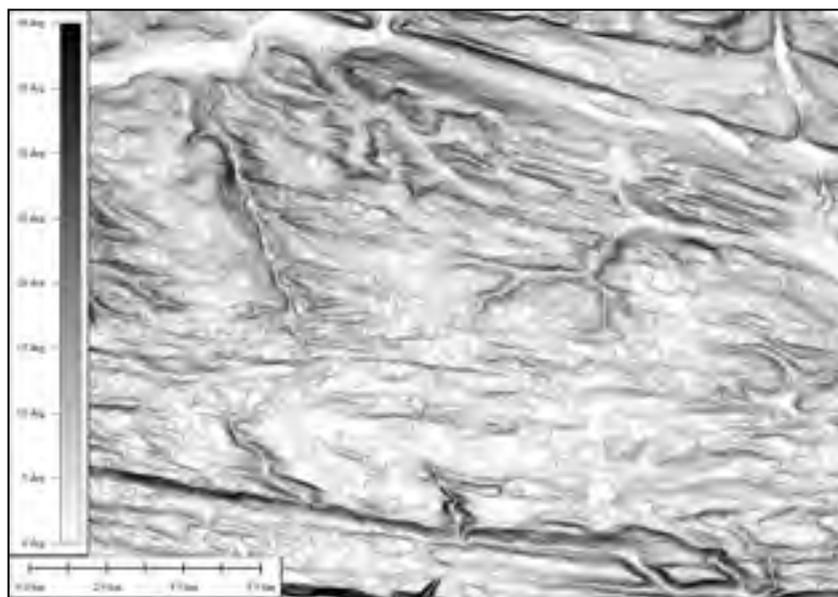


Figure 3.2 Pente de la centrale éolienne II.

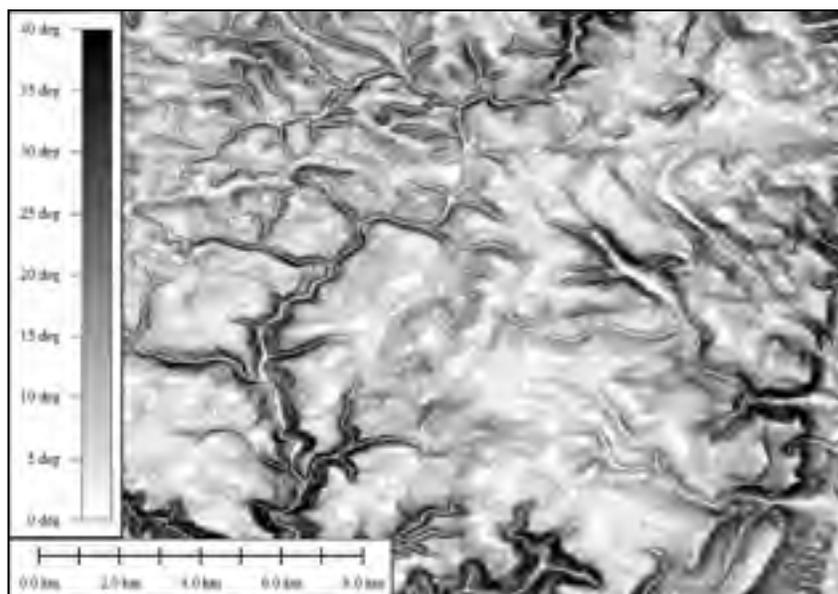


Figure 3.3 Pente de la centrale éolienne III.

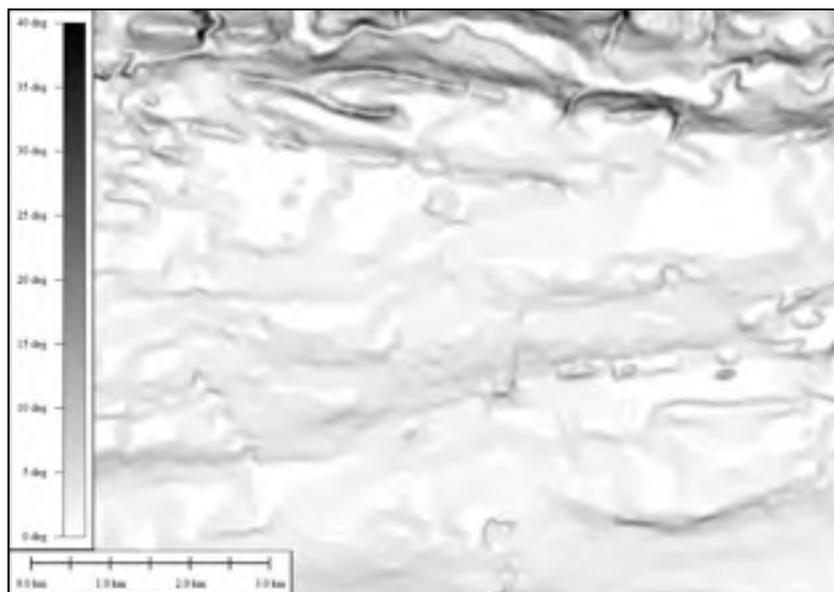


Figure 3.4 Pente de la centrale éolienne IV.

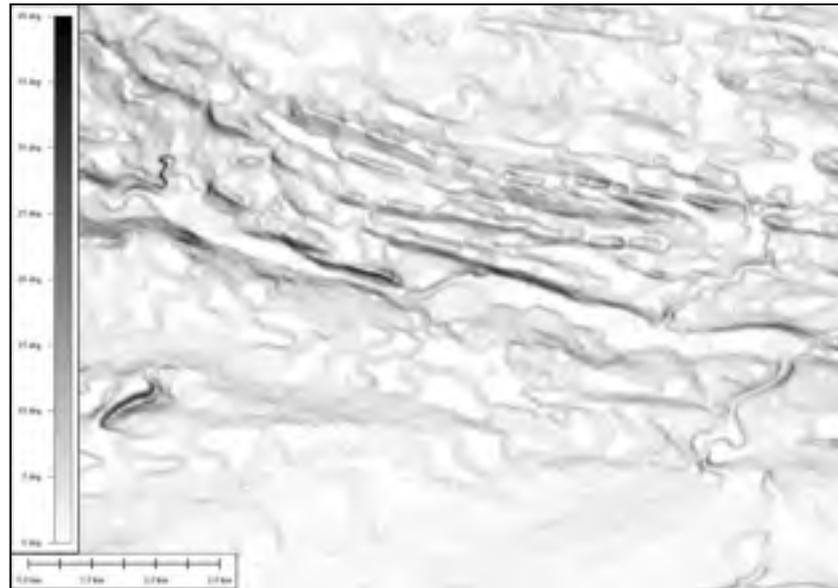


Figure 3.5 Pente de la centrale éolienne V.

Chaque centrale éolienne possède une banque de données moyennées aux dix minutes. Ces banques de données s'étendent sur une année de mesures, soit l'année 2009, à l'exception de la centrale éolienne I où deux années de mesures sont disponibles, soit 2008 et 2009. Dans cette étude, un mât météorologique est utilisé pour chaque centrale éolienne.

Les données disponibles pour les mâts météorologiques sont :

- les données statistiques de la vitesse de vent à 30, 50 et 80 m;
- les données statistiques de la direction du vent à 50 et 80 m;
- la température à 80 m; et,
- l'humidité relative à 80 m.

Les données disponibles pour les éoliennes sont :

- la puissance utile;
- la puissance réactive;
- la vitesse de vent à la nacelle; et,
- le taux de fonctionnement des instruments de mesure dans la plage de temps.

Les cartes de rugosité et de dénivelé ont été fournissent par les propriétaires des différentes centrales éoliennes. Ces cartes sont sous formes vectorielles avec une résolution de dix mètres.

3.2 Contrôle qualité des données

Le contrôle qualité est l'inspection des données mesurées et l'élimination des données erronées. Il permet d'éliminer les données qui ont été enregistrées lors d'un fonctionnement anormal d'un instrument de mesure ou d'une éolienne. Les données conservées sont ainsi plus représentatives des conditions d'opération et permettent de meilleures observations. L'usage du contrôle qualité permet également une interprétation plus complète des résultats provenant de la comparaison de la production énergétique estimée versus la production énergétique mesurée.

Dans le cadre de cette étude, le contrôle qualité est effectué sur les données des mâts météorologiques et sur les éoliennes.

3.2.1 Contrôle qualité des données des mâts météorologiques

Le contrôle qualité des données des mâts météorologiques comporte trois étapes. La première étape consiste à éliminer les données perturbées par le sillage des éoliennes et à rejeter les plages de temps ayant des données manquantes. La deuxième étape est l'identification des données suspectes. Une donnée suspecte nécessite une vérification manuelle; il peut s'avérer qu'une donnée suspecte n'est pas nécessairement erronée. Cette étape consiste à mettre des marqueurs sur les plages de temps qui ne satisfont pas un ou plusieurs critères. La dernière étape est l'examen visuel des données suspectes. Les données suspectes identifiées à l'étape précédente sont vérifiées et supprimées lorsqu'il est déterminé qu'elles sont erronées.

3.2.1.1 Élimination des données perturbées et manquantes

L'élimination des données perturbées consiste à déterminer les données qui sont affectées par le sillage des éoliennes avoisinantes et de les éliminer de la banque de données. Puisque le sillage se traduit, entre autres, par un déficit de vitesse, garder les données perturbées engendrerait une erreur au niveau de la distribution du vent. Les valeurs de vitesse de vent mesurées au mât seraient plus faibles que celles perçues par l'éolienne. Il en résulterait une sous-estimation de la production annuelle d'énergie. L'identification des secteurs perturbés se retrouve à l'annexe A de la norme IEC-61400-12-1 (IEC, 2005). Cette norme stipule qu'un obstacle est jugé considérable lorsqu'il influence l'écoulement du fluide à plus de 1 %. L'influence d'un obstacle sur le fluide se calcule de la manière suivante :

$$\Delta U_z / U_h = -9.75(1 - P_0) \frac{h}{x} \eta e^{-0.67\eta^{1.5}} \quad (3.1)$$

$$\eta = \frac{H}{h} \left(K \frac{x}{h} \right)^{\frac{-1}{n+2}} \quad (3.2)$$

$$K = \frac{2\kappa^2}{\ln \frac{h}{z_0}} \quad (3.3)$$

où :

- x : distance de l'obstacle par rapport au mât ou à l'éolienne [m];
- h : hauteur de l'obstacle [m];
- n : exposant du profil de vitesse ($n=0.14$);
- P_0 : porosité de l'obstacle (0 : solide, 1 : pas d'obstacle);
- H : hauteur du moyeu [m];
- z_0 : longueur de rugosité [m]; et,
- κ : constante de Von Karman 0.42.

Lorsque l'obstacle a une influence sur l'écoulement du fluide, il est possible de déterminer l'angle du secteur perturbé. Cet angle est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$\alpha = 1.3 \tan^{-1}(2.5D/l + 0.15) + 10 \quad (3.4)$$

où :

- α : angle du secteur perturbé [°];
- D : diamètre du rotor de la turbine [m]; et,
- l : distance entre la turbine et le mât [m].

Le secteur perturbé a comme point central l'obstacle influant, soit l'éolienne. L'influence de toutes les éoliennes est analysée afin d'éliminer les données perturbées par le sillage des éoliennes.

Le deuxième critère de cette étape consiste à éliminer les données manquantes. Les données essentielles dans le cadre de cette étude sont la vitesse du vent et l'orientation du vent. Ces données permettent de construire la rose des vents, la distribution de Weibull ainsi que les données d'entrée des modèles. Lorsqu'une de ces deux données est manquante dans une plage de temps, cette plage est éliminée de la banque de données.

3.2.1.2 Identification des données suspectes

L'identification des données suspectes comprend treize critères. Lorsqu'une plage de temps ne respecte pas un des critères, cette plage est marquée afin de pouvoir l'identifier lors de l'examen visuel.

Le premier critère est la formation de glace sur les appareils de mesure (Hélimax Energy, 2007). Ce critère stipule que si les conditions suivantes sont atteintes, il y a normalement formation de glace :

- humidité relative de 80 % et plus;
- température sous les 2 °C; et,
- vitesse de vent nulle ou écart-type de la direction de vent nulle.

Les douze autres critères sont tirés de AWS TruePower (1997) et ceux-ci sont détaillés dans le Tableau 3.1. L'écart-type de l'orientation minimum de la catégorie d'intervalle à 80 m, initialement à 3°, a été changé pour une valeur de 1°. Cette modification a été apportée puisque les observations ont permis de conclure que des écarts-types de direction entre 1° et 3° sont habituels sur les sites étudiés et représentent des conditions normales d'opération des instruments de mesure.

Tableau 3.1 Description des critères de AWS TruePower pour l'identification des données suspectes

Catégorie	Donnée évaluée	Critère
Critères d'intervalle à 80 m	Vitesse moyenne	0 m/s < valeur < 25 m/s
	Écart-type de la vitesse	0 m/s < valeur < 3 m/s
	Vitesse maximale	0 m/s < valeur < 30 m/s
	Écart-type de l'orientation	1° < valeur < 75 ¹
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	Vit. max ≤ 2.5* Vit. moy.
Critères relationnels entre 80 m et 50 m	Vitesse moyenne Δ^2	≤ 2 m/s
	Vitesse moyenne par jour Δ	≤ 5 m/s
	Direction moyenne du vent Δ	≤ 20°
Critères relationnels entre 80 m et 30 m	Vitesse moyenne Δ	≤ 4 m/s
	Vitesse moyenne par jour Δ	≤ 7.5 m/s
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	< 5 m/s
	Température	≤ 5°C

¹ L'écart-type minimum initial de AWS est de 3°.

² Δ : Différence.

3.2.1.3 Examen visuel des données suspectes

L'examen visuel des données suspectes consiste à examiner les marqueurs qui ont été prélevés afin de vérifier si ces données sont erronées ou non. La méthode appliquée consiste à faire afficher plusieurs graphiques pour chaque jour où il y a au moins un marqueur.

Les graphiques affichés sont :

- la vitesse moyenne à 80 m en fonction du temps;
- l'écart-type de la vitesse moyenne à 80 m en fonction du temps;
- la direction du vent à 80 m en fonction du temps;
- l'écart-type de la direction du vent à 80 m en fonction du temps;
- la vitesse moyenne à 50 m en fonction du temps;
- la vitesse moyenne à 30 m en fonction du temps;
- la température en fonction du temps; et,
- l'humidité relative en fonction du temps.

Les données suspectes sont identifiées à l'aide de points sur la courbe des graphiques. La couleur des points varie selon le type de critère qui n'a pas été respecté. L'identification des couleurs est la suivante :

	• cyan	formation de glace;
	• rouge	critère d'intervalle de la vitesse à 80 m;
	• vert	critère d'intervalle de la direction du vent à 80 m;
	• noir	critère relationnel de la vitesse du vent;
	• magenta	critère relationnel de la direction du vent; et,
	• bleu	critère de variation horaire de la température.

Par la suite, la décision de garder la totalité de la journée, d'éliminer une ou plusieurs plages dans la journée ou d'éliminer la journée entière est prise. Afin de bien comprendre l'étape de l'examen visuel, un exemple est présenté.

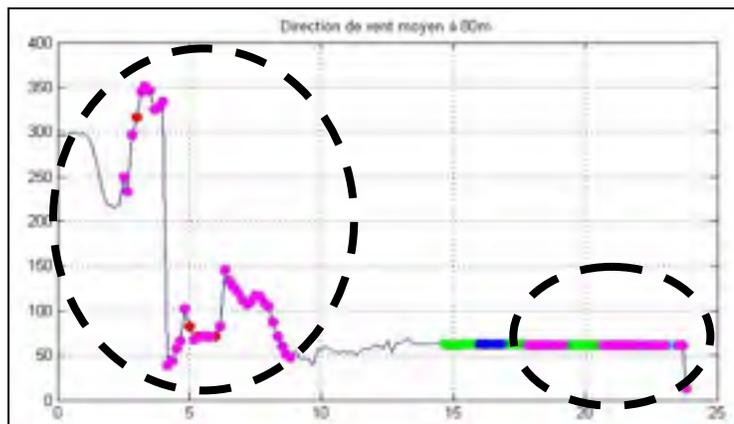


Figure 3.7 Exemple d'examen visuel : Direction du vent à 80 m.

Le premier groupe de points (de 2 h à 9 h) affiche un comportement normal. Par contre, le groupe de points (de 17 h à 24 h) démontre une très faible variation de la direction du vent. Le graphique de l'écart-type de la direction, Figure 3.8, montre deux zones où l'écart-type est zéro.

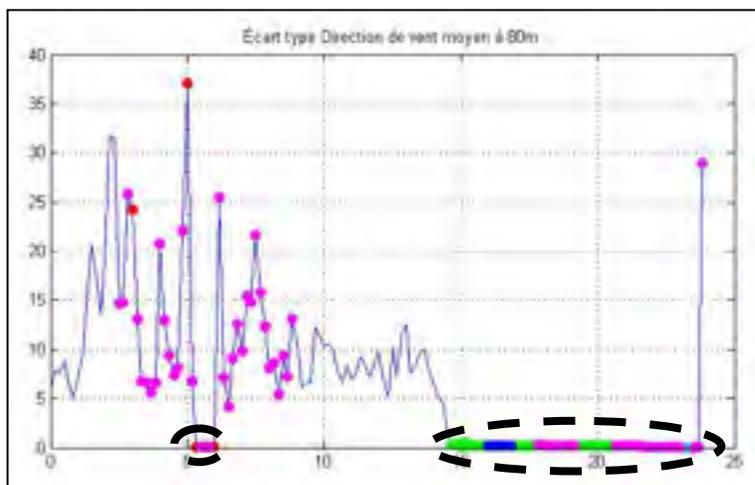


Figure 3.8 Exemple d'examen visuel : Écart-type de la direction du vent à 80 m.

Les points de la première zone (de 5 h à 6 h) ne sont pas éliminés malgré un écart-type de zéro. La raison est que dans cette plage de temps, la vitesse du vent est pratiquement nulle. Considérant ce fait, un écart-type de zéro est fort probable.

Les points de la deuxième zone demeurent critiques. Pour cette plage horaire (14 h -24 h), les mesures de la température (Figure 3.9) et de l'humidité relative (Figure 3.10) affichent une température sous les zéros Celsius avec 100% d'humidité relative.

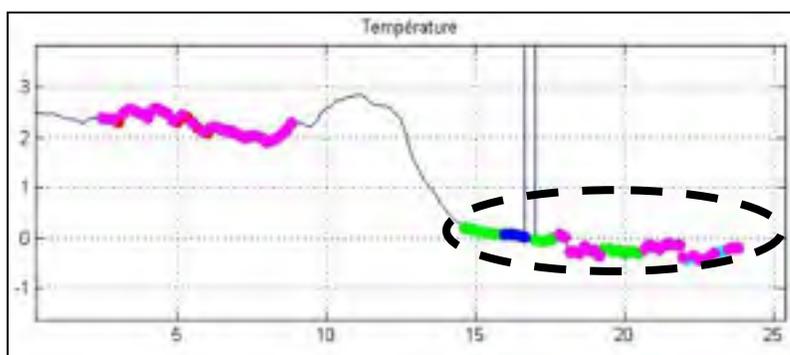


Figure 3.9 Exemple d'examen visuel : Température.

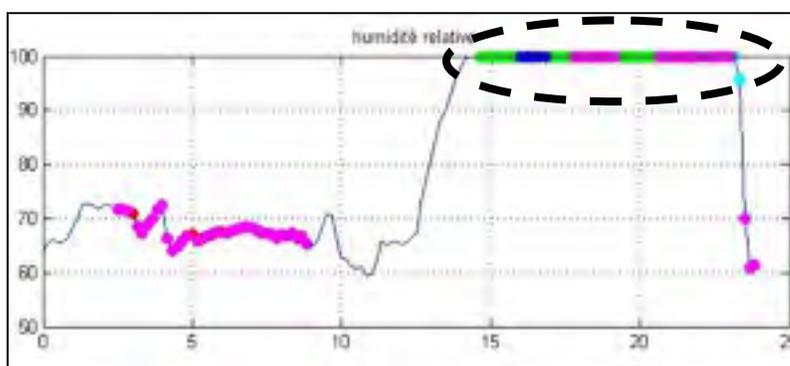


Figure 3.10 Exemple d'examen visuel : Humidité relative.

L'ensemble de ces critères porte à croire qu'il y a formation de glace dans la plage de 14h à 24h. La plage de temps éliminée dans cette journée est donc de 12h à 24h. Un léger facteur de sécurité de 2 heures a été appliqué afin de s'assurer de la qualité des données conservées.

3.2.2 Contrôle qualité des données des éoliennes

Le contrôle qualité effectué sur les données des éoliennes vise à éliminer les plages de temps où les éoliennes fonctionnent de manière irrégulière. Les données prises en compte sont la puissance active, la puissance réactive et le taux de fonctionnement des instruments de mesure dans la plage de temps. Ce contrôle qualité comprend cinq critères.

Le premier critère consiste à éliminer les plages de temps qui ont été éliminées lors du contrôle qualité des données du mâât. De cette manière, les puissances correspondant à des données de vent erronées sont supprimées. Par la suite, les plages de temps où les données de puissance sont manquantes sont éliminées.

Le troisième critère est l'élimination des plages de temps où les instruments de mesure ne sont pas en fonction pendant toute la plage. Cela évite, par exemple, d'avoir une valeur d'énergie qui ne correspond pas au fonctionnement de l'éolienne pendant dix minutes, mais sur une plage plus courte. Dans ce cas, la production d'énergie serait sous-estimée.

Le quatrième critère consiste à éliminer les valeurs négatives de puissance utile. Une puissance utile négative signifie, sauf dans le cas d'un problème au niveau des capteurs, que l'éolienne n'est pas en phase de production d'énergie. À titre d'exemple la Figure 3.11 affiche les plages de temps éliminées pour ce critère.

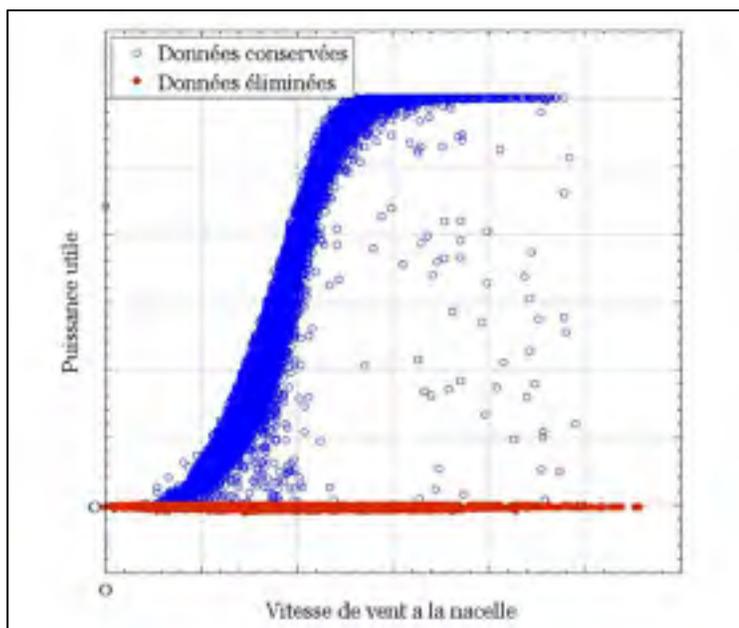


Figure 3.11 Exemple d'élimination des puissances utiles négatives.

Il a été observé que lorsque l'éolienne a une puissance réactive négative, il y a sous-production au niveau de la puissance utile. Les plages de temps où les puissances réactives sont négatives sont donc éliminées (Figure 3.12).

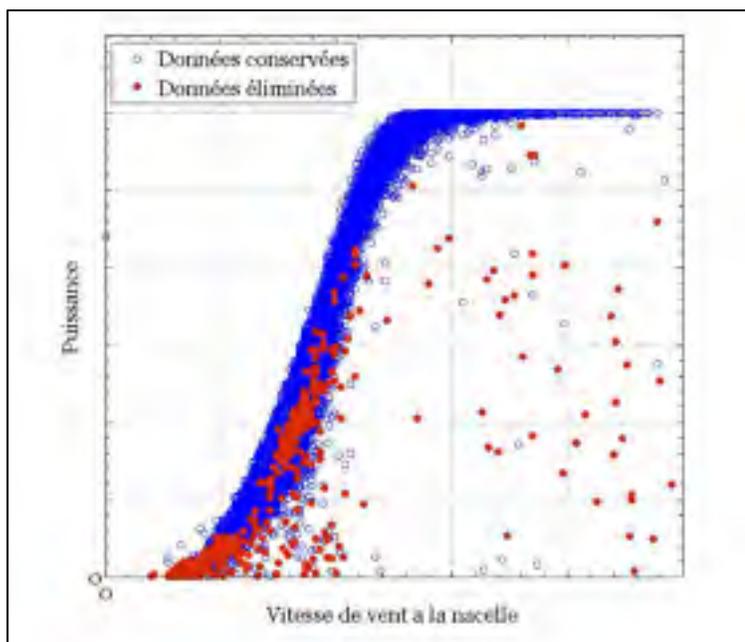


Figure 3.12 Exemple d'élimination des puissances réactives négatives.

Malgré le contrôle qualité, il reste des plages de temps qui représentent une production anormale d'énergie (Figure 3.13). Notamment au niveau de sous-productions par rapport à la courbe de puissance de l'éolienne.

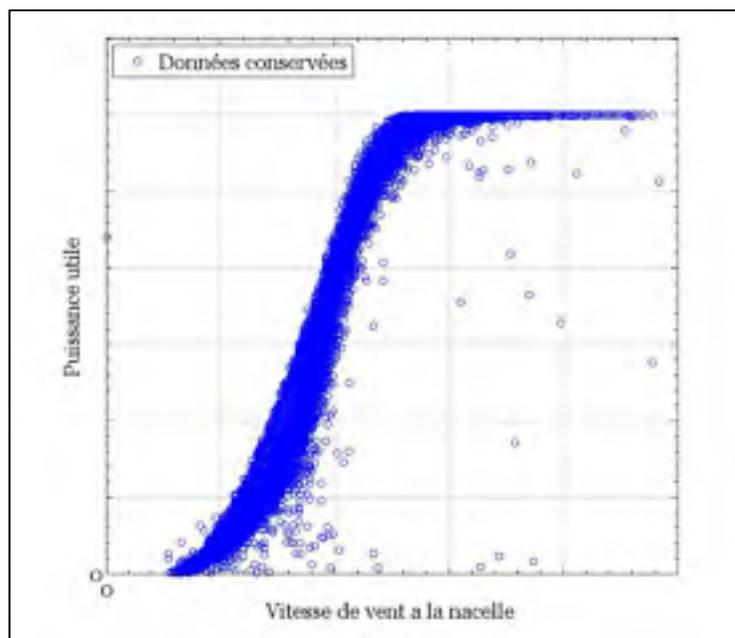


Figure 3.13 Exemple de données après le contrôle qualité des données d'une éolienne.

Ces sous-productions, pour la majorité des cas, peuvent être causées par un démarrage ou un arrêt qui se produit à l'intérieur de la plage de dix minutes. Afin de corriger la courbe de puissance lors des analyses, une solution est présentée à la Section 4.7.

3.3 Classification des mesures physiques

Une fois le contrôle qualité effectué sur les données du mât et celles des éoliennes, la classification des secteurs est réalisée. Elle consiste à répartir les secteurs de chacune des éoliennes en fonction du sillage auquel l'éolienne est soumise.

Pour qu'un secteur soit retenu comme ayant un effet de sillage, celui-ci doit être généré par le même nombre d'éoliennes dans tout le secteur. Le sillage peut également être nul. En d'autres mots, il ne doit pas y avoir de variation du nombre d'éoliennes produisant le sillage dans le secteur. Cette classification est faite afin de pouvoir quantifier le nombre d'éoliennes

produisant le sillage (Section 4.4). Il permet également de sélectionner les secteurs hors sillage lors de l'analyse de l'effet de terrain (Section 4.2).

3.4 Mesures physiques

Dans cette section, les différents éléments obtenus pour les mâts météorologiques analysés sont présentés. Ces éléments sont :

- l'illustration du secteur perturbé par le sillage des éoliennes;
- les tableaux récapitulatifs pour chacune des étapes du contrôle qualité;
- le tableau sommaire du contrôle qualité; et,
- la distribution de Weibull et la rose des vents.

Les résultats du contrôle qualité effectué sur les données des éoliennes ne sont pas illustrés dans ce mémoire afin de ne pas enfreindre les clauses de confidentialité des partenaires.

La section suivante affiche les résultats obtenus suite au contrôle qualité pour la centrale éolienne I-2008. Les résultats des autres centrales sont présentés en annexe (Annexe I à Annexe V).

3.4.1 Centrale éolienne I-2008

D'abord, le secteur perturbé par le sillage est présenté ci-dessous.

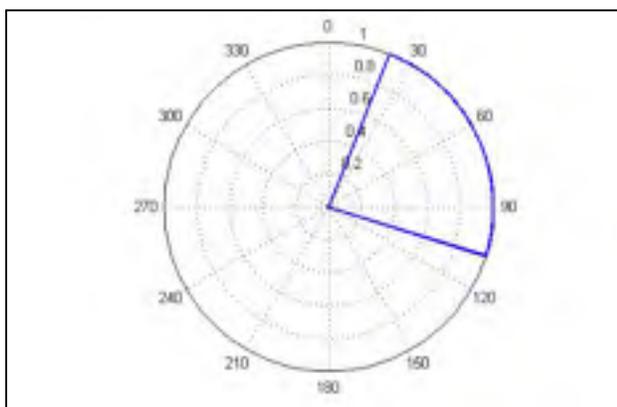


Figure 3.14 Secteur d'exclusion centrale éolienne I-2008.

Les résultats obtenus suite à la première étape du contrôle qualité sont présentés dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 Élimination des données perturbées et manquantes centrale éolienne I-2008.

	Nombre	Pourcentage [%]
Données initiales	52 704	
Données manquantes	1261	2,4
Données perturbées	6580	12,5
Données restantes	44 863	85,1

Les données restantes de l'élimination des données perturbées et manquantes sont contrôlées et les valeurs qui excèdent un ou plusieurs critères sont identifiées. Le Tableau 3.3 affiche les résultats de cette étape.

Tableau 3.3 Identification des données suspectes
centrale éolienne I-2008

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	231	0,5
Critère d'intervalle à 80 m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	1490	2,9
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	373	0,7
Critères relationnels entre 80 m et 50 m	Vitesse moyenne Δ	6967	13,6
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	11 356	22,2
Critères relationnels entre 80 m et 30 m	Vitesse moyenne Δ	2641	5,2
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	113	0,2
	Température	12	0,0
Données identifiées		23 183	45,3

Ensuite, les données suspectes sont éliminées si l'examen visuel dévoile des caractéristiques anormales sur les plages de temps identifiées. Le Tableau 3.4 détaille l'élimination des données suspectes.

Tableau 3.4 Données suspectes éliminées
centrale éolienne I-2008

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	113	0,22
Critère d'intervalle à 80 m	Vitesse moyenne	0	0,00
	Écart-type de la vitesse	0	0,00
	Vitesse maximale	0	0,00
	Écart-type de l'orientation	44	0,09
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	7	0,01
Critères relationnels entre 80 m et 50 m	Vitesse moyenne Δ	33	0,06
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,00
	Direction moyenne du vent Δ	36	0,07
Critères relationnels entre 80 m et 30 m	Vitesse moyenne Δ	6	0,01
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,00
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	0	0,00
	Température	18	0,04
Données identifiées éliminées		257	0,50

Le Tableau 3.5 est un sommaire des données retirées suite au contrôle qualité des données du mât météorologique, pour la centrale éolienne I-2008.

Tableau 3.5 Sommaire des données retirées
centrale éolienne I-2008

Mois	Données manquantes		Données perturbées		Données retirées		Total	
	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]
Janvier	551	43,7	337	5,1	45	18,8	596	40,0
Février	76	6,0	319	4,9	30	12,6	106	7,1
Mars	137	10,9	354	5,4	74	31,0	211	14,1
Avril	311	24,7	845	12,8	0	0,0	311	20,7
Mai	0	0,0	1231	18,7	0	0,0	0	0,0
Juin	0	0,0	475	7,2	0	0,0	0	0,0
Juillet	0	0,0	515	7,8	0	0,0	0	0,0
Août	0	0,0	1064	16,2	0	0,0	0	0,0
Septembre	2	0,2	419	6,4	0	0,0	2	0,1
Octobre	0	0,0	495	7,5	0	0,0	0	0,0
Novembre	0	0,0	308	4,7	74	31,0	74	5,0
Décembre	184	14,6	218	3,3	16	6,7	200	13,3
Données initiales			52 704					
Données restantes			44 479	84,4				

La distribution de Weibull ainsi que la rose des vents, après le contrôle qualité au mât de mesure, sont présentées aux Figure 3.15 et 3.16 respectivement.

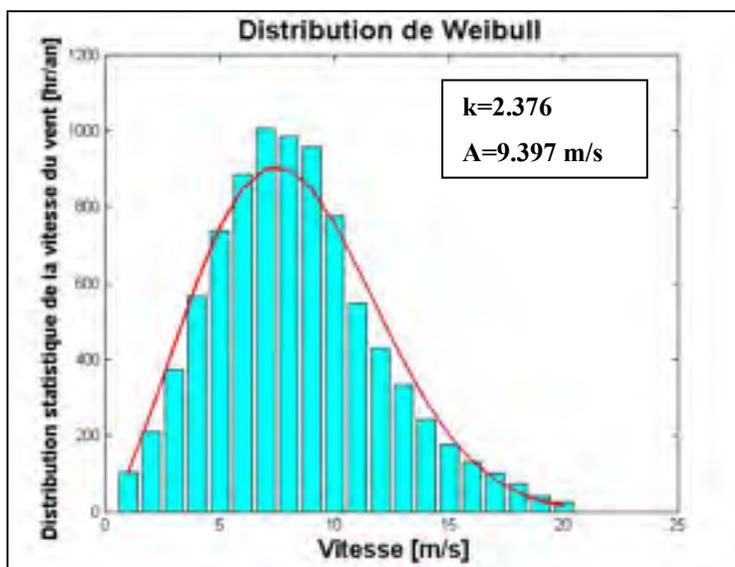


Figure 3.15 Distribution de Weibull centrale éolienne I-2008.

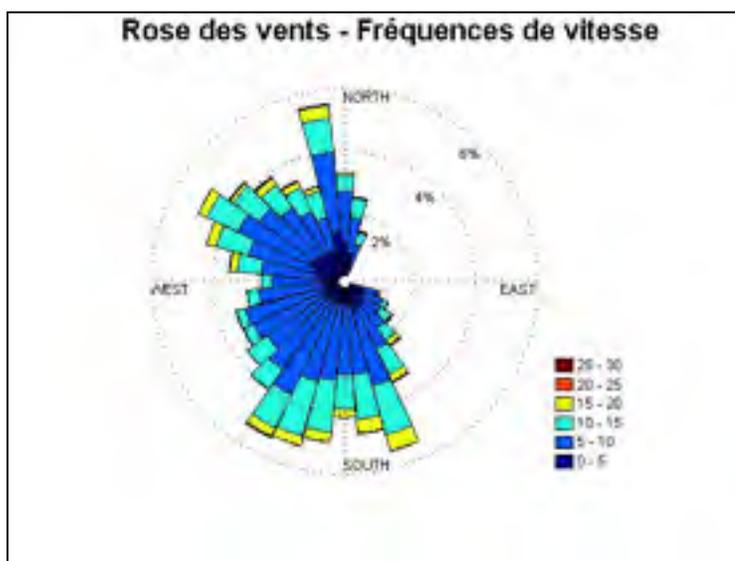


Figure 3.16 Rose des vents centrale éolienne I-2008.

CHAPITRE 4

MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre aborde les différentes étapes de la méthodologie employée pour l'obtention des résultats présentés au chapitre 5. La méthodologie comprend :

- le calcul des paramètres de comparaison;
- l'analyse de l'effet de terrain;
- l'analyse de l'effet du sillage;
- l'analyse de l'effet de la vitesse;
- les paramètres de corrélation;
- la correction de la courbe de puissance; et,
- les corrections des modèles.

4.1 Paramètre de comparaison

Les paramètres de comparaison servent à comparer les différents modèles entre eux et à obtenir une meilleure interprétation des résultats. Ces paramètres comprennent l'erreur de production et l'amélioration de l'erreur de production.

4.1.1 Calcul de l'erreur de production

Afin de vérifier la validité des différents modèles, l'erreur de production entre les valeurs mesurées et les valeurs obtenues par analyse est calculée. La valeur de production mesurée est une puissance mesurée (P_m) moyenne par plage de temps de dix minutes, en kilowatt (kW), tandis que les résultats d'analyses donnent une production annuelle d'énergie

($AEP_{estimé}$) exprimée en kilowattheures (kWh). Une transformation doit être effectuée afin de calculer l'erreur.

La puissance moyenne mesurée est supposée constante tout au long de la plage de temps. Cette hypothèse permet de transférer la puissance en énergie ayant une échelle de temps correspondante à celle de la plage de temps de la puissance moyenne. Il en résulte une valeur d'énergie, exprimée en kilowatt par 10 minutes. Cette valeur d'énergie est divisée par un facteur de six afin d'obtenir l'énergie mesurée, en kWh. Par la suite, la somme des valeurs d'énergie disponible dans l'année est effectuée afin d'obtenir l'énergie mesurée annuelle (E_m), soit :

$$E_m = \sum_{an} P_m / 6 \quad (4.1)$$

D'autre part, le résultat d'analyse est multiplié par le ratio correspondant au nombre de données de dix minutes disponibles dans l'année ($dm_{disponible}$),

$$dm_{disponible} = \frac{\text{nombre de données disponibles}}{365 \text{ jours} * 24 \text{ heures} * 6} \quad (4.2)$$

De cette manière, l' $AEP_{estimé}$ est converti en énergie estimée ($E_{estimé}$) ayant une plage de temps correspondant à celle de E_m :

$$E_{estimé} = AEP_{estimé} * dm_{disponible} \quad (4.3)$$

À l'aide des deux valeurs d'énergie, l'erreur de production est calculée, soit :

$$e_p = \frac{(E_{estimé} - E_m)}{E_m} \quad (4.4)$$

L'erreur de production (e_p), est le principal indicateur servant à la comparaison et à l'interprétation des résultats d'analyse de la ressource éolienne.

4.1.2 Calcul de l'amélioration

L'amélioration est définie comme étant le pourcentage de diminution de l'erreur absolue suite à une correction. L'amélioration se calcule comme suit :

$$Amélioration = \frac{(|e_p| - |e_{p\ corr}|)}{|e_p|} \quad (4.5)$$

où $e_{p\ corr}$ est l'erreur de production corrigée.

4.2 Analyse de l'effet de terrain

Cette analyse permet d'établir des relations entre les paramètres qui caractérisent les sites des centrales éoliennes et les erreurs de production. Les modèles étudiés dans cette section sont WAsP et MS-Micro.

4.2.1 Caractéristique des analyses de la ressource éolienne

L'analyse de l'effet de terrain nécessite l'étude des erreurs de production des secteurs où les éoliennes sont hors sillage. Dans ce type d'analyse, tous les secteurs hors sillage de l'ensemble des éoliennes sont étudiés.

Afin d'accroître le nombre de données par analyse, les éoliennes sont étudiées individuellement. De cette manière, la distribution de vent correspond exactement aux

secteurs hors sillages de l'éolienne analysée. Par la suite, l'erreur de production est calculée pour chaque éolienne. Au total, 197 calculs sont effectués par modèle. Cette valeur correspond au nombre d'éoliennes disponibles pour cette étude.

4.2.2 Caractéristique du terrain

Les caractéristiques du terrain sont divisées en trois grandes classes, soit les classes d'orographie, les classes de rugosité et les classes de positionnement de l'éolienne par rapport au mât. Ces classes sont déterminées par secteur de dix degrés ayant un rayon correspondant à 20 fois le diamètre du rotor de l'éolienne (IEC, 2008).

Les différentes valeurs obtenues par secteur sont ensuite moyennées afin d'obtenir des valeurs par éolienne. Une moyenne pondérée en fonction du nombre de données disponibles par secteur est utilisée.

Ces valeurs moyennées sont finalement transformées à l'aide d'opérations mathématiques. Ces paramètres, appelés « indicateurs de topographie » (voir Section 4.6.1.1), sont utilisés pour établir les relations à l'aide de corrélations linéaires multiples. Les détails des corrélations sont disponibles à la Section 4.6.

4.3 Analyse de l'effet de la vitesse de vent

Pour l'analyse de l'effet de la vitesse, les secteurs hors sillages sont utilisés. Chaque secteur de dix degrés est analysé indépendamment, pour un total de 1550 analyses par modèle. Cette valeur correspond au nombre de secteurs de dix degrés hors sillages disponibles parmi les éoliennes utilisées dans cette étude.

L'objectif de cette analyse est de vérifier s'il existe une relation entre la vitesse moyenne de vent à la nacelle et l'erreur de production.

4.4 Analyse de l'effet du sillage

L'analyse de l'effet du sillage permet d'établir des relations entre le positionnement des éoliennes qui génèrent le sillage et l'éolienne dans le sillage et l'erreur de production. Ces paramètres sont, par la suite, transformés en indicateurs de sillage (voir Section 4.6.1.2). Les modèles utilisés sont WAsP, WindFarm et WindPro.

L'analyse de l'effet du sillage se sépare en deux parties. Premièrement, l'effet du sillage est évalué sur un site idéalisé. C'est-à-dire qu'un site fictif, sans dénivelé et avec une rugosité constante, est créé afin de visualiser le comportement des différents modèles de sillage. En second lieu, l'effet du sillage est étudié sur un site réel. Afin d'éliminer les effets de terrain, la centrale éolienne la moins complexe, soit la centrale éolienne I, est utilisée.

4.4.1 Analyse sur un site idéalisé

L'analyse sur un site idéalisé permet d'observer le comportement des modèles de sillage dans diverses situations. Trois paramètres de sillage sont expertisés : la distance entre l'éolienne qui produit le sillage et l'éolienne dans le sillage, l'angle entre ces éoliennes, et le nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage.

Dans ces analyses, le mât météorologique est positionné à deux kilomètres en amont de la première éolienne. Puisque les analyses sur les sites réels sont effectuées par secteurs de dix degrés, la distribution de vent utilisée sur le terrain idéalisé est également répartie sur un secteur de dix degrés. La distribution de Weibull (Section 4.8.1.1) utilisée est une distribution de Rayleigh (facteur de forme $k=2$) ayant un facteur d'échelle (A) de 8 (voir Figure 4.1).

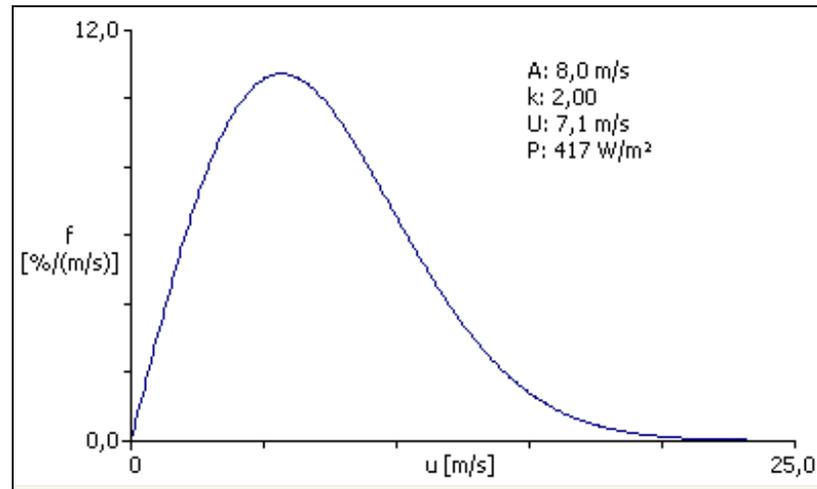


Figure 4.1 Distribution de Weibull – Analyse du sillage en terrain idéalisé.

Les résultats étudiés sont la production annuelle d'énergie ainsi que les pertes dues au sillage. La courbe de puissance utilisée pour obtenir ces résultats est celle des éoliennes de la centrale éolienne I.

4.4.1.1 Distance de l'éolienne qui génère le sillage

Dans ce type d'analyse, la production annuelle d'énergie et les pertes de sillage sont évaluées sur 21 distances. La valeur de la distance est fonction du diamètre du rotor de l'éolienne (D). Les premières distances sont de $1D$ à $10D$, par incrément de $1D$. Par la suite, les distances de $15D$ à $40D$ sont évaluées par incrément de $5D$. Finalement, les distances de $50D$ à $90D$ sont compilées par incrément de $10D$. La Figure 4.2 présente le schéma de ce type d'analyses.

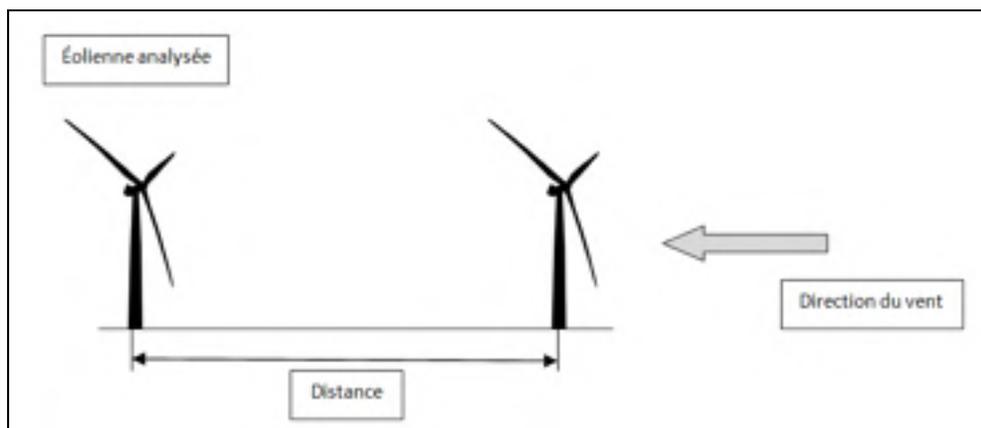


Figure 4.2 Schéma de l'analyse de la distance de l'éolienne qui génère le sillage.

4.4.1.2 Angle de l'éolienne qui génère le sillage

Ce type d'étude détermine l'effet de l'angle sur le sillage. Des angles compris entre zéro et trente degrés, par incrément de dix degrés, sont évalués à des distances de $4D$, $10D$ et $20D$. Un total de douze analyses sont effectuées. La Figure 4.3 affiche le schéma de l'analyse de l'angle de l'éolienne produisant le sillage.

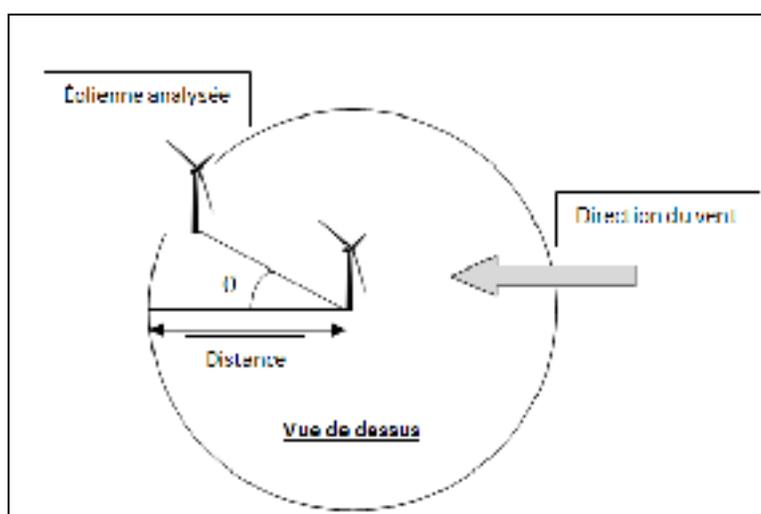


Figure 4.3 Schéma de l'analyse de l'angle de l'éolienne qui génère le sillage.

4.4.1.3 Nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage

L'étude du nombre d'éoliennes produisant le sillage consiste à mettre plusieurs éoliennes du même type en ligne et à distance égale afin d'évaluer l'effet du nombre d'éoliennes sur les pertes dues au sillage. Dans ce type d'analyse, 28 cas sont évalués. Le nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage varie d'une à sept, avec une distance de $4D$, $6D$, $8D$ et $10D$ entre celles-ci. La Figure 4.4 représente le schéma de cette étude.

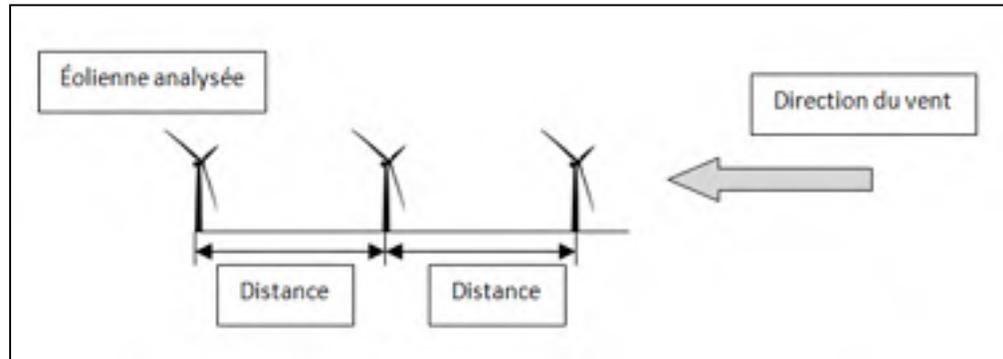


Figure 4.4 Schéma de l'analyse du nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage.

4.4.2 Analyse sur site réel

L'analyse sur terrain réel est effectuée à l'aide de la centrale éolienne I. Cette centrale éolienne est constituée d'un mât et de dix éoliennes, pratiquement alignées une derrière l'autre, avec un certain angle. La Figure 4.5 représente le positionnement des turbines éoliennes de la centrale I. La disposition du site est favorable pour l'évaluation de l'effet du nombre d'éoliennes produisant le sillage et l'angle entre les éoliennes. Puisque toutes les éoliennes sont distancées de $4D$ à $5D$, l'effet de la distance est évalué sur un intervalle limité. La simplicité du site ne permet donc pas d'évaluer l'effet de la distance de l'éolienne qui génère le sillage sur une grande plage de valeurs.

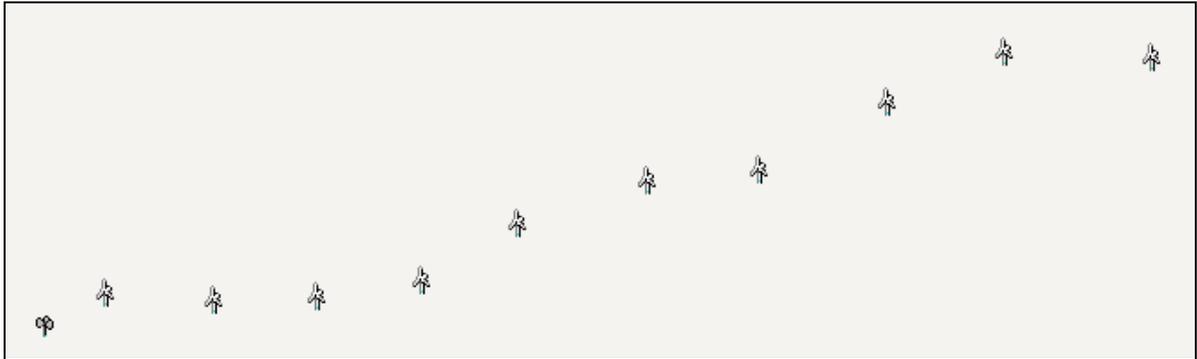


Figure 4.5 Positionnement des turbines éoliennes et du mât de la centrale éolienne I.

Les analyses sont effectuées pour chaque secteur de dix degrés qui est dans le sillage d'une ou plusieurs éoliennes. Au total, 92 secteurs sont évalués par modèle de sillage.

4.5 Classification de la topographie

Cette section comprend les différents paramètres de topographie utilisés pour l'analyse de l'effet de terrain. Ces paramètres se divisent en trois parties :

- le positionnement de la turbine par rapport au mât;
- la classification de l'orographie; et,
- la classification de la rugosité.

4.5.1 Positionnement de l'éolienne par rapport au mât

Le positionnement de la turbine éolienne par rapport au mât est caractérisé par la distance horizontale entre eux et la différence de hauteur entre le moyeu de l'éolienne et l'instrument de mesure du mât.

4.5.2 Classification de l'orographie

La classification de l'orographie se caractérise par deux paramètres. Ces paramètres sont des indices de robustesse (RIX) (Mortensen, Bowen et Antoniou, 2006). L'indice de robustesse est un ratio d'une surface donnée, qui a une pente supérieure à une pente limite prédéterminée.

Le premier paramètre est l'indicateur de dénivelé. Cet indicateur est caractérisé par le RIX_{10} , où la pente limite est fixée à 10%. Ce paramètre est tiré du projet de norme IEC (IEC, 2008). Le Tableau 4.1 affiche les différentes classes de l'indicateur de dénivelé.

Tableau 4.1 Classes de l'indicateur de dénivelé
Tiré de IEC (2008)

RIX_{10} [%]	Classe de terrain
$0 \leq RIX_{10} < 8$	1
$8 \leq RIX_{10} < 16$	2
$16 \leq RIX_{10} < 24$	3
$24 \leq RIX_{10}$	4

Le second paramètre est l'indicateur de séparation de l'écoulement. Cet indicateur est déjà utilisé par les modèles WAsP et WindPro afin d'appliquer une correction sur la production d'énergie annuelle estimée. La pente critique minimum avant d'avoir une séparation de l'écoulement a fait l'objet de plusieurs études. Les résultats de ces études sont présentés dans le Tableau 4.2.

Tableau 4.2 Pente critique de séparation de diverses études
Tiré de Grant et Mason (1990)

Étude n°	Source	Pente critique
1	Newley (1985)	43%
2	Newley (1985)	40%
3	Taylor et <i>al.</i> (1976)	31%
4	Mason et King (1984)	47%

Selon Grant et Mason (1990), la pente critique varie entre 31 % et 47 %. Une étude a été effectuée sur l'effet de la valeur de la pente critique sur la corrélation avec l'erreur de production (Mortensen, Bowen et Antoniou, 2006). Dans cette étude, des valeurs de pente de 30 %, 35 %, 40 % et 45 % sont utilisées. Les différentes pentes apportent une légère variation à la corrélation, de quelques pour cent. Malgré le fait que les quatre pentes critiques ont relativement le même résultat, Mortensen (2006) stipule qu'une corrélation maximum est obtenue pour les pentes de 40 % et 45 %.

Tenant compte des différentes études effectuées sur la pente critique minimum pour obtenir la séparation de l'écoulement, une valeur de 40 % (RIX_{40}) est sélectionnée.

4.5.3 Classification de la rugosité

Dans cette section, les classes de rugosité sont détaillées. Premièrement, la problématique reliée à la nécessité de la création de classes de rugosité est présentée. Par la suite, les deux classes de rugosité sont décrites.

4.5.3.1 Problématique

La rugosité du terrain se manifeste sous la forme de la friction du vent sur la surface du terrain. Cette friction est caractérisée par un freinage de la vitesse de vents. À titre d'exemple, une forêt ou un paysage urbain freinent beaucoup plus l'écoulement de l'air qu'un paysage de plaine.

Dans l'industrie éolienne, la rugosité est définie à l'aide de la hauteur de rugosité (z_0). La hauteur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol où la vitesse du vent est nulle. La hauteur de rugosité est également définie en classes de rugosité selon l'Atlas européen (Troen et Petersen, 1989). Le Tableau 4.3 affiche la description des hauteurs de rugosité et des classes de rugosité.

Tableau 4.3 Classes et hauteurs de rugosité
Tiré de « Danish Wind Industry Association » (2010)

Classe de rugosité	Longueur de rugosité [m]	Indice d'énergie [%]	Type de paysage
0	0,0002	100	Surface d'eau
0,5	0,0024	73	Terrain complètement dégagé avec une surface lisse, p.ex. une piste d'atterrissage en béton ou de l'herbe fraîchement coupée.
1	0,03	52	Terrain agricole dégagé, sans clôtures ou haies vives, et avec très peu de constructions. Seulement des collines doucement arrondies.
1,5	0,055	45	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 1,250 m les unes des autres.
2	0,1	39	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 500 m les unes des autres.
2,5	0,2	31	Terrain agricole avec beaucoup de constructions, arbrisseaux et plantes, ou des haies vives de 8 m de haut situées à environ 250 m les unes des autres.
3	0,4	24	Villages, petites villes, terrain agricole avec de nombreuses ou de hautes haies vives, des forêts et un terrain très accidenté.
3,5	0,8	18	Grandes villes avec de hauts immeubles.
4	1,6	13	Très grandes villes avec de hauts immeubles et des grattes-ciel.

Le terrain avoisinant une éolienne peut contenir différents types de rugosité. Dans ce cas, il devient impossible de bien quantifier la complexité de la rugosité du site seulement à l'aide de la classe de rugosité définie par l'Atlas européen.

Dans cette optique, une nouvelle méthode de classification de la rugosité est développée afin de prendre en compte les différentes hauteurs de rugosité et les sauts de rugosité. De cette manière, l'influence de la rugosité sur l'erreur de production peut être mise en relation et étudiée.

4.5.3.2 Longueur de rugosité de référence

La longueur de rugosité de référence est la longueur de rugosité moyenne du site. Cette longueur de rugosité de référence sera plutôt exprimée sous la forme du coefficient de friction de référence du site. À partir de l'équation de la distribution de vitesse dans la couche limite de surface pour une atmosphère neutre, il est possible d'établir une relation entre la longueur de rugosité et le coefficient de friction de surface, soit :

$$U(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \frac{z}{z_0} \right] \quad (4.6)$$

où :

- $U(z)$: vitesse du vent à la hauteur z ;
- κ : constante de Von Karman (fixée à 0.42);
- z : hauteur de référence;
- z_0 : hauteur de rugosité; et.
- u_* : vitesse de friction.

L'équation (4.6) peut s'écrire :

$$u_* = U(z) * \frac{\kappa}{\ln(z/z_0)} \quad (4.7)$$

L'équation du cisaillement à la paroi est :

$$\tau_w = \rho u_*^2 \cong \frac{1}{2} \rho U(z)^2 C_d \quad (4.8)$$

De l'équation (4.7) et (4.8), le coefficient de friction de surface est :

$$C_d = 2 \left(\frac{\kappa}{\ln(z/z_0)} \right)^2 \quad (4.9)$$

La hauteur du moyeu des éoliennes étudiées est de 80 mètres. Cette hauteur se trouve au-dessus du « blending height » (Mason, 1988). Donc, l'influence des variations de la rugosité sur une surface inhomogène devient négligeable. Autrement dit, les perturbations locales dues à la turbulence deviennent négligeables. De ce fait, la variation du coefficient de friction est également négligeable. Tenant compte de ces affirmations, la hauteur de référence (z) est fixée à 80 mètres.

Puisque la friction agit sur une surface, la moyenne des coefficients de friction est pondérée en fonction de la surface. De plus, les rugosités des secteurs adjacents peuvent influencer le fluide qui est à l'intérieur du secteur considéré. Donc, les surfaces prises en compte sont délimitées par un corridor rectangulaire aux alentours du secteur considéré. Les surfaces ayant les mêmes largeurs, la pondération est fonction de la longueur de la surface (Δr).

L'équation du coefficient de friction de référence est :

$$C_{d \text{ ref}} = \frac{\sum_{n=1}^N C_{d_n} * \Delta r_n}{R} \quad (4.10)$$

où :

- Δr_n : longueur de la surface n;
- C_{d_n} : coefficient de friction de la surface n;
- R : rayon total du secteur; et,
- $C_{d_{ref}}$: coefficient de friction de référence.

La hauteur de rugosité de référence est ensuite isolée à partir de l'équation (4.9), soit :

$$z_{0_{ref}} = \exp\left(\frac{-\kappa}{\sqrt{C_{d_{ref}}/2}}\right) * z \quad (4.11)$$

Par la suite, la hauteur de rugosité de référence est convertie en classe de rugosité. Cette classe de rugosité est celle utilisée par l'Atlas européen. Elle se calcule comme suit :

Si $z_{0_{ref}} \leq 0.03$:

$$Classe = 1.699823015 + \ln(z_{0_{ref}}) / \ln(150) \quad (4.12)$$

Si $z_{0_{ref}} > 0.03$:

$$Classe = 3.912489289 + \ln(z_{0_{ref}}) / \ln(3.333333333) \quad (4.13)$$

La valeur de la classe est arrondie à l'entier le plus près. Cette classe comprend donc cinq valeurs possibles, de 0 à 4.

La hauteur de rugosité de référence permet de classer la rugosité moyenne d'un terrain, mais ne tient pas compte des sauts de rugosité. La Figure 4.6 présente un exemple de sauts de

rugosité faibles et élevés. Cinq longueurs de rugosité sont répertoriées sur un site et la surface occupée par chaque hauteur de rugosité est également répartie.

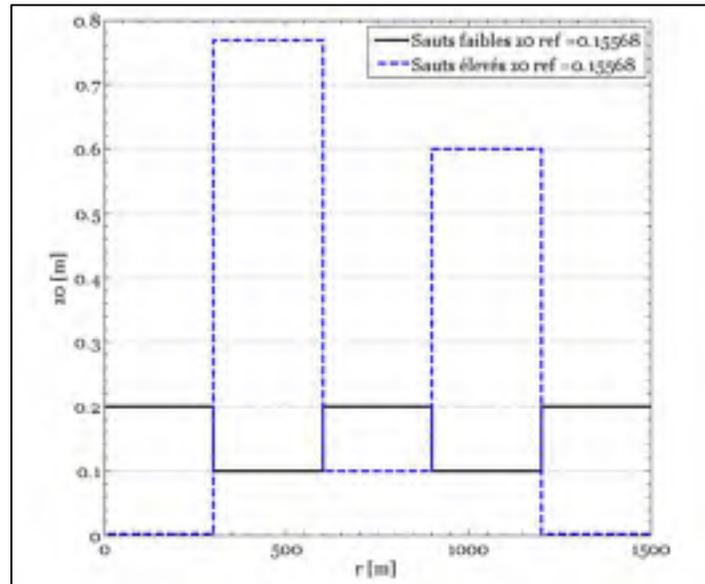


Figure 4.6 Exemple de sauts de rugosité.

La différence de $z_{0\ ref}$ est nulle alors que les sauts élevés représentent une rugosité beaucoup plus complexe. Une classification des sauts de rugosité est ainsi nécessaire.

4.5.3.3 Saut de rugosité

Les sauts de rugosité sont quantifiés en effectuant la somme des différences de coefficient de friction sur le site :

$$C_R = \sum \Delta C_d \quad (4.14)$$

où :

C_R : coefficient de complexité de rugosité.

$$\Delta C_{dn} = |C_{dn_1} - C_{dn_2}| \quad (4.15)$$

Cette classification comprend quatre classes. La définition de ces classes comprend quatre étapes. D'abord, le coefficient de complexité de rugosité est calculé pour chaque secteur de dix degrés disponible pour l'ensemble des éoliennes étudiées. Par la suite, l'hypothèse que ces centrales éoliennes représentent l'ensemble des terrains canadiens est émise. Puis, l'ensemble des coefficients de complexité de rugosité sont compilés et analysés statistiquement. Finalement, les classes sont sélectionnées en fonction des quartiles.

Les Tableau 4.4 et 4.5 affichent les données statistiques des coefficients de complexité de rugosité compilés ainsi que la détermination des classes, respectivement.

Tableau 4.4 Données statistiques de l'ensemble des C_R

Nb C_R	8028
Moyenne	0,0154
Écart-type	0,0148
Min	0
Q1	0
Médiane	0,0124
Q3	0,0258
Max	0,0818

Tableau 4.5 Classes de complexité de rugosité

	Valeur de C_R	
	De	À
Classe 1	0	0
Classe 2	> 0	0,0124
Classe 3	> 0,0124	0,0258
Classe 4	> 0,0258	0,0818

En reprenant l'exemple de la Figure 4.6, il est maintenant possible de quantifier la différence de complexité entre les deux types de terrain. Le Tableau 4.6 affiche les résultats obtenus.

Tableau 4.6 Résultat obtenu de l'exemple de saut de rugosité

Sauts de rugosité faibles						Sauts de rugosité forts					
z_{01}	0.2	C_{d1}	9.8 E-3	ΔC_{d1}	1.9 E-3	z_{01}	0.02	C_{d1}	5.2 E-3	ΔC_{d1}	1.2 E-2
z_{02}	0.1	C_{d2}	8.0 E-3	ΔC_{d2}	1.9 E-3	z_{02}	0.8	C_{d2}	1.7 E-2	ΔC_{d2}	1.1 E-2
z_{03}	0.2	C_{d3}	9.8 E-3	ΔC_{d3}	1.9 E-3	z_{03}	0.03	C_{d3}	5.6 E-3	ΔC_{d3}	1.1 E-2
z_{04}	0.1	C_{d4}	8.0 E-3	ΔC_{d4}	1.9 E-3	z_{04}	0.8	C_{d4}	1.7 E-2	ΔC_{d4}	6.4 E-3
z_{05}	0.2	C_{d5}	9.8 E-3	C_R	7.8 E-3	z_{05}	0.2	C_{d5}	1.0 E-2	C_R	4.0 E-2
Classe de complexité de rugosité					2	Classe de complexité de rugosité					4

4.5.4 Classification du sillage

La classification du sillage comprend les paramètres des éoliennes qui génèrent le sillage. Ces paramètres sont basés sur le positionnement de l'éolienne qui produit le sillage par rapport à celle qui est perturbée.

Lorsque plusieurs éoliennes perturbent une autre éolienne, l'éolienne qui génère le sillage situé le plus près de l'éolienne perturbée a une influence plus importante. Pour cette raison, la distance et l'angle entre l'éolienne perturbée et la première éolienne qui génère le sillage sont utilisés.

Afin de caractériser le nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage, le nombre d'éoliennes, la distance moyenne, la différence de hauteur et l'angle moyen entre les éoliennes produisant le sillage et l'éolienne perturbée sont employés. Lorsque plusieurs éoliennes génèrent le sillage, les valeurs de distance, d'angle et de différence de hauteur sont moyennées. Les moyennes sont pondérées à l'aide d'une fonction exponentielle, comme suit :

$$x_m = \frac{\sum_{n=1}^{NB_{sillage}} (x_n * e^{-n/4})}{\sum_{n=1}^{NB_{sillage}} (e^{-n/4})} \quad (4.16)$$

où x est le paramètre moyenné, $NB_{sillage}$ est le nombre d'éoliennes produisant le sillage et n est le rang de l'éolienne qui génère le sillage. Cette pondération a été créée afin de prioriser les caractéristiques des éoliennes qui sont plus près de l'éolienne perturbée. À titre d'exemple, les paramètres de la première éolienne qui génère le sillage auront une plus grande pondération que ceux de la deuxième ou de la troisième éolienne qui génère le sillage.

4.6 Paramètres de corrélation

Cette section comprend le détail des indicateurs de corrélation ainsi que la méthodologie de corrélation utilisée. Cette méthodologie se divise en deux étapes principales. La première est l'élimination des résultats suspects d'une manière rationnelle à l'aide de la méthode de Peirce. La seconde consiste à éliminer les variables non significatives de la corrélation.

4.6.1 Indicateurs de corrélation

Les indicateurs de corrélation utilisés afin d'établir des relations entre l'erreur de production et les différentes caractéristiques du site et du sillage sont présentés plus bas.

4.6.1.1 Indicateurs de topographie

Les indicateurs de topographie sont basés sur les classifications de la topographie (Section 4.5.1 à 4.5.3). Le Tableau 4.7 affiche les différents indicateurs de topographie.

Tableau 4.7 Indicateurs de topographie

Classification	Variable	Indicateur
Dénivelé	RIX_{10}	$RIX_{10 Turbine} - RIX_{10 Mât}$
Séparation de l'écoulement	RIX_{40}	$RIX_{40 Turbine} - RIX_{40 Mât}$
Rugosité de référence	$z_{0 ref}$	$\ln \left(z_{0 ref Turbine} / z_{0 ref Mât} \right)^2$
Saut de rugosité	C_R	$C_{R Turbine} - C_{R Mât}$
Distance entre l'éolienne et le mât	l	\sqrt{l}
Différence de hauteur entre l'éolienne et le mât	Δh	Δh

4.6.1.2 Indicateur de sillage

Les indicateurs de sillage relèvent de la classification du sillage (Section 4.5.4). Le Tableau 4.8 détaille les indicateurs utilisés pour l'analyse du sillage.

Tableau 4.8 Indicateurs de sillage

Classification	Variable	Indicateur
Nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage	$NB_{sillage}$	$NB_{sillage}$
Distance entre l'éolienne perturbée et la première éolienne qui génère le sillage	$l_{sillage}$	$l_1_{sillage}$
Distance moyenne entre les éoliennes qui génèrent le sillage et l'éolienne perturbée	$l_{sillage}$	$l_m_{sillage}$
Angle entre l'éolienne perturbée et la première éolienne qui génère le sillage	$\theta_{sillage}$	$\theta_1_{sillage}$
Angle moyen entre les éoliennes qui génèrent le sillage et l'éolienne perturbée	$\theta_{sillage}$	$\theta_m_{sillage}$
Différence de hauteur moyenne entre les éoliennes qui génèrent le sillage et l'éolienne perturbée	$\Delta h_{sillage}$	$\Delta h_m_{sillage}$

4.6.2 Limite des corrélations

Les corrélations de cette étude contiennent toutes les éoliennes disponibles se trouvant à une distance inférieure ou égale à 8 km de la tour de mesure. Les erreurs de production au-delà de cette distance deviennent très élevées et difficiles à interpréter.

4.6.3 Élimination des résultats suspects

L'élimination des résultats suspects a pour but d'éliminer les résultats qui ont une tendance très différente du reste de l'échantillon et qui peuvent avoir un poids important sur la corrélation, entraînant ainsi de mauvaises corrélations.

L'élimination des résultats suspects est effectuée à l'aide de la méthode de Peirce (Ross, 2003). Cette méthode se base sur la moyenne, l'écart-type de l'échantillon et le critère de Peirce pour identifier et éliminer les données aberrantes.

Dans le cas présent, la variable évaluée pour l'élimination des résultats suspects est la différence entre l'erreur de production observée et l'erreur de production calculée à l'aide de l'équation de la corrélation, soit :

$$\Delta_{e_p} = e_p \text{ Observée} - e_p \text{ Calculée} \quad (4.17)$$

La Figure 4.7 est un exemple graphique d'erreur éliminée à l'aide de cette méthode.

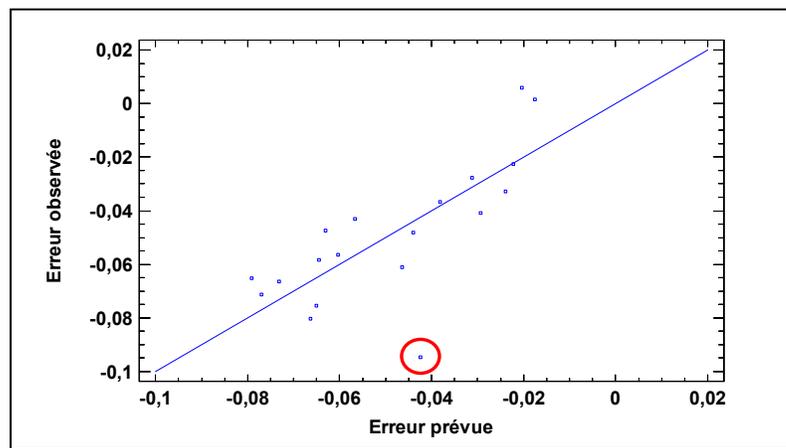


Figure 4.7 Élimination des résultats aberrants centrale éolienne I – WAsP.

4.6.4 Élimination des variables non significatives

L'élimination des variables non significatives consiste à supprimer de l'équation de corrélation les variables qui ont un poids négligeable. L'identifiant utilisé pour supprimer ces variables est la probabilité déterminée par l'ANOVA. Pour qu'une variable soit significative, elle doit avoir une probabilité inférieure à 5 %.

Lorsqu'une variable est éliminée, d'autres variables peuvent devenir plus significatives. La méthodologie consiste donc à éliminer les variables ayant le moins de signification, une à la fois. L'exemple utilisé ici est la corrélation de la centrale éolienne I.

D'abord, une corrélation avec toutes les variables est effectuée. Le Tableau 4.9 affiche les probabilités des variables.

Tableau 4.9 Exemple d'élimination des variables non significatives
1 de 2

Paramètre	Estimation	Probabilité
$\ln \left(z_{0\ ref\ Turbine} / z_{0\ ref\ Mât} \right)^2$	0.021	63.0%
$C_{R\ Turbine} - C_{R\ Mât}$	0.588	85.4%
$RIX_{10\ Turbine} - RIX_{10\ Mât}$	-0.011	54.0%
\sqrt{l}	-0.001	14.7%
Δh	-0.001	30.3%

Cette corrélation a un R^2 de 90.6% et une erreur moyenne absolue de 1.13%. L'indice de sauts de rugosité est le facteur de probabilité le plus élevé. Cette variable est donc éliminée.

Cette étape est répétée jusqu'à ce que tous les paramètres non significatifs soient éliminés. Pour la centrale éolienne étudiée dans cet exemple, seule la distance entre l'éolienne et le mât est significative (voir Tableau 4.10).

Tableau 4.10 Exemple d'élimination des variables non significatives
2 de 2

Paramètre	Estimation	Probabilité
\sqrt{l}	-0.001	0%

Le R^2 final est de 91.4% avec une erreur absolue moyenne de 1.13%.

4.7 Correction de la courbe de puissance

Les courbes de puissance utilisées dans les différents modèles sont données par les fournisseurs des éoliennes. Pour différentes raisons, tel que l'usure des composantes mécaniques, un mauvais fonctionnement des systèmes de contrôles, etc., la courbe de puissance mesurée peut être différente de la courbe de puissance du fournisseur.

Les modèles utilisés pour l'estimation de la ressource éolienne ne tiennent pas compte des différents facteurs qui peuvent influencer la courbe de puissance. Pour supprimer l'effet de ces facteurs sur l'erreur de production, une correction est effectuée sur la courbe de puissance mesurée.

4.7.1 Calcul de la correction de la courbe de puissance

La correction de la courbe de puissance est calculée à l'aide de la puissance mesurée (P_m) et celle qui aurait été produite si la courbe de puissance de l'éolienne était identique à celle du fournisseur (P_f).

P_f est fonction de la vitesse de vent à la nacelle ($u_{nacelle}$). La lecture de vitesse à la nacelle est influencée par l'effet de la nacelle et des pales de l'éolienne sur l'écoulement. Il en résulte une incertitude sur la lecture de vitesse. Toutefois, la vitesse de vent à la nacelle est la seule donnée disponible à la position des éoliennes.

D'abord, la somme des puissances mesurées ($P_{m\ totale}$) et des puissances calculées à l'aide de la courbe de puissance du fournisseur ($P_{f\ totale}(V_{nacelle})$) est effectuée, soit :

$$P_{m_totale} = \sum_{i=1}^I P_{m\ i} \quad (4.18)$$

$$P_{f_totale} = \sum_{i=1}^I \left(P_f(V_{nacelle}) \right)_i \quad (4.19)$$

L'erreur due à la courbe de puissance est calculée par :

$$e_{CP} = \frac{(P_{m_totale} - P_{f_totale})}{P_{m_totale}} \quad (4.20)$$

Afin d'éliminer les facteurs décrits au début de la Section 4.7, P_{f_totale} est utilisée pour le calcul de l'erreur de production. L'équation (4.4) devient :

$$e_{p\ corr} = \frac{(E_{estimé} - P_{f_totale}/6)}{P_{f_totale}/6} \quad (4.21)$$

4.7.2 Méthodologie de la procédure de validation

La validation de la correction de la courbe de puissance est effectuée en analysant les secteurs hors sillages de chaque éolienne disponible avec les modèles WAsP et MS-Micro. Deux comparaisons sont effectuées de manière à valider la correction de la courbe de puissance. D'abord, les erreurs de production (Section 4.1.1) sans correction sont comparées à celles obtenues avec la correction de la courbe de puissance.

Par la suite, les erreurs de production corrigées sont corrélées avec les indicateurs de l'effet de terrain (Section 4.6.1.1). Ces corrélations sont comparées avec celles réalisées pour l'analyse de l'effet de terrain (Section 4.2).

Ces deux évaluations permettent, dans un premier temps, de vérifier si la correction de la courbe de puissance permet une diminution de l'erreur de production. En second lieu, elles servent à justifier si l'erreur de production corrigée augmente les corrélations.

4.8 Correction des modèles

Cette section porte sur l'amélioration de certaines étapes dans le processus d'estimation de la ressource éolienne qui contribuent normalement à une augmentation de l'erreur de production. Le modèle WAsP est principalement visé compte tenu de sa documentation accessible. L'analyse d'erreurs de la distribution de Weibull ainsi que l'analyse d'erreurs de discrétisation de la courbe de puissance sont abordées.

4.8.1 Analyse d'erreurs de la distribution de Weibull

Suite à l'estimation de la ressource éolienne, certains modèles utilisent la distribution de Weibull résultante pour calculer la production annuelle d'énergie des éoliennes. C'est le cas pour le modèle WAsP. MS-Micro, quant à lui, utilise l'histogramme discret de vitesse pour calculer la production annuelle d'énergie. L'analyse de la distribution de Weibull de WAsP est donc étudiée afin de vérifier si l'estimation des paramètres de la distribution de Weibull engendre des erreurs. Cette section comprend donc les points suivants :

- comparaison des méthodes d'estimation des paramètres de Weibull;
- méthode d'estimation des paramètres de Weibull du modèle WAsP;
- description de la problématique;
- méthodologie de la correction de la courbe de Weibull; et,
- les limites de la méthodologie.

4.8.1.1 Comparaison des méthodes d'estimation des paramètres de Weibull

La distribution de Weibull est souvent utilisée dans l'industrie de l'énergie éolienne comme distribution de la vitesse de vent. Cette distribution est approximée à l'aide de données de vent mesurées et est ensuite utilisée pour le calcul de la production annuelle d'énergie. L'équation de la distribution cumulative de la courbe de Weibull est :

$$p(u < u_i) = p(u) \left(1 - \exp \left[- \left(\frac{u}{A} \right)^k \right] \right) \quad (4.22)$$

où :

- u : vitesse du vent [m/s];
- u_i : vitesse de vent particulière [m/s];
- A : facteur d'échelle de la distribution de Weibull [m/s];
- k : facteur de forme de la distribution de Weibull; et,
- $p(u)$: probabilité de la vitesse du vent.

Les deux principales méthodes pour l'estimation des paramètres de la courbe de Weibull sont la méthode graphique et la méthode du maximum de vraisemblance (Seguro et Lambert, 2000).

Méthode graphique

La méthode graphique est une régression linéaire. À partir de l'équation (4.22), la relation suivante peut être développée :

$$\ln(-\ln[1 - p(u < u_i)]) = k * \ln(u_i) - k * \ln(A) \quad (4.23)$$

Un graphique de $\ln(-\ln[1 - p(u < u_i)])$ en fonction de u_i représente une ligne droite où la pente est k et l'ordonnée à l'origine est $-k * \ln(A)$. Cette transformation logarithmique est essentiellement la méthode graphique. Cette méthode nécessite que les données de vent soient en format de distribution fréquentielle cumulative. Les données doivent également être séparées en « bins » de vitesse. La droite est alors déterminée à l'aide d'une régression des moindres carrés.

Méthode du maximum de vraisemblance

La distribution de Weibull peut également être estimée à l'aide de la méthode du maximum de vraisemblance par Stevens et Smulders (1979). Le facteur de forme (k) et le facteur d'échelle (A) sont déterminés à l'aide des deux équations suivantes :

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n u_i^k * \ln(u_i)}{\sum_{i=1}^n u_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(u_i)}{n} \right)^{-1} \quad (4.24)$$

$$A = \left(\frac{1}{P(u \geq 0)} \sum_{i=1}^n u_i^k * P(u_i) \right)^{1/k} \quad (4.25)$$

Comparaison des méthodes

Seguro et Lambert (2000) ont comparé les deux méthodes avec 20 séries de données dont la distribution de Weibull est connue. Chaque série de données comprend 8760 valeurs générées aléatoirement. Le Tableau 4.11 affiche les erreurs RMS de cette comparaison.

Tableau 4.11 Erreurs RMS de la comparaison des distributions de Weibull
Tiré de Seguro et Lambert (2000)

Méthode du maximum de vraisemblance		Méthode graphique			
		Bins de 1 m/s		Bins de 0.1 m/s	
k	A [m/s]	k	A [m/s]	k	A [m/s]
0.0096	0.0052	0.1780	0.1505	0.0440	0.0229

La première conclusion de Seguro et Lambert (2000) est que la largeur des « bins » influence grandement la précision des résultats. En second lieu, la méthode du maximum de vraisemblance est beaucoup plus précise que la méthode graphique, peu importe la largeur des « bins ».

Une seconde comparaison a été effectuée par Seguro et Lambert (2000), cette fois en utilisant l'énergie totale. Une série de données de vitesses de vent a été utilisée. L'énergie totale réelle est calculée à l'aide d'une courbe de puissance spécifique. La distribution de Weibull sur la série de données de vitesses de vent est calculée pour chaque méthode. Le Tableau 4.12 affiche les résultats de cette comparaison.

Tableau 4.12 Comparaison des distributions de Weibull à l'aide de la puissance totale
Tiré de Seguro et Lambert (2000)

	Données actuelles	Méthode du maximum de vraisemblance	Méthode graphique
k	N/A	2.93	2.62
A [m/s]	N/A	5.75	5.27
Énergie totale [kWh]	203.1	198.8	156.7
Erreur [%]	N/A	-2.1	-22.9

La méthode du maximum de vraisemblance a une erreur qui est plus de dix fois moins élevée que la méthode graphique. Cette méthode est donc plus précise.

4.8.1.2 Méthode d'estimation des paramètres de Weibull du modèle WAsP

Dans cette étude, les distributions fréquentielles de vitesses de vent sont générées à l'aide de l'outil « OWC Wizard » du modèle WAsP, à partir des données réelles de vitesses de vent. WAsP utilise la méthode graphique pour estimer les paramètres de Weibull (Troen et Petersen, 1989). Le nombre de « bins » maximum que l'outil OWC peut accepter est de 50.

4.8.1.3 Description de la problématique

Puisque dans cette étude des secteurs de 10 degrés sont utilisés et que des analyses sont effectuées sur une base annuelle, le nombre de données disponibles pour l'estimation des paramètres de Weibull est très limité. Cette contrainte, combinée à la méthode d'estimation des paramètres de Weibull du modèle WAsP permet de croire que des erreurs non négligeables sont émises lors de la création des distributions fréquentielles des vitesses de vent.

4.8.1.4 Méthodologie de la correction

L'idée principale est d'estimer les paramètres de Weibull à l'aide de la méthode du maximum de vraisemblance, qui est plus précise. Puis, à partir des paramètres de Weibull calculés, générer un nombre plus élevé de données de vitesses de vent afin que le modèle WAsP génère des distributions de Weibull plus représentatives des données de vitesse de vent initiales.

L'outil utilisé pour l'estimation des paramètres de Weibull est la fonction « wblfit » de Matlab (MathWorks inc., 2008) qui utilise la méthode du maximum de vraisemblance. Par la suite, 20 000 données de vitesses de vent sont générées aléatoirement à partir des paramètres

de Weibull calculés par Matlab. Les valeurs de la direction de vent sont également générées de façon aléatoire à l'intérieur des limites du secteur analysé. Finalement, la série de données est injectée dans le modèle WAsP. Les Figure 4.8 et 4.9 illustrent un exemple de résultat de cette méthodologie.

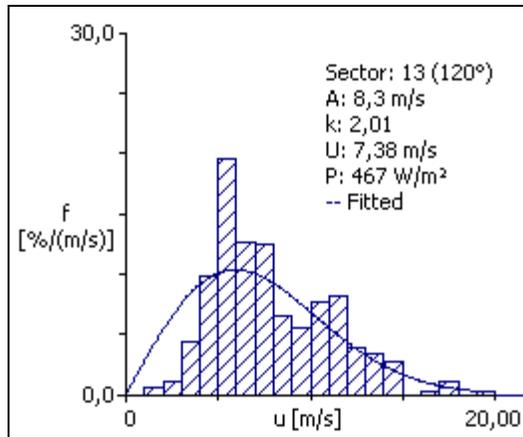


Figure 4.8 Exemple de distribution fréquentielle de vitesses de vent sans correction.

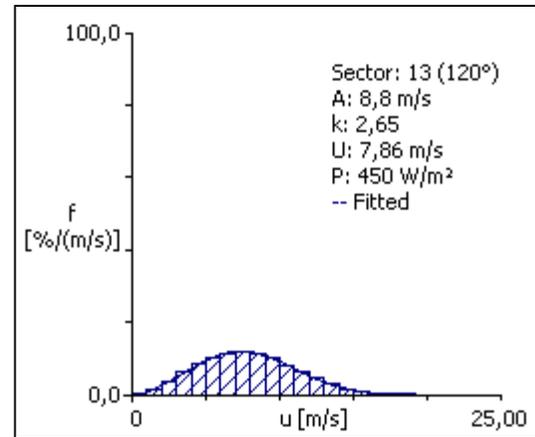


Figure 4.9 Exemple de distribution fréquentielle de vitesses de vent avec correction.

4.8.1.5 Limites de la méthodologie

La méthodologie proposée implique une valeur aléatoire de la direction du vent. Cependant, le modèle WAsP effectue un calcul de changement de direction causé par les effets de terrain. Le changement de secteur de certaines valeurs peut fausser davantage la distribution de Weibull et causer une erreur supplémentaire.

La méthode proposée pour l'amélioration de l'estimation des paramètres de Weibull peut seulement être utilisée sur des sites qui comportent des effets de terrain très faible, où les résultats du calcul de changement de direction sont pratiquement nuls. Afin de valider cette méthodologie, la correction des distributions de Weibull est effectuée sur la centrale éolienne I.

4.8.2 Analyse d'erreurs de discrétisation sur la courbe de puissance du modèle WAsP

Le modèle WAsP approxime la courbe de puissance lors du calcul de la production annuelle d'énergie. Cette approximation peut engendrer des erreurs supplémentaires. Une étude est donc effectuée sur l'approximation de la courbe de puissance de WAsP.

4.8.2.1 Méthode de calcul de la courbe de puissance

Une fois que la distribution fréquentielle des vitesses de vent est calculée à la position de l'éolienne, le modèle WAsP calcule la puissance à l'aide de l'équation :

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} Pr(u)P(u)du \quad (4.26)$$

où $Pr(u)$ est la fonction de densité de probabilité et $P(u)$ est la courbe de puissance. La fonction de densité de probabilité est déterminée par la fonction de distribution fréquentielle de Weibull :

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) P(u)du \quad (4.27)$$

WAsP considère que les courbes de puissance sont plutôt lisses et peuvent être approximées par une fonction linéaire par morceaux avec peu de nœuds. Utilisant cette approximation, l'équation de la courbe de puissance s'écrit :

$$P(u) = \frac{P_{i+1} - P_i}{u_{i+1} - u_i} (u - u_i) + P_i \quad (4.28)$$

4.8.2.2 Méthodologie de la correction

Afin de supprimer les erreurs d'approximation lors de l'estimation de la production annuelle d'énergie, l'équation de la courbe de puissance est recalculée sans approximation. D'abord, la vitesse de démarrage (u_{ini}), la vitesse nominale (u_{nom}), la vitesse de coupure (u_{max}) et la puissance nominale (P_{nom}) doivent être définies. L'équation (4.27) devient :

$$\begin{aligned} \bar{P} = & \int_{u_{ini}}^{u_{nom}} \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) P_{pol}(u) du \\ & + \int_{u_{nom}}^{u_{max}} \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) P_{nom} du \end{aligned} \quad (4.29)$$

où $P_{pol}(u)$ est la fonction de puissance polynomiale entre u_{ini} et u_{nom} .

Pour l'étude de cette correction, l'ensemble des centrales éoliennes disponibles sont utilisées. Les fonctions de puissance polynomiales utilisées sont d'ordre six. Les R^2 des différentes fonctions de puissance polynomiales varient entre 99.7% et 100%.

CHAPITRE 5

RÉSULTATS ET ANALYSES

Ce chapitre comprend les résultats obtenus à l'aide des différents modèles commerciaux utilisés dans cette étude et des données des centrales éoliennes disponibles. Quatre sections y sont présentées :

- les résultats sur l'effet du terrain;
- les résultats sur l'effet de la vitesse;
- les résultats sur l'effet du sillage; et,
- les résultats suite aux corrections des modèles.

5.1 Effet de terrain

Cette section présente les résultats obtenus suite à l'analyse de l'effet de terrain sur les secteurs hors sillages des centrales éoliennes. D'abord, les caractéristiques des sites sont présentées. Par la suite, les résultats détaillés de la centrale éolienne III, modélisée avec MS-Micro, sont détaillés. Les résultats des autres analyses sur l'effet de terrain sont montrés dans les Annexes VI à XIV. Enfin, l'ensemble des résultats sur l'effet de terrain sont présentés et analysés.

5.1.1 Caractérisation des sites

Les indicateurs moyens obtenus pour chacune des centrales éoliennes sont affichés dans le Tableau 5.1, où la complexité d'un site est caractérisée principalement par le dénivelé, la séparation de l'écoulement, la rugosité de référence et les sauts de rugosité.

Tableau 5.1 Indicateurs moyens des centrales éoliennes

	Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Rugosité de référence [m]	0.0027 [Classe 1]	0.6899 [Classe 2]	0.6366 [Classe 2]	0.1474 [Classe 1]	0.1521 [Classe 1]
Saut de rugosité [m]	0.0011 [Classe 2]	0.0051 [Classe 2]	0.0043 [Classe 2]	0.0104 [Classe 3]	0.0111 [Classe 3]
Dénivelé	0 [Classe 1]	36 [Classe 5]	45 [Classe 5]	3 [Classe 2]	2 [Classe 2]
Séparation de l'écoulement	0	4	2	0	0
Différence d'hauteur [m]	-6.7	-1.846	-3.115	28.76	23.67
Distance [m]	1529	4608	3753	3095	3686

La centrale éolienne I possède des valeurs nulles pour les indicateurs de dénivelé et de séparation de l'écoulement. Le terrain est donc relativement plat. De plus, les indicateurs de rugosité sont très faibles. Le site de la centrale I est donc très simple.

Les centrales éoliennes II et III possèdent des caractéristiques très similaires. L'indicateur de dénivelé est très élevé. De plus, en moyenne, il y a séparation dans tous les secteurs d'analyse. Il y a également une rugosité très forte, avec des sauts de rugosité d'intensité moyenne. L'ensemble de ces points détermine les sites de ces centrales comme étant très complexe.

Les centrales IV et V ont également des sites semblables. La séparation de l'écoulement est nulle, l'indicateur de dénivelé est faible et la rugosité de référence est moyenne. Ces sites se caractérisent principalement par leur saut de rugosité d'intensité forte. Malgré cette intensité au niveau des sauts de rugosité, ces sites sont classés comme des terrains simples.

5.1.2 Résultats détaillés de la centrale éolienne III modélisée avec MS-Micro

Les détails des différents résultats obtenus suivant la méthodologie définie à la Section 4.2 sont présentés dans cette section. L'exemple utilisé est celui de la centrale éolienne III analysée à l'aide du modèle MS-Micro.

Le Tableau 5.2 affiche les erreurs de production pour l'ensemble des éoliennes de la centrale et celles contenues à l'intérieur des limites de corrélation.

Tableau 5.2 Erreur de production
centrale éolienne III – Modèle MS-Micro

	Éoliennes disponibles	Éolienne <= 8km
Nombre	30	26
e_p moyenne par éolienne	18.45%	15.29%
e_p absolue moyenne par éolienne	18.45%	15.29%
e_p de la centrale éolienne	17.05%	14.36%

Étant positives, ces valeurs représentent une surestimation du productible. Suite à la sélection des éoliennes comprises à l'intérieur de la limite de corrélation, l'élimination des données aberrantes est effectuée à l'aide du critère de Peirce. La Figure 5.1 présente cette étape.

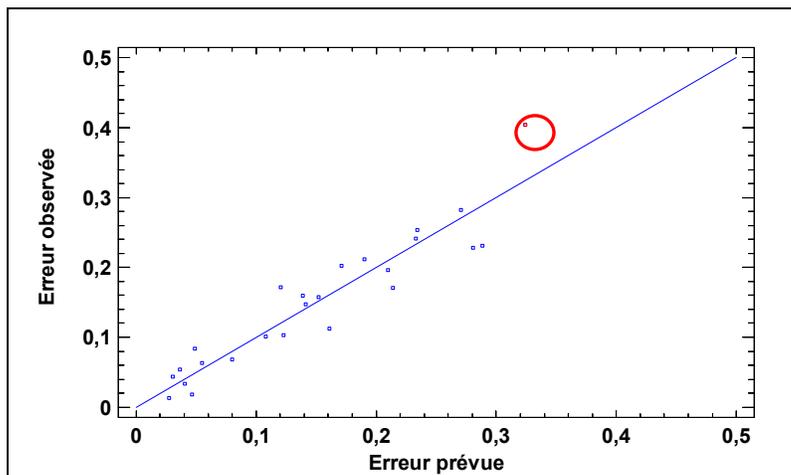


Figure 5.1 Critère de Peirce
centrale éolienne III – Modèle MS-Micro.

L'erreur observée représente l'erreur de production perçue lors de l'analyse tandis que l'erreur prévue est l'erreur de production calculée à l'aide de l'équation de corrélation.

Par la suite, la corrélation linéaire multiple est calculée. La Figure 5.2 montre la corrélation obtenue.

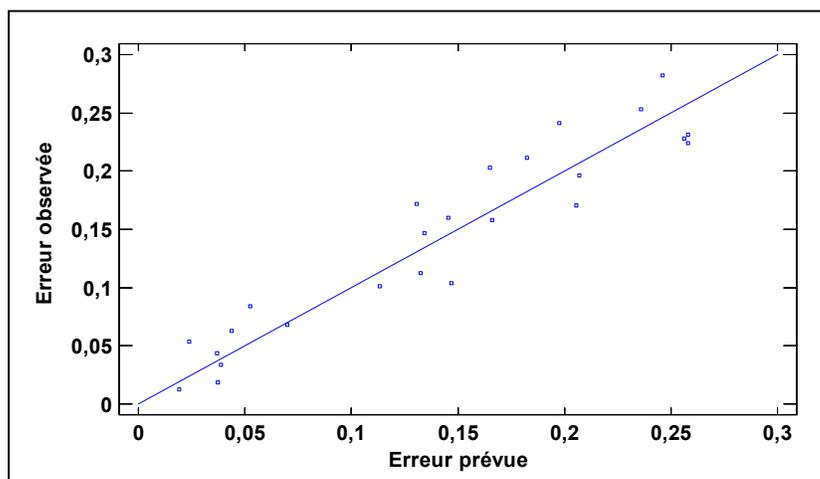


Figure 5.2 Corrélation sur l'effet de terrain

centrale éolienne III – Modèle MS-Micro.

L'équation de cette corrélation est :

$$\begin{aligned}
 e_{p \text{ calculée}} = & 0,0014(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ mât}}) - 0,0358 \ln \left(\frac{Z_{0 \text{ ref Turbine}}}{Z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \quad (5.1) \\
 & + 0,2406(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0001(RIX_{40 \text{ Turbine}} - RIX_{40 \text{ Mât}}) \\
 & + 0,0025\sqrt{l} - 0,0012\Delta h
 \end{aligned}$$

La corrélation a un R^2 de 96.76%, une erreur absolue moyenne de 2.23% et un écart-type du résidu de 3.00%. L'équation avec élimination des variables non significatives est:

$$\begin{aligned}
 e_{p \text{ calculée}} = & 0,0011(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) + 0,0023\sqrt{l} \quad (5.2) \\
 & - 0,0011\Delta h
 \end{aligned}$$

La corrélation a un R^2 de 97.10%, une erreur absolue moyenne de 2.30% et un écart-type du résidu de 2.84%. L'amélioration encourue suite à la correction est montrée dans le Tableau 5.3. L'erreur de production corrigée à l'aide de l'équation de corrélation est définie par $e_{p \text{ corr}}$.

Tableau 5.3 Correction de l'effet de terrain
centrale éolienne III – Modèle MS-Micro

	e_p	$e_{p \text{ corr}}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	15.29%	-0.79%	94.9%
Moyenne absolue par éolienne	15.29%	2.72%	82.2%
Centrale éolienne totale	14.36%	-1.86%	87.1%

5.1.3 Résultats globaux et comparaisons

Cette section comprend la synthèse des résultats d'analyse sur l'effet de terrain et les discussions de ces résultats.

5.1.3.1 Erreurs de production dans les situations hors sillage

Les erreurs de production des centrales éoliennes sont présentées dans la Figure 5.3. Les valeurs de ce graphique sont disponibles à l'Annexe XV.

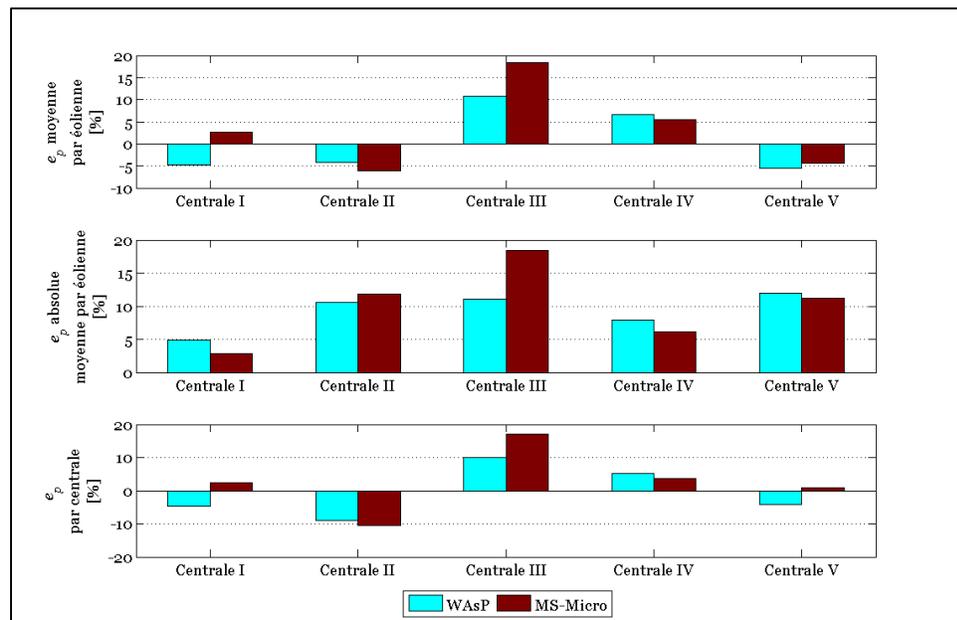


Figure 5.3 Erreurs de production sur l'effet de terrain des centrales éoliennes.

Pour tous les types d'erreur de production, le modèle MS-Micro obtient de meilleurs résultats pour les centrales éoliennes ayant un terrain simple, soit les centrales I, IV et V; tandis que le modèle WAsP a de meilleurs résultats sur les terrains complexes (centrales II et III).

En se référant à la Figure 5.4, une relation inverse est observée au niveau des corrélations des indicateurs de topographie par rapport à l'erreur de production. En effet, MS-Micro a de meilleures corrélations, entre les indicateurs de topographie et l'erreur de production, pour les terrains complexes (centrales II et III) tandis que WAsP a de meilleures relations pour les terrains simples (centrales I, IV et V).

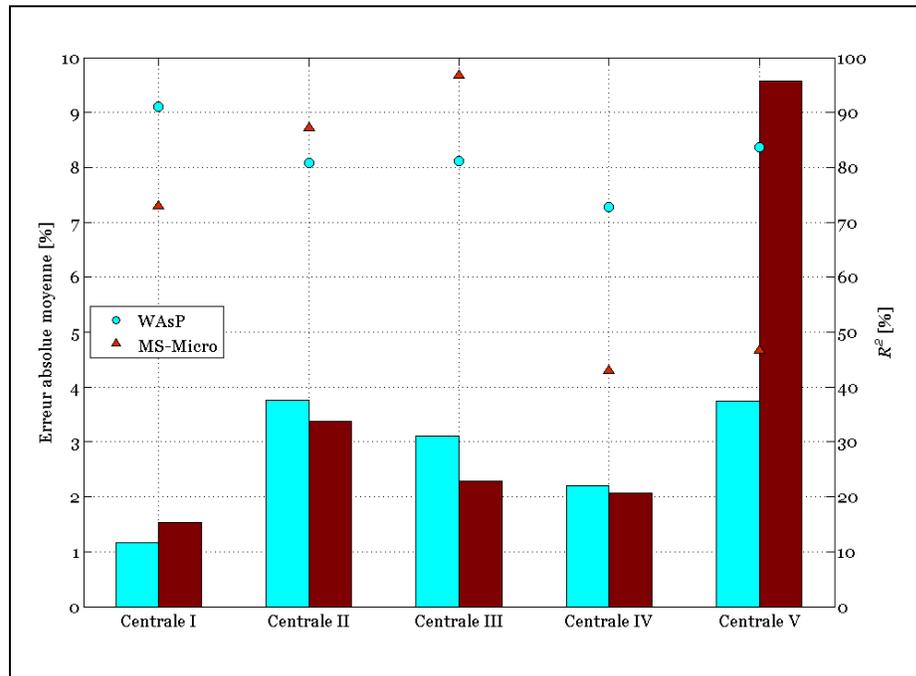


Figure 5.4 Comparaison des corrélations des indicateurs de topographie par rapport à l'erreur de production.

5.1.3.2 Indicateurs de terrain

Le Tableau 5.4 affiche les indicateurs de terrain significatif de l'analyse de l'effet de terrain.

Tableau 5.4 Indicateurs de topographie significatifs des centrales éoliennes

	Centrale éolienne I		Centrale éolienne II		Centrale éolienne III		Centrale éolienne IV		Centrale éolienne V	
	WAsP	MS-Micro	WAsP	MS-Micro	WAsP	MS-Micro	WAsP	MS-Micro	WAsP	MS-Micro
Rugosité de référence		X	X	X			X		X	
Saut de rugosité			X	X			X		X	X
Dénivelé			X	X		X	X	X		
Séparation de l'écoulement										
Différence de hauteur					X	X	X	X	X	X
Distance	X		X	X	X	X				

Ce tableau, combiné au Tableau 5.1, permet de faire plusieurs observations. D'abord, les résultats démontrent que l'indicateur de séparation de l'écoulement n'est pas significatif. Cette observation amène des questionnements sur l'application des recommandations émises par Mortensen et *al.* (2006) sur un site canadien. Par contre, l'influence nulle de cet indicateur peut être due à ces valeurs relativement faibles sur les terrains complexes disponibles. Aussi, normalement, on évite d'installer les éoliennes dans des régions où il y a séparation de l'écoulement. Cette observation permet donc de croire que les centrales éoliennes étudiées ont été bien conçues.

En deuxième lieu, les analyses effectuées montrent qu'en terrain très simple (centrale éolienne I), la distance entre l'éolienne et le mât a une influence sur l'erreur de production avec le modèle WAsP. Par contre, l'indicateur de rugosité de référence a une influence avec

le modèle MS-Micro. La rugosité de la centrale I étant très simple (Classe 1), cette observation porte à croire que le modèle MS-Micro calcule l'influence de la rugosité avec un niveau d'incertitude non négligeable, même en terrain très simple.

Troisièmement, sur les sites simples avec de nombreux sauts de rugosité (centrale IV et V), le modèle MS-Micro obtient des R^2 très faibles (43% et 46%). Le modèle WAsP a des corrélations beaucoup plus significatives. Ces meilleures tendances sont principalement dues au fait que l'indicateur de rugosité de référence est significatif. Cette observation permet de dire que pour ce type de terrain, MS-Micro donne de meilleurs résultats; toutefois, les erreurs sont plus prévisibles avec le modèle WAsP.

Un quatrième point intéressant est observé au niveau des indicateurs de positionnement de l'éolienne par rapport au mât. Lorsque la différence de hauteur entre les éoliennes et le mât est très élevée, sur un terrain non complexe (centrale IV et V), cet indicateur a beaucoup plus d'importance que la distance entre les éoliennes et le mât. Cette observation permet d'émettre l'hypothèse suivante : lorsque la différence de hauteur est importante en terrain non complexe, les erreurs effectuées par l'extrapolation verticale sont beaucoup plus élevées que celles de l'extrapolation horizontale. Cette hypothèse semble appropriée pour les deux modèles (WAsP et MS-Micro).

Une dernière observation est faite entre les différentes données des centrales éoliennes II et III. Ces deux centrales ont relativement les mêmes caractéristiques de terrain, à l'exception de l'indicateur de dénivelé où un écart significatif est observé, soit de 9% plus élevé pour la centrale III. Pour cette centrale, le dénivelé du terrain fait en sorte que l'indicateur de différence de hauteur devient important et que les indicateurs de rugosité deviennent négligeables. Donc, cette observation porte à croire qu'en terrain complexe, même avec une rugosité très élevée, la rugosité devient négligeable sur l'erreur de production en comparaison à la différence de hauteur lorsque le dénivelé dépasse un certain niveau.

Toutefois, ce plateau ne peut être déterminé dans cette étude, compte tenu du nombre disponible de centrales situées en terrains complexes.

5.1.3.3 Correction de l'erreur de production

À l'aide des équations de corrélation, l'erreur de production corrigée ($e_{p\ corr}$) est calculée. Cette erreur se calcule comme suit :

$$e_{p\ corr} = e_p - e_{p\ calculée} \quad (5.3)$$

Les erreurs de production corrigées sont présentées dans la Figure 5.5.

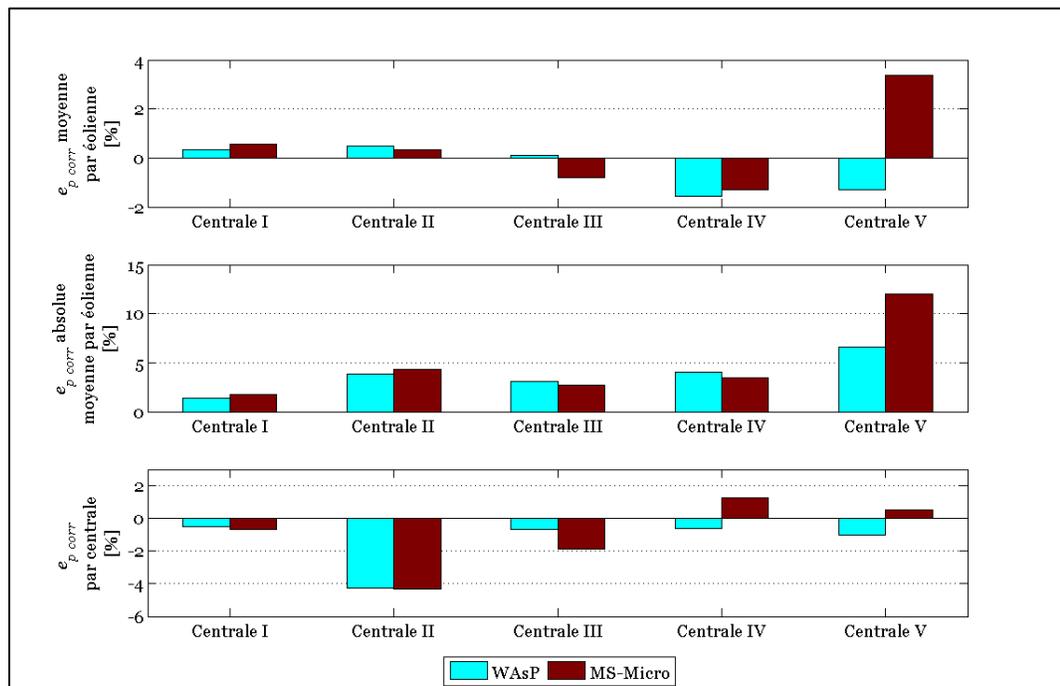


Figure 5.5 Erreurs de production corrigées sur l'effet de terrain des centrales éoliennes.

Ces erreurs ont subi une diminution significative, notamment au niveau de l'erreur par centrale. Ces diminutions se traduisent, dans le cas d'une estimation de la ressource éolienne,

d'une diminution de l'incertitude sur la rentabilité du projet. La Figure 5.6 illustre les diminutions d'erreur grâce à la correction de l'erreur de production de l'effet de terrain.

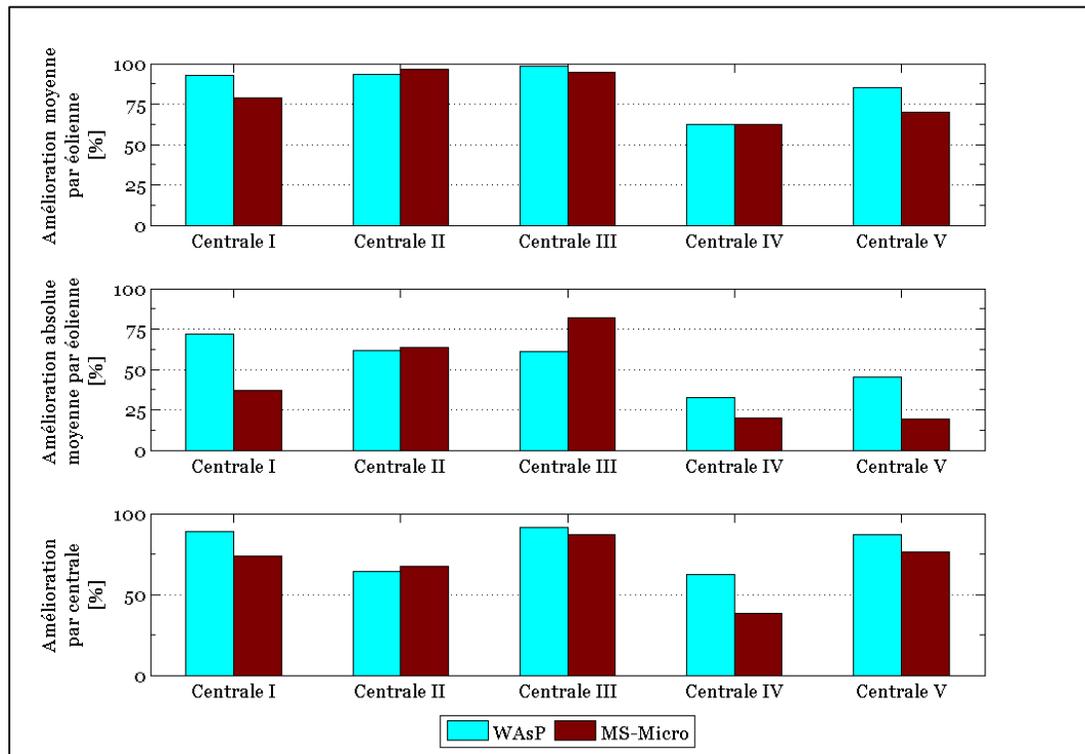


Figure 5.6 Amélioration des erreurs de production sur l'effet de terrain.

Cette méthode permet une meilleure planification des projets éoliens; des gains économiques pouvant donc être importants.

5.1.3.4 Discussion sur la classification de la topographie

Les différentes observations sur les indicateurs de terrain et la diminution importante des erreurs de production à l'aide des équations de corrélation semblent indiquer que les classifications de terrain sont significatives et validées. Elles permettent de caractériser

l'ensemble d'un site éolien et de trouver les relations qui existent entre ces caractéristiques et l'erreur de production.

Il serait donc possible de prévoir les erreurs de production dues à l'effet de terrain grâce à ces indicateurs et aux données des mâts de mesures pour l'étude de vent préliminaire à l'implantation d'éoliennes. Pour ce faire, les corrélations linéaires multiples devront être effectuées en fonction de la vitesse de vent aux mâts météorologiques au lieu de la production d'énergie des éoliennes. De plus, un nombre minimum de mâts météorologiques devront être utilisés afin de résoudre les sept variables de l'équation et d'avoir un échantillon représentatif. Il est recommandé d'utiliser au minimum sept mâts météorologiques qui permettent 21 combinaisons. Ainsi, la rentabilité des projets contiendrait beaucoup moins d'incertitude.

Tout de même, certaines analyses supplémentaires pourraient être effectuées afin d'améliorer les classifications. Des recommandations sont suggérées afin d'optimiser les classifications. D'abord, la variation du rayon d'analyse, définie initialement par $20D$, pourrait être effectuée afin d'optimiser ce paramètre.

De plus, il a été observé que la distance entre le mât et les éoliennes joue un rôle important sur l'erreur de production. Les différentes rugosités d'une surface pourraient donc être pondérées en fonction de leur distance par rapport au mât ou à l'éolienne. De cette manière, les rugosités très proches de l'éolienne ou du mât auraient une plus grande importance que celle à la limite du rayon d'analyse.

Certains paramètres qui n'ont pas été pris en compte dans cette étude, tel que le cisaillement du vent et la turbulence, peuvent avoir une influence sur les erreurs de productions. Le fait de ne pas avoir utilisé ces paramètres engendre un niveau d'incertitude sur les erreurs de productions obtenues. De plus, les pertes électriques dans le réseau n'ont pas été évaluées.

Par contre, ces pertes n'ont aucun impact sur les conclusions apportées et les tendances obtenues.

Également, la précision et la représentativité des cartes de topographie et de rugosité jouent un rôle important sur l'estimation de la production d'énergie d'une centrale éolienne. Ces cartes ont également été utilisées pour calculer les indicateurs de l'effet de terrain. Cette étude implique donc l'hypothèse que les cartes de rugosité et de dénivelé fournies par les propriétaires des centrales éoliennes sont représentatives des sites.

5.2 Effet de la vitesse

Suite aux analyses de l'effet de la vitesse, une relation entre la vitesse moyenne à la nacelle et l'erreur de production est observée. En effet, plus la vitesse est élevée moins l'erreur de production est importante. La Figure 5.7 présente cette relation en fonction des secteurs de la centrale éolienne IV, analysée à l'aide du modèle WASP. Les relations des autres centrales sont détaillées aux annexes XVI et XVII.

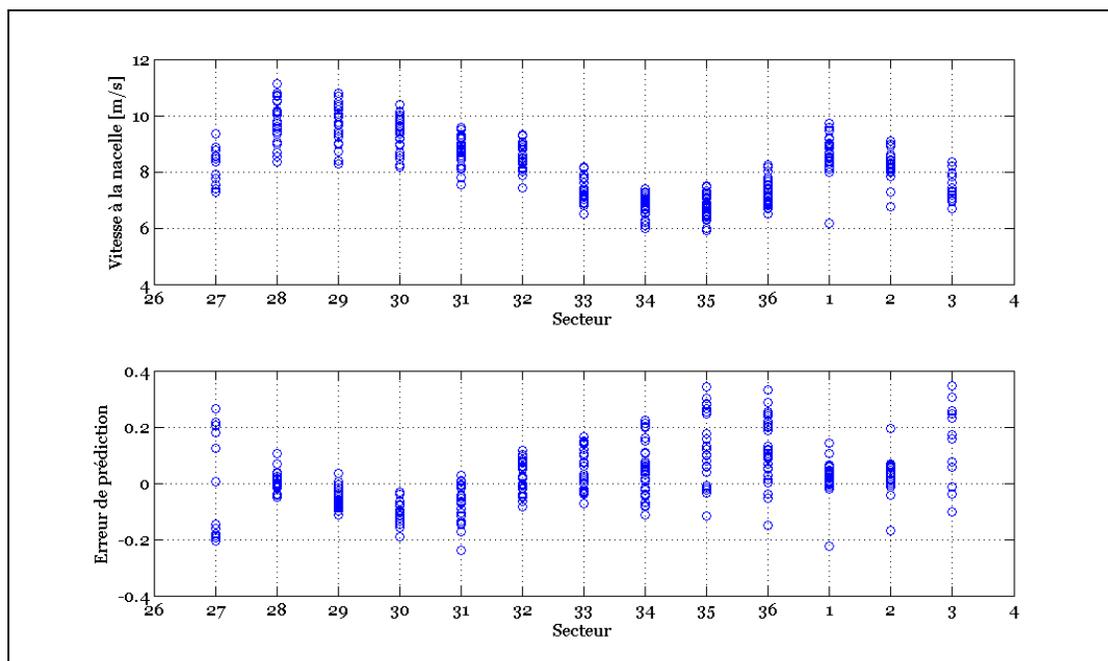


Figure 5.7 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle WAsP – Centrale éolienne IV.

En observant les résultats par secteurs, la relation se définit par une fonction linéaire décroissante. Les figures suivantes affichent des exemples de cette relation.

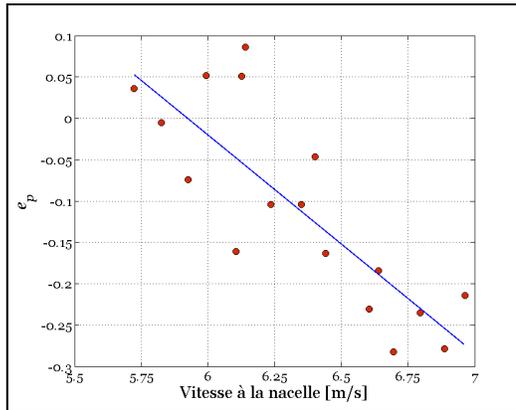


Figure 5.8 Effet de vitesse – Centrale éolienne II – secteur 26 – modèle WAsP.

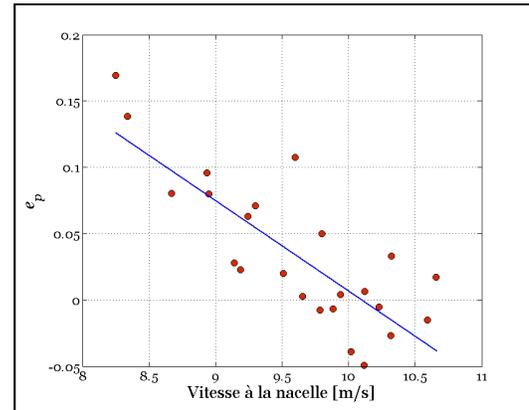


Figure 5.9 Effet de vitesse – Centrale éolienne V – secteur 29 – modèle WAsP.

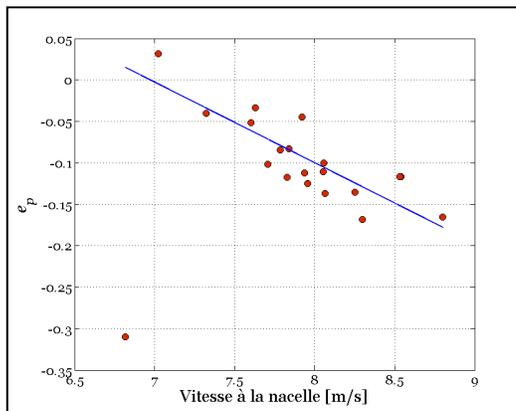


Figure 5.10 Effet de vitesse – Centrale éolienne V – secteur 2 – modèle MS-Micro.

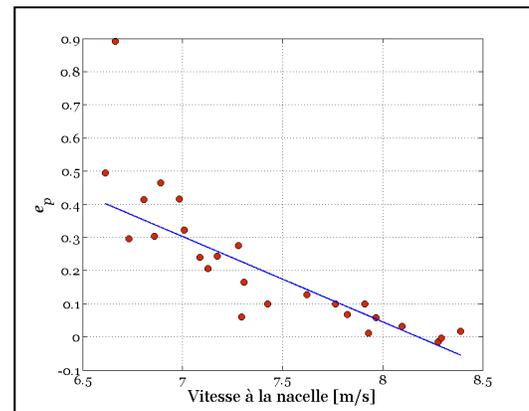


Figure 5.11 Effet de vitesse – Centrale éolienne III – secteur 29 – Modèle MS-Micro.

Une hypothèse pouvant expliquer cette relation est émise. En effet, lorsque les vitesses moyennes de vent sont élevées, une majeure partie de la distribution de Weibull se trouve au-delà de la vitesse nominale de l'éolienne. Puisqu'au-delà de cette vitesse la puissance est constante, les erreurs d'extrapolation horizontale sur la vitesse de vent ne sont pas transmises à la production d'énergie.

Afin de valider cette hypothèse, une analyse est effectuée. Dans cette analyse, les vitesses de vent au mât sous la vitesse nominale et au-delà de la vitesse nominale sont analysées séparément. La centrale éolienne I est sélectionnée pour ses caractéristiques de terrain simple, évitant ainsi l'ajout d'incertitude. Seuls les secteurs hors sillages des éoliennes et du mât sont utilisés. Le Tableau 5.5 affiche les résultats de l'analyse.

Tableau 5.5 Comparaison des erreurs moyennes pour les vitesses de vent sous et au-delà de u_{nom}

	WAsP		MS-Micro	
	Avant u_{nom}	Après u_{nom}	Avant u_{nom}	Après u_{nom}
e_p moyenne par éolienne [%]	-2.54	-0.31	3.90	1.19
e_p absolue moyenne par éolienne [%]	2.67	1.14	4.64	1.19

Les résultats obtenus démontrent une différence significative des erreurs de production entre les vitesses de vent sous la vitesse nominale et au-delà de la vitesse nominale. L'hypothèse émise est donc confirmée.

5.3 Effet de sillage

Cette section présente les résultats obtenus suite à l'analyse de l'effet de sillage. D'abord, les résultats d'analyse sur un site idéalisé sont discutés. Puis, les résultats obtenus sur une centrale éolienne réelle sont exposés. Afin de faciliter la lecture, une numérotation des modèles de sillage est effectuée. Cette numérotation est présentée au Tableau 5.6.

Tableau 5.6 Numérotation des modèles de sillage

Numéro de modèle	Modèle de sillage	Option	Logiciel
1	Katić	N/A	WAsP
2	Axisymétrique	Balance d'énergie	WindFarm
3	Axisymétrique	Balance d'énergie – comportement oscillant du sillage	WindFarm
4	Axisymétrique	Somme des carrés des déficits de vitesse	WindFarm
5	Axisymétrique	Somme des carrés des déficits de vitesse – comportement oscillant du sillage	WindFarm
6	Katić	Balance d'énergie	WindFarm
7	Katić	Balance d'énergie – comportement oscillant du sillage	WindFarm
8	Katić	Somme des carrés des déficits de vitesse	WindFarm
9	Katić	Somme des carrés des déficits de vitesse – comportement oscillant du sillage	WindFarm
10	N.O. Jensen (RISØ/EMD)	N/A	WindPro
11	N.O. Jensen (EMD) :2005	N/A	WindPro
12	Eddy Viscosity Model (J.F. Ainslie) :1986	N/A	WindPro
13	EWTS II (G.C. Larsen) :1999	N/A	WindPro

5.3.1 Analyse sur un site idéalisé

Premièrement, l'effet de la distance de l'éolienne qui génère le sillage est présenté. Par la suite, l'influence de l'angle de l'éolienne qui génère le sillage par rapport à l'éolienne perturbée est discutée. Finalement, les pertes de sillage dues au nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage sont exposées.

5.3.1.1 Distance de l'éolienne qui génère le sillage

La Figure 5.12 affiche les résultats des pertes dues au sillage à des distances égales ou inférieures à $10D$, tandis que la Figure 5.13 présente les résultats à des distances supérieures à $10D$.

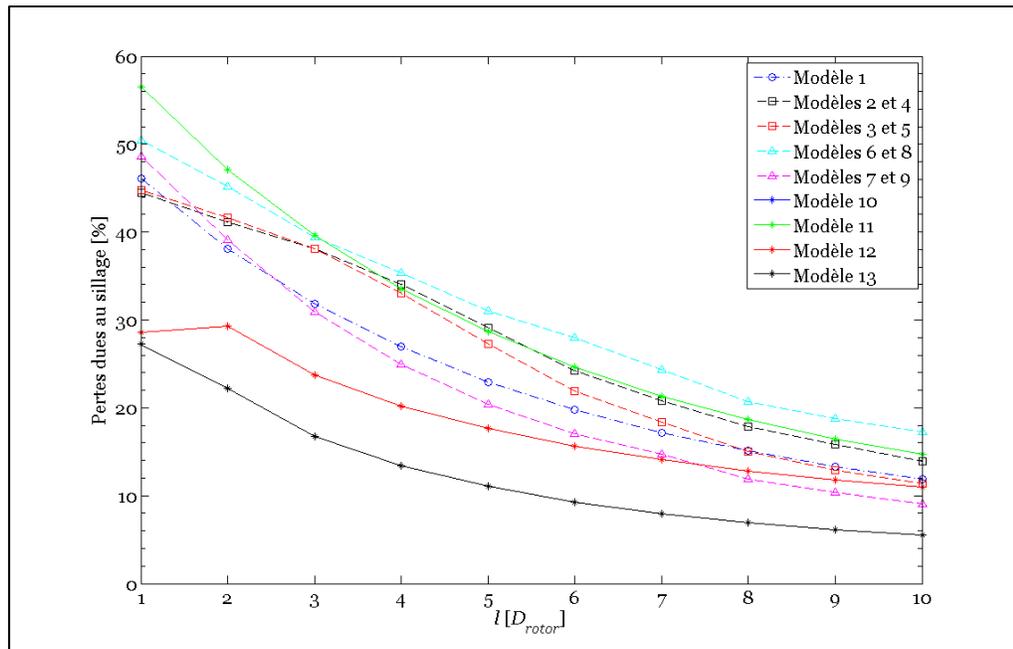


Figure 5.12 Pertes dues au sillage en fonction de la distance, $l \leq 10D$.

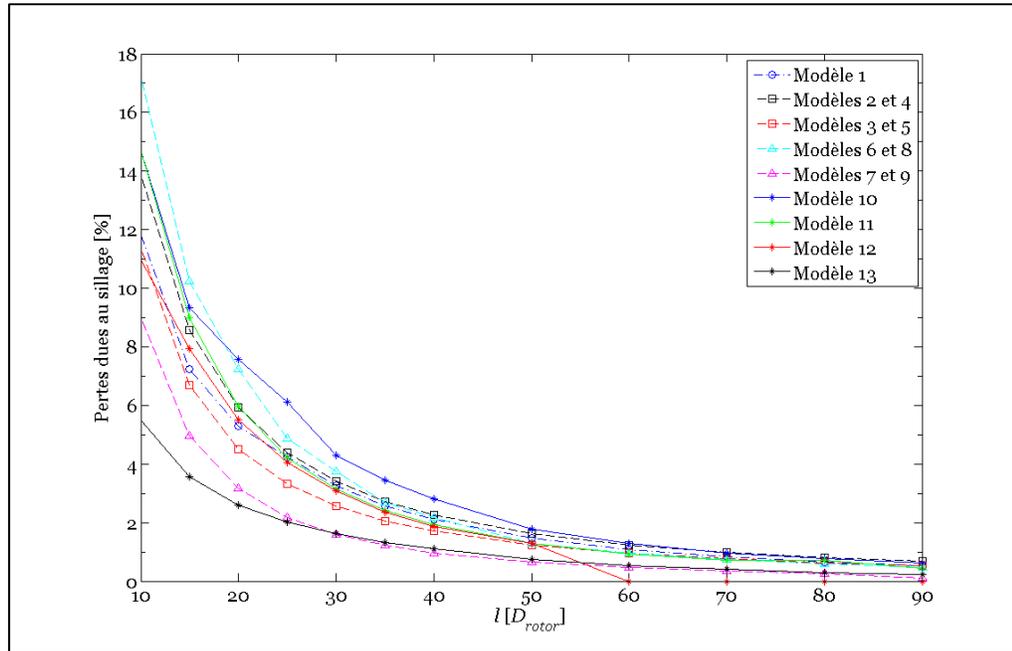


Figure 5.13 Pertes dues au sillage en fonction de la distance, $l > 10D$.

De manière générale, les pertes dues au sillage des modèles prédisent une diminution en fonction de la distance avec un comportement similaire à une fonction de puissance ($y = a^{-x}$). Les modèles 6 et 8 accordent le plus de pertes dues au sillage jusqu'à une distance de $20D$, où le modèle 10 devient le modèle qui accorde le plus de pertes dues au sillage.

Les options du calcul à l'aide de la balance d'énergie ou de la somme des carrés des déficits de vitesse des modèles de sillage de WindFarm (modèle 2 à 9) n'ont pas d'influence puisqu'une seule éolienne produit le sillage. Les courbes des modèles 2 à 5 ont une légère inflexion de la courbe entre $1D$ et $6D$.

Les modèles 7 et 9 ont des pertes dues au sillage relativement élevées à de faibles distances et diminuent rapidement, pour atteindre les résultats du modèle 13, qui accorde le moins de pertes dues au sillage, à une distance de $25D$.

Les modèles 10 et 11 ont le même comportement jusqu'à une distance de $15D$ où le modèle 10 accorde plus de pertes de sillage que le modèle 11.

Le modèle axisymétrique de WindPro (modèle 12) a des pertes dues au sillage plus importantes à $2D$ qu'à $1D$. Ensuite, sa courbe tend à s'approcher de celle du modèle 11 pour atteindre 0% à une distance supérieure à $50D$.

5.3.1.2 Angle entre l'éolienne qui génère le sillage et l'éolienne perturbée

La Figure 5.14 illustre les résultats obtenus suite à l'analyse de l'angle de l'éolienne qui génère le sillage à une distance de $4D$. Les résultats obtenus à des distances de $10D$ et $20D$ sont également disponibles à l'Annexe XIX.

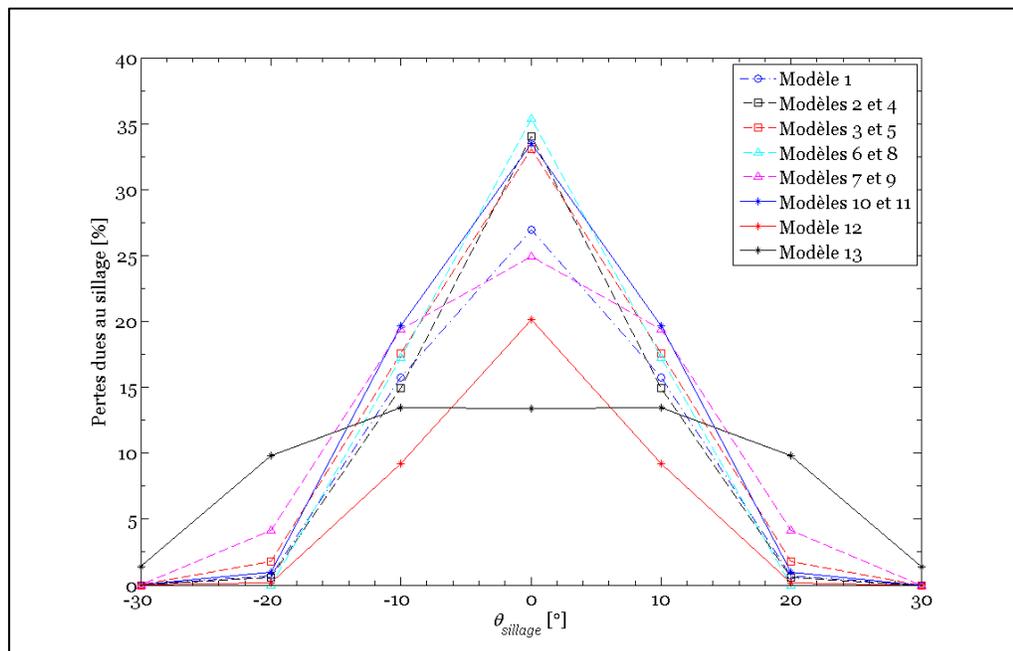


Figure 5.14 Pertes dues au sillage en fonction de l'angle, $l = 4D$.

À partir des pertes respectives dues au sillage pour chacun des modèles à $4D$, une diminution significative des pertes dues au sillage est observée lorsque l'angle augmente. Une exception est visible pour les modèles 7, 9 et 13. À dix degrés, les modèles 7 et 9 décrivent une diminution beaucoup moins prononcée que la majorité des modèles à 10 degrés.

Le modèle 13, quant à lui, a des pertes dues au sillage quasi identique de 0 degré à 10 degrés; par la suite, la courbe diminue tout en demeurant plus élevée que les autres modèles de sillage.

5.3.1.3 Nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage

Les résultats obtenus suite à l'analyse de l'effet du nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage sont présentés dans cette section. Les Figure 5.15 et 5.16 illustrent les résultats à des distances de $4D$ et $10D$, respectivement. Les résultats à des distances de $6D$ et $8D$ sont également disponibles à l'Annexe XX.

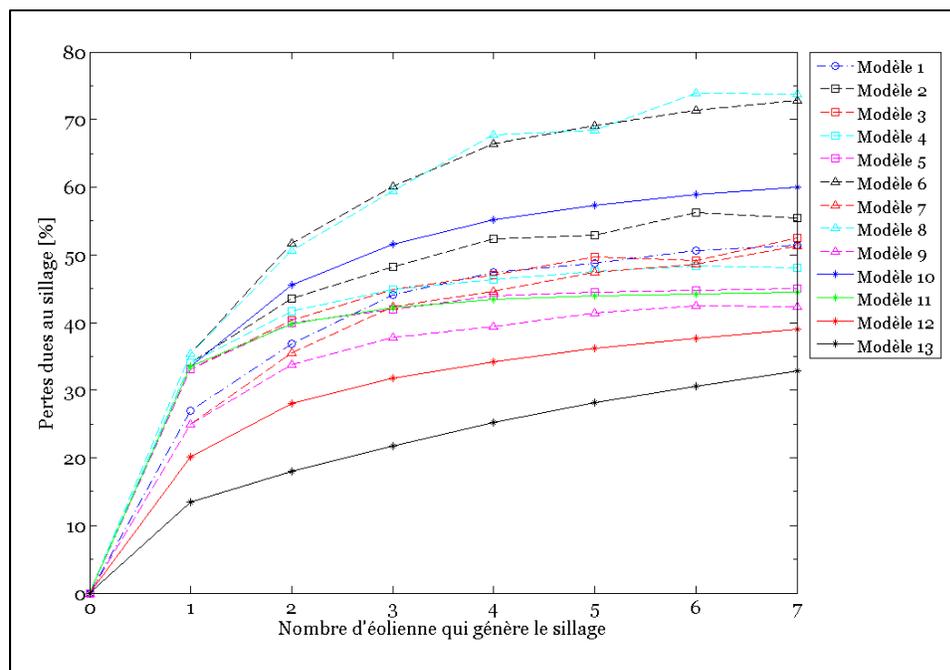


Figure 5.15 Pertes dues au sillage en fonction du nombre d'éoliennes, $l = 4D$.

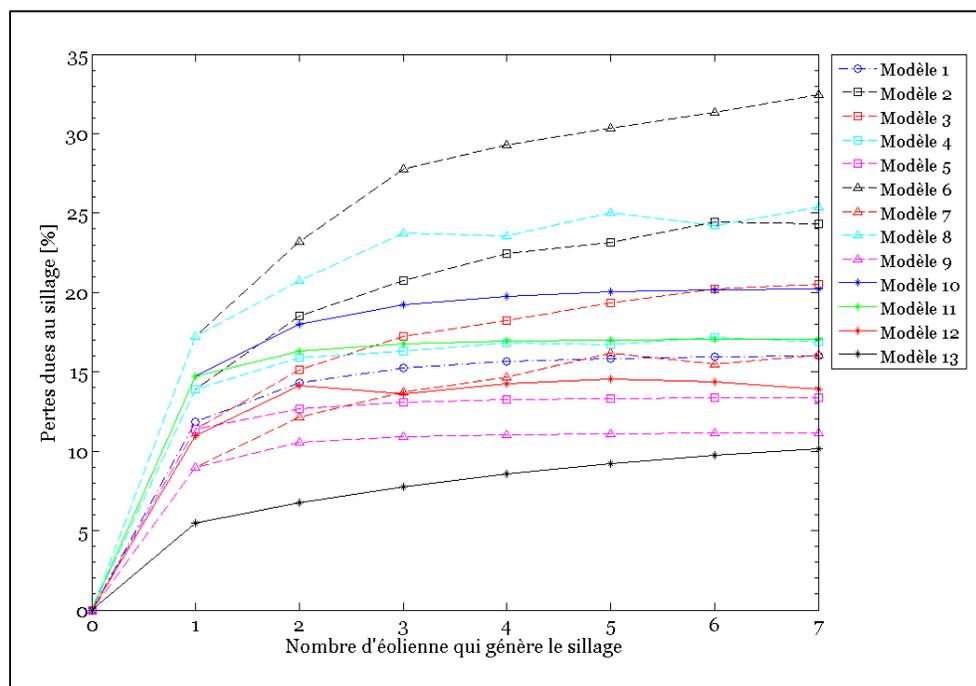


Figure 5.16 Pertes dues au sillage en fonction du nombre d'éoliennes, $l = 10D$.

Le modèle 6 accorde le plus de pertes dues au sillage. Des variations de pente sur la courbe de ce modèle sont observées à $1D$ et $3D$. Pour leur part les modèles 1, 10 et 11 tendent à se stabiliser après 3 à 4 éoliennes qui génèrent le sillage.

Les modèles de sillage de WindFarm (modèles 2 à 9) ont tendance à avoir une fluctuation des pertes dues au sillage. Les modèles ayant l'option du calcul avec la balance d'énergie accordent plus de pertes dues au sillage que ceux avec le calcul de la somme des carrés des déficits de vitesse. De plus, l'ajout du traitement du comportement oscillant du sillage dans le calcul des pertes de sillage crée une diminution de ces pertes, autant pour le modèle axisymétrique que le modèle de Katić.

5.3.2 Analyse sur un site réel

Cette section présente d'abord les erreurs de production des différents modèles de sillage suite aux analyses effectuées à la centrale éolienne I pour les sillages simples, multiples et la combinaison des deux types de sillage. Par la suite, les résultats des corrélations entre les indicateurs de sillage et l'erreur de production sont exposés. Enfin, les améliorations obtenues suite à la correction de l'erreur de production sont détaillées.

5.3.2.1 Sillages unitaires

La Figure 5.17 affiche les erreurs de production de sillages unitaires, c'est-à-dire les analyses où une seule éolienne génère le sillage.

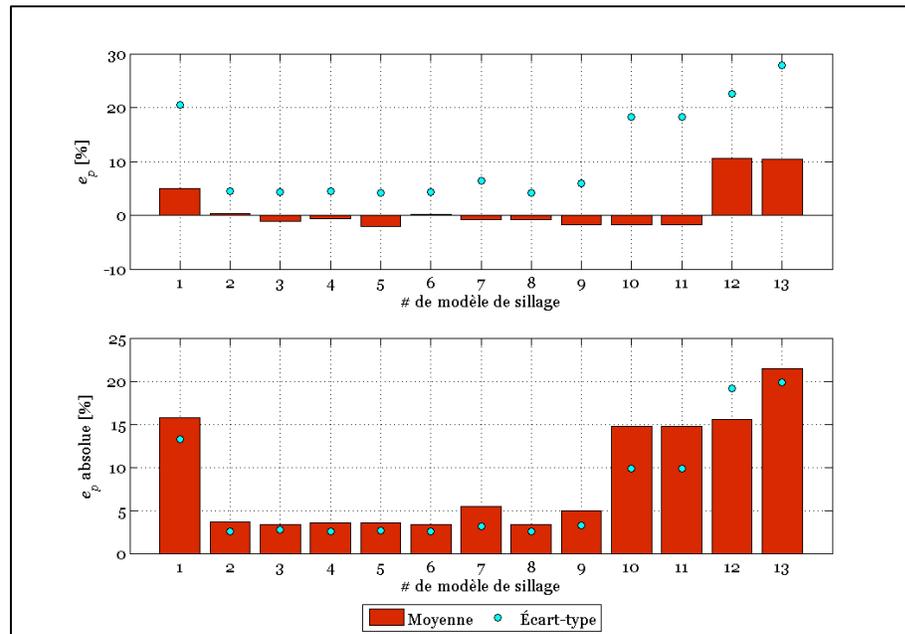


Figure 5.17 Erreur de production – Sillages unitaires.

La première observation est effectuée au niveau des erreurs de production des modèles de sillage de WindFarm (modèles 2 à 9). Ces huit modèles ont des erreurs de production absolues moyennes (e_p absolue) de l'ordre de trois fois moins élevées que les autres modèles. Cette observation pourrait être liée au fait que l'analyse du terrain de ces modèles est effectuée par MS-Micro. Puisque MS-Micro a une erreur de production due à l'effet de terrain près de deux fois plus faible que WASP (voir Section 5.1.3.1), cette erreur se reflète sur les analyses de sillage. On ne peut donc pas conclure que les modèles de WindFarm ont de meilleurs résultats que WASP avec les sillages unitaires.

Parmi les modèles de sillage de WindFarm, les modèles 7 et 9 ont des erreurs de production absolues moyennes légèrement plus élevées. Cette observation est causée par des pertes de sillage moins élevées, pour une distance correspondante aux éoliennes analysées (soit $4D$ à $5D$), (voir Section 5.3.1.1).

Ensuite, à la Section 5.3.1, il est également observé sur les modèles de sillage de WindFarm, que le calcul avec la balance d'énergie et celui avec la somme des carrés des déficits de vitesse ont les mêmes pertes lors de sillages unitaires. Cependant la Figure 5.17 illustre une légère différence, de l'ordre d'un pour cent, entre les modèles 2 vs. 4, 3 vs. 5, 6 vs. 8 et 7 vs. 9.

Cette observation peut être occasionnée par le fait que les zones où le modèle WindFarm considère qu'il y a perturbation par le sillage sont moins vastes que celles calculées à l'aide de la norme IEC (IEC, 2005) utilisée dans cette étude. Toutefois, ce n'est pas le cas de WindPro. Les modèles 10 et 11 ont les mêmes résultats au niveau de l'effet de la distance en terrain idéalisé. Cette observation est également visible à la Figure 5.17.

Finalement, le modèle 13 a les erreurs de production les plus élevées. Ces résultats sont dus aux sous-estimations des pertes de sillage du modèle (Section 5.3.1.1).

5.3.2.2 Sillage multiple

La Figure 5.18 illustre les résultats obtenus pour l'analyse des cas de sillages multiples, où plus d'une éolienne génère le sillage.

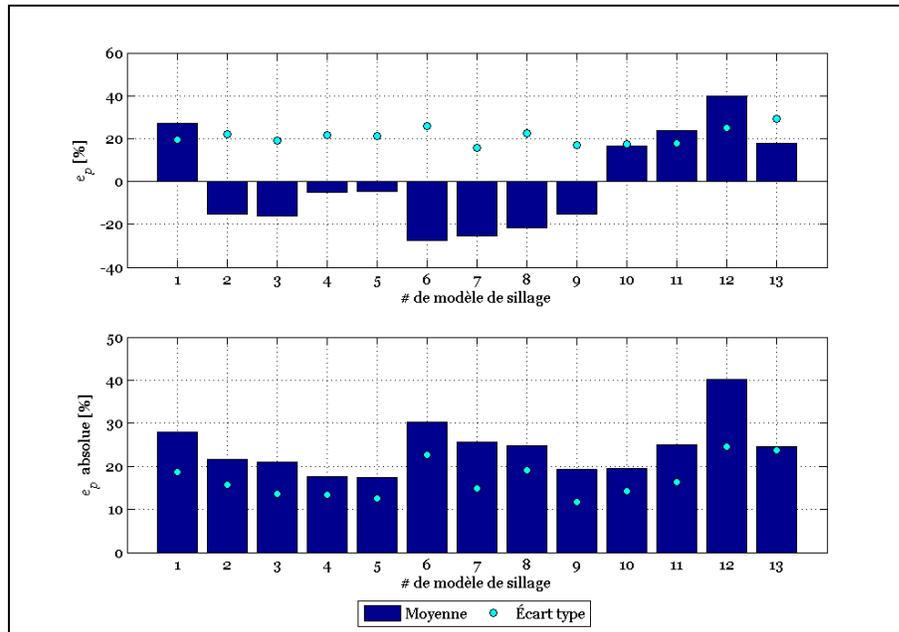


Figure 5.18 Erreur de production – Sillages multiples.

Premièrement, les modèles de sillage de WindFarm ont une augmentation significative des erreurs de production par rapport aux sillages simples. Cette observation démontre que pour une centrale éolienne semblable à la centrale I, les modèles de sillage de WindFarm évaluent plus difficilement les sillages multiples que les sillages unitaires. Par ailleurs, les modèles de sillage de WASP et WindPro ont une légère augmentation de l'erreur de production. La Figure 5.19 affiche l'augmentation de l'erreur de production de sillages multiples en comparaison aux sillages unitaires.

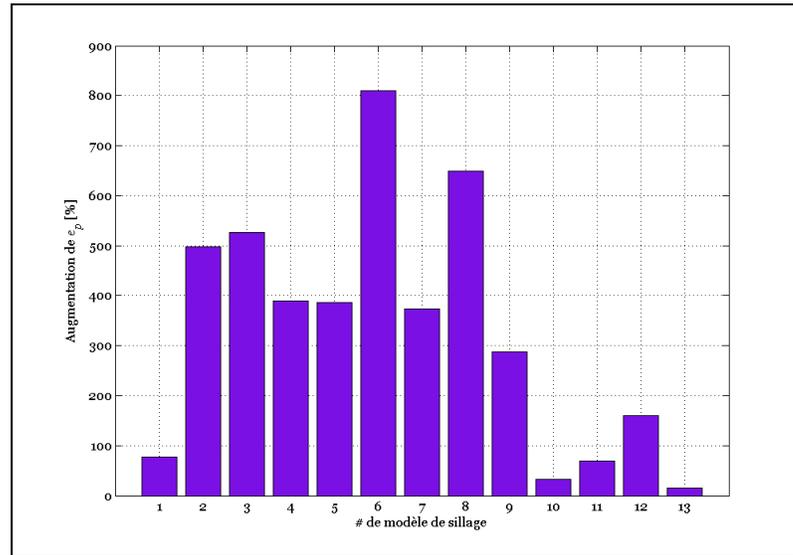


Figure 5.19 Augmentation de l'erreur de production entre les sillages simples et multiples.

Les augmentations d'erreurs les plus prononcées sont celles des modèles 6 et 8. Or ce sont ces modèles qui ont une perte de sillage la plus élevée lors de l'analyse du nombre d'éoliennes en terrain idéalisé (voir Figure 5.15).

De plus, la Figure 5.18 démontre que pour les sillages multiples, l'option de WindFarm du calcul de la somme des carrés de déficits de vitesse avec le comportement oscillant du sillage donne les meilleurs résultats, autant avec le modèle axisymétrique que le modèle décrit par Katić.

5.3.2.3 Combinaison des deux types de sillage

Les erreurs de production de sillages combinés sont présentées à la Figure 5.20.

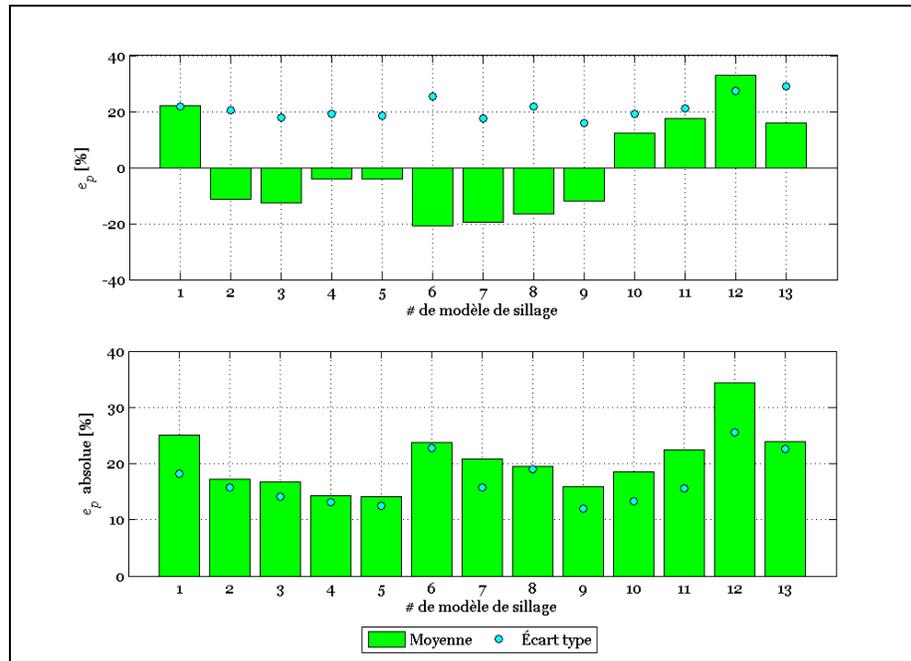


Figure 5.20 Erreur de production – Sillages combinés.

Ces résultats démontrent, pour un site semblable à la centrale I, que le modèle de sillage de WASP ne donne pas de très bons résultats comparativement aux autres modèles de sillage.

Parmi les modèles de sillage de WindPro, le modèle « N.O. Jensen (RISØ/EMD) » donne les meilleurs résultats. Ce modèle est également celui recommandé par EMD pour l'estimation de la ressource éolienne.

Finalement, le modèle de sillage le plus efficace est le modèle axisymétrique de WindFarm avec les options de calcul de la somme des carrés des déficits de vitesse et de comportement oscillant du sillage (« meandering »).

5.3.2.4 Corrélation de sillages

La Figure 5.21 présente les résultats des corrélations multiples effectuées entre les indicateurs de sillage (Section 4.6.1.2) et les erreurs de production. L'erreur absolue moyenne est représentée par les barres tandis que les R^2 sont représentés par les points.

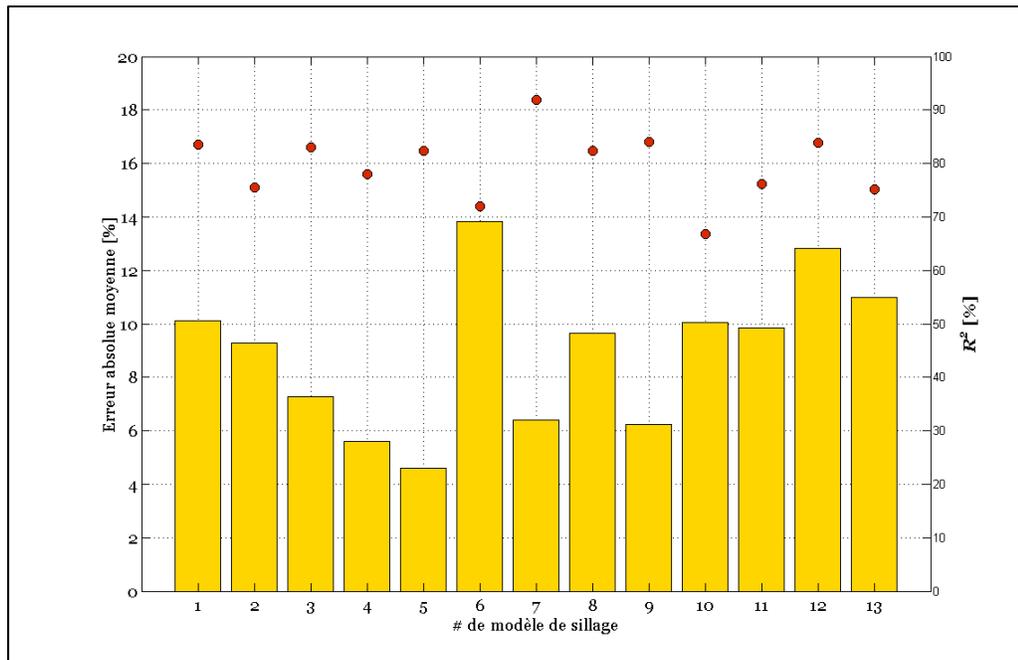


Figure 5.21 Comparaison des corrélations sur les modèles de sillage.

Globalement, les R-carré des corrélations se situent tous entre 70% et 90%. Les modèles de sillage de WindFarm possèdent les erreurs absolues moyennes les plus faibles à l'exception du modèle décrit par Katić avec le calcul de balance d'énergie. Le modèle 5 a la corrélation ayant la plus faible erreur absolue moyenne.

De plus, le modèle 5 est le seul modèle de sillage où tous les indicateurs sont significatifs dans la corrélation. Le Tableau 5.7 affiche les indicateurs significatifs pour chaque modèle de sillage.

Tableau 5.7 Indicateurs significatifs des modèles de sillage

Modèle de sillage	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$NB_{sillage}$	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
$l_1_{sillage}$	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
$l_m_{sillage}$	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
$\theta_1_{sillage}$		X	X		X	X		X				X	X
$\theta_m_{sillage}$	X				X					X	X		
$\Delta h_m_{sillage}$	X				X	X				X	X	X	X

Pour l'ensemble des modèles, le nombre d'éoliennes qui génèrent le sillage ainsi que les deux indicateurs de distance sont significatifs. Une exception est observée au modèle 6. Toutefois, ce modèle obtient l'erreur absolue moyenne la plus élevée (Figure 5.21).

Suite aux corrélations, la correction de l'erreur de production à l'aide de l'équation de corrélation est effectuée. La Figure 5.22 illustre la comparaison entre les erreurs de production initiales et les erreurs de production corrigées.

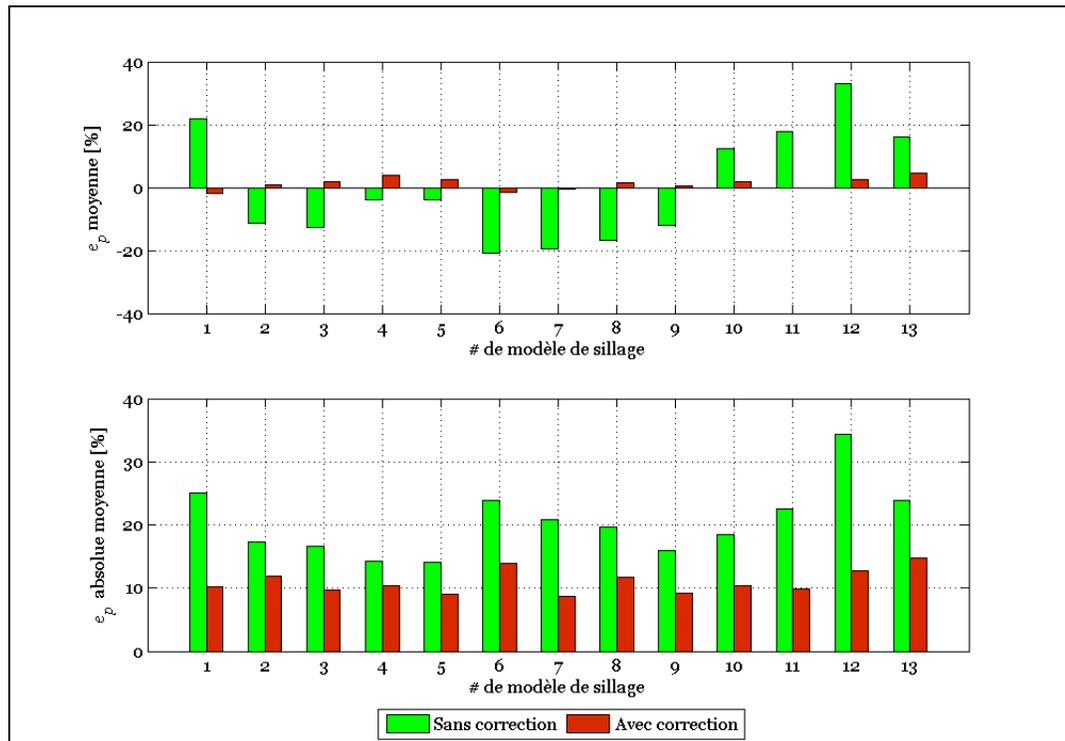


Figure 5.22 Effet de sillage - Comparaison des erreurs de production initiales et corrigées.

Une diminution moyenne de l'erreur de production de 79.3% est observée ainsi qu'une diminution de 44.5% au niveau de l'erreur de production absolue. Ces observations permettent de constater que les indicateurs définis dans cette étude semblent valides.

La méthodologie présentée ne permet pas de définir l'erreur de production pour l'étude de vent préliminaire à l'implantation d'éoliennes puisque la corrélation nécessite de connaître la production énergétique des éoliennes. Par contre, les résultats d'analyse sur un site idéalisé et sur site réel permettent de mieux comprendre les erreurs de production liées aux sillages et d'être en mesure d'approximer l'ampleur de ces erreurs.

5.4 Correction de la courbe de puissance (hors sillage)

Suite aux analyses pour la validation de la correction de la courbe de puissance, l'amélioration apportée par cette correction est évaluée. La Figure 5.23 affiche les résultats pour les différentes centrales éoliennes.

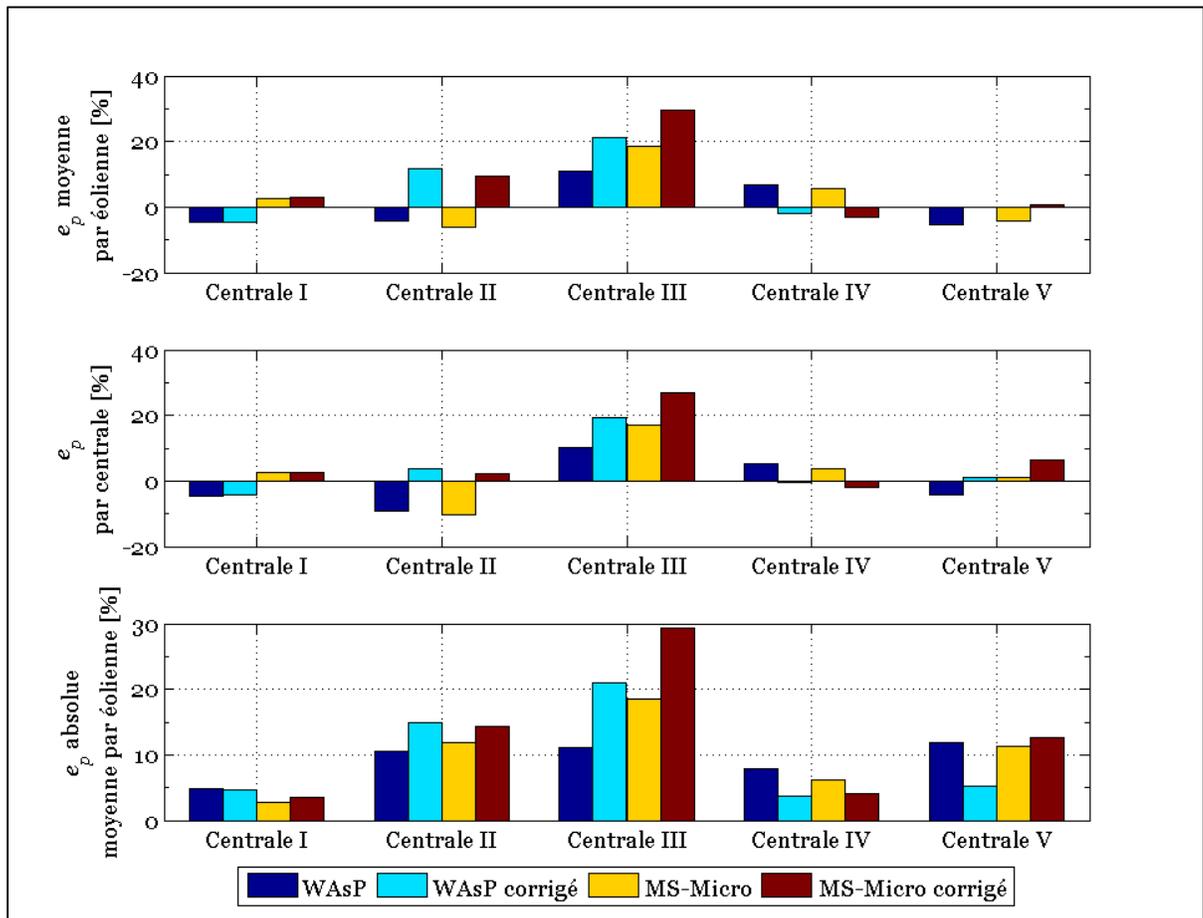


Figure 5.23 Résultats dus à la correction de la courbe de puissance en fonction des centrales éoliennes.

La correction de la courbe de puissance n'apporte pas une amélioration uniforme significative de l'erreur de production. À titre d'exemple, des augmentations d'erreur de production allant jusqu'à plus de 600%, dans le cas de l'erreur de production moyenne de la

centrale V avec le modèle MS-Micro, sont observées. Pour sa part, la centrale IV, analysée avec le modèle WAsP, montre une amélioration de cette erreur de l'ordre de 94%.

De plus, les valeurs d'erreur dues à la courbe de puissance (e_{cp}) permettent d'émettre l'hypothèse que la mesure de la vitesse à la nacelle de l'éolienne n'est pas représentative de la vitesse de vent. Des erreurs positives significatives représenteraient une surproduction pouvant atteindre plus de 25%. Une telle surproduction annuelle est, en pratique, improbable. La Figure 5.24 affiche l'erreur de la courbe de puissance moyenne par éolienne, ainsi que la valeur minimum et maximum pour chacune des centrales.

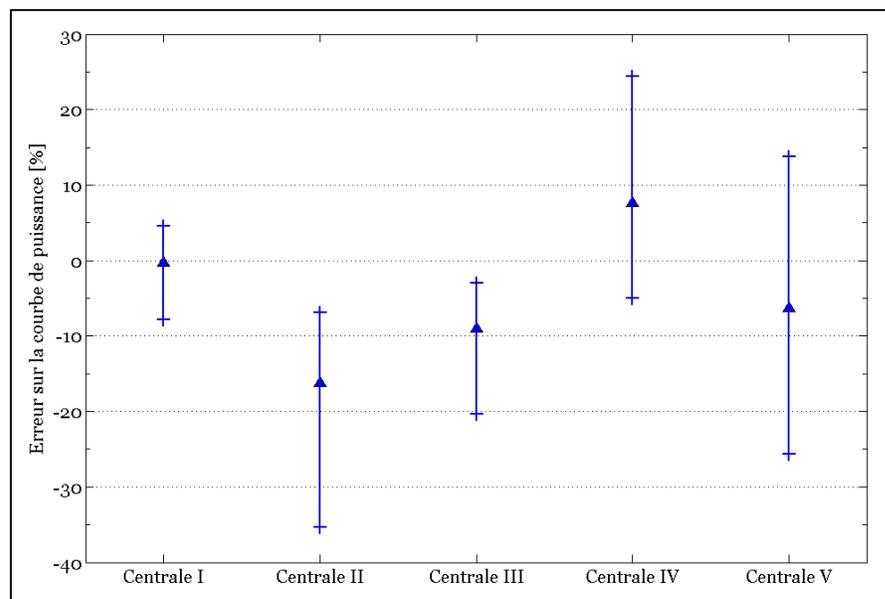


Figure 5.24 Erreur sur la courbe de puissance moyenne en fonction des centrales éoliennes.

De plus, les corrélations effectuées avec les résultats de la correction de la courbe de puissance affichent une diminution de tendance, soit par des erreurs absolues moyennes plus élevées ou des R-carré plus faibles. Cela permet de croire que la correction de la courbe de puissance ajoute un paramètre aléatoire significatif à la corrélation. La Figure 5.25 affiche la valeur absolue moyenne ainsi que les R-carré des corrélations effectuées. Les erreurs

absolues moyennes sont représentées par les barres tandis que les valeurs de R-carré sont décrites par les marqueurs.

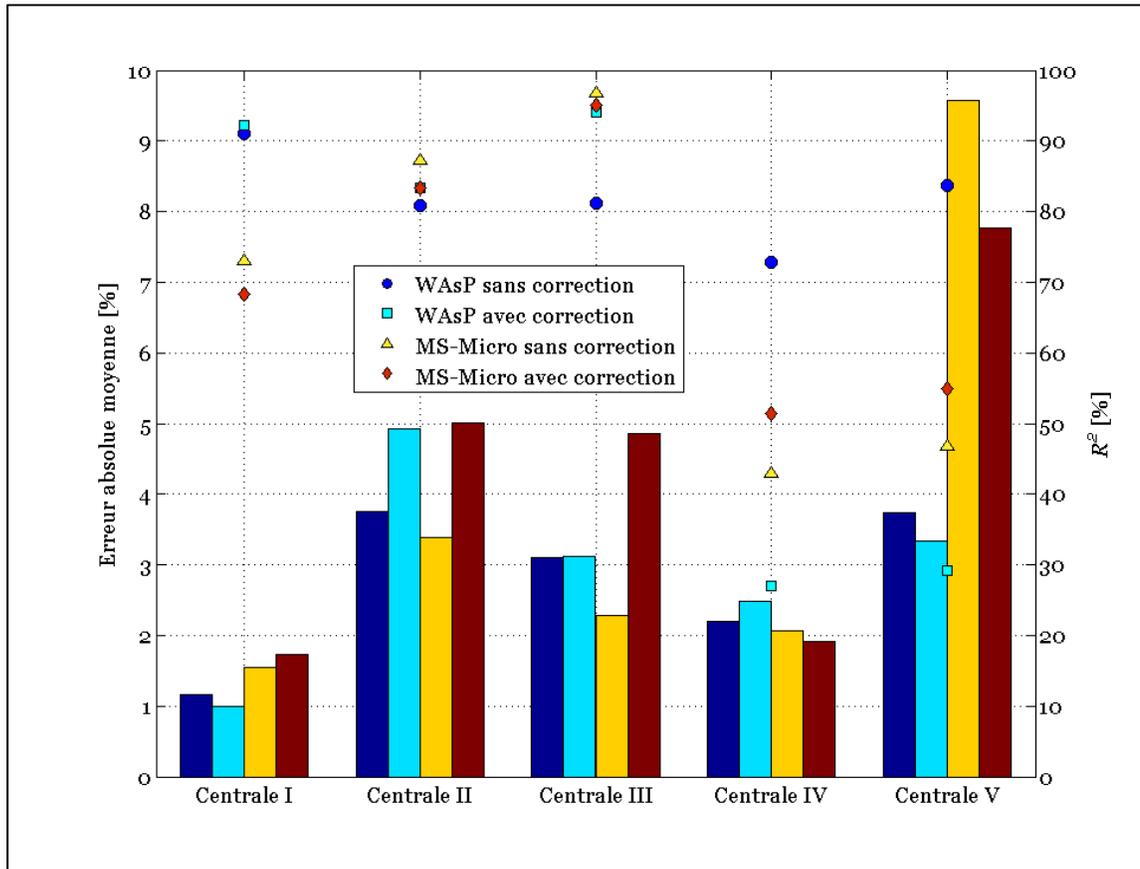


Figure 5.25 Comparaison des corrélations sur l'application de la correction de la courbe de puissance.

Les centrales I, IV et V ont une diminution de l'erreur absolue moyenne lorsque la correction de la courbe de puissance est appliquée. Par contre, la diminution significative du R-carré au niveau de ces centrales permet de croire une diminution de tendance importante. Une exception s'affiche au niveau du modèle MS-Micro des centrales IV et V où la valeur du R-carré augmente. Malgré cette augmentation, la valeur du R-carré est en dessous de 60%, ce qui ne permet pas d'émettre l'existence d'une tendance significative. Cette affirmation est d'autant plus confirmée pour la centrale V où la valeur absolue moyenne est très élevée.

Les différents points présentés dans cette section ne permettent pas de valider la méthode de la correction de la courbe de puissance décrite dans cette étude. La correction de la courbe de puissance suggérée n'est donc pas retenue.

5.5 Correction des modèles

Cette section présente les résultats obtenus suite aux différentes corrections définies à la Section 4.8.

5.5.1 Analyse d'erreurs de la distribution de Weibull

Les différentes analyses reliées à la correction de la distribution de Weibull ont été effectuées sur la centrale éolienne I. Sur ce site, 183 secteurs hors sillage de 10 degrés sont disponibles. Puisque ce site dispose de deux ans de données, il y a un total de 366 analyses effectuées.

Le site de la centrale éolienne I est considéré comme un terrain non complexe. Les erreurs dues à la distribution fréquentielle de Weibull sont plus visibles lors de la comparaison. La Figure 5.26 affiche les résultats obtenus pour l'ensemble des secteurs à l'aide du modèle WAsP.

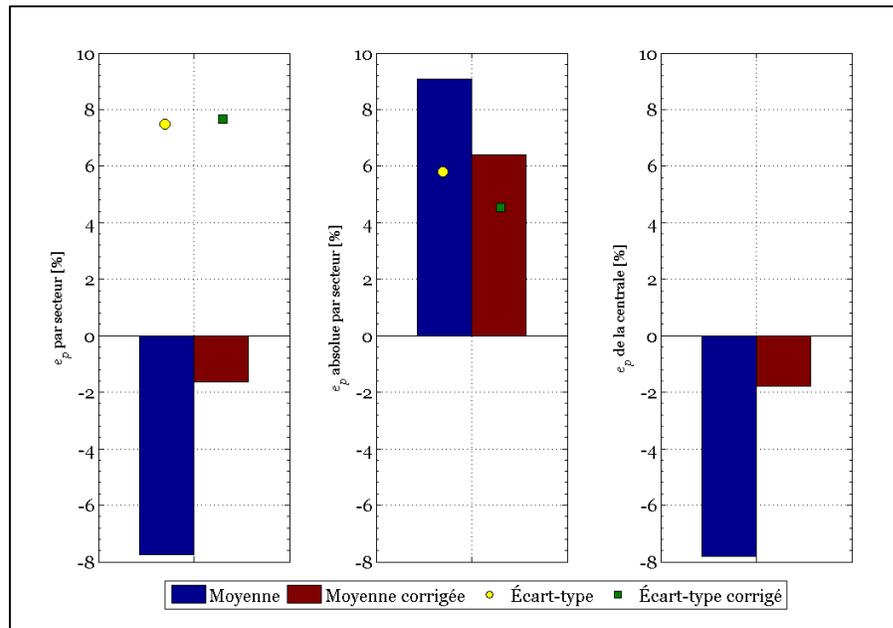


Figure 5.26 Erreurs de la distribution de Weibull résultats par secteurs – Modèle WAsP.

Suite à la correction de la distribution de Weibull, une diminution significative des erreurs de prédiction est observée. Le Tableau 5.8 affiche la diminution de l'erreur de production apportée par l'application de la correction.

Tableau 5.8 Amélioration - Correction de la distribution de Weibull

	Amélioration [%]
Moyenne par éolienne	79.0
Moyenne absolue par éolienne	29.5
Centrale éolienne totale	77.3

Afin de valider que ces améliorations sont dues à une meilleure estimation des paramètres de Weibull, une comparaison entre les modèles WAsP et MS-Micro est effectuée. Puisque MS-Micro n'utilise pas la distribution de Weibull pour le calcul de production, mais les histogrammes de vitesses, aucune amélioration ne devrait être observée pour MS-Micro.

Les analyses pour cette comparaison sont effectuées par éolienne (comparativement à celles effectuées par secteur décrites plus haut). La Figure 5.27 illustre la comparaison des modèles suite à la correction de la distribution de Weibull.

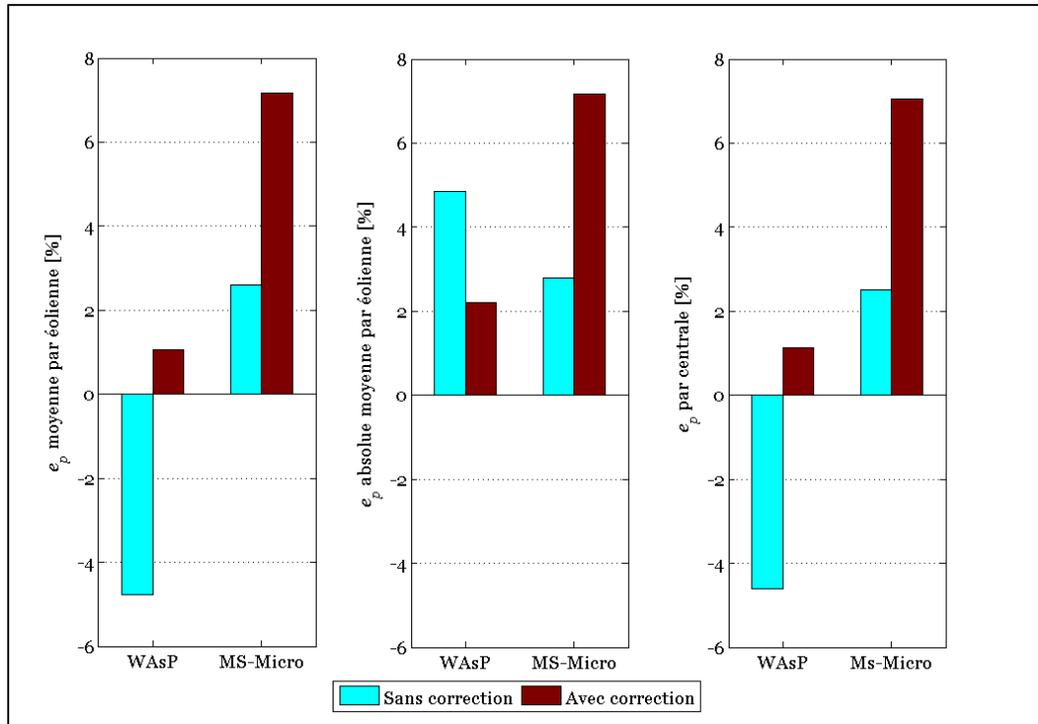


Figure 5.27 Erreur de la distribution de Weibull – Comparaison des modèles.

Une augmentation de l'erreur de production est observée lors de l'application de la correction au modèle MS-Micro et une diminution pour le modèle WAsP.

Suite aux résultats obtenus, il serait pertinent de modifier la méthodologie de manière à conserver la direction du vent représentative par rapport aux valeurs initiales. De cette manière, la correction de la courbe de puissance pourrait être appliquée sur des sites complexes.

5.5.2 Analyse des erreurs de discrétisation de la courbe de puissance

La comparaison entre les deux calculs de puissance, tout comme l'analyse d'erreur de la distribution de Weibull, a été effectuée sur 366 secteurs hors sillages de la centrale éolienne I. Les résultats sont affichés à la Figure 5.28.

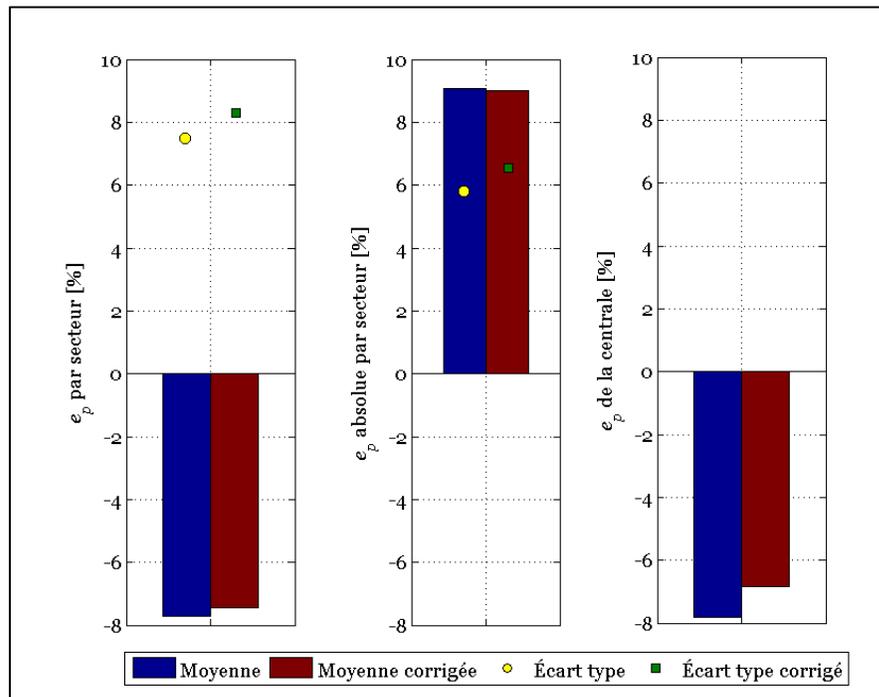


Figure 5.28 Erreurs de discrétisation résultats par secteurs – Modèle WAsP.

Cette correction apporte une légère diminution des erreurs de production. L'erreur due à l'approximation du calcul de puissance (e_{acp}) est par la suite calculée pour toutes les centrales. La Figure 5.29 illustre ces résultats.

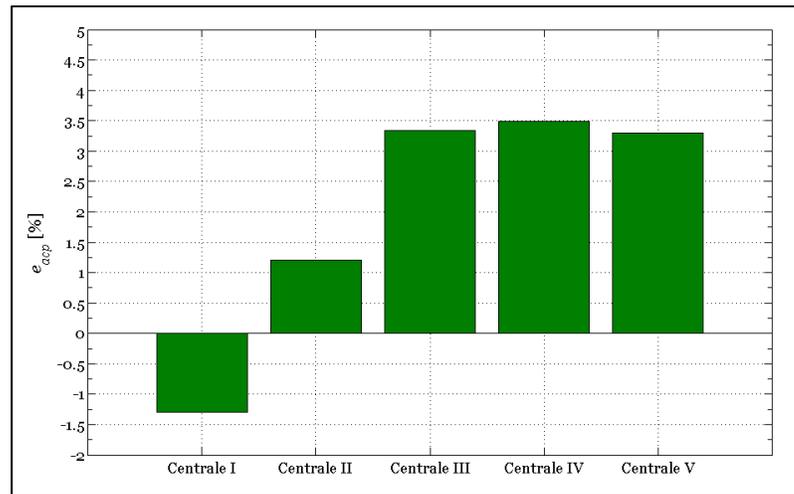


Figure 5.29 Erreur de discrétisation de la courbe de puissance
Modèle WASP.

Ces résultats démontrent que l'erreur d'approximation du calcul de puissance varie selon les centrales éoliennes. Ces variations sont principalement dues aux différentes distributions de Weibull et aux courbes des éoliennes. L'erreur e_{acp} atteint une moyenne maximale de 3.5% à la centrale IV.

L'approximation du calcul de puissance du modèle WASP apporte des incertitudes, non négligeables selon le cas. La correction abordée dans cette section permet d'évaluer cette incertitude en fonction de la courbe de puissance de l'éolienne et des différentes distributions de Weibull et d'appliquer la correction sur les résultats de production.

5.5.3 Combinaison des corrections

Les corrections de la distribution de Weibull et de discrétisation de la courbe de puissance apportent une diminution des erreurs de production sur la centrale éolienne I. Suite à ces observations, les corrections sont combinées. Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 5.9.

Tableau 5.9 Comparaison des erreurs de production
combinaison des corrections – Modèle WAsP

	Sans correction [%]	Corrections combinées [%]	Amélioration [%]
e_p moyenne par secteur	-7,73	-0,61	92.11
e_p moyenne absolue par secteur	9,08	6,32	30.4
e_p de la centrale	-7,81	-0,75	90.4

CONCLUSION

Les objectifs de ce mémoire sont de permettre une meilleure compréhension des limites des modèles d'estimation de la ressource éolienne et proposer des recommandations de méthodologies efficaces d'estimation de la production éolienne.

Ce mémoire a d'abord présenté une comparaison des différents modèles d'estimation de la ressource éolienne dans le contexte de centrales éoliennes. Il a été démontré, selon les résultats obtenus, que le modèle MS-Micro tend à obtenir les meilleurs résultats sur les terrains simples, tandis que WASP a des résultats comportant moins d'erreurs au niveau de la production d'énergie pour les centrales éoliennes en terrain complexe.

Le modèle de sillage le plus approprié en sillages unitaires est le modèle décrit par Katić, incorporé dans WindFarm, avec l'option de la balance d'énergie. Le modèle de sillage ayant les meilleurs résultats pour les sillages multiples est le modèle N.O. Jensen (RISØ/EMD) de WindPro.

De plus, divers indicateurs ont été développés afin de mieux connaître les sources d'erreur des modèles. Entre autres, une classification de la rugosité a été créée, incluant un paramètre de rugosité de référence ainsi qu'un paramètre de complexité de rugosité. Ces indicateurs ont permis de réduire de 83.4% les erreurs de production d'énergie au niveau des effets de terrain et de 79.3% au niveau du sillage. Les résultats obtenus sur les centrales analysées permettent de mieux comprendre les limites des modèles étudiés.

La méthodologie utilisée pour évaluer l'erreur de production causée par l'effet de terrain peut être utilisée lors de l'étude de vent préliminaire à l'implantation d'éoliennes. Pour ce faire, l'erreur doit être basée sur les vitesses de vent aux différents mâts météorologiques au lieu de la production énergétique comme utilisée dans cette étude. Il est recommandé d'utiliser sept

mâts météorologiques pour résoudre les sept variables de l'équation de l'erreur de production.

Certaines analyses supplémentaires pourraient être effectuées afin d'améliorer les indicateurs de topographie. Une variation du rayon d'analyse, définie initialement par $20D$, pourrait être effectuée afin d'optimiser les différentes classifications. Il a également été observé que la distance joue un rôle important sur l'erreur de production lors de l'analyse de l'effet de terrain. Les différentes rugosités d'une surface pourraient donc être pondérées en fonction de leur distance par rapport au mât ou à l'éolienne. De cette manière, les rugosités très proches de l'objet auraient une plus grande importance que celles à la limite du rayon d'analyse. De plus, certains paramètres supplémentaires pourraient être évalués tel que : la résolution des cartes d'orographie et de rugosité, la turbulence, le cisaillement du vent, etc.

La méthodologie utilisée pour l'analyse de l'effet du sillage ne peut être utilisée lors de l'étude préliminaire à l'implantation d'éoliennes puisqu'elle nécessite de connaître la production énergétique des éoliennes. Toutefois, les résultats d'analyse en site idéalisé et en site réel permettent de mieux comprendre les erreurs de production des modèles de sillage présentés. D'autres études semblables à celle présentée dans ce mémoire pourraient être effectuées afin de vérifier si les coefficients de l'équation de l'erreur de production sont indépendants des sites. Ainsi, la production énergétique des éoliennes ne serait plus nécessaire pour bâtir l'équation et les erreurs de production due à l'effet du sillage pourraient être évaluées lors de l'étude préliminaire à l'implantation d'éolienne. De plus, ces futures études pourraient inclure l'évaluation de l'effet du rang profond (« Deep Array Effect »). Cette méthode a été développée par Garrad Hassan et a été incorporée dans le modèle WindFarmer après la sélection des modèles commerciaux étudiés. L'effet du rang profond permet de calculer la perturbation de l'écoulement atmosphérique causée par la centrale éolienne. Il a été démontré que cette méthode permet une meilleure estimation des pertes dues aux sillages pour de grandes centrales éoliennes, avec un nombre élevé d'éoliennes (Garrad Hassan, 2009).

L'analyse de l'effet de vitesse ne permet pas de déterminer, de façon certaine, s'il existe une relation entre la vitesse de vent moyenne par secteur et l'erreur sur l'extrapolation horizontale, étant donné que l'étude est basée sur la production énergétique. Afin de vérifier si une telle relation est présente, une étude ultérieure pourrait être effectuée où des données de plusieurs mâts seraient disponibles sur un même site.

Enfin, ce mémoire a présenté les erreurs de production reliées à des simplifications, tel que l'estimation de la distribution de Weibull et la discrétisation de la courbe de puissance, effectuées par le modèle WAsP. Des méthodologies efficaces ont été développées afin de réduire les erreurs de production reliées à ces simplifications. Une réduction de l'erreur de production de 90.4% a été obtenue sur la centrale éolienne I.

ANNEXE I

MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE I-2009

Secteur d'exclusion

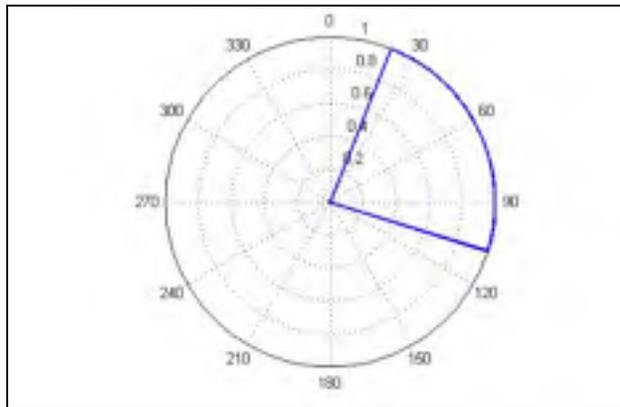


Figure-A I-1 Secteurs d'exclusion
Centrale éolienne I-2009.

Phase 1 : Élimination des données perturbées et manquantes

Tableau A I-1 Élimination des données perturbées et manquantes
Centrale éolienne I-2009

	Nombre	Pourcentage [%]
Données initiales	43 776	100
Données manquantes	2787	6,4
Données perturbées	4220	9,6
Données restantes	36 769	16,0

Phase 2 : Identification des données suspectes

Tableau A I-2 Identification des données suspectes
Centrale éolienne I-2009

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	183	0,4
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	1237	2,8
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	268	0,6
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	6217	14,2
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	7012	16,0
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	2645	6,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	122	0,3
	Température	0	0,0
Données identifiées		17 684	40,4

Phase 3 : Examen visuel des données suspectes

Tableau A I-3 Données suspectes éliminées
Centrale éolienne I-2009

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	161	0,4
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	76	0,2
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	9	0,0
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	52	0,1
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	103	0,2
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	63	0,1
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	0	0,0
	Température	0	0,0
Données identifiées éliminées		464	1,1

Sommaire des données retirées

Tableau A I-4 Sommaire des données retirées
Centrale éolienne I-2009

Mois	Données manquantes		Données perturbées		Données retirées		Total	
	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]
Janvier	90	3,2	121	2,9	117	25,2	207	6,4
Février	1483	53,2	250	5,9	104	22,4	1587	48,8
Mars	1214	43,6	598	14,2	122	26,3	1336	41,1
Avril	0	0,0	146	3,5	121	26,1	121	3,7
Mai	0	0,0	583	13,8	0	0,0	0	0,0
Juin	0	0,0	881	20,9	0	0,0	0	0,0
Juillet	0	0,0	472	11,2	0	0,0	0	0,0
Août	0	0,0	277	6,6	0	0,0	0	0,0
Septembre	0	0,0	235	5,6	0	0,0	0	0,0
Octobre	0	0,0	657	15,6	0	0,0	0	0,0
Novembre	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Décembre	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Données initiales			43 776					
Données restantes			35 925	82.1				

Distribution de Weibull

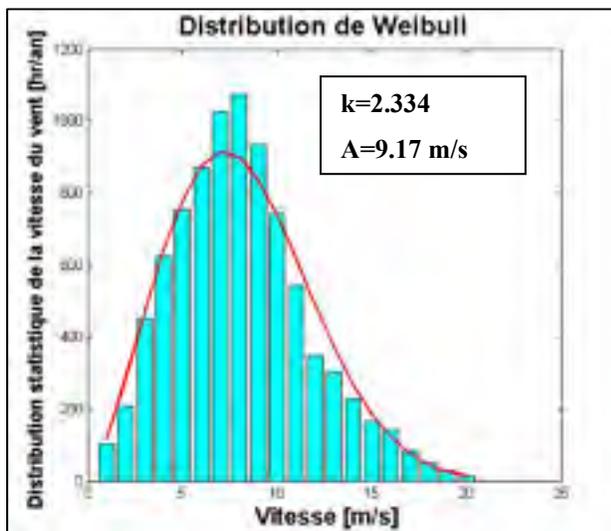


Figure-A I-2 Distribution de Weibull
Centrale éolienne I-2009.

Rose des vents

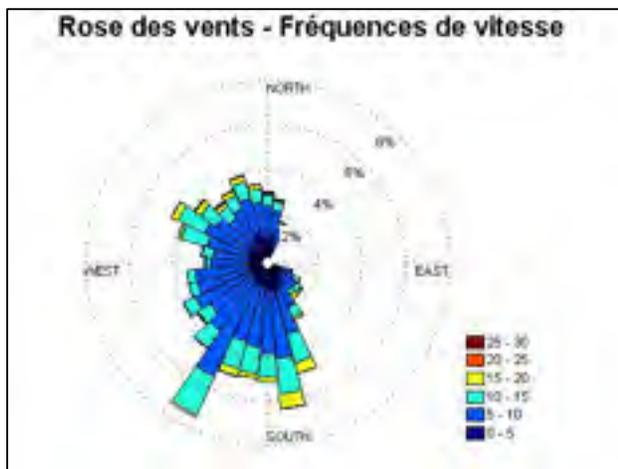


Figure-A I-3 Rose des vents
Centrale éolienne I-2009.

ANNEXE II

MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE II

Secteur d'exclusion

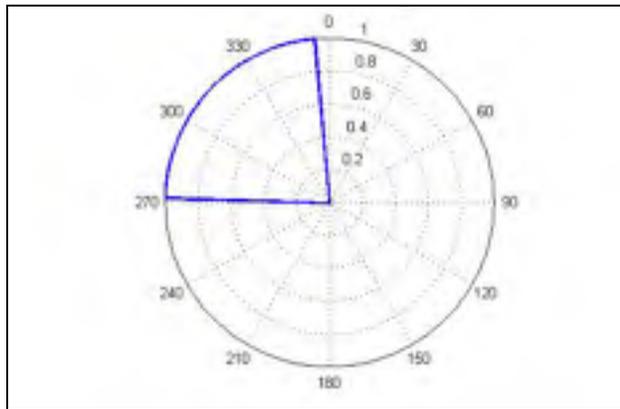


Figure-A II-1 Secteurs d'exclusion
Centrale éolienne II.

Phase 1 : Élimination des données perturbées et manquantes

Tableau A II-1 Élimination des données perturbées et manquantes
Centrale éolienne II

	Nombre	Pourcentage [%]
Données initiales	52 560	100
Données manquantes	5512	10,5
Données perturbées	21 767	41,4
Données restantes	25 281	48,1

Phase 2 : Identification des données suspectes

Tableau A II-2 Identification des données suspectes
Centrale éolienne II

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	0	0,0
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	436	0,8
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	705	1,3
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	162	0,3
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	0	0,0
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	189	0,4
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	667	1,3
	Température	54	0,1
Données identifiées		2213	4,2

Phase 3 : Examen visuel des données suspectes

Tableau A II-3 Données suspectes éliminées
Centrale éolienne II

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	0	0,0
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	64	0,1
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	14	0,0
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	0	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	0	0,0
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	0	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	0	0,0
	Température	18	0,0
Données identifiées éliminées		96	0,2

Sommaire des données retirées

Tableau A II-4 Sommaire des données retirées
Centrale éolienne II

Mois	Données manquantes		Données perturbées		Données retirées		Total	
	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]
Janvier	81	1,5	2556	11,7	24	12,3	2661	9,7
Février	1852	33,6	1327	6,1	9	4,6	3188	11,6
Mars	362	6,6	2283	10,5	39	20,0	2684	9,8
Avril	887	16,1	1641	7,5	0	0,0	2528	9,2
Mai	63	1,1	1970	9,1	0	0,0	2033	7,4
Juin	10	0,2	933	4,3	0	0,0	943	3,4
Juillet	0	0,0	872	4,0	85	43,6	957	3,5
Août	0	0,0	2133	9,8	38	19,5	2171	7,9
Septembre	0	0,0	2256	10,4	0	0,0	2256	8,2
Octobre	0	0,0	2344	10,8	0	0,0	2344	8,5
Novembre	303	5,5	1947	9,0	0	0,0	2250	8,2
Décembre	1954	35,5	1505	6,9	0	0,0	3459	12,6
Données initiales			52 560					
Données restantes			25 086	47,7				

Distribution de Weibull

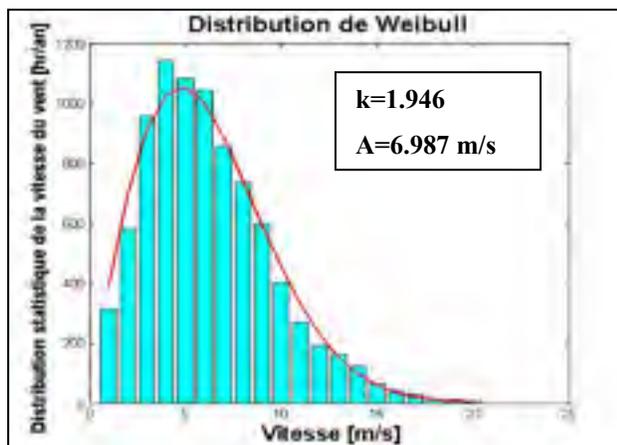


Figure-A II-2 Distribution de Weibull
Centrale éolienne II.

Rose des vents

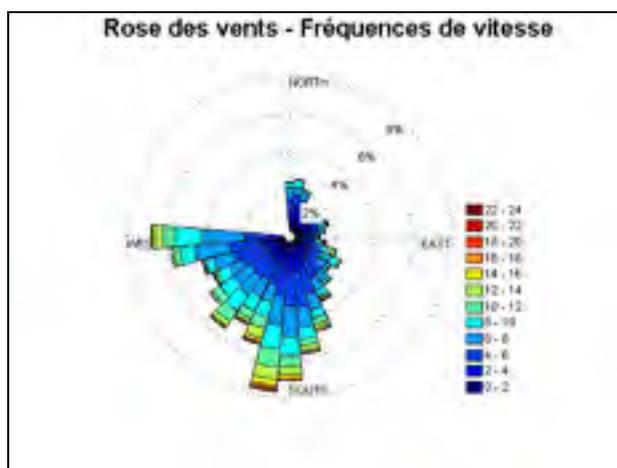


Figure-A II-3 Rose des vents
Centrale éolienne II.

ANNEXE III

MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE III

Secteur d'exclusion



Figure-A III-1 Secteurs d'exclusion
Centrale éolienne III.

Phase 1 : Élimination des données perturbées et manquantes

Tableau A III-1 Élimination des données perturbées et manquantes
Centrale éolienne III

	Nombre	Pourcentage [%]
Données initiales	51 132	100
Données manquantes	23 893	46,7
Données perturbées	12 999	25,4
Données restantes	14 240	27,9

Phase 2 : Identification des données suspectes

Tableau A III-2 Identification des données suspectes
Centrale éolienne III

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	584	1,1
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	235	0,5
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	537	1,1
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	576	1,1
	Vitesse moyenne par jour Δ	2711	5,3
	Direction moyenne du vent Δ	1749	3,4
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	13	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	20 979	41,0
	Température	931	1,8
Données identifiées		28 315	55,4

Phase 3 : Examen visuel des données suspectes

Tableau A III-3 Données suspectes éliminées
Centrale éolienne III

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	94	0,2
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	34	0,1
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	37	0,1
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	1	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	73	0,1
	Direction moyenne du vent Δ	110	0,2
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	0	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	0	0,0
	Température	0	0,0
Données identifiées éliminées		349	0,7

Sommaire des données retirées

Tableau A III-4 Sommaire des données retirées
Centrale éolienne III

Mois	Données manquantes		Données perturbées		Données retirées		Total	
	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]
Janvier	263	1,1	935	7,2	84	30,8	1282	3,5
Février	2635	11,0	520	4,0	4	1,5	3159	8,5
Mars	1185	5,0	1752	13,5	35	12,8	2972	8,0
Avril	3677	15,4	529	4,1	4	1,5	4210	11,3
Mai	4464	18,7	0	0,0	0	0,0	4464	12,0
Juin	4320	18,1	0	0,0	0	0,0	4320	11,6
Juillet	3233	13,5	978	7,5	4	1,5	4215	11,3
Août	86	0,4	2240	17,2	8	2,9	2334	6,3
Septembre	278	1,2	1823	14,0	0	0,0	2101	5,7
Octobre	115	0,5	2151	16,6	88	32,2	2354	6,3
Novembre	518	2,2	1691	13,0	23	8,4	2232	6,0
Décembre	3119	13,1	380	3,0	23	8,4	3522	9,5
Données initiales			51 132					
Données restantes			15 395	30,1				

Distribution de Weibull

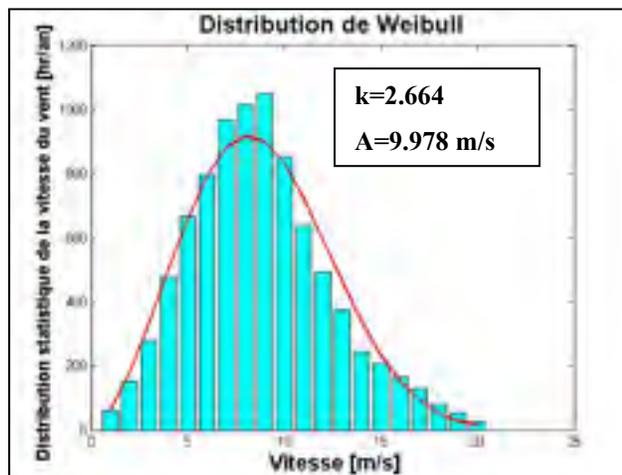


Figure-A III-2 Distribution de Weibull
Centrale éolienne III.

Rose des vents

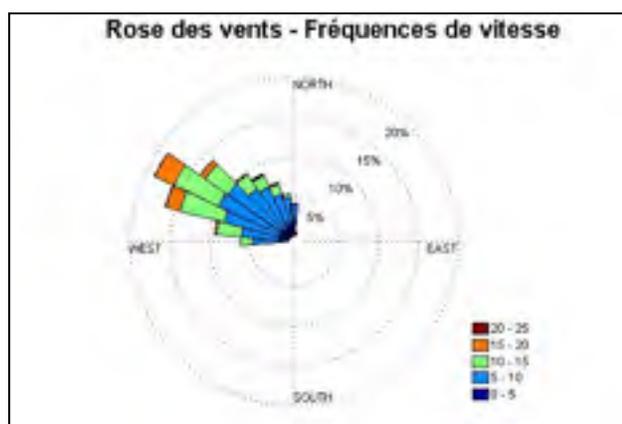


Figure-A III-3 Rose des vents
Centrale éolienne III.

ANNEXE IV

MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE IV

Secteur d'exclusion

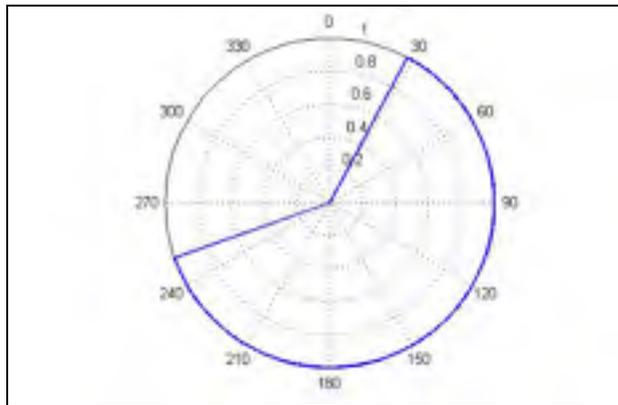


Figure-A IV-1 Secteurs d'exclusion
Centrale éolienne IV.

Phase 1 : Élimination des données perturbées et manquantes

Tableau A IV-1 Élimination des données perturbées et manquantes
Centrale éolienne IV

	Nombre	Pourcentage [%]
Données initiales	51 132	100
Données manquantes	2022	4,0
Données perturbées	32 387	63,3
Données restantes	16 723	32,7

Phase 2 : Identification des données suspectes

Tableau A IV-2 Identification des données suspectes
Centrale éolienne IV

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	11	0,0
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	0	0,0
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	202	0,4
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	375	0,7
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	2688	5,3
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	149	0,3
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	637	1,3
	Température	200	0,4
Données identifiées		4262	8,3

Phase 3 : Examen visuel des données suspectes

Tableau A IV-3 Données suspectes éliminées
Centrale éolienne IV

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	11	0,0
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	0	0,0
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	24	0,1
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	0	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	430	0,8
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	0	0,0
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	0	0,0
	Température	6	0,0
Données identifiées éliminées		471	0,9

Sommaire des données retirées

Tableau A IV-4 Sommaire des données retirées
Centrale éolienne IV

Mois	Données manquantes		Données perturbées		Données retirées		Total	
	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]
Janvier	0	0,0	2130	6,6	39	15,4	2169	6,3
Février	187	9,3	2078	6,4	19	7,5	2284	6,6
Mars	0	0,0	2575	8,0	17	6,7	2592	7,5
Avril	321	15,9	2430	7,5	0	0,0	2751	7,9
Mai	55	2,7	3022	9,3	0	0,0	3077	8,9
Juin	0	0,0	3666	11,3	13	5,1	3679	10,6
Juillet	40	2,0	4029	12,4	4	1,6	4073	11,8
Août	0	0,0	3598	11,1	18	7,1	3616	10,4
Septembre	0	0,0	2528	7,8	1	0,4	2529	7,3
Octobre	0	0,0	2828	8,7	100	39,4	2928	8,5
Novembre	0	0,0	2173	6,7	25	9,8	2198	6,3
Décembre	1419	70,2	1330	4,1	18	7,1	2767	8,0
Données initiales			51 132					
Données restantes			16 469	32,2				

Distribution de Weibull

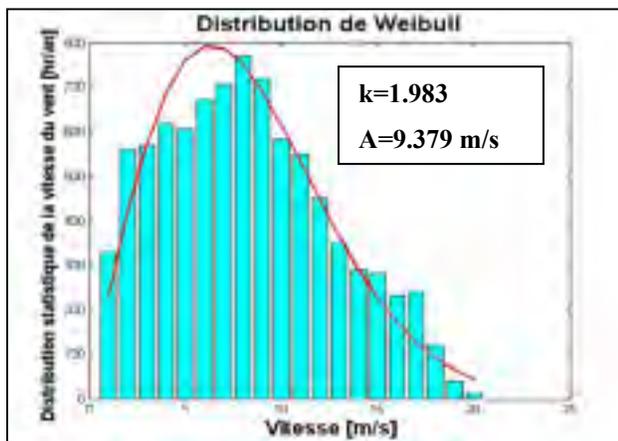


Figure-A IV-2 Distribution de Weibull
Centrale éolienne IV.

Rose des vents

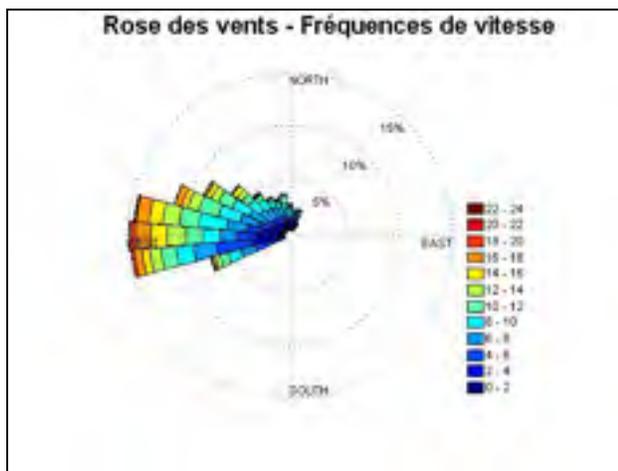


Figure-A IV-3 Rose des vents
Centrale éolienne IV.

ANNEXE V

MESURES PHYSIQUES – CENTRALE ÉOLIENNE V

Secteur d'exclusion

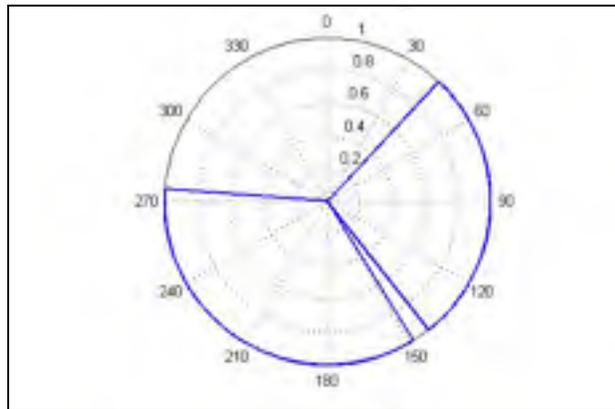


Figure-A V-1 Secteurs d'exclusion
Centrale éolienne V.

Phase 1 : Élimination des données perturbées et manquantes

Tableau A V-1 des données perturbées et manquantes
Centrale éolienne V

	Nombre	Pourcentage [%]
Données initiales	5 2464	100
Données manquantes	2090	4,0
Données perturbées	38 565	73,5
Données restantes	11 809	22,5

Phase 2 : Identification des données suspectes

Tableau A V-2 Identification des données suspectes
Centrale éolienne V

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	13	0,0
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,0
	Écart-type de la vitesse	0	0,0
	Vitesse maximale	0	0,0
	Écart-type de l'orientation	621	1,2
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	247	0,5
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	150	0,3
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
	Direction moyenne du vent Δ	3008	5,7
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	164	0,3
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,0
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	618	1,2
	Température	227	0,4
Données identifiées		5048	9,6

Phase 3 : Examen visuel des données suspectes

Tableau A V-3 Données suspectes éliminées
Centrale éolienne V

Catégorie	Critère évalué	Nombre	Pourcentage [%]
	Formation de glace	9	0,02
Critère d'intervalle à 80m	Vitesse moyenne	0	0,00
	Écart-type de la vitesse	0	0,00
	Vitesse maximale	0	0,00
	Écart-type de l'orientation	130	0,25
	Vitesse max vs. vitesse moyenne	20	0,04
Critères relationnels entre 80m et 50m	Vitesse moyenne Δ	0	0,00
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,00
	Direction moyenne du vent Δ	210	0,40
Critères relationnels entre 80m et 30m	Vitesse moyenne Δ	0	0,00
	Vitesse moyenne par jour Δ	0	0,00
Critères de variation horaire	Vitesse du vent	6	0,01
	Température	18	0,03
Données identifiées éliminées		393	0,75

Sommaire des données retirées

Tableau A V-4 Sommaire des données retirées
Centrale éolienne V

Mois	Données manquantes		Données perturbées		Données retirées		Total	
	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]	Nombre	[%]
Janvier	0	0,0	2984	7,7	0	0,0	2984	7,3
Février	353	16,9	2310	6,0	39	30,0	2702	15,7
Mars	0	0,0	2808	7,3	30	23,1	2838	16,4
Avril	492	23,5	2921	7,6	0	0,0	3413	19,8
Mai	0	0,0	3507	9,1	5	3,9	3512	20,3
Juin	84	4,0	3845	10,0	0	0,0	3929	22,8
Juillet	0	0,0	4139	10,7	0	0,0	4139	24,0
Août	0	0,0	4025	10,4	25	19,2	4050	23,5
Septembre	0	0,0	3464	9,0	0	0,0	3464	20,1
Octobre	0	0,0	3339	8,7	20	15,4	3359	19,5
Novembre	0	0,0	3319	8,6	11	8,5	3330	19,3
Décembre	1161	55,6	1904	4,9	0	0,0	3065	17,8
Données initiales			52 464					
Données restantes			11 679	22,3				

Distribution de Weibull

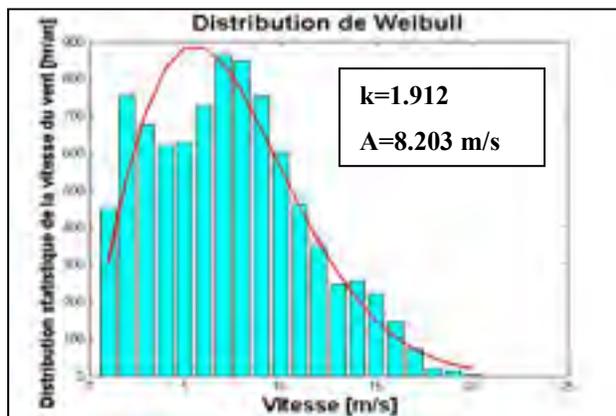


Figure-A V-2 Distribution de Weibull
Centrale éolienne V.

Rose des vents

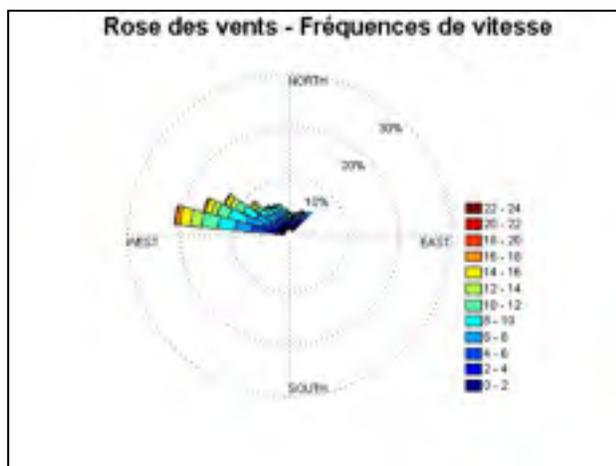


Figure-A V-3 Rose des vents
Centrale éolienne V.

ANNEXE VI

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE I – MODÈLE WASP

Tableau A VI-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne I – Modèle WASP

	Éoliennes disponibles	Éolienne <= 8km
Nombre	20	20
e_p moyenne par éolienne	-4.78%	-4.78%
e_p absolue moyenne par éolienne	4.85%	4.85%
e_p de la centrale éolienne	-4.60%	-4.60%

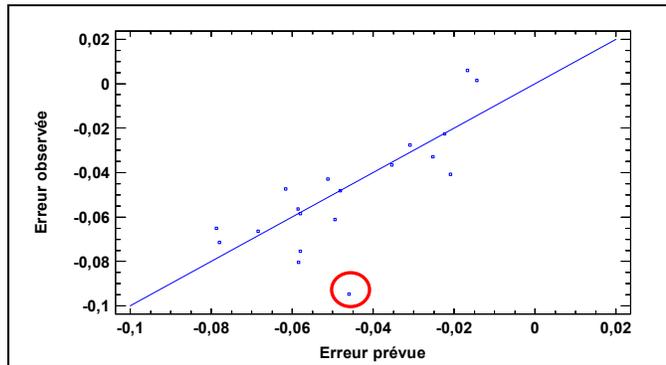


Figure-A VI-1 Effet de terrain - Critère de Peirce
Centrale éolienne I – Modèle WasP.

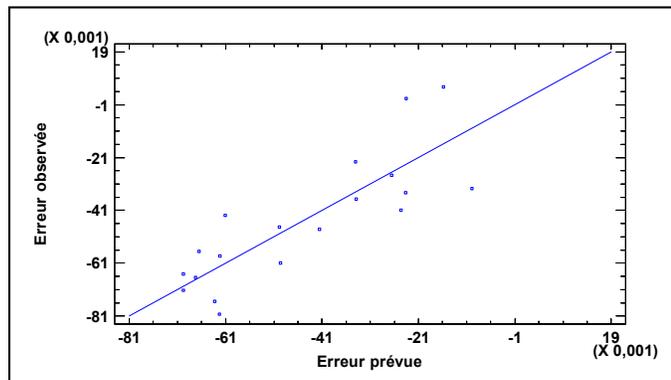


Figure-A VI-2 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne I – ModèleWASP.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0074 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \quad (\text{A VI-1})$$

$$+ 0.6673(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0.0011\sqrt{l}$$

$$+ 0.0006\Delta h$$

Tableau A VI-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne I – Modèle WAsP

R-carré	90.98%
Erreur absolue moyenne	1.15%
Écart-type du résidu	1.56%

Équation de corrélation finale :

$$e_p \text{ calculée} = -0.0012 * \sqrt{l} \quad (\text{A VI-2})$$

Tableau A VI-3 Corrélation finale
Centrale éolienne I – Modèle WAsP

R-carré	91.39%
Erreur absolue moyenne	1.14%
Écart-type du résidu	1.53%

Tableau A VI-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne I – Modèle WAsP

	e_p	$e_p \text{ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-4.78%	0.34%	92.89%
Moyenne absolue par éolienne	4.85%	1.36%	71.96%
Centrale éolienne totale	-4.60%	-0.5%	89.13%

ANNEXE VII

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE II – MODÈLE WASP

Tableau A VII-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne II – Modèle WAsP

	Éoliennes disponibles	Éolienne <= 8km
Nombre	53	39
e_p moyenne par éolienne	-4.27%	-7.08%
e_p absolue moyenne par éolienne	10.51%	10.01%
e_p de la centrale éolienne	-9.07%	-12.02%

Aucune turbine n'est supprimée de la corrélation à l'aide de la méthode de Peirce.

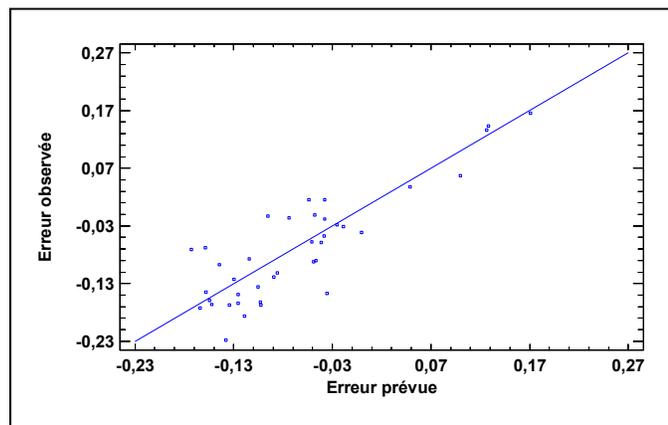


Figure-A VII-1 Effet de terrain - Critère de Peirce – Centrale éolienne I –
Modèle WasP.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0,0010(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & \text{(A VII-1)} \\
 & + 0,1219 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \\
 & + 2,0039(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) \\
 & + 0,0058(RIX_{40 \text{ Turbine}} - RIX_{40 \text{ Mât}}) \\
 & - 0,0017\sqrt{l} - 0,0003\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A VII-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne II – Modèle WAsP

R-carré	80.88%
Erreur absolue moyenne	3.76%
Écart-type du résidu	5.18%

Équation de corrélation finale :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0,0017(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & \text{(A VII-2)} \\
 & + 0,2252 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \\
 & + 2,2976(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0016\sqrt{l}
 \end{aligned}$$

Tableau A VII-3 Corrélation finale
Centrale éolienne I – Modèle WAsP

R-carré	80.04%
Erreur absolue moyenne	3.85%
Écart-type du résidu	5.29%

Tableau A VII-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne II – Modèle WAsP

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-7.08%	0.48%	93.21%
Moyenne absolue par éolienne	10.01%	3.85%	61.52%
Centrale éolienne totale	-12.02%	-4.27%	64.46%

ANNEXE VIII

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE III – MODÈLE WASP

Tableau A VIII-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne III – Modèle WAsP

	Éoliennes disponibles	Éolienne ≤ 8km
Nombre	30	26
e_p moyenne par éolienne	10.85%	7.84%
e_p absolue moyenne par éolienne	11.02%	8.03%
e_p de la centrale éolienne	10.08%	7.64%

Aucune turbine n'est supprimée de la corrélation à l'aide de la méthode de Peirce.

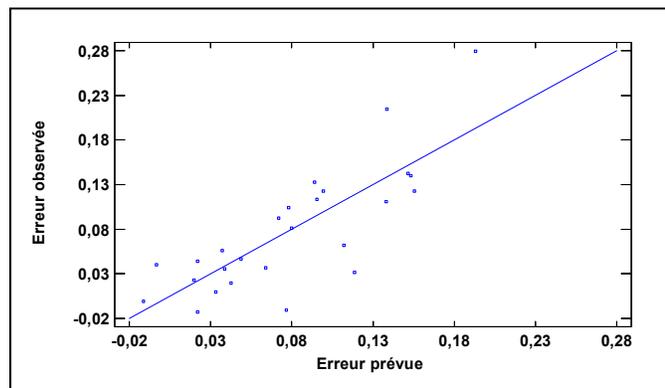


Figure-A VIII-1 Effet de terrain - Critère de Peirce – Centrale éolienne III
– Modèle WasP.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & -0,0010(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A VIII-1}) \\
 & + 0,0071 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \\
 & - 0,8885(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) \\
 & + 0,0042(RIX_{40 \text{ Turbine}} - RIX_{40 \text{ Mât}}) \\
 & + 0,0013\sqrt{l} - 0,0009\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A VIII-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne III – Modèle WAsP

R-carré	81.13%
Erreur absolue moyenne	3.11%
Écart-type du résidu	4.60%

Équation de corrélation finale :

$$e_p \text{ calculée} = 0,001358\sqrt{l} - 0,0009\Delta h \quad (\text{A VIII-2})$$

Tableau A VIII-3 Corrélation finale
Centrale éolienne III – Modèle WAsP

R-carré	83.13%
Erreur absolue moyenne	3.12%
Écart-type du résidu	4.35%

Tableau A VIII-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne III – Modèle WAsP

	e_p	$e_p \text{ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	7.84%	0.12%	98.44%
Moyenne absolue par éolienne	8.03%	3.11%	61.27%
Centrale éolienne totale	7.64%	-0.68%	91.15%

ANNEXE IX

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE IV – MODÈLE WASP

Tableau A IX-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne IV – Modèle WasP

	Éoliennes disponibles	Éolienne ≤ 8km
Nombre	48	34
e_p moyenne par éolienne	6.67%	4.15%
e_p absolue moyenne par éolienne	7.93%	5.93%
e_p de la centrale éolienne	5.22%	1.61%

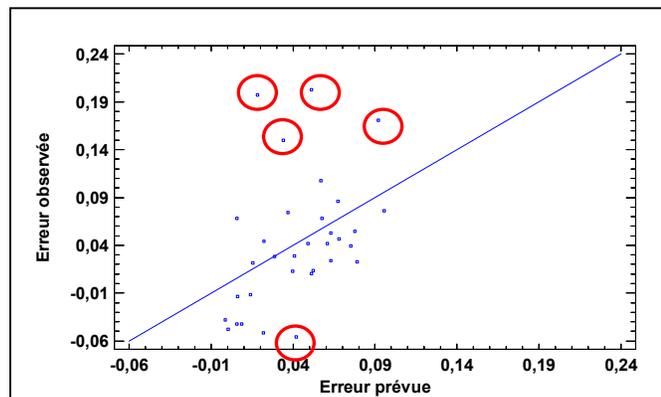


Figure-A IX-1 Effet de terrain - Critère de Peirce
Centrale éolienne IV – Modèle WasP.

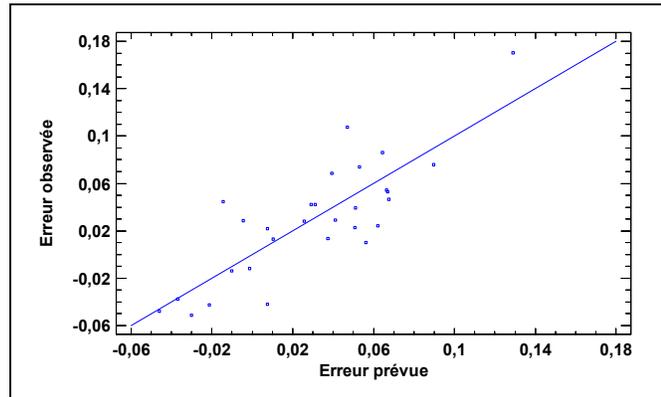


Figure-A IX-2 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne IV – ModèleWAsP.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & -0,0081(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A IX-1}) \\
 & - 0,0101 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \\
 & + 1,5516(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) + 0,0004\sqrt{l} \\
 & + 0,0014\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A IX-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne IV – Modèle WAsP

R-carré	72.83%
Erreur absolue moyenne	2.20%
Écart-type du résidu	3.01%

Équation de corrélation finale :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & -0,0069(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A IX-2}) \\
 & - 0,0078 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \\
 & + 1,594(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) + 0,0017\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A IX-3 Corrélation finale
Centrale éolienne IV – Modèle WASP

R-carré	71.08%
Erreur absolue moyenne	2.28%
Écart-type du résidu	3.11%

Tableau A IX-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne IV – Modèle WASP

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	4.15%	-1.57%	62.09%
Moyenne absolue par éolienne	5.93%	3.99%	32.68%
Centrale éolienne totale	1.61%	-0.61%	62.11%

ANNEXE X

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE V – MODÈLE WASP

Tableau A X-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne V – Modèle WAsP

	Éoliennes disponibles	Éolienne <= 8km
Nombre	46	27
e_p moyenne par éolienne	-5.51%	-8.60%
e_p absolue moyenne par éolienne	9.29%	11.95%
e_p de la centrale éolienne	-4.14%	-8.18%

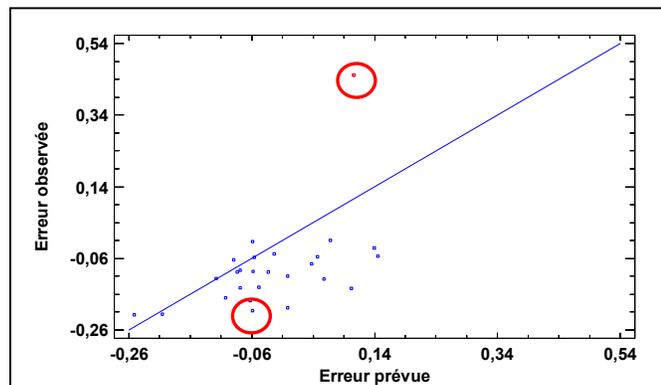


Figure-A X-1 Effet de terrain - Critère de Peirce
Centrale éolienne V – Modèle WasP.

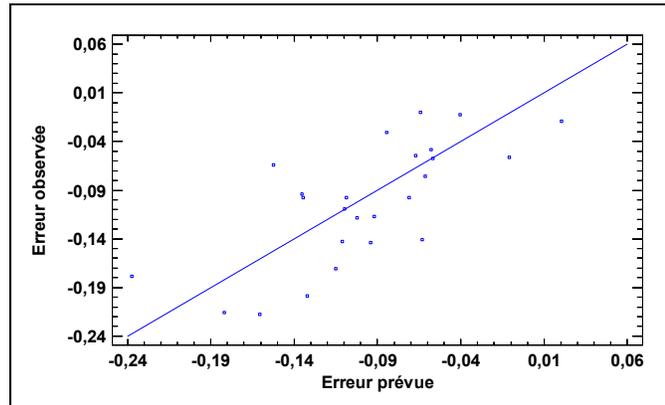


Figure-A X-2 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne V – Modèle WAsP.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0,0009(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (A \ X-1) \\
 & - 0,0128 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \\
 & + 5.1639(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0013\sqrt{l} \\
 & - 0,0005\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A X-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne V – Modèle WAsP

R-carré	83.72%
Erreur absolue moyenne	3.74%
Écart-type du résidu	4.91%

Équation de corrélation finale :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & - 0,0138 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 & (A \ X-2) \\
 & + 5.3028(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0014\sqrt{l}
 \end{aligned}$$

Tableau A X-3 Corrélation finale
Centrale éolienne V – Modèle WAsP

R-carré	84.24%
Erreur absolue moyenne	3.88%
Écart-type du résidu	4.83%

Tableau A X-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne V – Modèle WAsP

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-5.51%	-1.28%	85.10%
Moyenne absolue par éolienne	9.29%	6.56%	45.10%
Centrale éolienne totale	-4.14%	-1.04%	87.29%

ANNEXE XI

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE I – MODÈLE MS-MICRO

Tableau A XI-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne I – Modèle MS-Micro

	Éoliennes disponibles	Éolienne ≤ 8km
Nombre	20	20
e_p moyenne par éolienne	2.60%	2.60%
e_p absolue moyenne par éolienne	2.79%	2.79%
e_p de la centrale éolienne	2.5%	2.5%%

Aucune turbine n'est supprimée de la corrélation à l'aide de la méthode de Peirce.

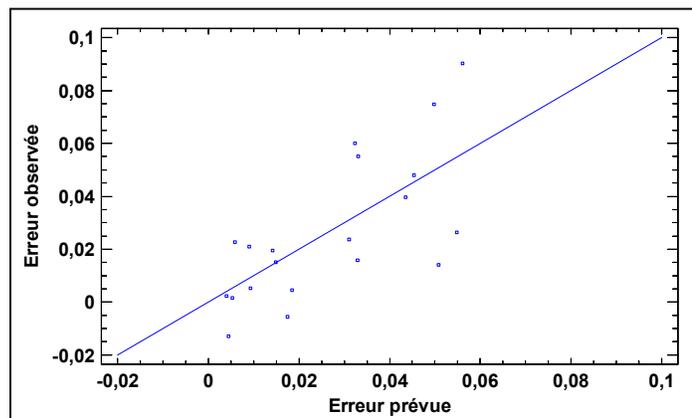


Figure-A XI-1 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne I – Modèle MS-Micro.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0298 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \quad (\text{A XI-1})$$

$$- 0.6595(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) + 0.0003\sqrt{l}$$

$$- 0.0003\Delta h$$

Tableau A XI-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne I – Modèle MS-Micro

R-carré	69.75%
Erreur absolue moyenne	1.52%
Écart-type du résidu	2.10%

Équation de corrélation finale :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0647 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \quad (\text{A XI-2})$$

Tableau A XI-3 Corrélation finale
Centrale éolienne I – Modèle MS-Micro

R-carré	73.01%
Erreur absolue moyenne	1.54%
Écart-type du résidu	1.99%

Tableau A XI-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne I – Modèle MS-Micro

	e_p	$e_p \text{ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	2.60%	0.55%	78.8%
Moyenne absolue par éolienne	2.79%	1.76%	37.3%
Centrale éolienne totale	2.5%	-0.66%	73.6%

ANNEXE XII

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE II – MODÈLE MS-MICRO

Tableau A XII-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne II – Modèle MS-Micro

	Éoliennes disponibles	Éolienne <= 8km
Nombre	53	29
e_p moyenne par éolienne	-6.18%	-9.08%
e_p absolue moyenne par éolienne	11.84%	11.77%
e_p de la centrale éolienne	10.40%	-13.41%

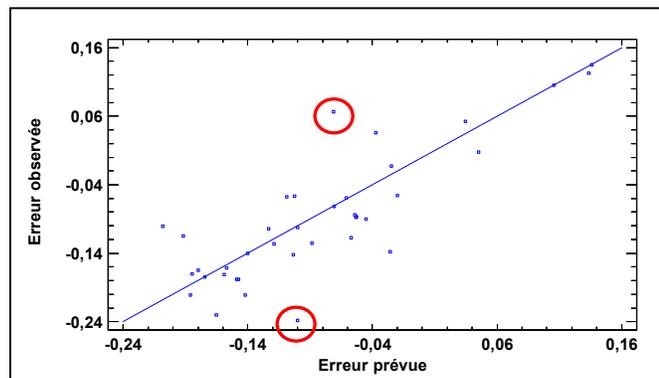


Figure-A XII-1 Effet de terrain - Critère de Peirce
Centrale éolienne II – Modèle MS-Micro.

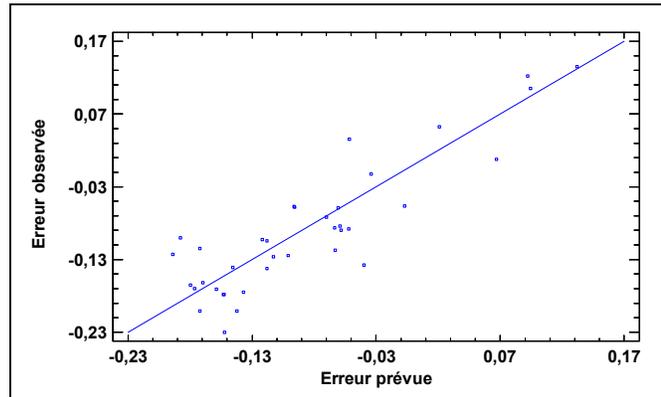


Figure-A XII-2 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne II – Modèle MS-Micro.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0,0012(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (A \text{ XII-1}) \\
 & + 0,1226 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \\
 & + 1.4935(C_R \text{ Turbine} - C_R \text{ Mât}) \\
 & + 0,0039(RIX_{40 \text{ Turbine}} - RIX_{40 \text{ Mât}}) \\
 & - 0,0019\sqrt{l} - 0,0005\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A XII-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne II – Modèle MS-Micro

R-carré	87.15%
Erreur absolue moyenne	3.38%
Écart-type du résidu	4.63%

Équation de corrélation finale :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0,0017(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A XII-2}) \\
 & + 0,2185 \ln \left(z_{0 \text{ ref Turbine}} / z_{0 \text{ ref Mât}} \right)^2 \\
 & + 1.7407(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0019\sqrt{l}
 \end{aligned}$$

Tableau A XII-3 Corrélation finale
Centrale éolienne II – Modèle MS-Micro

R-carré	86.67%
Erreur absolue moyenne	3.53%
Écart-type du résidu	4.71%

Tableau A XII-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne II – Modèle MS-Micro

	e_p	$e_p \text{ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-9.08%	0.34%	96.27%
Moyenne absolue par éolienne	11.77%	4.3%	63.5%
Centrale éolienne totale	-13.41%	-4.33%	67.7%

ANNEXE XIII

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE IV – MODÈLE MS-MICRO

Tableau A XIII-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne IV – Modèle MS-Micro

	Éoliennes disponibles	Éolienne ≤ 8km
Nombre	48	34
e_p moyenne par éolienne	5.47%	3.45%
e_p absolue moyenne par éolienne	6.10%	4.31%
e_p de la centrale éolienne	3.56%	1.28%

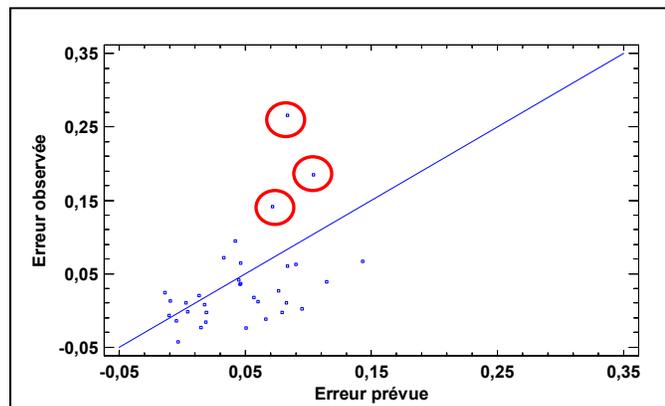


Figure-A XIII-1 Effet de terrain - Critère de Peirce
Centrale éolienne IV – Modèle MS-Micro.

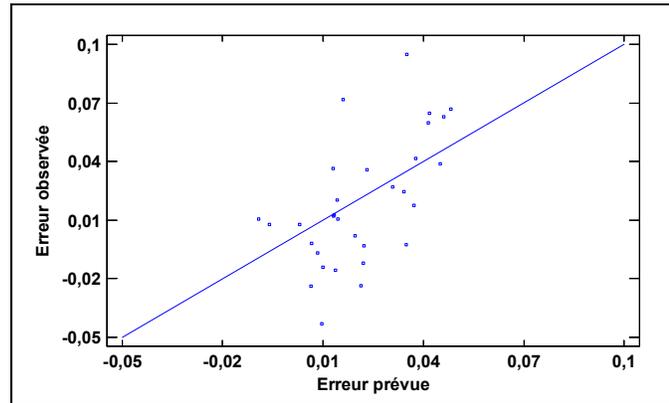


Figure-A XIII-2 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne IV – Modèle MS-Micro.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & -0,0035(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A XIII-1}) \\
 & + 0,0006 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \\
 & + 0,5463(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) + 0,0006\sqrt{l} \\
 & - 0,0002\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A XIII-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne IV – Modèle MS-Micro

R-carré	42.97%
Erreur absolue moyenne	2.07%
Écart-type du résidu	2.84%

Équation de corrélation finale :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & -0,0037(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A XIII-2}) \\
 & + 0,0006\sqrt{l}
 \end{aligned}$$

Tableau A XIII-3 Corrélation finale
Centrale éolienne IV – Modèle MS-Micro

R-carré	42.60%
Erreur absolue moyenne	2.31%
Écart-type du résidu	2.85%

Tableau A XIII-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne IV – Modèle MS-Micro

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	3.45%	-1.3%	62.44%
Moyenne absolue par éolienne	4.31%	3.44%	20.25%
Centrale éolienne totale	1.28%	-0.78%	38.54%

ANNEXE XIV

EFFET DE TERRAIN – CENTRALE ÉOLIENNE V – MODÈLE MS-MICRO

Tableau A XIV-1 Effet de terrain - Erreur de production
Centrale éolienne V – Modèle MS-Micro

	Éoliennes disponibles	Éolienne <= 8km
Nombre	46	27
e_p moyenne par éolienne	-4.37%	-11.19%
e_p absolue moyenne par éolienne	11.22%	14.82%
e_p de la centrale éolienne	0.93%	-2.26%

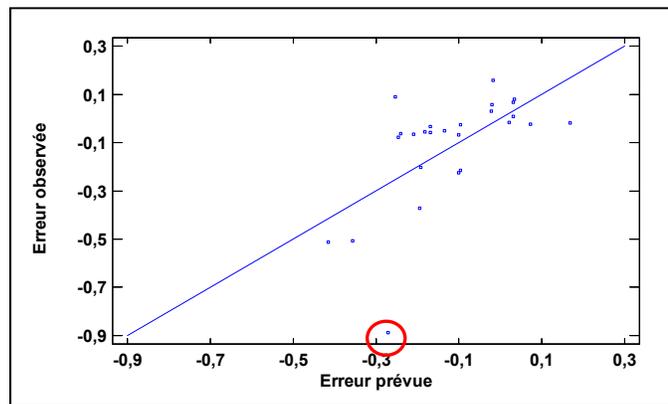


Figure-A XIV-1 Effet de terrain - Critère de Peirce
Centrale éolienne V – Modèle MS-Micro.

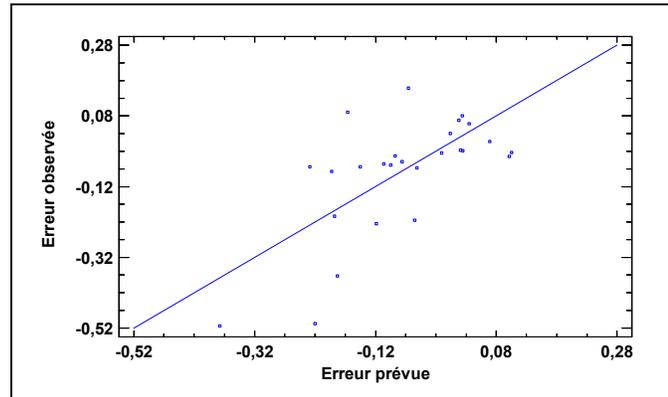


Figure-A XIV-2 Effet de terrain - Corrélations multiples
Centrale éolienne V – Modèle MS-Micro.

Équation de corrélation avant élimination des variables non significatives :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0,0048(RIX_{10 \text{ Turbine}} - RIX_{10 \text{ Mât}}) & (\text{A XIV-1}) \\
 & - 0,0081 \ln \left(\frac{z_{0 \text{ ref Turbine}}}{z_{0 \text{ ref Mât}}} \right)^2 \\
 & + 9.3287(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0011\sqrt{l} \\
 & - 0,0011\Delta h
 \end{aligned}$$

Tableau A XIV-2 Corrélation avant élimination des variables
Centrale éolienne V – Modèle MS-Micro

R-carré	46.72%
Erreur absolue moyenne	9.58%
Écart-type du résidu	13.67%

Équation de corrélation finale :

$$e_p \text{ calculée} = 9.143(C_{R \text{ Turbine}} - C_{R \text{ Mât}}) - 0,0018\sqrt{l} \quad (\text{A XIV-2})$$

Tableau A XIV-3 Corrélation finale
Centrale éolienne V – Modèle MS-Micro

R-carré	49.17%
Erreur absolue moyenne	10.50%
Écart-type du résidu	13.35%

Tableau A XIV-4 Correction de l'effet de terrain
Centrale éolienne V – Modèle MS-Micro

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-11.19%	3.39%	69.68%
Moyenne absolue par éolienne	14.82%	11.99%	19.12%
Centrale éolienne totale	-2.26%	0.54%	76.27%

ANNEXE XV

EFFET DE TERRAIN – TABLEAU COMPARATIF

Tableau A XV-1 Comparaison des erreurs de production
Effet de terrain

	Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Moyenne par turbine [WAsP]	-4,78%	-4,27%	10,85%	6,67%	-5,51%
Moyenne par turbine [MS-Micro]	2.6%	-6,18%	18,45%	5,47%	-4,37%
Moyenne absolue par turbine [WAsP]	4,85%	10,51%	11,02%	7,93%	11,95%
Moyenne absolue par turbine [MS-Micro]	2.79%	11,84%	18,45%	6,10%	11,22%
Moyenne par centrale éolienne [WAsP]	-4,60%	-9,07%	10,08%	5,22%	-4,14%
Moyenne par centrale éolienne [MS-Micro]	2.5%	-10,40%	17,05%	3,56%	0,93%

ANNEXE XVI

EFFET DE VITESSE – MODÈLE WAsP

Les figures suivantes affichent les comparaisons entre l'effet de la vitesse et l'erreur de prédiction des centrales I, II, III et V avec le modèle WAsP.

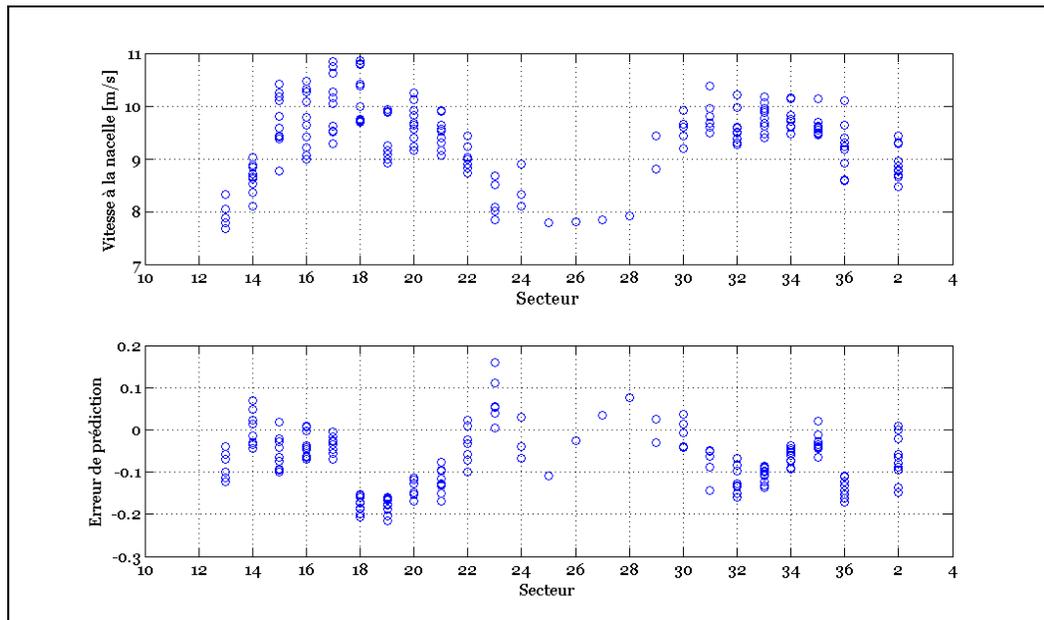


Figure-A XVI-1 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs - Modèle WAsP - Centrale éolienne I-2008.

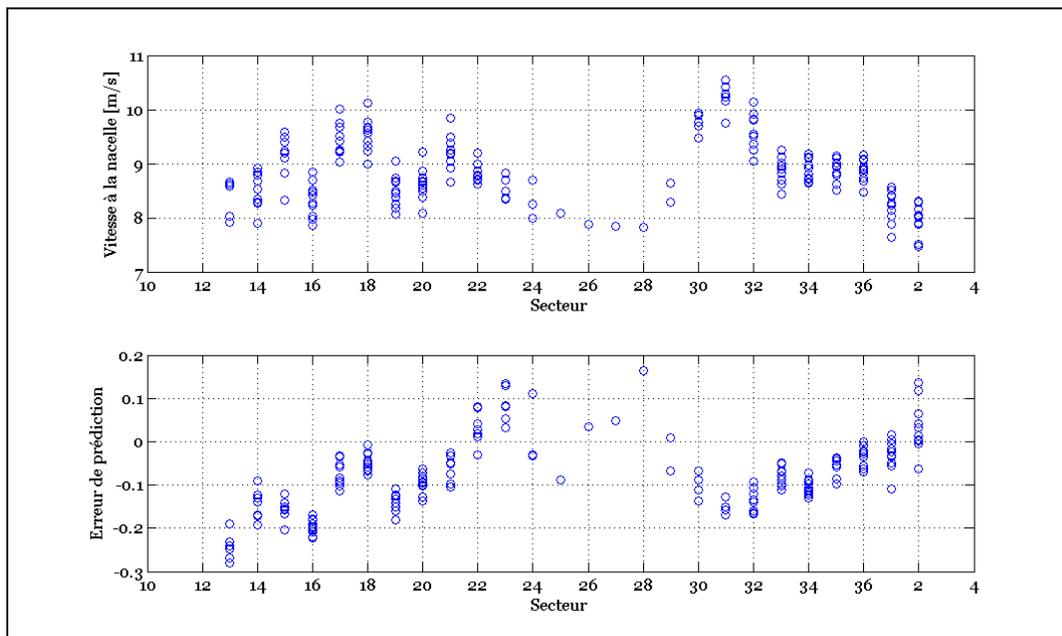


Figure-A XVI-2 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle WASP - Centrale éolienne I-2009.

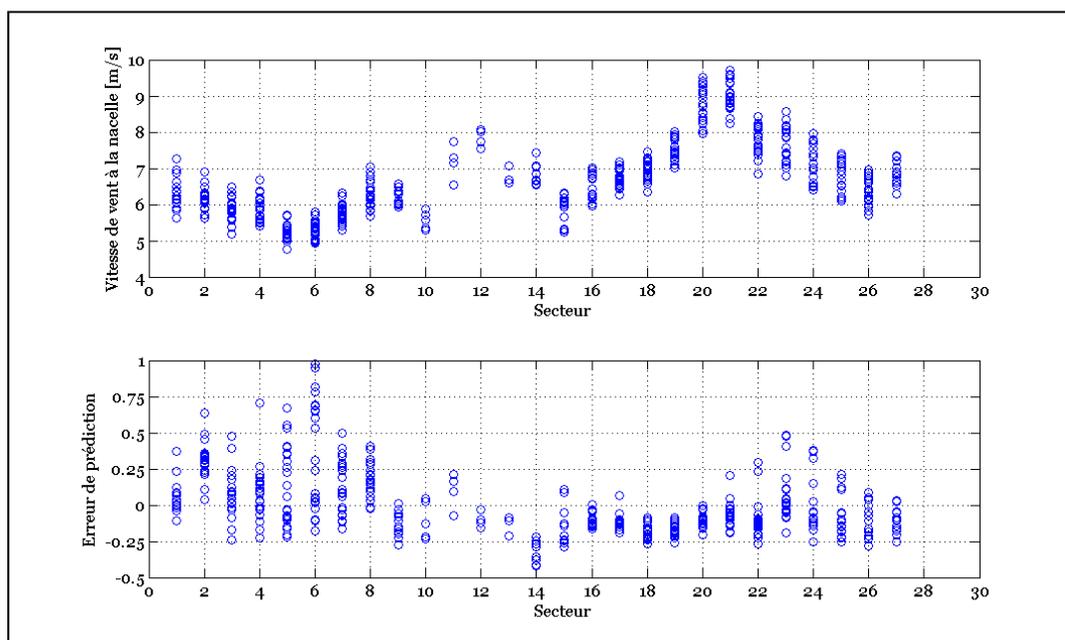


Figure-A XVI-3 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle WASP - Centrale éolienne II.

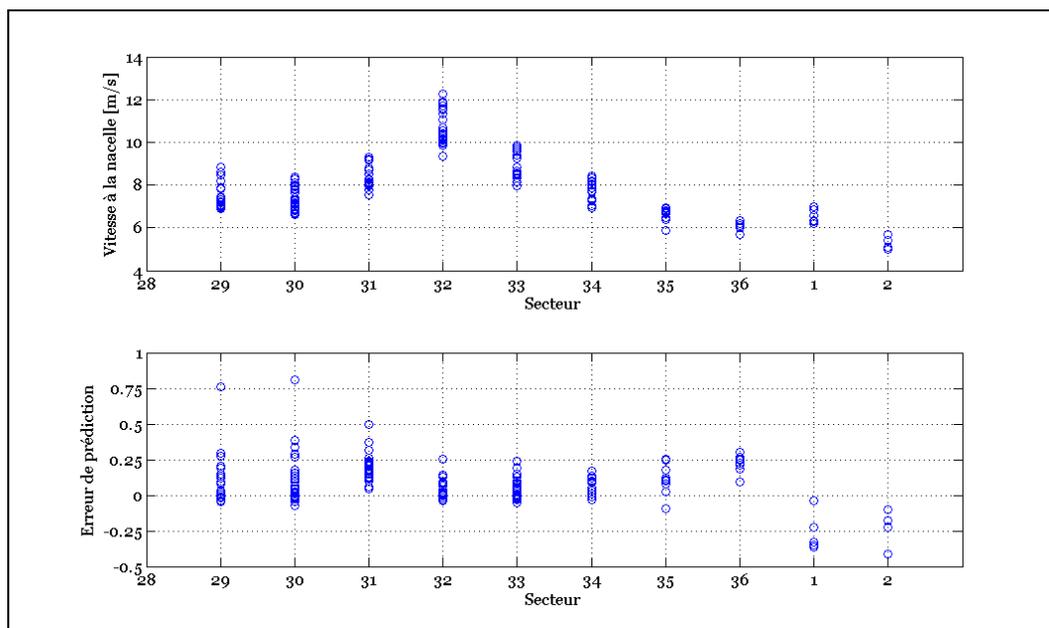


Figure-A XVI-4 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle WASP - Centrale éolienne III.

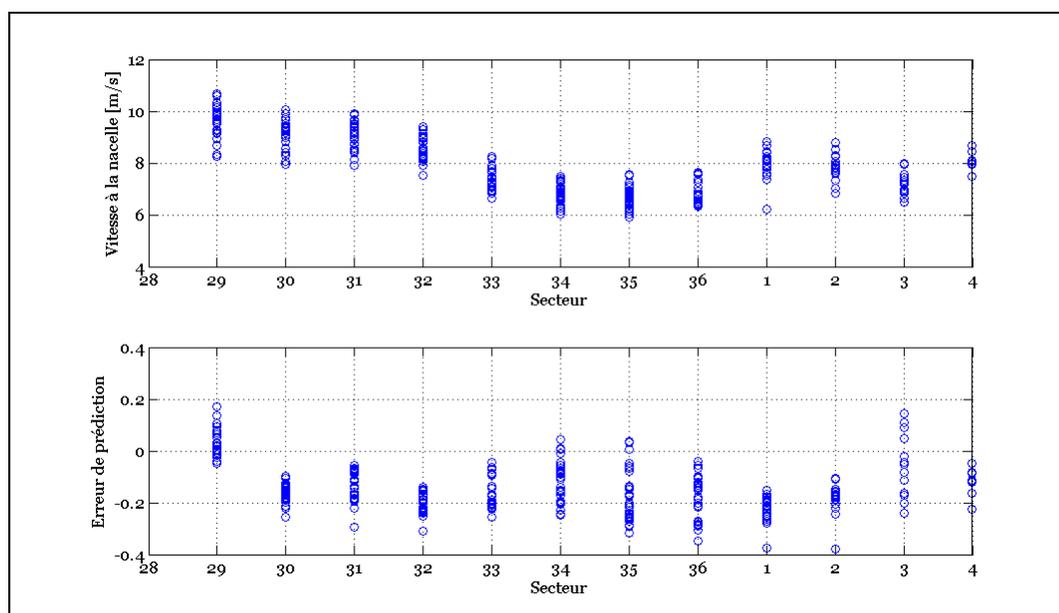


Figure-A XVI-5 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle WASP - Centrale éolienne V.

ANNEXE XVII

EFFET DE VITESSE – MODÈLE MS-MICRO

Les figures suivantes affichent les comparaisons entre l'effet de la vitesse et l'erreur de prédiction de toutes les centrales avec le modèle MS-Micro.

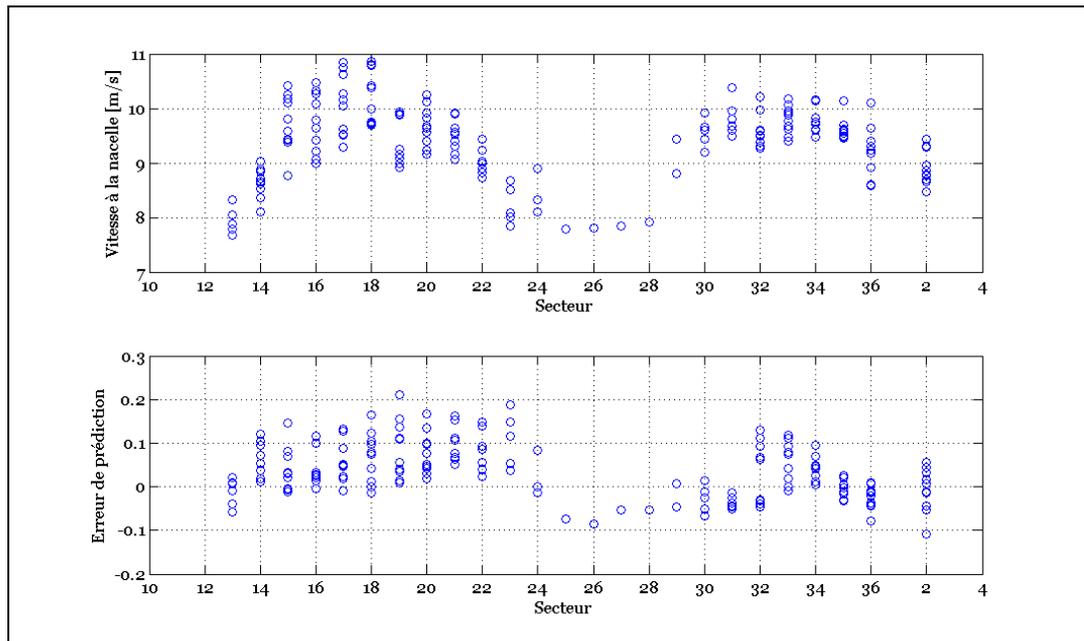


Figure-A XVII-1 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle MS-Micro - Centrale éolienne I-2008.

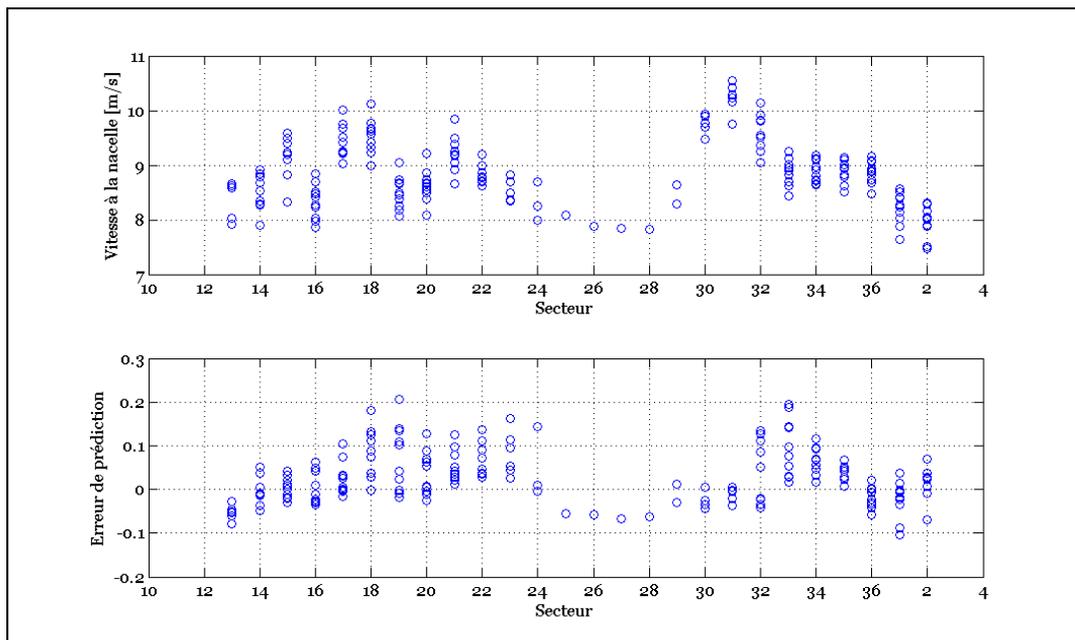


Figure-A XVII-2 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle MS-Micro - Centrale éolienne I-2009.

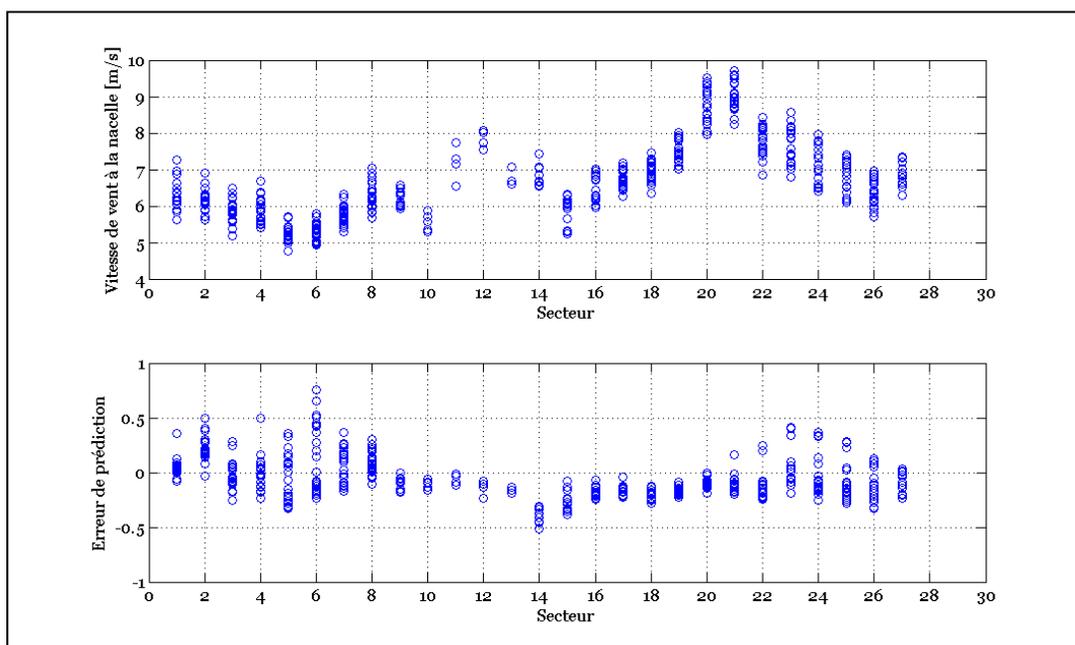


Figure-A XVII-3 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle MS-Micro - Centrale éolienne II.

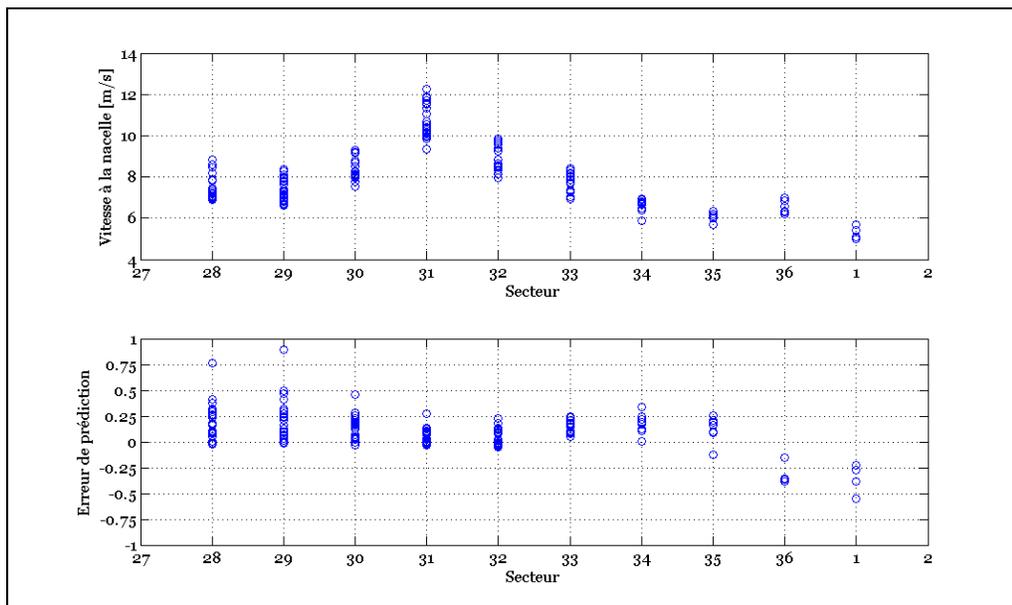


Figure-A XVII-4 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle MS-Micro - Centrale éolienne III.

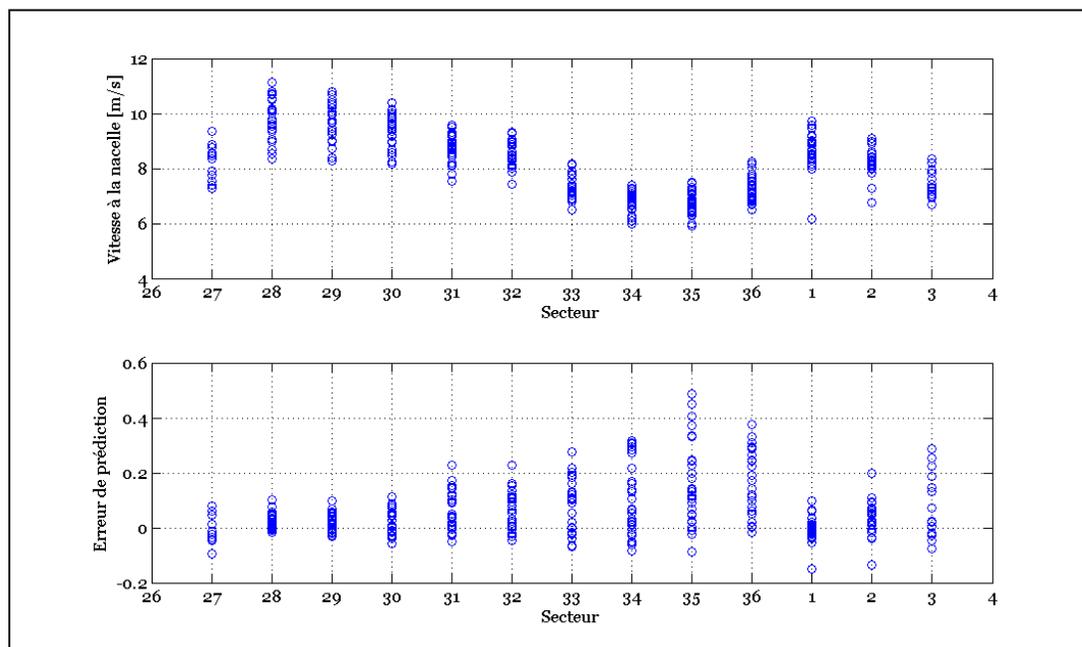


Figure-A XVII-5 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle MS-Micro - Centrale éolienne IV.

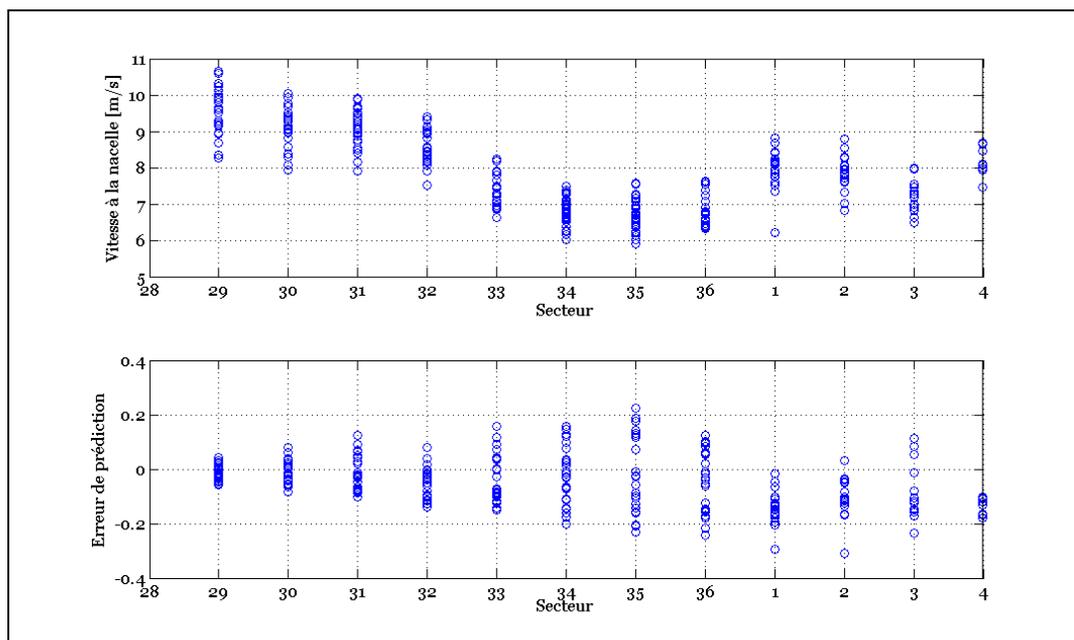


Figure-A XVII-6 Comparaison de la vitesse du vent et de l'erreur de prédiction en fonction des secteurs – Modèle MS-Micro - Centrale éolienne V.

ANNEXE XVIII

EFFET DU SILLAGE – TABLEAUX COMPARATIFS

Tableau A XVIII-1 Comparaison des erreurs de production
Sillages unitaires

Modèle	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Moyenne [%]	5,0	0,3	-1,1	-0,6	-2,1	0,1	-0,8	-0,8	-1,8	-1,8	-1,8	10,5	10,5
Écart-type [%]	20,5	4,5	4,3	4,5	4,1	4,3	6,4	4,2	5,8	18,2	18,2	22,5	27,9
Moyenne absolue [%]	15,8	3,6	3,3	3,6	3,6	3,3	5,4	3,3	5,0	14,8	14,8	15,5	21,5
Écart-type absolu [%]	13,3	2,6	2,7	2,5	2,7	2,6	3,2	2,5	3,2	9,8	9,8	19,1	19,8

Tableau A XVIII-2 Comparaison des erreurs de production
Sillages multiples

Modèle	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Moyenne [%]	27,3	-15,2	-16,2	-5,0	-4,6	-27,6	-25,2	-21,7	-15,1	16,7	23,8	40,0	17,8
Écart-type [%]	28,0	22,2	19,1	21,7	21,1	25,9	15,7	22,7	16,9	19,6	25,0	40,3	24,7
Moyenne absolue [%]	19,7	21,6	20,9	17,6	17,4	30,3	25,7	24,7	19,3	17,6	18,0	24,9	29,4
Écart-type absolu [%]	18,6	15,8	13,6	13,4	12,5	22,6	14,9	19,2	11,7	14,2	16,4	24,5	23,7

Tableau A XVIII-3 Comparaison des erreurs de production
Sillages combinés

Modèle	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Moyenne [%]	22,0	-11,5	-12,6	-4,0	-4,0	-21,0	-19,3	-16,6	-11,9	12,3	17,7	33,0	16,0
Écart-type [%]	25,1	20,5	17,9	19,1	18,5	25,5	17,5	21,7	16,0	18,5	22,5	34,3	23,9
Moyenne absolue [%]	21,9	17,3	16,7	14,2	14,1	23,8	20,8	19,6	15,9	19,3	21,0	27,3	28,9
Écart-type absolu [%]	18,2	15,8	14,1	13,2	12,4	22,8	15,7	19,1	12,0	13,3	15,6	25,5	22,7

ANNEXE XIX

ANGLE EN FONCTION DE L'ÉOLIENNE QUI GÉNÈRE LE SILLAGE

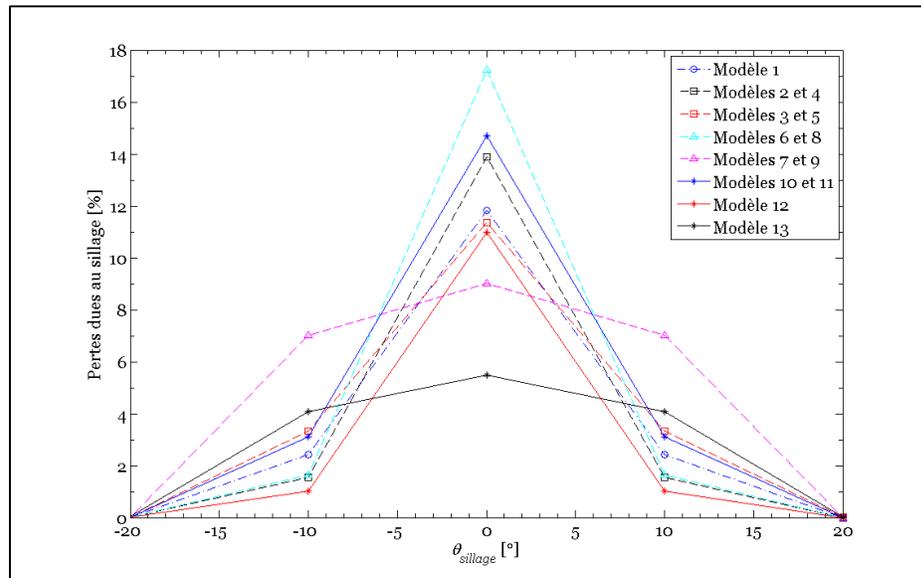


Figure-A XIX-1 Pertes de sillage en fonction de l'angle – $l = 10D$.

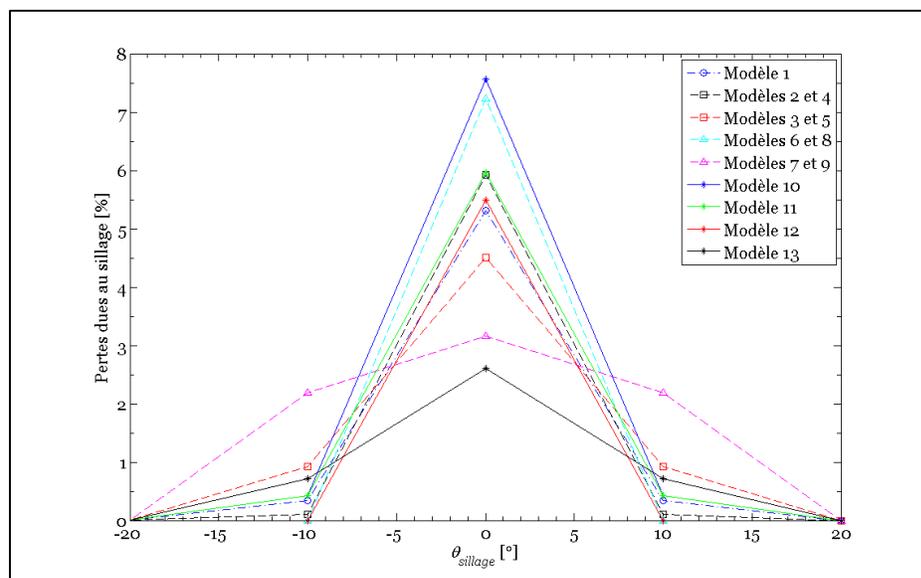


Figure-A XIX-2 Pertes de sillage en fonction de l'angle – $l = 20D$.

ANNEXE XX

NOMBRE D'ÉOLIENNES QUI GÉNÈRENT LE SILLAGE

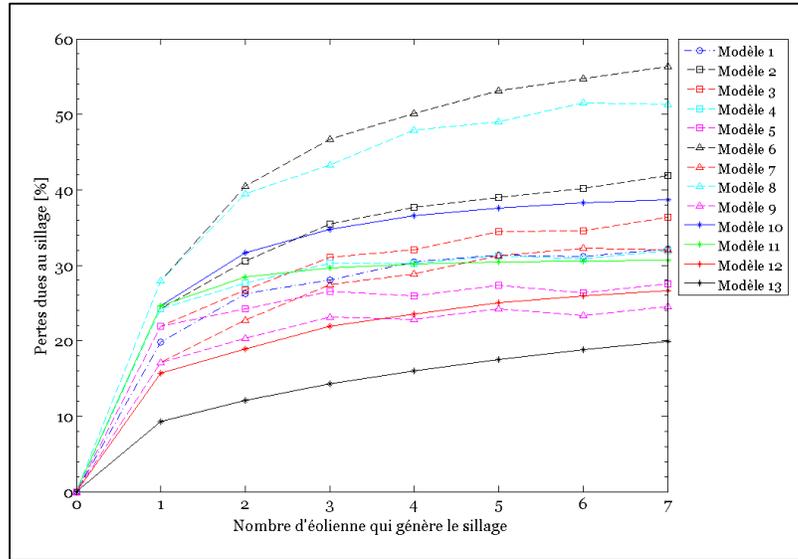


Figure-A XX-1 Pertes de sillage en fonction du nombre d'éoliennes – $l = 6D$.

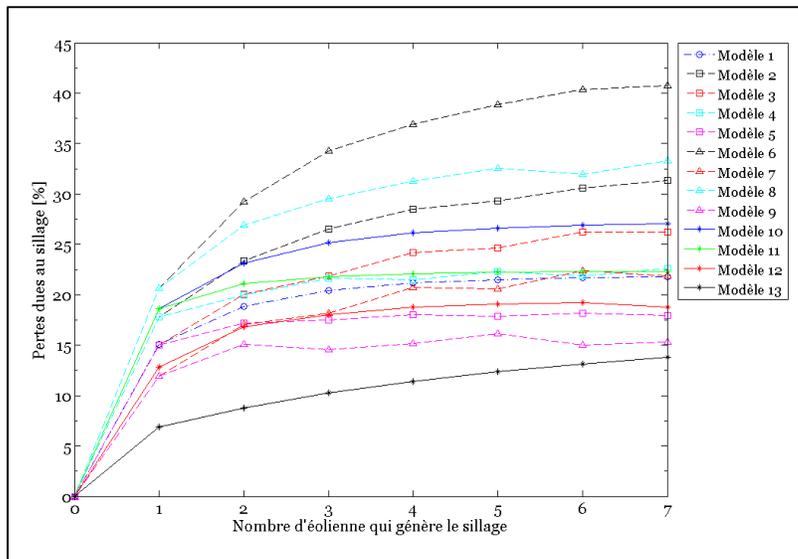


Figure-A XX-2 Pertes de sillage en fonction du nombre d'éoliennes – $l = 8D$.

ANNEXE XXI

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 1

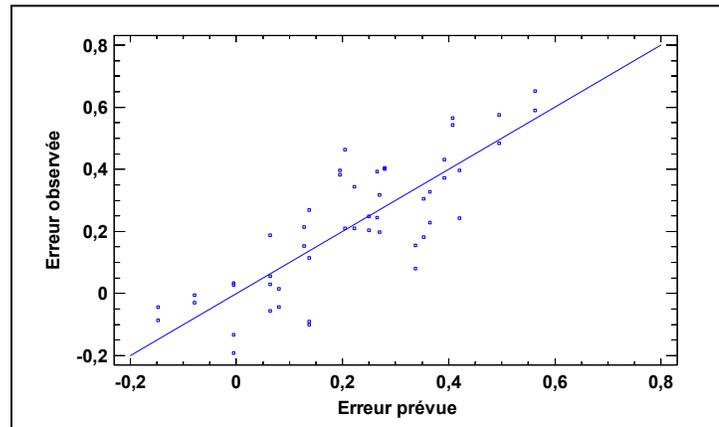


Figure-A XXI-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 1.

Aucune valeur n'a été enlevée à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$\begin{aligned} e_p \text{ calculée} = & 0.0044l_1 \text{ sillage} - 0.0166\theta_m \text{ sillage} & (\text{A XXI-1}) \\ & + 0.5379NB_{\text{sillage}} - 0.0051l_m \text{ sillage} \\ & - 0.0205\Delta h_m \text{ sillage} \end{aligned}$$

Tableau A XXI-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 1

R-carré	83.56%
Erreur absolue moyenne	10.12%
Écart-type du résidu	12.41%

Tableau A XXI-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 1

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	21,71%	-1,93%	91,11%
Moyenne absolue par éolienne	24,83%	10,22%	58,82%

ANNEXE XXII

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 2

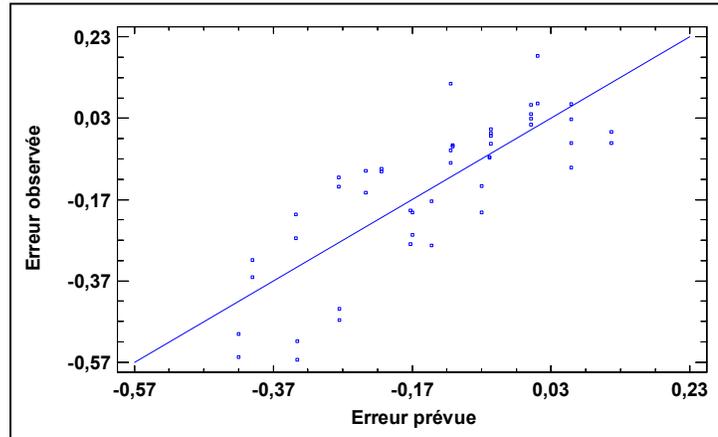


Figure-A XXII-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 2.

Trois valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0052l_{1 \text{ sillage}} + 0.8829NB_{\text{sillage}} - 0.0084l_{m \text{ sillage}} + 0.0059\theta_{1 \text{ sillage}} \quad (\text{A XXII-1})$$

Tableau A XXII-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 2

R-carré	75.48%
Erreur absolue moyenne	9.29%
Écart-type du résidu	11.49%

Tableau A XXII-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 2

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-11,45%	0,75%	93,48%
Moyenne absolue par éolienne	17,26%	11,83%	31,43%

ANNEXE XXIII

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 3

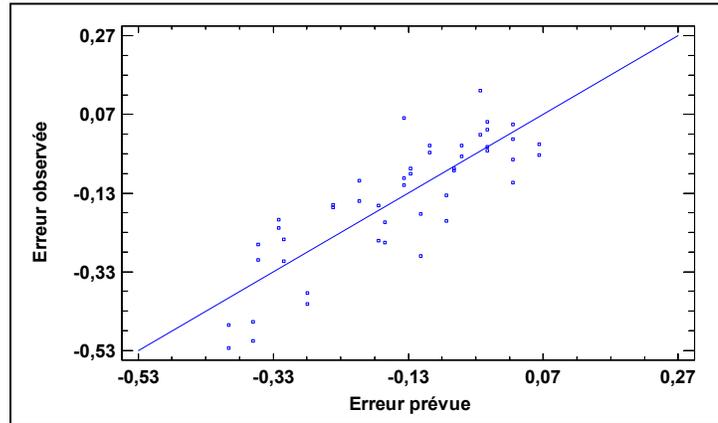


Figure-A XXIII-1 de sillage- Corrélations multiples
Modèle 3.

Trois valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0051l_{1 \text{ sillage}} + 0.8595NB_{\text{sillage}} - 0.0082l_{m \text{ sillage}} + 0.0038\theta_{1 \text{ sillage}} \quad (\text{A XXIII-1})$$

Tableau A XXIII-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 3

R-carré	83.01%
Erreur absolue moyenne	7.28%
Écart-type du résidu	9.04%

Tableau A XXIII-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 3

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-12,60%	1,72%	86,36%
Moyenne absolue par éolienne	16,69%	9,78%	41,40%

ANNEXE XXIV

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 4

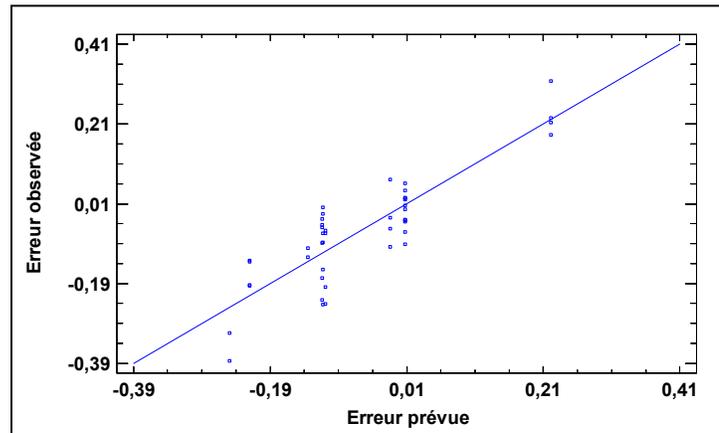


Figure-A XXIV-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 4.

Six valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0063l_{1 \text{ sillage}} + 1.0785NB_{\text{sillage}} - 0.01l_{m \text{ sillage}} \quad (\text{A XXIV-1})$$

Tableau A XXIV-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 4

R-carré	78.02%
Erreur absolue moyenne	5.6%
Écart-type du résidu	6.97%

Tableau A XXIV-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 4

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-3,95%	3,92%	0,82%
Moyenne absolue par éolienne	14,24%	10,34%	27,37%

ANNEXE XXV

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 5

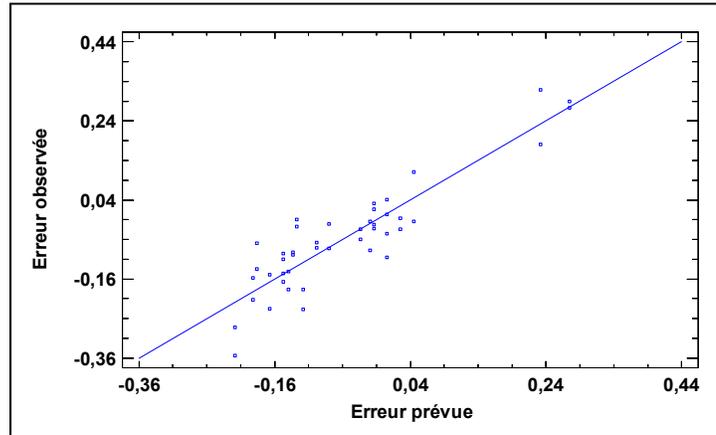


Figure-A XXV-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 5.

Six valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0.0081l_{1 \text{ sillage}} + 0.0112\theta_{m \text{ sillage}} & (\text{A XXV-1}) \\
 & + 1.3851NB_{\text{sillage}} - 0.0129l_{m \text{ sillage}} \\
 & - 0.0119\Delta h_{m \text{ sillage}} - 0.0092\theta_{1 \text{ sillage}}
 \end{aligned}$$

Tableau A XXV-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 5

R-carré	82.44%
Erreur absolue moyenne	4.61%
Écart-type du résidu	6.28%

Tableau A XXV-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 5

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-3,96%	2,65%	33,01%
Moyenne absolue par éolienne	14,11%	9,08%	35,66%

ANNEXE XXVI

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 6

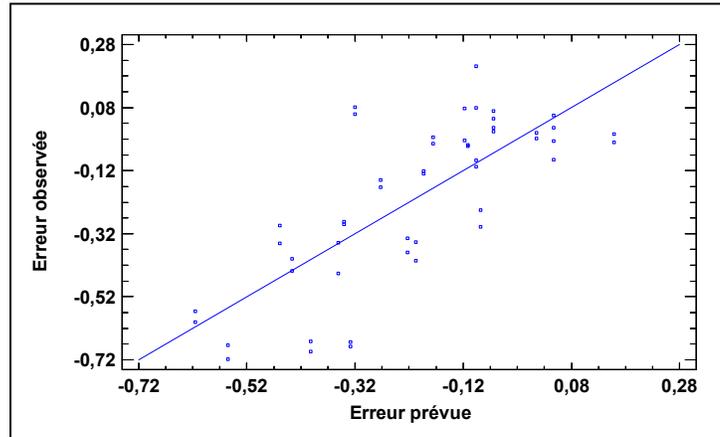


Figure-A XXVI-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 6.

Aucune valeur n'a été enlevée à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = -0.0008l_{1 \text{ sillage}} + 0.0209\Delta h_{m \text{ sillage}} + 0.0153\theta_{1 \text{ sillage}} \quad (\text{A XXVI-1})$$

Tableau A XXVI-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 6

R-carré	71.91%
Erreur absolue moyenne	13.84%
Écart-type du résidu	17.58%

Tableau A XXVI-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 6

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-20,96%	-1,61%	92,34%
Moyenne absolue par éolienne	23,81%	13,91%	41,58%

ANNEXE XXVII

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 7

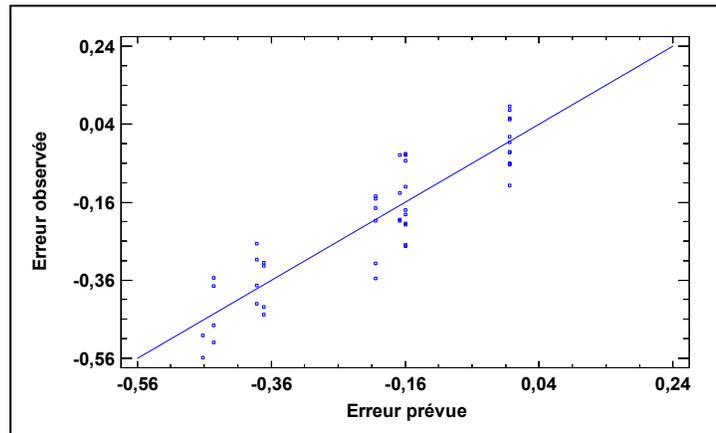


Figure-A XXVII-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 7.

Quatre valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0058l_{1 \text{ sillage}} + 0.9157NB_{\text{sillage}} - 0.0089l_{m \text{ sillage}} \quad (\text{A XXVII-1})$$

Tableau A XXVII-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 7

R-carré	91.86%
Erreur absolue moyenne	6.41%
Écart-type du résidu	7.63%

Tableau A XXVII-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 7

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-19,35%	-0,55%	97,14%
Moyenne absolue par éolienne	20,81%	8,63%	58,52%

ANNEXE XXVIII

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 8

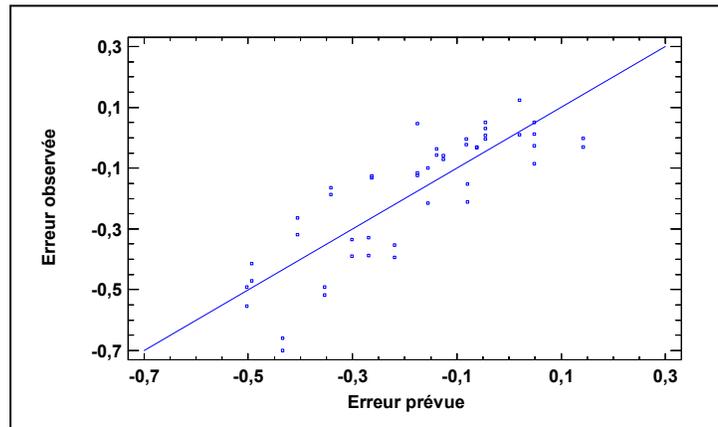


Figure-A XXVIII-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 8.

Trois valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0058l_{1 \text{ sillage}} + 1.0355NB_{\text{sillage}} - 0.0098l_{m \text{ sillage}} + 0.0089\theta_{1 \text{ sillage}} \quad (\text{A XXVIII-1})$$

Tableau A XXVIII-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 8

R-carré	82.28%
Erreur absolue moyenne	9.66%
Écart-type du résidu	11.85%

Tableau A XXVIII-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 8

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-16,65%	1,49%	91,05%
Moyenne absolue par éolienne	19,59%	11,67%	40,44%

ANNEXE XXIX

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 9

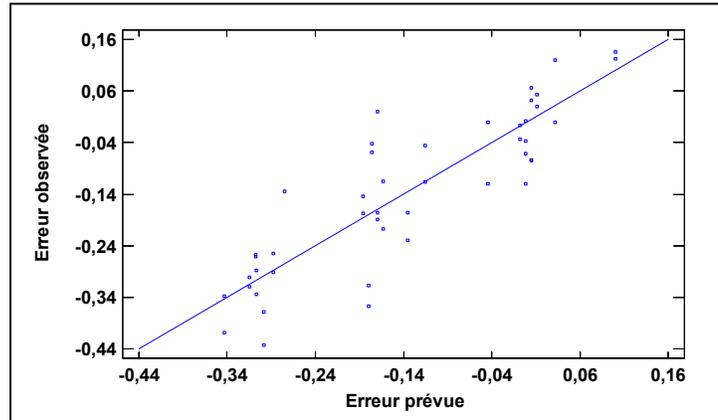


Figure-A XXIX-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 9.

Quatre valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$e_p \text{ calculée} = 0.0067l_{1 \text{ sillage}} + 1.1157NB_{\text{sillage}} - 0.0105l_m \text{ sillage} \quad (\text{A XXIX-1})$$

Tableau A XXIX-1 Effet de sillage – Corrélation<
Modèle 9

R-carré	84.02%
Erreur absolue moyenne	6.23%
Écart-type du résidu	8.22%

Tableau A XXIX-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 9

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	-11,88%	0,48%	95,99%
Moyenne absolue par éolienne	15,88%	9,22%	41,95%

ANNEXE XXX

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 10

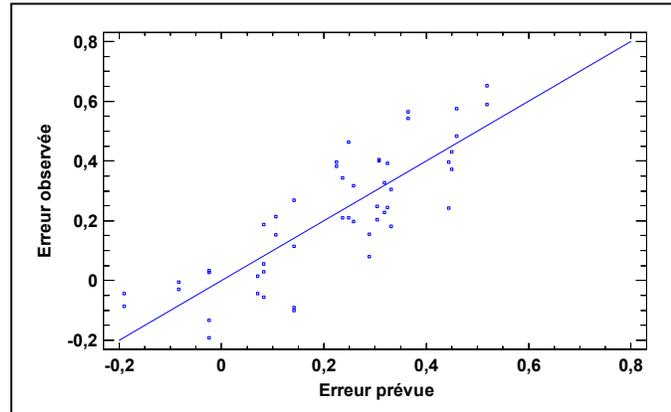


Figure-A XXX-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 10.

Aucune valeur n'a été enlevée à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$\begin{aligned} e_p \text{ calculée} = & 0.0039l_{1 \text{ sillage}} - 0.0102\theta_{m \text{ sillage}} \\ & + 0.557NB_{\text{sillage}} - 0.0053l_{m \text{ sillage}} \\ & - 0.0233\Delta h_{m \text{ sillage}} \end{aligned} \quad (\text{A XXX-1})$$

Tableau A XXX-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 10

R-carré	66.75%
Erreur absolue moyenne	10.04%
Écart-type du résidu	13.21%

Tableau A XXX-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 10

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	12,28%	1,79%	85,42%
Moyenne absolue par éolienne	18,45%	10,42%	43,55%

ANNEXE XXXI

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 11

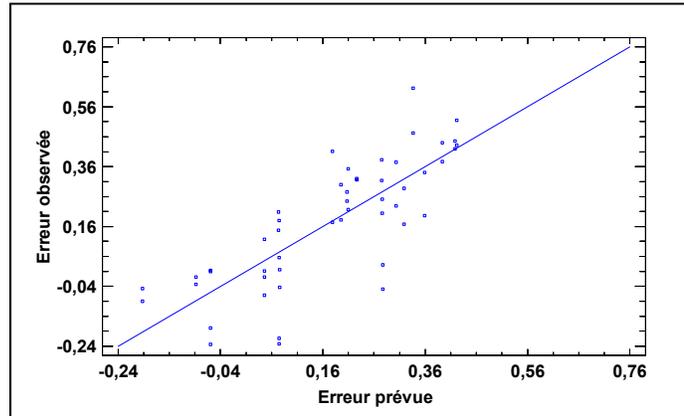


Figure-A XXXI-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 11.

Aucune valeur n'a été enlevée à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0.0033l_{1 \text{ sillage}} - 0.0133\theta_m \text{ sillage} & \text{(A XXXI-1)} \\
 & + 0.4049NB_{\text{sillage}} - 0.0039l_m \text{ sillage} \\
 & - 0.0246\Delta h_m \text{ sillage}
 \end{aligned}$$

Tableau A XXXI-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 11

R-carré	76.22%
Erreur absolue moyenne	9.86%
Écart-type du résidu	13.46%

Tableau A XXXI-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 11

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	17,68%	-0,05%	99,70%
Moyenne absolue par éolienne	22,52%	9,84%	56,31%

ANNEXE XXXII

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 12

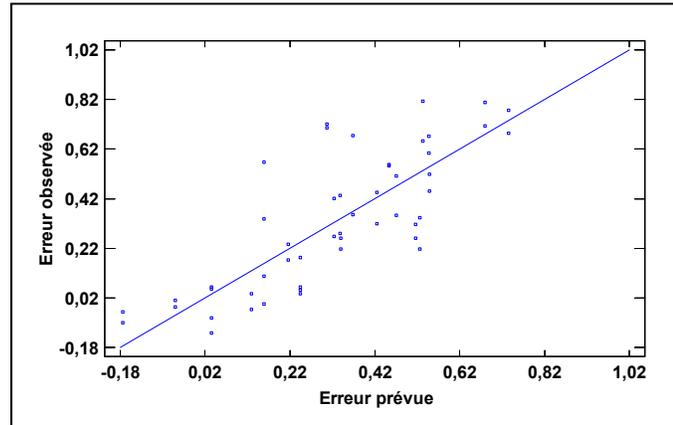


Figure-A XXXII-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 12.

Aucune valeur n'a été enlevée à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0.0065l_{1 \text{ sillage}} + 0.7885NB_{\text{sillage}} & (\text{A XXXII-1}) \\
 & - 0.0076l_{m \text{ sillage}} - 0.034\Delta h_{m \text{ sillage}} \\
 & - 0.0209\theta_{1 \text{ sillage}}
 \end{aligned}$$

Tableau A XXXII-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 12

R-carré	83.88%
Erreur absolue moyenne	12.84%
Écart-type du résidu	17.28%

Tableau A XXXII-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 12

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	32,95%	2,69%	91,83%
Moyenne absolue par éolienne	34,35%	12,78%	62,79%

ANNEXE XXXIII

EFFET DU SILLAGE – MODÈLE 13

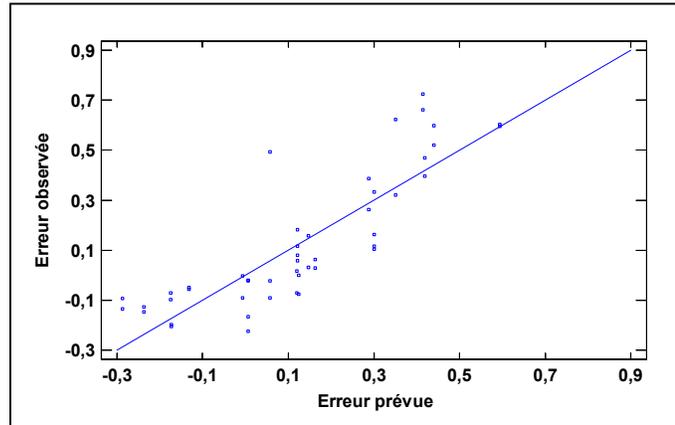


Figure-A XXXIII-1 Effet de sillage- Corrélations multiples
Modèle 13.

Trois valeurs ont été enlevées à l'aide du critère de Peirce.

Équation de corrélation :

$$\begin{aligned}
 e_p \text{ calculée} = & 0.0111l_{1 \text{ sillage}} + 1.4043NB_{\text{sillage}} & (\text{A XXXIII-1}) \\
 & - 0.0137l_{m \text{ sillage}} - 0.0194\Delta h_{m \text{ sillage}} \\
 & - 0.0294\theta_{1 \text{ sillage}}
 \end{aligned}$$

Tableau A XXXIII-1 Effet de sillage – Corrélation
Modèle 13

R-carré	75.12%
Erreur absolue moyenne	10.98%
Écart-type du résidu	15.00%

Tableau A XXXIII-2 Correction de l'effet de sillage
Modèle 13

	e_p	$e_{p\ corr}$	Amélioration
Moyenne par éolienne	16,03%	4,45%	72,26%
Moyenne absolue par éolienne	23,91%	14,73%	38,41%

ANNEXE XXXIV

CORRECTION DE LA COURBE DE PUISSANCE

Tableau A XXXIV-1 Erreur due à la courbe de puissance des centrales éoliennes

	Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Erreur moyenne sur la courbe de puissance	-0,24%	-16,24%	-9,00%	7,63%	-6,25%
Écart-type de l'erreur sur la courbe de puissance	3,10%	5,83%	3,81%	7,92%	9,00%
Erreur sur la courbe de puissance minimum	-7,80%	-34,35%	-20,33%	-5,05%	-25,61%
Erreur sur la courbe de puissance maximum	4,51%	-6,91%	-2,94%	24,41%	13,71%

Tableau A XXXIV-2 Comparaison des erreurs de production
Correction de la courbe de puissance
Modèle WAsP

	Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Moyenne par turbine, sans correction	-4,78	-4,27%	10,85%	6,67%	-5,51%
Moyenne par turbine, avec correction	-4,58%	11,58%	21,05%	-1,94%	-0,21%
Moyenne par centrale, sans correction	-4,60	-9,07%	10,08%	5,22%	-4,14%
Moyenne par centrale, avec correction	-4,36%	3,80%	19,18%	-0,29%	1,15%
Moyenne absolue par turbine, sans correction	4,85%	10,51%	11,02%	7,93%	11,95%
Moyenne absolue par turbine, avec correction	4,64%	14,85%	21,05%	3,65%	5,27%

Tableau A XXXIV-3 Comparaison des erreurs de production
Correction de la courbe de puissance
Modèle MS-Micro

	Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Moyenne par turbine, sans correction	-3,57%	-6,18%	18,45%	5,47%	-4,37%
Moyenne par turbine, avec correction	3,79%	9,38%	29,41%	-3,04%	0,81%
Moyenne par centrale, sans correction	3,41%	-10,40%	17,05%	3,56%	0,93%
Moyenne par centrale, avec correction	3,66%	2,27%	26,76%	-1,81%	6,53%
Moyenne absolue par turbine, sans correction	3,75%	11,84%	18,45%	6,10%	11,22%
Moyenne absolue par turbine, avec correction	3,99%	14,33%	29,41%	4,02%	12,64%

Tableau A XXXIV-4 Statistique de corrélation
Correction de la courbe de puissance
Modèle WAsP

		Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Sans correction	R²	90.98%	80.88%	81.13%	72.84%	83.72%
	Erreur moyenne absolue	1,16%	3,76%	3,11%	2,20%	3,74%
	Écart-type du résidu	1,56%	5,18%	4,60%	3,02%	4,91%
Avec correction	R²	92,30%	83,31%	93,99%	26,97%	29,19%
	Erreur moyenne absolue	1,00%	4,93%	3,12%	2,49%	3,33%
	Écart-type du résidu	1,37%	6,95%	4,38%	3,43%	4,41%

Tableau A XXXIV-5 Statistique de corrélation
Correction de la courbe de puissance
Modèle MS-Micro

		Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Sans correction	R²	81,17%	87,15%	96,76%	42,96%	46,72%
	Erreur moyenne absolue	1,52%	3,38%	2,28%	2,07%	9,58%
	Écart-type du résidu	1,97%	4,63%	3,00%	2,84%	13,67%
Avec correction	R²	79,72%	83,34%	95,02%	51,44%	54,96%
	Erreur moyenne absolue	1,49%	5,01%	4,86%	1,91%	7,77%
	Écart-type du résidu	2,14%	6,67%	6,47%	2,72%	10,03%

ANNEXE XXXV

CORRECTION DE LA DISTRIBUTION DE WEIBULL

Tableau A XXXV-1 Comparaison des erreurs de production
Correction de la distribution de Weibull
Modèle WAsP

	Distribution de Weibull initiale	Distribution de Weibull corrigée
Moyenne par secteur	-7,73%	-1,62%
Écart-type par secteur	7,49%	7,68%
Moyenne absolue par secteur	9,08%	6,40%
Écart-type absolu par secteur	5,79%	4,53%
Ensemble de la centrale	-7,81%	-1,77%

ANNEXE XXXVI

DISCRÉTISATION DE LA COURBE DE PUISSANCE

Tableau A XXXVI-1 Comparaison des erreurs de production
Discrétisation de la courbe de puissance
Modèle WAsP

	Sans correction du calcul de puissance	Avec correction du calcul de puissance
Moyenne par secteur	-7,73%	-7,44%
Écart-type par secteur	7,49%	8,31%
Moyenne absolue par secteur	9,08%	9,01%
Écart-type absolu par secteur	5,79%	6,56%
Ensemble de la centrale	-7,81%	-6,84%

Tableau A XXXVI-2 de discrétisation de la courbe de puissance
Modèle WAsP

	Centrale éolienne I	Centrale éolienne II	Centrale éolienne III	Centrale éolienne IV	Centrale éolienne V
Moyenne	-1,29%	1,21%	3,34%	3,49%	3,30%
Écart-type	0,19%	0,65%	0,21%	0,12%	0,31%

BIBLIOGRAPHIE

- Ainslie, J. F. 1988. « Calculating the flowfield in the wake of wind turbines ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 27, n° 1-3, p. 213-224.
- AWS Scientific Inc. 1997. « Wind ressource assessment hanbook ». *National Renewable Energy Laboratory*, p. 71.
- AWS TruePower, LLC. 2010a. « OpenWind ». <<http://awsopenwind.org/>>.
- AWS TruePower, LLC. 2010b. *OpenWind theoretical basis and validation*.
- Danish Wind Industry Association. 2010. « Manuel de référence sur l'énergie éolienne 1ère partie: Concepts éoliens ». <<http://guidedtour.windpower.org/fr/stat/unitsw.htm#roughness>>.
- EMD. 2010a. « Description des modules ». <<http://www.emd.dk/WindPRO/Modules/>>.
- EMD. 2010b. « WindPro ». <<http://www.emd.dk/>>.
- Garrad Hassan. 2009. « New developments in wake models for large wind farms ». In *AWEA WindPower Conference* (May 2009). Chicago, USA.
- GL Garrad Hassan. 2011. « WindFarmer ». <<http://www.gl-garradhassan.com/en/index.php>>.
- Grant, A. L. M., et P. J. Mason. 1990. « Observations of boundary-layer structure over complex terrain ». *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 116, n° 491, p. 159-186.
- Hélimax Energy. 2007. « Wind turbine power curve measurement report ». p. 72.
- IEC, 61400-12-1: 2005 (E). 2005. « Power performance measurements of electricity producing wind turbines ». p. 90.
- IEC, 61400-12-2 Ed:1. 2008. « Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry ». p. 95.
- Industry Canada. 2011. « Wind Energy ». <[http://www.ic.gc.ca/eic/site/wei-iee.nsf/vwapj/wind_energy-energie_eolienne_eng.pdf/\\$file/wind_energy-energie_eolienne_eng.pdf](http://www.ic.gc.ca/eic/site/wei-iee.nsf/vwapj/wind_energy-energie_eolienne_eng.pdf/$file/wind_energy-energie_eolienne_eng.pdf)>.
- Jackson, P. S., et J. C. R. Hunt. 1975. « Turbulent wind flow over a low hill ». *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 101, n° 430, p. 929-955.

- Katić, I., J. Højstrup et N.O. Jensen. 1986. « A simple model for cluster efficiency ». In *European Wind Energy Association*. Rome, Italy.
- Larsen, G.C. 1988. *A simple wake calculation procedure*. RISØ-M-2760. Roskilde (Denmark): Risø National lab., 59 p. <<http://130.226.56.153/rispubl/VEA/veapdf/ris-m-2760.pdf>>.
- Larsen, G.C., H. Aagaard Madsen et N.N. Sørensen. 2003. « Mean wake deficit in the near field ». In *European wind energy conference and exhibition 2003 (EWEC 2003)*. Madrid, Spain.
- Mason, P. J. 1988. « The formation of areally-averaged roughness lengths ». *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 114, n° 480, p. 399-420.
- Mason, P. J., et J.C. King. 1984. « Atmospheric flow over a succession of nearly two-dimensional ridges and valleys ». *Quart. J. Roy. Meteorol. Soc.*, vol. 110, p. 821-845.
- MathWorks inc. 2008. *Matlab*.
- Mortensen, N.G., A.J. Bowen et I. Antoniou. 2006. « Improving WASP predictions in (too) complex terrain ». In *Proceedings of the 2006 European Wind Energy Conference and Exhibition* (February 27 to March 2). Athens, Greece.
- Newley, T.J. 1985. « Turbulent Airflow over Hills ». Cambridge University.
- Nielsen, Per. 2003. *Comparing WindPRO and Windfarmer wake loss calculation*. EMD, 3 p.
- ReSoft. 2010. « WindFarm ». <<http://www.resoft.co.uk/>>.
- Risø, DTU. 2010. *WASP 10*. <<http://www.wasp.dk/>>.
- Ross, Stephen M. 2003. « Peirce's criterion for the elimination of suspect experimental data ». *Journal of Engineering Technology*, vol. Fall 2003.
- Royer, Jimmy. 2011. « Getting the facts on wind energy in Canada: Notable information derived from the federal wind programs ». In (October 6, 2011), sous la dir. de Canada, Natural Resources. Vancouver, BC.
- Seguro, J. V., et T. W. Lambert. 2000. « Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, n° 1, p. 75-84.
- Shames, Irving H. 1992. *Mechanics of Fluids*. McGraw-Hill International Editions

- Stevens, M. J. M., et P. T. Smulders. 1979. « The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes ». *Wind Engineering*, vol. 3, n° 2, p. 132-45.
- Taylor, P.A., P.R. Gent et J.M. Keen. 1976. « Some numerical solutions for turbulent boundary layer flow above fixed rough, wavy surfaces. ». *Geophys. J.R. Astr. Soc.*, vol. 44, p. 177-201.
- Tennekes, H., et J.L. Lumley. 1972. *A First Course in Turbulence*. The MIT Press
- The Wind Power. 2005-2011. « Capacité de production ». <<http://www.thewindpower.net/>>.
- Thøgersen, Morten Lybech, Thomas Sørensen, Per Nielsen, Anselm Grötzner et Stefan Chun. 2007. *WindPRO / PARK Introduction to Wind turbine Wake Modelling and Wake Generated Turbulence*. EMD Internationnal A/S.
- Troen, I., et E.L. Petersen. 1989. « European Wind Atlas ». *Risø National Laboratory*, p. 656.
- Walmsley, J. L., P. A. Taylor et T. Keith. 1986. « A simple model of neutrally stratified boundary-layer flow over complex terrain with surface roughness modulations (MS3DJH/3R) ». *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 36, n° 1, p. 157-186.
- Walmsley, John L., J. R. Salmon et P. A. Taylor. 1982. « On the application of a model of boundary-layer flow over low hills to real terrain ». *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 23, n° 1, p. 17-46.
- Zephyr North. 2010. « MS-Micro version 3 ». <<http://www.zephyrnorth.com/>>.