

# CONTRIBUTION À L'ESTIMATION DU DOMMAGE CUMULÉ DANS LES ÉOLIENNES

Par

Wissem KHORCHANI

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE  
LA MAÎTRISE AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE, CONCENTRATION  
ÉNERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE  
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 14 DÉCEMBRE 2020

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

© Tous droits réservés, Wissem Khorchani, 2020

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre média une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

**PRÉSENTATION DU JURY**

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Antoine Tahan, directeur de mémoire  
Département génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Philippe Cambron, codirecteur de mémoire  
Power Factors

M. Christian Belleau, président du jury  
Département génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. André Bégin-Drolet, membre du jury  
Département génie mécanique à l'Université Laval

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

LE 10 DÉCEMBRE 2020

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à exprimer mes remerciements et ma reconnaissance à mon directeur de mémoire, M. Antoine Tahan. Je le remercie de m'avoir encadré, pour la confiance qui m'a été accordée, sa disponibilité et ses précieux conseils tout au long de ce projet de maîtrise. Je tiens également à exprimer ma reconnaissance à mon codirecteur, M. Philippe Cambron. Je le remercie pour le temps qu'il m'a consacré et pour avoir répondu à mes questions, ainsi sa participation à l'élaboration de ce travail. Mes remerciements s'adressent également au président et à tous les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer le présent travail. Merci au partenaire industriel, Power Factors, à l'École de technologie supérieure (ÉTS) et au programme Mitacs Globalink pour leur soutien financier accordé à ce projet. Je souhaiterais également remercier tous mes collègues du laboratoire LIPPS et en particulier Adaiton Moreira De Oliveira Filho.

Enfin, j'exprime toute ma gratitude à ma famille, en particulier à mes parents, qui m'ont toujours soutenu et encouragé, leur amour et leur soutien inconditionnel sont sans aucun doute la source de mon bonheur.

À toutes et à tous, merci.



## Contribution à l'estimation du dommage cumulé dans les éoliennes

Wissem KHORCHANI

### RÉSUMÉ

La mise en place de stratégies visant à réduire les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) et à améliorer la fiabilité résiduelle et la disponibilité des éoliennes est désormais une priorité pour les opérateurs d'énergie éolienne. En effet, une planification préalable de la maintenance basée sur la connaissance du niveau d'endommagement par fatigue est nécessaire pour une telle politique de maintenance.

L'objectif principal de ce projet est de fournir un outil d'aide à la décision qui permet une estimation crédible de la fiabilité résiduelle en fatigue d'une éolienne. Plus précisément, le projet vise à estimer les dommages cumulés d'une éolienne à l'aide d'un historique opérationnel afin d'établir un pronostic fiable et de prévoir sa durée de vie résiduelle et optimiser ainsi les opérations de maintenance. Une étude de cas pour un parc éolien situé au Québec, Canada, qui comprend 73 éoliennes est présentée. La recherche consiste à estimer le comportement du vent et obtenir un profil précis de contraintes mécaniques subies par les éoliennes. Ce profil est ensuite utilisé pour l'estimation des dommages cumulés, et par conséquent pour la prévision de la durée de vie restante de la machine (*RUL*).

Les retombées de ce projet ont un impact direct sur la planification des opérations de maintenance et la politique de remplacement d'un parc éolien existant. Les résultats montrent qu'en utilisant ce modèle, un exploitant de parc éolien pourra mieux orienter l'inspection et la maintenance de ses éoliennes en fonction du niveau du dommage observé et celui est sera anticipé. Une évaluation fiable des dommages dus à la fatigue serait un outil pour réduire le risque de défaillance des équipements ou pour prolonger la durée de vie des éoliennes.

**Mots clés :** Éoliennes ; modèles stochastiques ; dommages ; fatigue ; O&M ; *RUL*.





# **Contribution to the Estimation of Cumulative Damage in Wind Turbines**

Wissem KHORCHANI

## **ABSTRACT**

The implementation of strategies to reduce operating and maintenance (O&M) costs and improve the residual reliability and availability of wind turbines are now a priority for wind energy operators. In fact, predictive maintenance scheduling based on the knowledge of the level of fatigue damage is necessary. Thus, this would help to avoid unexpected failures.

The main objective of this project is to provide a decision-making tool that allows a credible estimation of the residual fatigue reliability of a wind turbine. More specifically, the project aims to estimate the cumulative damage of a wind turbine using its operational history in order to establish a reliable prognosis, predict its lifetime, and thus optimize maintenance operations. A case study for a wind farm located in Quebec, Canada, is presented; it consists of 73 wind turbines. The research consists of estimating a precise profile of the mechanical stress applied to the wind turbines of the studied wind farm. This profile is then used to estimate the cumulative damage, and therefore for the prediction of the Remaining Useful Life (RUL) of the machine.

The findings of this project have a direct impact on the scheduling of maintenance and replacement operations for an existing wind farm. The results show that by using this model, a wind farm operator will be able to better direct the inspection and maintenance of its wind turbines based on the observed damage level. Furthermore, a reliable assessment of fatigue damage would be an accurate tool to reduce maintenance intervals and reduce the risk of equipment failure or, in the end, extend the lifetime of wind turbines.

**Keywords:** Wind turbines; stochastic models; damages; fatigue; O&M; RUL.



## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 MISE EN CONTEXTE ET ÉTAT DE L'ART .....	3
1.1 Le vent comme source d'énergie propre.....	3
1.2 Classification des éoliennes .....	4
1.3 Concept de base d'une éolienne à axe horizontal .....	5
1.4 Les défis de l'exploitation et de la maintenance (O&M) des éoliennes .....	6
1.5 Les exigences de conception - Norme IEC-61400-1 .....	7
1.5.1 Classe d'éoliennes.....	8
1.5.2 Conditions du vent.....	9
1.5.3 Conditions environnementales.....	9
1.6 Intensité de la turbulence .....	10
1.7 Lois de distribution statistique pour modéliser le vent .....	10
1.7.1 Distribution de Weibull.....	10
1.7.2 Distribution de Rayleigh.....	12
1.8 Méthodes d'estimation des paramètres d'une distribution de Weibull.....	13
1.9 Méthodes de prévision de la vitesse du vent.....	14
1.10 Fatigue dans les éoliennes.....	15
1.10.1 Matériaux des pales d'une éolienne.....	16
1.10.2 Méthode de comptage de cycles - Méthode de Rainflow .....	16
1.10.3 Modèles de dommage .....	17
1.10.4 Accumulation de dommages et estimation de la durée de vie d'une éolienne.....	18
1.11 Conclusion .....	19
CHAPITRE 2 PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS .....	21
2.1 Problématique .....	21
2.2 Objectifs.....	22
2.3 Méthodologie et structure du mémoire.....	22
CHAPITRE 3 ANALYSE ET MODÉLISATION DES DONNÉES HISTORIQUES DE LA VITESSE DU VENT .....	25
3.1 Introduction.....	25
3.2 Choix de site étudié.....	26
3.3 Description des données .....	26
3.4 Test des données disponibles .....	27
3.5 Influence des années .....	28
3.5.1 Variation annuelle de la vitesse moyenne et de l'écart type.....	29
3.5.2 Variabilité interannuelle pour le parc B-1-Gaspésie.....	30
3.5.3 Variation annuelle de l'intensité de la turbulence.....	31
3.5.4 Variation annuelle des paramètres de la loi de Weibull .....	32

3.5.5	Intervalles de confiance .....	34
3.5.6	Ajustement de la fonction de distribution du vent.....	35
3.5.7	Fonction de distribution cumulative .....	36
3.5.8	Tests d'adéquation statistiques .....	37
3.6	Influence des saisons.....	37
3.6.1	Vitesse moyenne saisonnière .....	38
3.6.2	Écart type saisonnier.....	39
3.6.3	Intensité de turbulence saisonnière .....	40
3.6.4	Facteur de forme $k$ .....	42
3.6.5	Facteur d'échelle $c$ .....	43
3.7	Influence des mois .....	44
3.7.1	Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent.....	44
3.7.2	Écart type mensuel.....	45
3.7.3	Intensité de la turbulence .....	46
3.7.4	Estimation des paramètres de Weibull.....	47
3.8	Conclusion .....	49
CHAPITRE 4	MODÈLE DE PRÉVISION DE LA VITESSE DU VENT BASÉ SUR UNE APPROCHE STOCHASTIQUE ET UNE FONCTION D'AUTOCORRÉLATION .....	51
4.1	Introduction.....	51
4.2	Équations différentielles stochastiques.....	51
4.3	Méthodologie .....	52
4.4	Résultats.....	53
4.5	Conclusion .....	65
CHAPITRE 5	MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE D'UNE ÉOLIENNE À AXE HORIZONTAL.....	67
5.1	Introduction.....	67
5.2	Méthode de conception.....	67
5.3	Exigences structurelles.....	68
5.4	Efforts aérodynamiques agissant sur les pales.....	69
5.5	Méthodes de calcul aérodynamiques .....	70
5.5.1	Théorie d'écoulement axial.....	70
5.5.2	Prise en compte de l'effet de rotation de sillage.....	72
5.5.3	Théorie de l'élément de la pale.....	74
5.5.4	Algorithme de la solution itérative .....	76
5.6	Application pour l'éolienne NREL 5 -MW .....	78
5.6.1	Choix de l'éolienne.....	78
5.6.2	Paramètres d'opérations de l'éolienne.....	78
5.6.3	Profil aérodynamique.....	79
5.7	Résultats de l'éolienne étudiée.....	80
5.8	Conclusion .....	83
CHAPITRE 6	ESTIMATION DES DOMMAGES CUMULÉS DUS À LA FATIGUE DANS LES PALES D'ÉOLIENNES .....	85

6.1	Introduction.....	85
6.2	Modèle d'éléments finis.....	85
6.3	Évaluation de la contrainte maximale.....	88
6.4	Modèle de dommages cumulés dus à la fatigue.....	89
6.5	Estimation de la durée de vie de l'éolienne .....	95
6.6	Conclusion .....	97
	CONCLUSION DU PROJET.....	99
	RECOMMANDATIONS .....	101
ANNEXE I	FONCTION DE DENSITÉ DE PROBABILITÉ.....	105
ANNEXE II	FONCTION DE DENSITÉ CUMULATIVE.....	107
ANNEXE III	PROPRIÉTÉS STATISTIQUES .....	109
	LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	113



## LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1-1	Paramètres de base pour les classes d'éoliennes, adapté de (International Electrotechnical Commission, 2005).....	8
Tableau 3-1	Pourcentage du nombre d'enregistrements de la vitesse à 10 min pour une période de 10 ans .....	28
Tableau 3-2	Tableau comparatif de l'influence des années sur les différents paramètres statistiques .....	29
Tableau 3-3	Tableau comparatif de l'influence des années sur l'intensité de turbulence.....	32
Tableau 3-4	Comparaison des valeurs de $k$ et $c$ sur 10 ans pour la station B-1-Gaspésie.....	33
Tableau 3-5	Intervalles de confiance de $k$ et $c$ estimées par la méthode <i>MLE</i> .....	35
Tableau 3-6	Vitesse moyenne saisonnière .....	38
Tableau 3-7	Écart type saisonnier .....	39
Tableau 3-8	Intensité de turbulence saisonnière .....	41
Tableau 3-9	Facteur de forme saisonnière estimé par la méthode <i>MLE</i> .....	42
Tableau 3-10	Facteur d'échelle saisonnier estimé par la méthode <i>MLE</i> .....	43
Tableau 3-11	Vitesse moyenne mensuelle sur 10 ans.....	45
Tableau 3-12	Écart type mensuel.....	46
Tableau 3-13	Intensité de turbulence moyenne mensuelle sur 10 ans .....	47
Tableau 3-14	Estimation de $k$ et $c$ mensuelle sur 10 ans.....	48
Tableau 4-1	Caractéristiques de la fonction d'autocorrélation en 2017 .....	56
Tableau 4-2	Vitesse moyenne et paramètres de Weibull estimés à 95 % par la méthode <i>MLE</i> de l'année 2017 .....	61
Tableau 4-3	Comparaison du nombre de cycles, mesurés et estimés, de l'année 2017 .....	63

Tableau 4-4	Vitesse moyenne et paramètres de Weibull estimés par la méthode <i>MLE</i> de l'année 2019 .....	64
Tableau 5-1	Paramètres d'opérations de l'éolienne NREL 5 MW, adapté de (Jonkman et al., 2009).....	79
Tableau 5-2	Distribution des propriétés aérodynamiques de la pale, adapté de (Jonkman et al., 2009).....	80
Tableau 6-1	Propriétés mécaniques de CFRP, tiré de ( <a href="https://solved4u.weebly.com/">https://solved4u.weebly.com/</a> )	87
Tableau 6-2	Estimation du dommage cumulé dû à la fatigue et la durée de vie de l'éolienne.....	95



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1-1	Capacité de production d'énergie éolienne au Canada en 2019, tirée de (CanWEA, 2020) .....4
Figure 1-2	Classifications des éoliennes, tirée de (Oyekale, Petrollese, Tola, & Cau, 2020) .....5
Figure 1-3	Les principaux composants d'une éolienne à axe horizontal, tirée de (Rafaat & Hussein, 2018) .....6
Figure 1-4	Applications de l'IA dans les parcs éoliens, tirée de (Y. Wang et al. , 2019) .....15
Figure 2-1	Structure du mémoire.....23
Figure 3-1	Parc éolien B-1-Gaspésie .....26
Figure 3-2	Variation annuelle de la vitesse moyenne de vent .....29
Figure 3-3	Variation annuelle de l'écart type .....29
Figure 3-4	Variabilité interannuelle de la vitesse du vent normalisée (VIA), $Vk' = f(\text{Année})$ .....31
Figure 3-5	Variation annuelle de l'intensité de turbulence .....32
Figure 3-6	Variation annuelle de facteur de forme $k$ sur 10 années.....34
Figure 3-7	Variation annuelle de facteur d'échelle $c$ sur 10 années.....34
Figure 3-8	Ajustement de la fonction de Weibull et Rayleigh de l'année 2017.....35
Figure 3-9	La CDF empirique des données et l'ajustement de Weibull de l'année 2017 .....36
Figure 3-10	Évolution de la vitesse moyenne saisonnière sur 10 ans .....38
Figure 3-11	Évolution de l'écart type saisonnier sur 10 ans .....40
Figure 3-12	Évolution de l'intensité de turbulence saisonnière .....41
Figure 3-13	Évolution saisonnière de facteur de forme.....42
Figure 3-14	Évolution saisonnière de facteur d'échelle .....44

## XVIII

Figure 3-15	Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent .....	45
Figure 3-16	Évolution mensuelle de l'écart type.....	46
Figure 3-17	Évolution mensuelle de l'intensité de turbulence .....	47
Figure 3-18	Évolution mensuelle du facteur de forme k .....	48
Figure 3-19	Évolution mensuelle du facteur d'échelle c .....	48
Figure 4-1	Fonction d'autocorrélation de la saison d'hiver 2017.....	54
Figure 4-2	Fonction d'autocorrélation de la saison de printemps 2017 .....	55
Figure 4-3	Fonction d'autocorrélation de la saison d'été 2017 .....	55
Figure 4-4	Fonction d'autocorrélation de la saison d'automne 2017 .....	56
Figure 4-5	Ajustement de la fonction d'autocorrélation en hiver 2017.....	57
Figure 4-6	Ajustement de la fonction d'autocorrélation en printemps 2017.....	57
Figure 4-7	Ajustement de la fonction d'autocorrélation en été 2017 .....	58
Figure 4-8	Ajustement de la fonction d'autocorrélation en automne 2017 .....	58
Figure 4-9	Estimation de la vitesse du vent en hiver 2017.....	59
Figure 4-10	Estimation de vitesse du vent en printemps 2017.....	59
Figure 4-11	Estimation de la vitesse du vent en été 2017 .....	60
Figure 4-12	Estimation de la vitesse du vent en automne 2017 .....	60
Figure 4-13	Comparaison des fonctions de densité de probabilité.....	62
Figure 4-14	Prévision de la vitesse du vent des 4 saisons en 2019 (a) hiver, (b) printemps, (c) été et (d) automne .....	64
Figure 5-1	Volume de contrôle autour de disque actuateur, tirée de (Manwell et al., 2009) .....	71
Figure 5-2	Écoulements d'air à travers un tube annulaire avec rotation de sillage, tirée de (Manwell et al., 2009).....	73
Figure 5-3	Géométrie de la pale d'une éolienne à axe horizontal, adaptée de (Manwell et al., 2009).....	75

Figure 5-4	Variations de vitesse de rotation et d'angle de calage .....	81
Figure 5-5	Variation de la poussée .....	82
Figure 5-6	Variation du couple.....	82
Figure 5-7	Courbe de puissance théorique de l'éolienne NREL 5 MW .....	83
Figure 6-1	Modèle 3D de la pale de l'éolienne NREL 5 -MW .....	86
Figure 6-2	Contraintes maximales de von Mises pour $V=11,4$ m/s.....	88
Figure 6-3	Valeurs du rapport de contrainte $R$ du diagramme $\sigma a - \sigma m$ pour les types de chargement T-T, T-C, C-T et C-C , tirée de (Burhan & Kim, 2018) .....	91
Figure 6-4	Courbe $S - N$ pour la charge de fatigue en traction pour différentes valeurs de $R$ .....	93
Figure 6-5	Résultats normalisés de Rainflow, $\sigma a$ en fonction de $\sigma m$ .....	94
Figure 6-6	Domages normalisés en fonction de la disposition géographique des éoliennes du parc B-1-Gaspésie.....	96



## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

GES	Gaz à effet de serre
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
O&M	<i>Operations and Maintenance</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
NWP	<i>Normal Wind Profile Model</i>
NTM	<i>Normal Turbulence Model</i>
EWM	<i>Extreme Wind Speed Model</i>
EOG	<i>Extreme Operating Gust</i>
ETM	<i>Extreme Turbulence Model</i>
EDC	<i>Extreme Wind Direction Change</i>
ECD	<i>Extreme Coherent gust with Direction change</i>
EWS	<i>Extreme Wind Shear</i>
PDF	<i>Probability Density Function</i>
CDF	<i>Cumulative Density Function</i>
MLE	<i>Maximum Likelihood Estimation</i>
IA	Intelligence artificielle
ANN	<i>Artificial Neural Network</i>
GFRP	<i>Glass Fiber Reinforced Polymer.</i>
CFRP	<i>Carbon fiber reinforced polymer</i>
RUL	<i>Remaining Useful Life</i>
UB	<i>Upper Bound</i>
LB	<i>Lower Bound</i>
SDE	<i>Stochastic differential equation</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
BEM	<i>Blade Element Momentum Theory</i>
DOWEC	<i>Dutch Offshore Wind Energy Converter</i>
DUT	<i>Delf University of Technology</i>
NACA	<i>National Advisory Committee for Aeronautics</i>



## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

$P_d$	Puissance disponible (MW)
$P_p$	Puissance produite (MW)
$A$	Surface décrite par les pales de l'éolienne (m <sup>2</sup> )
$\rho$	Densité de l'air (kg/m <sup>3</sup> )
$V$	Vitesse du vent au niveau du moyeu (m/s)
$IT$	Intensité de turbulence (%)
$k$	Facteur de forme de la loi de Weibull
$c$	Facteur d'échelle de la loi de Weibull (m/s)
$\bar{V}$	Vitesse moyenne du vent (m/s)
$\sigma_V$	Écart type de la vitesse de vent (m/s)
$VIA$	Variabilité interannuelle de la vitesse du vent normalisée (%)
$\alpha$	Coefficient d'autocorrélation
$a$	Coefficient d'interférence axial
$a'$	Coefficient d'interférence tangentiel
$C_p$	Coefficient de puissance
$\Omega$	Vitesse de rotation du rotor. (tr/min)
$dr$	Élément de la pale (m)
$dT$	Poussée élémentaire (N)

$dQ$	Couple élémentaire (Nm)
$U_{rel}$	Vitesse du vent relative (m/s)
$\alpha$	Angle d'attaque ( $^{\circ}$ )
$\theta_p$	Angle de tangage ( <i>Pitch angle</i> ) ( $^{\circ}$ )
$\varphi$	Angle du vent relatif ( $^{\circ}$ )
$dF_D$	Force de traînée élémentaire (N)
$dF_L$	Force de portance élémentaire (N)
$c$	Corde (m)
$C_l$	Coefficients de portance
$C_d$	Coefficient de traînée
$dF_n$	Force normale élémentaire (N)
$dF_t$	Force tangentielle élémentaire (N)
$\eta$	Rendement cumulé de l'éolienne (%)
$C_m$	Coefficient de moment de la section
$dM$	<i>Pitching Moment</i> (Nm)
$\sigma_{max}$	Contrainte maximale (MPa)
$\sigma_{min}$	Contrainte minimale (MPa)
$\sigma_m$	Contrainte moyenne (MPa)
$\sigma_a$	Amplitude de la contrainte (MPa)



$R$	Rapport de charge ( <i>Stress ratio</i> )
$N_i$	Nombre de cycle à la rupture au niveau de contrainte $\sigma_i$
$n_i$	Nombre de cycles de Rainflow comptés pour chaque cycle de contrainte au niveau de contrainte $\sigma_i$
$m$	Nombre total de cycles de Rainflow
$D$	Dommmage



## INTRODUCTION

Ce mémoire est l'aboutissement de travaux dans le cadre d'une maîtrise en génie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (profil recherche) au sein du Laboratoire d'Ingénierie des Produits, Procédés et Systèmes (LIPPS) de l'École de technologie supérieure (ÉTS) de Montréal. Ce projet a été mené en partenariat avec la compagnie POWER FACTORS. Le partenaire industriel est un fournisseur de solutions et logiciels dans le secteur des énergies renouvelables. POWER FACTORS est un leader mondial qui connaît une croissance accrue stimulée par la transition vers une énergie propre et renouvelable.

La croissance rapide des investissements dans le secteur des énergies renouvelables nécessite une solution de gestion de la performance des actifs. La plupart des défis qui entravent une forte pénétration des ressources énergétiques renouvelables, y compris l'énergie éolienne, dans les systèmes énergétiques modernes trouvent souvent leur origine dans la nature transitoire de la majorité de ces ressources. En effet, la demande d'énergie est en croissance continue et pour y répondre de manière durable, des efforts sont intensifiés afin de rechercher et atténuer tous les facteurs affectant la pénétration des ressources énergétiques renouvelables.

Visant avant tout des objectifs en ce qui concerne la politique de lutte contre le changement climatique, l'énergie éolienne se démarque lorsqu'il s'agit d'investissements liés aux énergies renouvelables. La vitesse du vent dépend fortement des conditions climatiques et météorologiques, elle est intermittente dans sa disponibilité et son intensité est variable. L'éolienne est un dispositif pour convertir l'énergie cinématique du vent en une forme d'énergie utile (électricité). En raison de son coût relativement faible, l'énergie éolienne est une forme d'énergie renouvelable très prometteuse. Toutefois, en lien avec sa croissance, il existe de plus en plus de défis pour assurer sa pérennité. Les coûts élevés d'exploitation et de maintenance (O&M) sont l'un des plus grands challenges auxquels les exploitants de parcs éoliens doivent faire face.

L'un des principaux facteurs contribuant aux coûts d'O&M est la maintenance non planifiée due à des défaillances imprévues dues à la fatigue. Les éoliennes sont souvent soumises à des niveaux de contraintes mécaniques qui changent continuellement en conséquence de la variabilité du vent (effet stochastique), ce qui peut entraîner une défaillance prématurée avant que la durée de vie souhaitée ne soit atteinte. Il est donc essentiel de pouvoir prévoir les défaillances pour réduire ces coûts en adoptant une stratégie d'O&M. Dans ce contexte, ce projet s'intéresse à l'étude des dommages cumulés dans les éoliennes et en particulier dans les pales d'une éolienne à axe horizontal, le but est de prédire la durée de vie utile de la machine. Plus précisément, le projet implique le développement d'un modèle mathématique qui constitue un outil d'aide à la décision pour s'assurer qu'une intervention optimale de maintenance soit économiquement justifiée.

Ce manuscrit renferme six chapitres. Une revue de la littérature sera le principal objet du CHAPITRE 1, dans lequel les principaux points sur lesquels la recherche est basée seront passés en revue et un aperçu succinct de l'état de l'art dans le domaine sera mis au point. La problématique et les objectifs du projet de recherche sont exposés au CHAPITRE 2. Le CHAPITRE 3 est consacré à la modélisation du vent à partir des données historiques du parc éolien B-1-Gaspésie. L'objectif de cette modélisation est de favoriser une meilleure compréhension de la variation temporelle du vent du site étudié et de ses caractéristiques statistiques. Dans le CHAPITRE 4, nous présentons et validons une approche stochastique pour un modèle de prévision de la vitesse du vent basé sur une équation différentielle stochastique. Le CHAPITRE 5 est dédié à l'application d'un modèle aérodynamique des pales d'une éolienne à axe horizontal en vue de déterminer les différentes sollicitations aérodynamiques exercées sur les pales. Un modèle d'éléments finis d'une pale est établi dans le CHAPITRE 6 pour évaluer les niveaux de contraintes mécaniques. Ces derniers seront utilisés pour estimer les dommages cumulatifs à travers un modèle d'endommagement par fatigue. Ce qui permettra de quantifier le niveau de dommage atteint de chaque éolienne du parc étudié et estimer la durée de vie résiduelle en fatigue.

Une conclusion qui résume les principales réalisations de cette recherche ainsi que des recommandations pour futurs travaux sont présentées à la fin du document.

## CHAPITRE 1

### MISE EN CONTEXTE ET ÉTAT DE L'ART

#### 1.1 Le vent comme source d'énergie propre

Au cours des trois dernières décennies, les énergies renouvelables sont devenues une alternative compétitive et écologique pour produire de l'électricité. Ces énergies propres et renouvelables présentent un grand intérêt à tous les niveaux, à la fois au niveau mondial et régional, principalement en raison de leur importance pour le développement durable de sociétés et surtout pour leur impact positif sur la conservation de l'environnement. Par opposition aux énergies fossiles, les énergies renouvelables présentent de nombreux avantages, notamment la protection des ressources naturelles, l'apport à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et la création de nouvelles sources d'emplois.

Ces dernières années, l'énergie éolienne est devenue une source importante de production d'électricité. C'est l'énergie propre qui connaît la croissance la plus rapide au monde (CanWEA, 2020). Elle présente un levier essentiel dans la transition énergétique dans différents pays (Global Wind Energy Council, 2020). Les systèmes de production de l'énergie éolienne sont de plus en plus utilisés au Canada, comme partout dans le monde. La capacité de production d'énergie éolienne au Canada n'a pas cessé de croître au cours des dix dernières années. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA, 2020), le Canada a terminé l'année 2019 avec une capacité de 13 413 MW d'énergie éolienne avec 6771 éoliennes installées dans les 301 parcs éoliens exploités répartis dans tout le Canada. Le Québec et l'Ontario sont en tête avec environ 69,5 % de la capacité totale (voir Figure 1-1). Cela place le Canada au 9<sup>e</sup> rang mondial pour la capacité totale installée (Global Wind Energy Council, 2020).



Figure 1-1 Capacité de production d'énergie éolienne au Canada en 2019, tirée de (CanWEA, 2020)

Comme les autres formes d'énergie renouvelables, l'un des principaux défis de l'énergie éolienne est son intermittence et sa fluctuation, ce qui nécessite des ajustements systématiques de l'exploitation ainsi que des stratégies spécifiques d'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau.

## 1.2 Classification des éoliennes

En fonction du lieu de leur installation, les éoliennes sont classées en deux catégories : *Onshore* et *Offshore*. Les éoliennes *Onshore* sont celles implantées sur des terrains, tandis que celles situées en pleine mer sont appelées éoliennes *offshores*. En effet, indépendamment du type, les éoliennes peuvent être installées pour répondre à certains besoins énergétiques spécifiques, elles sont installées en grappes pour constituer un parc éolien. Une représentation des différentes classifications des éoliennes est illustrée dans la Figure 1-2.

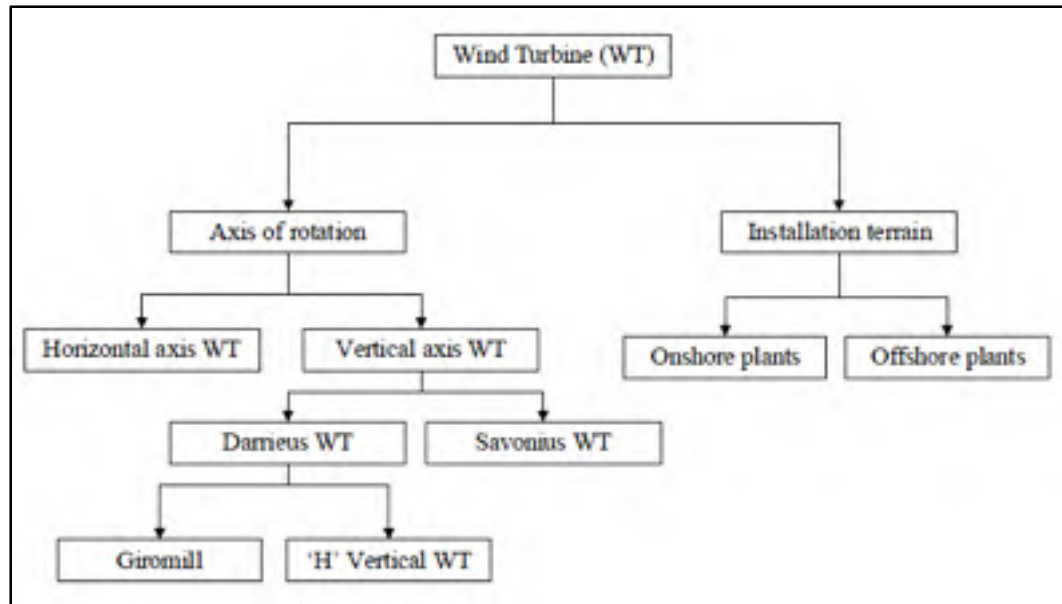


Figure 1-2 Classifications des éoliennes, tirée de (Oyekale, Petrollese, Tola, & Cau, 2020)

### 1.3 Concept de base d'une éolienne à axe horizontal

Une éolienne à axe horizontal est composée d'une tour au sommet de laquelle se trouve une nacelle. Dans cette dernière, nous avons les principaux composants de production d'énergie (voir Figure 1-3). Tout d'abord, l'énergie cinétique du vent est transformée en énergie mécanique à travers un ensemble de pales montées sur un rotor. Le moyeu est le point entre les pales et le rotor. La rotation du rotor est transmise à la boîte de vitesse (à travers l'arbre à faible vitesse) dont le rôle est d'adapter la vitesse de rotation à celle du générateur. De la boîte de vitesse, un deuxième arbre est fixé (l'arbre à grande vitesse) qui fait tourner le rotor du générateur qui produit l'énergie électrique. Typiquement, en plus de ce mécanisme, il y a généralement un mécanisme qui contrôle l'angle d'inclinaison (*Pitch*), un mécanisme pour contrôler l'angle de direction (*Yaw*) et un mécanisme de freinage.

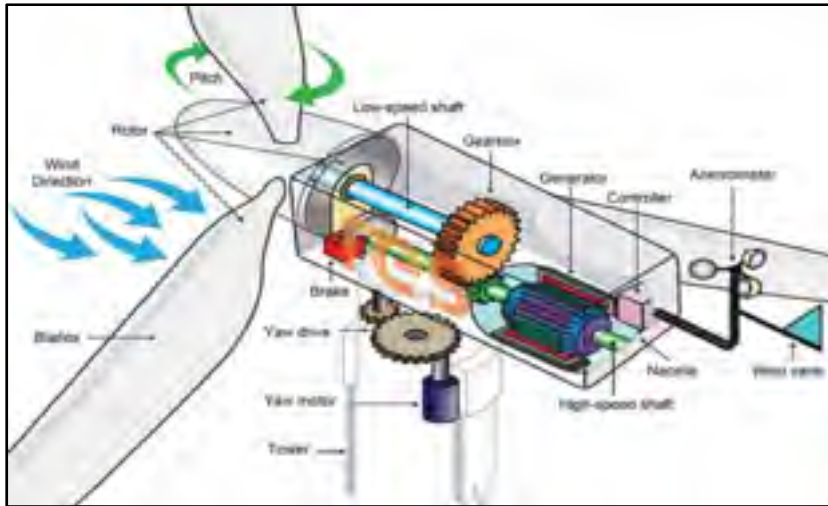


Figure 1-3 Les principaux composants d'une éolienne à axe horizontal, tirée de (Rafaat & Hussein, 2018)

La puissance disponible est proportionnelle au cube de vitesse du vent, alors la puissance du vent disponible  $P_d$  (Watts) est définie par l'équation (1.1) :

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (1.1)$$

Où  $A$  désigne la surface décrite par les pales de l'éolienne, en  $m^2$ ,  $\rho$  est la densité de l'air, en  $kg.m^{-3}$ , et  $V$  la vitesse moyenne du vent considérée en général au niveau du moyeu, en  $m.s^{-1}$ . Bien sûr, seulement une partie de cette puissance disponible est convertie en puissance produite  $P_p$ .

$$P_p = \eta \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (1.2)$$

Avec  $\eta$  le rendement cumulatif qui inclut les rendements aérodynamiques des pales, du multiplicateur, de la génératrice et toutes les pertes par friction ou effet de Joule.

#### 1.4 Les défis de l'exploitation et de la maintenance (O&M) des éoliennes

Les éoliennes sont des machines tournantes conçues pour fonctionner selon un profil de conditions environnementales bien définies (vitesse de vent, intensité de turbulence,



température, etc.). La norme IEC 61400-1 (International Electrotechnical Commission, 2005), spécifie des classes des éoliennes selon les conditions environnementales d'un site donné. Durant le processus de conception, les concepteurs effectuent le dimensionnement de ces machines selon chaque classe. Une fois installées, les éoliennes subissent des sollicitations (charges structurelles) et des processus de dégradation qui induisent des dommages limitant ainsi leur durée de vie utile. En raison de la variabilité de la vitesse du vent, ces charges sont d'une nature mixte : cycliques et stochastiques. Elles sont la principale cause de l'endommagement par fatigue des composants des éoliennes tels que les pales ou le moyeu.

Comme toute machine tournante, il est nécessaire de planifier la maintenance (incluant les inspections, remplacements...) pour s'assurer du bon fonctionnement de la machine et de sa disponibilité opérationnelle.

Les coûts de la maintenance présentent un véritable enjeu pour les exploitants des parcs éoliens. Les coûts d'exploitation et de maintenance constituent l'un des principaux paramètres régissant l'économie de l'énergie éolienne. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la moyenne mondiale des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) des éoliennes offshore s'élevait à environ 90 \$/kW en 2018 (IEA, 2019). Par ailleurs, les coûts fixes et variables de (O&M) constituent une part importante du coût actualisé de l'énergie (LCOE<sup>1</sup>). Ces coûts représentent de 10 à 30 % du LCOE total des systèmes d'énergie éolienne (IRENA, 2020). Pour rendre l'énergie éolienne plus compétitive par rapport aux autres sources d'énergies renouvelables, ses coûts d'O&M doivent être réduits. Pour y parvenir, il convient d'adopter des stratégies d'exploitation et de maintenance appropriées.

## **1.5 Les exigences de conception - Norme IEC-61400-1**

Comme mentionné précédemment, une éolienne doit être conçue conformément à des caractéristiques qui lui confèrent une capacité de fonctionnement en toute sécurité dans des

---

<sup>1</sup> *Levelized Cost Of Energy*

conditions de vent définies par la classe d'éolienne choisie *a priori*. La norme IEC-61400 est un ensemble d'exigences de conception visant à garantir que les éoliennes soient conçues de manière appropriée pour supporter les dommages durant leur durée de vie prévue (typiquement autour de 20-25 ans). Aussi, la norme a pour objectif de fournir une méthodologie reconnue et standardisée qui garantit la cohérence, la précision et la reproductibilité dans la mesure et l'analyse de la performance énergétique des éoliennes. Les caractéristiques exigées et les conditions de vent sont clairement spécifiées dans la norme IEC 61400-1 (International Electrotechnical Commission, 2005).

### 1.5.1 Classe d'éoliennes

Lors de la conception, les conditions externes à tenir en compte dépendent du type de site prévu pour l'installation de l'éolienne. Les classes d'éoliennes sont définies en termes de vitesse du vent et de paramètres de turbulence comme le montre le Tableau 1-1. Le but de cette classification est de couvrir la plupart des applications. Les valeurs de vitesses du vent et les paramètres de turbulence sont destinés à représenter des sites différents et ne donnent pas une représentation précise ou exhaustive d'un site spécifique (International Electrotechnical Commission, 2005).

Tableau 1-1 Paramètres de base pour les classes d'éoliennes, adapté de (International Electrotechnical Commission, 2005)

Classe de l'éolienne		I	II	III	S
$V_{réf} (ms^{-1})$		50	42,5	37,5	Valeur spécifiée par le concepteur
$V_{ave} (ms^{-1})$		10	8,5	7,5	
$I_{réf}$	A	0,16			
	B	0,14			
	C	0,12			

Avec,  $V_{réf}$  est la vitesse de référence moyenne du vent sur 10 min,  $V_{ave}$  est la vitesse moyenne annuelle du vent à la hauteur du moyeu, A est la catégorie relative aux caractéristiques de la

turbulence élevée,  $B$  est la catégorie relative aux caractéristiques de la turbulence moyenne et  $C$  est la catégorie relative aux caractéristiques de la turbulence plus faible.  $I_{ref}$  est la valeur attendue de l'intensité de turbulence à 15 m/s. Selon la norme IEC 61400-1, pour la classe d'éolienne S, le constructeur doit, dans la documentation de conception, décrire et préciser les modèles utilisés et les valeurs des paramètres de conception.

### 1.5.2 Conditions du vent

Le régime des vents, en ce qui concerne les charges et la sécurité, se subdivise en deux conditions : (i) normales qui décrivent la phase normale de fonctionnement de l'éolienne et (ii) les conditions extrêmes de vent.

Pour les **Conditions normales** de vent, on peut citer le modèle de profil normal du vent (NWP) et le modèle de turbulence normale (NTM). Et pour les **Conditions extrêmes** de vent, on peut citer le modèle de vitesse du vent extrême (EWM), rafale extrême de fonctionnement (EOG), modèle de turbulence extrême (ETM), changement de direction du vent extrême (EDC), rafale extrême cohérente avec changement de direction (ECD) et cisaillement extrême du vent (EWS).

### 1.5.3 Conditions environnementales

Les conditions environnementales peuvent également affecter l'intégrité et la sécurité des éoliennes, par actions thermiques, corrosives, mécaniques, électriques ou autre action physique. De plus, la combinaison de ces conditions climatiques peut augmenter leurs effets. Les conditions environnementales suivantes au moins doivent être prises en compte et l'action qui en résulte doit être indiquée dans la documentation de conception selon la norme IEC 61400-1 (International Electrotechnical Commission, 2005) : température ambiante, humidité et la densité de l'air, la pluie, la neige et la glace, substances chimiquement actives, particules mécaniquement actives et activités sismiques du site.

## 1.6 Intensité de la turbulence

Dans de nombreux cas, la moyenne de la vitesse du vent peut être relativement constante, mais il peut y avoir des fluctuations importantes de cette moyenne (turbulences). La turbulence est donc fonction de la configuration locale du terrain, et son augmentation accélère la fatigue dans les composants mécaniques de l'éolienne. Il est donc important de quantifier l'intensité de turbulence ( $IT$ ) d'un site spécifique, elle est définie par la relation suivante :

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad (1.3)$$

Où  $\bar{V}$  et  $\sigma$  désignent respectivement la vitesse moyenne du vent et son écart type.

## 1.7 Lois de distribution statistique pour modéliser le vent

Dans la littérature, beaucoup d'efforts ont été déployés pour construire un modèle adéquat pour reproduire le phénomène stochastique qui est la vitesse du vent (Alavi, Sedaghat, & Mostafaeipour, 2016 ; Jung & Schindler, 2019 ; Masseran, 2018 ; Shamshirband et al., 2015 ; J. Wang, Hu, & Ma, 2016). Il ressort des conclusions des études que, pour un site donné, les distributions statistiques de Weibull et de Rayleigh sont appropriées pour modéliser le comportement du vent. La distribution de Weibull est couramment utilisée dans la littérature scientifique en raison de son « adaptabilité » et l'estimation facile de ses paramètres à partir de la distribution empirique des observations de vent (Tar, 2008). En outre, conformément à la norme IEC 61400-1, la distribution Weibull a été considérée comme valable aux données de vitesse du vent.

### 1.7.1 Distribution de Weibull

La loi de Weibull est une loi de probabilité continue. Elle a été employée dans le domaine de la fiabilité, et plus précisément lorsque le taux de défaillance évolue avec le temps ce qui est le cas dans ce projet. La distribution de Weibull est une fonction à deux paramètres connus sous le nom de facteur de forme  $k$  et d'échelle  $c$ . Selon (Chauhan & Saini, 2014) la distribution

de Weibull s'avère bien correspondre aux données expérimentales du vent. La fonction de densité de probabilité (*PDF*) est employée dans le cas d'une variable aléatoire continue. Dans le cas de la loi de Weibull qui, pour la vitesse du vent, est une fonction à deux paramètres, elle est exprimée, pour  $V > 0$  ;  $k, c > 0$ , comme suit :

$$P(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (1.4)$$

Où  $k$  et  $c$  sont respectivement les facteurs de forme et d'échelle et  $V$  la vitesse du vent. Dans la littérature, de nombreuses études basent leur analyse statistique des caractéristiques du vent et de son potentiel sur l'hypothèse selon laquelle la distribution de Weibull est adéquate pour modéliser la vitesse du vent (Azad, Rasul, Halder, & Sutariya, 2019 ; Jung & Schindler, 2019 ; Wais, 2017). La vitesse moyenne du vent est définie par :

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (1.5)$$

Avec  $V_i$  la valeur d'une série de mesures spécifiques de la vitesse et  $n$  le nombre total d'entrées de cette série. L'estimateur de la variance  $\sigma_V^2$  de la distribution du vent est donnée par :

$$\sigma_V^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2 \quad (1.6)$$

L'écart type des moyennes de vitesse de vent,  $\sigma_V$  est :

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2} \quad (1.7)$$

La fonction de distribution cumulative de Weibull (*CDF*) est donnée comme suit :

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (1.8)$$

Où  $F(V)$  représente la probabilité d'occurrence de toutes les vitesses inférieures à  $V$ .

### 1.7.2 Distribution de Rayleigh

Comme nous l'avons indiqué précédemment, que plusieurs études soient basées sur la loi de Weibull à deux paramètres, toutefois, certaines se basent sur une loi à un paramètre (dans ce cas, le paramètre de forme  $k$  est fixé à 2). Il s'agit donc d'un cas particulier qui est appelé la loi de Rayleigh. Cette forme simplifiée de la loi de Weibull a été employée dans plusieurs études basées sur des séries de données recueillies sur une longue période et semble bien correspondre aux vitesses de vent observées (Chauhan et Saini, 2014). Dans (Reza, Zaman, Ahammad, Ifty, & Nayan, 2016), la distribution de Rayleigh a été comparée à la distribution de Weibull afin de prédire avec précision la disponibilité du vent à différents endroits. Les résultats indiquent que les deux distributions s'accordent pour prédire le potentiel éolien des sites étudiés. La simplicité est le grand avantage de cette loi. Toutefois, son principal inconvénient réside également de l'utilisation du facteur  $k$ . La loi de Rayleigh ne permet pas la meilleure adéquation au régime de vent puisque seule la valeur moyenne est prise en considération. Par conséquent, et à titre d'exemple, si on étudie deux sites différents ayant la même valeur moyenne de vitesse de vent on obtiendrait deux distributions identiques alors que dans la réalité elles peuvent être significativement différentes, ce qui conduirait à des différences notables dans le calcul de la valeur de puissance éolienne disponible. Sa densité de probabilité (*PDF*) correspondante est :

$$P(V) = \frac{\pi}{2} \frac{V}{\bar{V}^2} e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2} \quad (1.9)$$

Avec  $\bar{V}$  qui désigne la vitesse moyenne du vent.

La fonction de distribution cumulative (*CDF*) de la loi de Rayleigh quant à elle, est définie par :

$$F(V) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2} \quad (1.10)$$

## 1.8 Méthodes d'estimation des paramètres d'une distribution de Weibull

Les deux paramètres de Weibull indiquent les caractéristiques régionales du vent, de sorte que la détermination de ces deux paramètres doit être effectuée pour un site donné. Plusieurs méthodes (ex. méthode graphique, méthode de maximum de vraisemblance, méthode des moments statistiques) peuvent être adoptées pour permettre une estimation de  $k$  et  $c$  à partir des données disponibles (Kang, Ko, & Huh, 2018). La méthode du maximum de vraisemblance (*MLE*) sera utilisée dans ce projet. Cette méthode *MLE* est populaire en raison de ses propriétés intéressantes dans le cas de « grands échantillons ». En effet, la méthode du maximum de vraisemblance s'est révélée une des méthodes les plus efficaces pour estimer les paramètres de Weibull (Khahro, Tabbassum, Soomro, Dong, & Liao, 2014). Lorsque les données de vitesse du vent sont fournies sous forme de séries chronologiques, la méthode *MLE* est préférée pour estimer les paramètres de Weibull (Seguro & Lambert, 2000). Selon cette méthode,  $k$  et  $c$  sont estimés à travers les deux équations (1.11) et (1.12) (Shoaib, Siddiqui, Amir, & Rehman, 2017) :

$$\hat{k} = \left( \frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right)^{-1} \quad (1.11)$$

$$\hat{c} = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^k \right)^{1/k} \quad (1.12)$$

Où  $V_i$  est la vitesse du vent dans le pas de temps  $i$  et  $n$  le nombre de points de données de vitesse du vent non nulle. L'équation (1.11) doit être résolue en utilisant une procédure itérative en prenant  $k = 2$  comme une hypothèse initiale qui est très appropriée (Seguro & Lambert, 2000), par suite l'équation (1.12) peut être résolue de manière explicite. Nous devrions nous rappeler que l'équation (1.11) doit être appliquée uniquement à des valeurs de vitesse du vent non nulle.

## 1.9 Méthodes de prévision de la vitesse du vent

Une des priorités des exploitants de parcs éoliens est de prévoir les changements de la production d'énergie éolienne, qui sont principalement causés par la variabilité du vent. De bonnes prévisions de la vitesse du vent sont donc indispensables. Dans la littérature, de nombreuses techniques de prévision du vent ont été identifiées. Les méthodes de prévision de la vitesse du vent peuvent être classées en quatre grandes catégories (Y. Wang, Yu, Cao, Zhang, & Gao, 2019) : (1) méthodes physiques (par résolution des équations de Navier-Stocks), (2) méthodes statistiques, (3) méthodes de régression issues d'application des algorithmes d'intelligence artificielle, et (4) méthodes hybrides.

Les modèles physiques sont utilisés davantage pour les prévisions à long terme et sont établis à partir de certains paramètres physiques tels que la température, la forme du terrain, la pression et la situation géographique (Giebel, Landberg, Nielsen, & Madsen, 2001 ; Torres, Garcia, De Blas, & De Francisco, 2005). Tandis que les méthodes statistiques sont plus performantes pour les prévisions à court terme (Kulkarni, Hu, Dhoble, & Padole, 2017; Lei, Shiyang, Chuanwen, Hongling, & Yan, 2009). Une application des équations différentielles stochastiques (*SDE : Stochastic Diff. Eq.*) est récemment utilisée pour la prévision, et en particulier pour la prévision de la vitesse du vent (Iversen, Morales, Møller, & Madsen, 2016). Selon (Zárate-Miñano, Anghel, & Milano, 2013; Zárate-Miñano, Mele, & Milano, 2016), l'utilisation de *SDE* a montré une grande capacité dans la prévision de la vitesse du vent. Cette piste sera explorée dans le cadre du présent projet.

Les applications d'algorithmes d'intelligence artificielle (*IA*) sont de plus en plus utilisées dans les parcs éoliens, y compris les systèmes de contrôle des parcs, la prévision de l'énergie éolienne, la prévision de la vitesse du vent, et quelques autres applications. Ils sont plus souvent utilisés pour la prévision des vents que certaines autres applications, comme le montre la Figure 1-4. En effet, de nombreuses techniques de prévision ont été utilisées telles que l'ANN (Cadenas & Rivera, 2009; Fan, Wang, Liu, & DAI, 2008; Kaur, Kumar, & Segal, 2016; Palomares-Salas et al., 2009). Dans (Zhou, Xiong, Wang, Xiang, & Xu, 2017) une application



de réseau de neurones artificiels (*Artificial Neural Networks*, ANN) a été proposée pour établir un modèle d’alerte préventive et de diagnostic des défaillances des éoliennes. Un nouveau modèle de prévision de la vitesse du vent à très court terme basé sur l’ANN a été développé dans (Kani & Ardehali, 2011). D’autres chercheurs ont étudié des modèles de corrélation spatiale, qui considèrent la relation spatiale de la vitesse du vent sur différents sites. Ces modèles ont montré une bonne précision de prévision (Barbounis & Theocharis, 2007 ; Damousis, Alexiadis, Theocharis, & Dokopoulos, 2004).

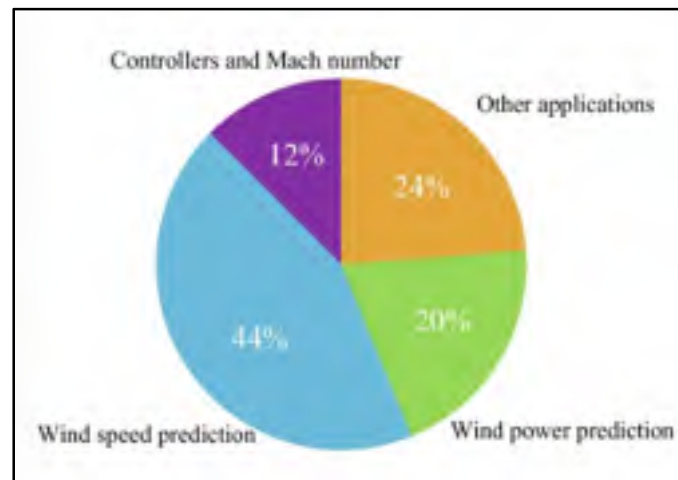


Figure 1-4 Applications de l’IA dans les parcs éoliens, tirée de (Y. Wang et al., 2019)

## 1.10 Fatigue dans les éoliennes

La fatigue des éoliennes est un phénomène qui entraîne l’endommagement progressif des matériaux et des composants sous l’effet d’une charge qui varie (cyclique, aléatoire ou une combinaison des deux). Concrètement, elle se traduit par une propagation des fissures et des déformations qui aboutissent ultimement à la rupture. Les pales et le moyeu sont les composants les plus souvent endommagés par le phénomène de la fatigue.

### **1.10.1 Matériaux des pales d'une éolienne**

Les matériaux composites sont utilisés dans les pales et les nacelles. La pale est parmi les composants la plus couteuse de la machine (Mishnaevsky, 2012). Les conditions d'exploitation imposent certaines exigences en matière de matériaux pour les pales. D'une part, pour maintenir des performances aérodynamiques optimales, une bonne rigidité est nécessaire. Aussi, pour réduire les charges gravitationnelles, une faible densité du matériau est requise. D'autre part, les pales sont exposées à des conditions environnementales sévères qui, pendant leur durée de vie, entraînent une dégradation des matériaux, il faut donc leur assurer une longue durée de vie. Les types de matériaux composites les plus répandus dans l'industrie des éoliennes sont les plastiques renforcés de fibres de verre (GFRP). Le GFRP est le plus utilisé parce qu'il fournit les propriétés nécessaires à un faible coût (Eker, Akdogan, & Vardar, 2006). En outre, les fibres de carbone sont considérées comme une alternative très prometteuse aux fibres de verre. Elles assurent une rigidité beaucoup plus élevée et une densité plus faible que les fibres de verre, mais ils sont plus coûteux. (Mishnaevsky et al., 2017).

Les GFRP et fibres de carbone possèdent de bonnes propriétés mécaniques, mais le recyclage de ces matériaux rend les enjeux plus complexes. Malheureusement, ils possèdent des propriétés non biodégradables, ce qui affecte considérablement l'environnement (Cherrington et al., 2012). Selon (Larsen, 2009), il est prévu que d'ici 2034, environ 225 000 tonnes de pales de rotor devront être recyclées chaque année dans le monde.

### **1.10.2 Méthode de comptage de cycles - Méthode de Rainflow**

Les pales des éoliennes sont soumises à des charges variables dans le temps, cela rend le comptage des cycles compliqué, car il est plus difficile de déterminer ce qui constitue un cycle et l'amplitude correspondante. La méthode de Rainflow est souvent considérée comme la meilleure méthode pour prévoir la durée de vie en fatigue en comparaison avec d'autres méthodes de comptage de cycles (Jie Chen, Imanian, Wei, Iyyer, & Liu, 2020). Elle est destinée à déterminer le nombre de cycles de contraintes et la contrainte moyenne (Yeter,

Garbatov, & Guedes Soares, 2015). En effet, de récents modèles de fatigue et de nouveaux modèles de comptage de cycles sont proposés. Dans (Calderón-Urizar-Aldaca, Biezma, Matanza, Briz, & Bastidas, 2020), les effets des contraintes moyennes sur la durée de vie étaient pris en compte et il est reconnu qu'il a une influence significative sur la prédiction de la fatigue. En effet, d'après (Barbosa, Correia, Júnior, & De Jesus, 2020), dans tels cas, l'effet de la contrainte moyenne ne doit pas être négligé. En prenant en considération de l'influence de la contrainte de compression moyenne (Laseure, Schepens, Micone, & De Waele, 2015) ont également étudié les effets de la charge d'amplitude variable sur la durée de vie en fatigue. Mais globalement, il semble que la méthode de Rainflow offre un outil adéquat pour l'analyse de la fatigue des pales d'éoliennes (Jianbing Chen, Song, Peng, Nielsen, & Zhang, 2020). Par conséquent, nous avons retenu cette méthode pour la quantification des cycles dans le cadre du présent projet.

### 1.10.3 Modèles de dommage

L'estimation des dommages subis par les éoliennes le long de leur durée de vie est une tâche indispensable lorsqu'il s'agit de choisir entre les scénarios : prolonger la durée de vie d'un parc éolien, le mettre hors service ou adapter les stratégies de surveillance et de maintenance. Pour une estimation de la durée de vie résiduelle (*Remaining Useful Life*, RUL) en fatigue d'une structure, un modèle de courbe  $S - N$  est nécessaire. En effet, en présentant les résultats de la fatigue sous la forme d'une courbe  $S - N$ , on vise à définir la courbe des dommages reliant la contrainte ( $S$ ) au nombre de cycles à la rupture ( $N$ ) pour l'évaluation de la durée de vie en fatigue (Burhan & Kim, 2018).

Les modifications de la durée de vie résiduelle en fatigue sont liées au changement de forme et de tracé de la courbe  $S - N$  pour un matériau donné. Dans la littérature, divers modèles ont été évoqués (Basquin, 1910 ; Kim & Zhang, 2001 ; Poursartip, Ashby, & Beaumont, 1986 ; Sendekyj, 1981 ; Weibull, 1952). Ainsi, dans (Burhan & Kim, 2018), les modèles existants (depuis 1910) de la courbe S-N ont été étudiés et évalués. Cinq critères ont été adoptés pour examiner et comparer les différents modèles (sa conformité de la condition limite initiale de la

courbe  $S - N$  au premier cycle de la charge, sa capacité d'ajustement de la courbe, sa performance de l'ajustement de la courbe, la représentativité des dommages de fatigue à la rupture, et l'applicabilité à l'ensemble de données pour différents rapports de contrainte).

En plus des types de matériau, le rapport de contrainte  $R$  (*Stress Ratio*) est l'un des facteurs qui affectent la durée de vie en fatigue et, par conséquent, la forme de la courbe  $S - N$ . Dans (Poursartip & Beaumont, 1986), le dommage à la rupture pour un stratifié renforcé de fibres de carbone a été déterminé en tenant compte de la variation de  $R$ . Dans (Kawai & Yano, 2016) il a été démontré qu'une variation de  $R$  entraîne des pentes de courbe  $S - N$  différentes. Selon (Burhan & Kim, 2018), le modèle développé à l'origine par (Poursartip & Beaumont, 1986) semble avoir une bonne capacité d'ajustement. En plus de son adaptation à différents rapports de contraintes, ce dernier modèle est à un seul paramètre ce qui présente un avantage de simplicité. Par ailleurs, dans (D'Amore, Caprino, Stupak, Zhou, & Nicolais, 1996) et (Jayantha A. Epaarachchi & Clausen, 2003) le modèle appliqué de la courbe  $S - N$  comprenait, en plus de la dépendance du rapport  $R$ , la direction des fibres (l'angle d'orientation des fibres des composites) et la fréquence de chargement. Finalement, nous pouvons citer le modèle de (D'Amore et al., 1996) qui est basé sur une équation de loi de puissance qui définit le taux de variation de la résistance résiduelle par rapport au nombre de cycles.

#### **1.10.4 Accumulation de dommages et estimation de la durée de vie d'une éolienne**

Pour prolonger la durée de vie d'une éolienne, une évaluation des dommages est requise. Dans la littérature, plusieurs modèles ont été introduits pour évaluer la résistance à la fatigue (Braccesi, Cianetti, Lori, & Pioli, 2015; Ragan & Manuel, 2007). L'éolienne doit supporter un très grand nombre de sollicitations de fatigue avec des amplitudes variables dans des conditions environnementales extrêmes, ce qui entraîne l'accumulation de dommages. Il est par conséquent important de bien choisir un modèle d'accumulation des dommages par fatigue qui permette de prédire avec une bonne précision de RUL d'un composant tel que les pales d'une éolienne. De nombreux modèles de dommages cumulés ont été développés pour l'estimation de la durée de vie des matériaux composites (Broutman & Sahu, 1972; Jayantha A Epaarachchi

& Clausen, 2005; Fu, Lee, & Yang, 1996; Hashin & Rotem, 1978; Hwang & Han, 1989; Miner, 1945; Schaff & Davidson, 1997). La règle de Miner (Miner, 1945) suppose une accumulation linéaire des dommages, ce qui la rend plus simple par rapport à d'autres modèles non linéaires, plus complexes, tels que ceux utilisés dans (Huffman & Beckman, 2013) et (Yuan, Li, Huang, Zhu, & Gao, 2015). Dans (Post, Case, & Lesko, 2008), une étude approfondie des modèles d'accumulation des dommages a été réalisée et comparée aux données expérimentales. Les résultats révèlent que la règle de Miner représente le modèle de dommages cumulé le plus conservatif pour estimer la durée de vie de l'éolienne. Son utilisation ne procure donc pas la plus précise estimation de la durée de vie restante, mais elle procure une estimation sécuritaire.

## **1.11 Conclusion**

Ce premier chapitre a permis de présenter une brève revue des domaines clés de cette recherche. Avec l'augmentation récente et continue de l'énergie éolienne, les enjeux de ce vecteur d'énergie propre sont apparents. D'une part, l'importance de l'intégration de cette source d'énergie intermittente dans le réseau électrique. En effet, une modélisation précise de la vitesse du vent sur les sites est cruciale. Aussi, des prévisions de vent précises sont également importantes. En effet, différentes méthodes de prévisions sont principalement passées en revue. D'autre part, il est essentiel d'étudier la résistance et la durée de vie en fatigue des éoliennes afin qu'ils puissent atteindre la durée de vie nominale dans des conditions de fonctionnement complexes. Il en ressort de notre étude succincte de l'état de l'art que nombreux efforts ont été faits pour estimer la durée de vie utile restante d'une éolienne. Des modèles de dommages de fatigue observés dans les éoliennes, et les facteurs influencés par les charges de fatigue sont discutés. La défaillance structurelle due à la fatigue qui entraîne des ruptures et des risques de sécurité présente l'un des problèmes techniques les plus difficiles auxquels est confrontée l'industrie éolienne. Les causes et les effets des charges de fatigue ont été mis en évidence, et les moyens de prévenir les dommages dus à la fatigue en améliorant la durée de vie nominale sont notamment passés en revue. Cette revue générale donne une idée pour estimer et réduire le risque de défaillance dans les éoliennes qui favorise une maintenance préventive et en toute sécurité, entraînant une réduction des coûts de maintenance.



## CHAPITRE 2

### PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS

#### 2.1 Problématique

La revue de la littérature a révélé que l'énergie éolienne, qui est une source d'énergie attractive, présente de nombreux défis. Un des principaux enjeux est les charges structurelles subies par les éoliennes qui favorisent les dommages par fatigue de composants de la machine ce qui limite sa durée de vie. En effet, la nature stochastique de ces charges induites par la variabilité du vent rend la modélisation de la fatigue plus complexe. De nombreux travaux de recherche ont porté sur la fatigue des différents composants des éoliennes et plus particulièrement sur les pales, qui sont le composant le plus important de la machine et le plus vulnérable aux sollicitations mécaniques qui entraînent la fatigue. Dans la phase de conception, la norme IEC-61400-1 fournit des spécifications et des exigences pour que les éoliennes résistent aux dommages et assurent un bon fonctionnement tout au long de leur durée de vie prévue. Cependant, pendant leur fonctionnement, ils sont soumis à des vents extrêmes imprévus et à des conditions environnementales défavorables. Cela nécessite une surveillance continue et une maintenance préventive afin d'éviter des dommages majeurs et de réduire les arrêts de production. Il en ressort de notre étude succincte de l'état de l'art que plusieurs modèles sont utilisés dans la littérature pour modéliser la fatigue des pales d'éoliennes. Il en résulte un certain manque de connaissances sur les interactions entre les différentes éoliennes d'un parc éolien entier. Une information détaillée sur le niveau de dommages de toutes les éoliennes du parc éolien est pourtant nécessaire. On peut ainsi comparer l'état de toutes les machines. De ce fait, les coûts d'exploitation et de maintenance peuvent être réduits. Il est par conséquent nécessaire d'élaborer de nouvelles techniques de surveillance permettant d'identifier les défaillances de manière proactive, ce qui pourrait contribuer à réduire les coûts de maintenance. En bref, en se basant sur des données opérationnelles, une politique de maintenance optimale à adopter est requise tout en minimisant le risque associé à l'exploitation de ce type d'équipement. Il faut donc mesurer les dommages cumulés dans les éoliennes et élaborer un modèle pour les estimer, et ce afin de réduire les coûts de maintenance, et de

prolonger la durée de vie de l'éolienne. Ces différents points, sont le cœur de notre projet de recherche.

## **2.2 Objectifs**

Ce projet de recherche vise à développer un modèle d'estimation de dommage cumulé dans les éoliennes qui sera un outil d'aide à la décision pour faire un choix économiquement justifié de l'intervention de maintenance que soit une réparation, remplacement d'un élément ou même un démantèlement total de la machine. Le calcul de dommage cumulé nous permet d'estimer la durée de vie résiduelle de la machine.

## **2.3 Méthodologie et structure du mémoire**

Par conséquent, dans le cadre de ce projet, l'analyse de la fatigue sera effectuée selon les étapes suivantes :

- Analyse descriptive et statistique des données historiques du vent.
- Obtenir un historique du signal des forces aérodynamiques agissant sur les pales.
- Convertir les signaux des charges appliquées en termes des contraintes.
- Transformer les signaux de temps de contrainte en un nombre cumulé de cycles en fonction de la contrainte pour chaque niveau d'amplitude.
- Comptage du nombre de cycle total à l'aide de la méthode de Rainflow.
- Calcul de dommage cumulé.
- Estimation de la durée de vie de l'éolienne.



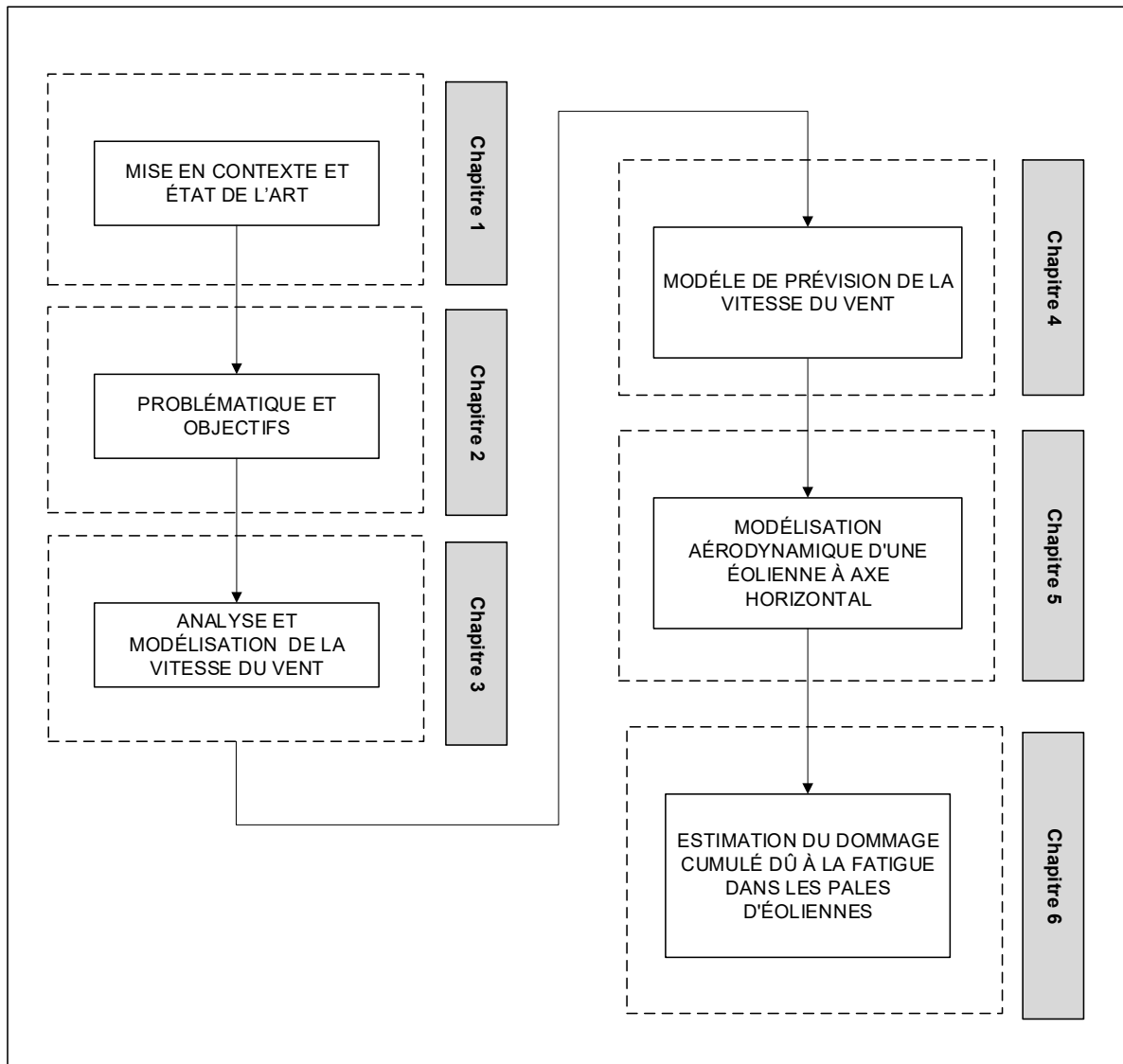


Figure 2-1 Structure du mémoire



## CHAPITRE 3

### ANALYSE ET MODÉLISATION DES DONNÉES HISTORIQUES DE LA VITESSE DU VENT

#### 3.1 Introduction

La nature stochastique du vent varie d'un site à l'autre, et par conséquent le potentiel éolien n'est pas le même. Ce dernier dépend de l'emplacement, de la configuration du terrain, de la hauteur, etc. Pour établir un modèle prédictif du potentiel d'un site, il est donc important d'étudier les caractéristiques du vent à partir des données historiques du site et de les modéliser de manière adéquate, ce qui permet de réaliser une estimation fidèle du potentiel éolien à cet endroit. Les caractéristiques du vent sont essentielles à connaître dans différents domaines d'étude comme le dimensionnement structurel et environnemental. De nos jours, l'analyse statistique du vent fournit des informations essentielles aux chercheurs impliqués dans le domaine d'énergie éolienne. La connaissance des propriétés statistiques de la vitesse du vent est primordiale pour prévoir (prédiction) le rendement énergétique d'un système de conversion de l'énergie éolienne. En raison de la stochasticité du vent dans l'espace et dans le temps, il est important de s'assurer que la méthode d'analyse et de modélisation employée pour que le traitement des données peut procurer des estimations proches des mesures collectées.

Dans ce chapitre, nous modélisons la vitesse par une distribution statistique sélectionnée *a priori* (ex. Weibull à deux paramètres) et validée par un test d'adéquation. Nous exposons une description succincte de la méthode d'inférence des paramètres de la loi de Weibull qui sera utilisée dans ce travail. L'objectif principal de cette analyse est d'obtenir une meilleure compréhension de sa variation temporelle. Pour cela, une étude des variations annuelles, saisonnières et mensuelles de différentes caractéristiques du vent a été réalisée pour le site étudié.

### 3.2 Choix de site étudié

L'analyse réalisée porte sur le site B-1-Gaspésie qui a été mis en service en novembre 2006. Ce dernier renferme plus de 50 éoliennes de modèle GE de 1,5 MW.



Figure 3-1 Parc éolien B-1-Gaspésie

### 3.3 Description des données

Les données utilisées dans la présente étude sont constituées des valeurs de vitesse moyenne du vent enregistrées sur une période de 10 minutes, le temps de l'enregistrement ainsi que les valeurs des écarts types empiriques. Ces données historiques fournies par le partenaire industriel du projet comprennent 52 704 mesures de la vitesse du vent par an pour les 10 années de 2009 à 2018. Ce travail présente une étude statistique de cet historique des données qui permet d'estimer les deux paramètres de la distribution employée pour modéliser le vent sur le site. Différents sous-programmes ont été développés sous Matlab permettant d'accomplir les étapes suivantes :

- ❖ Test des données valides, manquantes ; tri des données par année, saison et mois.
- ❖ Ajustement de la distribution de vitesse par les distributions Weibull et Raleigh
- ❖ Tests d'adéquations et jugement sur la qualité de la modélisation
- ❖ Étude de l'effet des variations annuelles, saisonnières et mensuelles sur les différents paramètres statistiques.

- Calcul des différentes caractéristiques statistiques de la vitesse du vent (moyenne, écart type...).
- Calcul de l'intensité de turbulence.
- Estimation des paramètres de forme et d'échelle ( $k$  et  $c$ ) de la loi de Weibull.

### 3.4 Test des données disponibles

Les erreurs de mesure de la vitesse du vent sont dues principalement à la présence de givre atmosphérique sur le site et pourraient également être dues à la variabilité de fabrication de l'anémomètre, aux erreurs d'étalonnage de l'anémomètre, à la réponse des anémomètres à la turbulence, au flux d'air vertical et aux flux d'air causés par le système de montage. Par conséquent, il est nécessaire d'examiner la cohérence des données disponibles avant de lancer les analyses. Pour la vitesse du vent, un test de données aberrantes est nécessaire. À minima, il consiste à éliminer les données manquantes. D'autres opérations peuvent être réalisées telles que l'élimination des données jugées comme trop faibles et qui sont généralement les valeurs de vitesse inférieures à la vitesse de démarrage de l'éolienne, ainsi que les valeurs qui dépassent une vitesse maximale dite vitesse de coupure. Ces dernières pour le type des éoliennes installées dans le site étudié sont respectivement 3 m/s et 25 m/s. Cependant, dans l'analyse statistique des données, ces opérations risquent de modifier la signification réelle des données (surtout si on veut considérer le dommage cumulé). Nous avons donc éliminé de nos analyses seulement les enregistrements où la valeur de vitesse est manquante. Le Tableau 3-1 récapitule les pourcentages des données valides, des données manquantes et des données considérées trop faibles, ainsi les données extrêmes qui dépassent la vitesse de coupure.

Tableau 3-1 Pourcentage du nombre d'enregistrements de la vitesse à 10 min pour une période de 10 ans

Année	Données valides (%)	Données manquantes (NaN <sup>2</sup> ) (%)	Données trop petites (< 3 ms <sup>-1</sup> ) (%)	Données extrêmes (> 25ms <sup>-1</sup> ) (%)
2009	86,75	13,25	20,12	0
2010	99,16	0,84	27,22	0
2011	99,13	0,87	27,36	0
2012	99,25	0,75	23,32	0
2013	97,78	2,22	21,90	0
2014	99,00	1,00	18,73	0,01
2015	96,15	3,85	8,42	0
2016	96,51	3,49	9,04	0
2017	98,46	1,54	10,36	0
2018	38,63	61,37	1,88	0

D'après le Tableau 3-1 on remarque que le pourcentage des données valides est toujours supérieur à 96 % hormis en 2009 et la dernière année (2018) qui est due au fait qu'on ne dispose que 5 mois de données. On constate également qu'on a 4 années (2010, 2011, 2012 et 2014) où le pourcentage des données valides dépasse 99 % et que celle de l'année 2014 comprend deux enregistrements qui sont supérieurs à la vitesse de coupure de l'éolienne, mais dont le pourcentage est négligeable.

### 3.5 Influence des années

Pour caractériser l'influence des années nous avons besoin des données historiques du vent d'une longue période. Nous disposons des données enregistrées sur plus de neuf années de la station B-1-Gaspésie.

---

<sup>2</sup> Not a Number

### 3.5.1 Variation annuelle de la vitesse moyenne et de l'écart type

Les moyennes annuelles de la vitesse du vent et les écarts types annuels pour les différentes années sont présentés dans le Tableau 3-2.

Tableau 3-2 Tableau comparatif de l'influence des années sur les différents paramètres statistiques

Année	Moyenne $\bar{V}(ms^{-1})$	Écart type $\sigma_V(ms^{-1})$
2009	5,73	0,88
2010	5,54	0,83
2011	5,44	0,84
2012	5,86	0,89
2013	6,08	0,88
2014	6,14	0,91
2015	6,48	0,95
2016	6,38	0,92
2017	6,36	0,95
2018	7,32	1,11
Moyenne	6,13	0,92

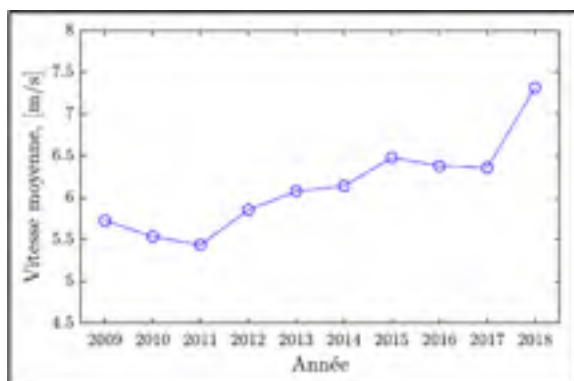


Figure 3-2 Variation annuelle de la vitesse moyenne de vent

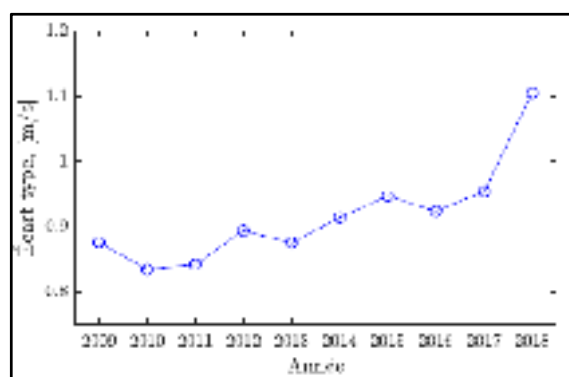


Figure 3-3 Variation annuelle de l'écart type

Comme indiqué sur la Figure 3-2 qui décrit la variation de la vitesse moyenne annuelle du vent, la valeur moyenne maximale est celle de l'année 2018. Il est à noter que pour la dernière année, nous avons que 5 mois de données disponibles, de ce fait dans les interprétations des

résultats de cette étude, on ne tient pas compte de cette année lors de comparaison des paramètres calculés. Par conséquent, l'année extrême haute de la période étudiée est l'année 2015 ( $6,48 \text{ ms}^{-1}$ ) tandis que l'année extrême basse est 2011 ( $5,44 \text{ ms}^{-1}$ ). Le patron de variation de l'écart type est similaire à celui de la vitesse moyenne (voir Figure 3-3), les extrêmes des écarts types observés sont respectivement  $0,83 \text{ ms}^{-1}$  et  $0,95 \text{ ms}^{-1}$ .

### 3.5.2 Variabilité interannuelle pour le parc B-1-Gaspésie

Pour calculer la variabilité interannuelle, les équations ci-dessous ont été utilisées. La moyenne à long terme globale du parc B-1-Gaspésie est :

$$\bar{V} = \frac{\sum_K V_k^{1 \text{ an}}}{N_{ans}} \quad (3.1)$$

Avec  $N_{ans}$  désigne le nombre d'années considérées dans l'estimation de la moyenne  $\bar{V}$  et  $V_k^{1 \text{ an}}$  la moyenne annuelle.

La normalisation de la série des moyennes annuelles est définie par l'équation suivante :

$$V'_k = \frac{\overline{V_k^{1 \text{ an}}}}{\bar{V}} \quad (3.2)$$

Pour tracer le graphe de  $V'_k$  comme ci-dessus, nous avons établi l'écart type comme suit :

$$\sigma(V'_k) \equiv VIA \quad (3.3)$$



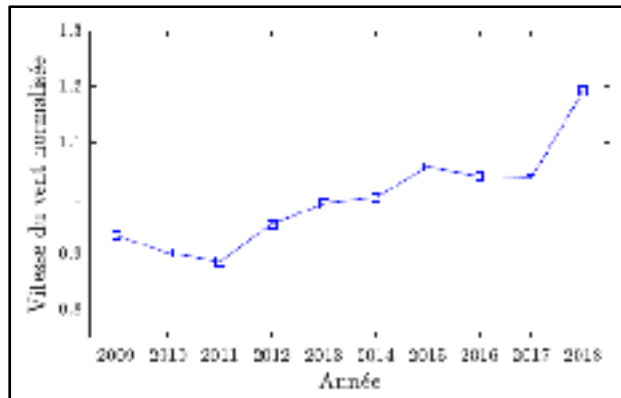


Figure 3-4 Variabilité interannuelle de la vitesse du vent normalisée (VIA),  $V'_k = f(\text{Année})$

La vitesse du vent peut varier considérablement d'une année à l'autre en raison de la variabilité inhérente aux phénomènes atmosphériques. Pour une année et un site donné, la vitesse du vent varie souvent environ 10 % et parfois de plus de 20 % par rapport à la moyenne climatique. Nous avons obtenu une variabilité interannuelle d'environ 9 % dans la période étudiée de 10 années ( $VIA=0,0896$ ).

### 3.5.3 Variation annuelle de l'intensité de la turbulence

À partir des données disponibles de vitesse du vent et des écarts types du parc B-1-Gaspésie et en utilisant ces valeurs moyennes sur une base annuelle, nous avons calculé l'intensité de la turbulence en utilisant l'équation (1.3). Les résultats trouvés sont présentés dans le Tableau 3-3 et la variation de  $IT$  dans la Figure 3-5.

Tableau 3-3 Tableau comparatif de l'influence des années sur l'intensité de turbulence

Année	IT (%)
2009	15,29
2010	15,07
2011	15,49
2012	15,26
2013	14,40
2014	14,88
2015	14,61
2016	14,48
2017	15,01
2018	15,11

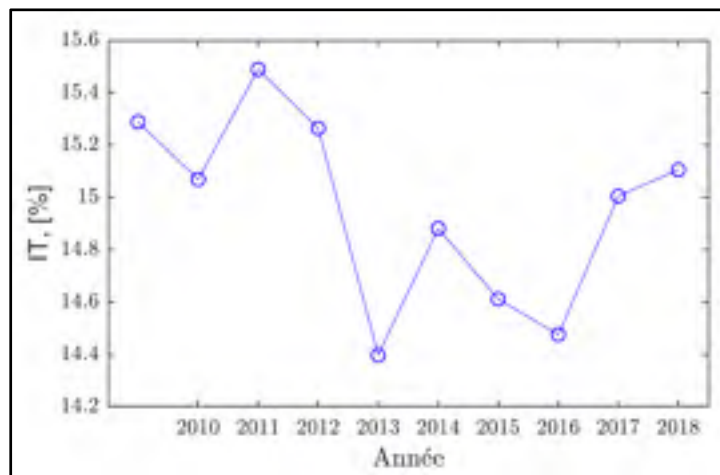


Figure 3-5 Variation annuelle de l'intensité de turbulence

### 3.5.4 Variation annuelle des paramètres de la loi de Weibull

L'estimation de paramètres de Weibull a été effectuée en utilisant la méthode de maximum des vraisemblances (Chaurasiya, Ahmed, & Warudkar, 2018 ; Khahro et al., 2014 ; Shoaib et al., 2017). Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 3-4.

Tableau 3-4 Comparaison des valeurs de  $\hat{k}$  et  $\hat{c}$  sur 10 ans pour la station de B-1-Gaspésie

Année	$\hat{k}$	$\hat{c}$ ( $ms^{-1}$ )
2009	1,77	6,43
2010	1,50	6,10
2011	1,55	6,01
2012	1,77	6,57
2013	1,81	6,83
2014	1,88	6,92
2015	2,48	7,31
2016	2,44	7,19
2017	2,34	7,18
2018	2,60	8,24

Le facteur de forme  $k$  décrit la dispersion des données (dissymétrie de la distribution). La valeur de facteur d'échelle  $c$  caractérise implicitement l'intensité moyenne du vent. D'après les résultats trouvés, on constate que la valeur du facteur de forme  $k$  se situe dans un intervalle de  $[1,50 ; 2,60]$  et celui d'échelle  $c$  entre 6,01 et 8,24  $m.s^{-1}$ . On remarque que les deux facteurs atteignent ses valeurs minimales dans les années 2010 et 2011, ce qui s'explique par le fait que ces deux années sont celles qui présentent les plus grands pourcentages de données faibles comme indique le Tableau 3-1 où les valeurs d'enregistrement faibles représentent plus de 27 % des données disponibles. D'après la Figure 3-6, on observe également un écart significatif entre la sixième et la septième année. En effet, les valeurs plus petites de  $k$  correspondent à des vents plus variables, alors on peut dire que durant les 6 premières années, le vent a subi une plus grande variabilité. D'après la Figure 3-7, on constate que la variation interannuelle de  $c$  est toujours plus faible que celle de  $k$ . On sait que la variation de facteur d'échelle est directement reliée à la variation de la vitesse moyenne ce qui explique sa faible variation par rapport à  $k$ .

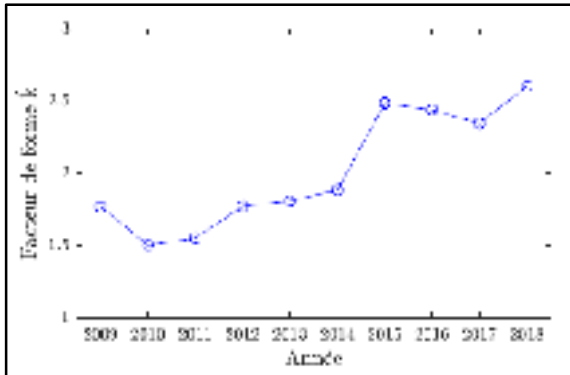


Figure 3-6 Variation annuelle de facteur de forme  $k$  sur 10 années

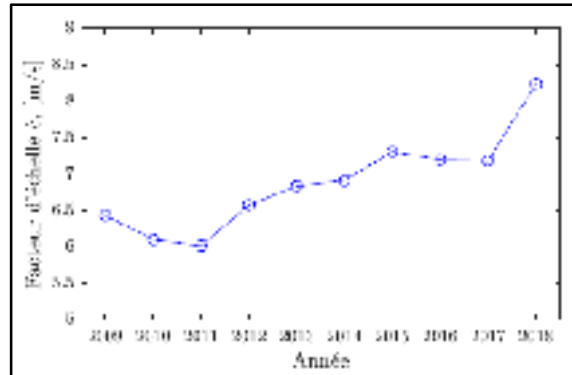


Figure 3-7 Variation annuelle de facteur d'échelle  $c$  sur 10 années

### 3.5.5 Intervalles de confiance

Toute méthode d'estimation des paramètres de Weibull comporte une marge d'erreur appelée intervalle de confiance. Les intervalles de confiance pour les paramètres d'échelle et de forme ont été largement étudiés dans la littérature (Griggs & Zhang, 2003) (Krishnamoorthy, Waguespack, & Hoang-Nguyen-Thuy, 2019). En effet, les intervalles de confiance des paramètres de forme et d'échelle sont typiquement évalués à des niveaux de confiance de 95 % et de 99 %. Les résultats sont présentés dans le Tableau 3-5 qui indique les limites supérieure et inférieure de chaque estimation.

Tableau 3-5 Intervalles de confiance de  $\hat{k}$  et  $\hat{c}$  estimées par la méthode *MLE*

Année	À 95 %				À 99 %			
	$\hat{k}$		$\hat{c}(ms^{-1})$		$\hat{k}$		$\hat{c}(ms^{-1})$	
	UB <sup>3</sup>	LB <sup>4</sup>	UB	LB	UB	LB	UB	LB
2009	1,783	1,757	6,469	6,398	1,787	1,753	6,480	6,387
2010	1,515	1,494	6,137	6,064	1,518	1,490	6,148	6,053
2011	1,564	1,543	6,050	5,980	1,568	1,539	6,061	5,969
2012	1,785	1,760	6,606	6,539	1,788	1,757	6,616	6,529
2013	1,823	1,798	6,869	6,800	1,827	1,794	6,880	6,790
2014	1,897	1,872	6,948	6,882	1,901	1,868	6,959	6,872
2015	2,501	2,468	7,333	7,279	2,506	2,463	7,342	7,271
2016	2,455	2,423	7,220	7,166	2,460	2,418	7,229	7,158
2017	2,360	2,330	7,207	7,151	2,365	2,325	7,215	7,142
2018	2,632	2,578	8,282	8,190	2,640	2,570	8,297	8,176

### 3.5.6 Ajustement de la fonction de distribution du vent

Comme mentionné, les données utilisées dans la conception des parcs éoliens sont des vitesses enregistrées toutes les 10 minutes. On tente donc de tracer l'ajustement de la loi de Weibull et de Rayleigh pour les vitesses du vent enregistrées sur 10 minutes pour chaque année de mesure.

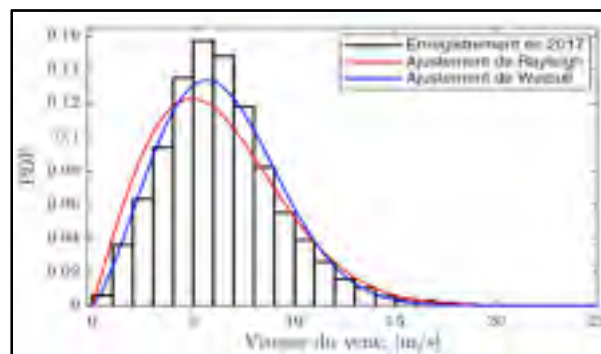


Figure 3-8 Ajustement de la fonction de Weibull et Rayleigh de l'année 2017

<sup>3</sup> Upper Bound

<sup>4</sup> Lower Bound

Comme mentionné ci-dessus, l'objectif de cette étude était d'identifier la distribution la mieux adaptée à la distribution empirique du vent au parc B-1-Gaspésie afin de modéliser fidèlement le régime des vents à cet endroit. En comparant l'histogramme à la fonction de densité de probabilité, il est important que la distribution reflète correctement nos données. Les résultats d'ajustement pour les dix ans disponibles sont présentés dans l'ANNEXE I. Un exemple d'ajustement de la distribution de l'année 2017 est présenté dans la Figure 3-8. Premièrement, d'après les résultats trouvés on remarque que pour les 6 premières années, la distribution de Rayleigh est la plus proche de la distribution de la vitesse du vent mesurée du parc éolien étudié. Cependant, les 4 dernières années la distribution Weibull correspond mieux aux données réelles où le facteur de forme  $k$  est supérieur à 2 et qui a atteint 2,48 dans la septième année.

### 3.5.7 Fonction de distribution cumulative

La fonction de distribution cumulative ou la fonction de répartition (*CDF*) calcule la probabilité cumulée d'une valeur donnée (c'est l'intégrale de la fonction de densité). Dans l'analyse statistique des données de vitesse du vent, on utilise la *CDF* pour déterminer la probabilité qu'une observation aléatoire de la vitesse soit inférieure à une certaine valeur, il nous permet également de déterminer la probabilité qu'une observation soit supérieure à une certaine valeur, ou comprise entre deux valeurs. Nous avons donc tracé la *CDF* de nos données chaque année des 10 ans disponibles.

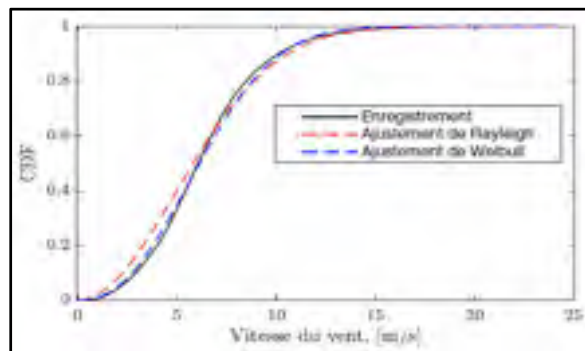


Figure 3-9 La CDF empirique des données et l'ajustement de Weibull de l'année 2017

Les différentes représentations de la fonction de répartition des 10 années étudiées sont représentées dans l'ANNEXE II. Ces résultats indiquent que les données sont souvent modélisables correctement par une distribution de Weibull. Tenant l'exemple de l'année 2017 illustré dans La Figure 3-9. On peut remarquer que plus de 80 % des observations sont inférieures à  $15 \text{ ms}^{-1}$ , les valeurs restantes étant réparties dans l'intervalle  $[15-25 \text{ ms}^{-1}]$ . D'après les *CDF*, nous pouvons conclure jusqu'à maintenant que la distribution de Weibull est appropriée pour décrire le comportement des données de vitesse du vent.

### 3.5.8 Tests d'adéquation statistiques

Nous ne pouvons pas simplement nous limiter à la forme de la distribution et supposer que cela correspond bien à nos données. Des intervalles de confiance sont généralement utilisés pour quantifier l'incertitude due à l'estimation, mais des tests d'adéquation (*Goodness-to-fit*) sont incontournables pour s'assurer du bon choix (effectué a priori) de la distribution retenue. Autrement dit, il s'agit de comparer la fonction de distribution expérimentale à la fonction de répartition théorique à l'aide des tests statistiques d'adéquation. En effet, après avoir tracé les distributions à l'aide des paramètres estimés, la qualité de l'ajustement des distributions au profil de données peut être évaluée à l'aide des tests tels que le test de Kolmogorov-Smirnov et le test de Anderson-Darling qui sont largement utilisés dans la littérature (Pobočíková, Sedláčková, & Michalková, 2017; Samal & Tripathy, 2018; Tosunoğlu, 2018). Ces tests dits d'adéquation calculent à partir des écarts entre les valeurs réelles et théoriques d'une fonction *CDF* caractérisant une loi de probabilité, une valeur que l'on compare à un seuil critique.

## 3.6 Influence des saisons

Pour étudier l'influence des saisons, nous commencerons par définir les quatre saisons :

- Saison d'hiver : décembre, janvier et février.
- Saison de printemps : mars, avril et mai.
- Saison d'été : juin, juillet et août.
- Saison d'automne : septembre, octobre et novembre.

### 3.6.1 Vitesse moyenne saisonnière

Pour calculer la vitesse moyenne saisonnière du vent, nous avons procédé comme suit : après avoir éliminé toutes les données manquantes sur 10 ans, nous avons concaténé les vecteurs de vitesse de chaque saison pour chaque année donnée et on a calculé la moyenne. Les résultats sont résumés dans le Tableau 3-6.

Tableau 3-6 Vitesse moyenne saisonnière

Année	Hiver $\bar{V}, (ms^{-1})$	Printemps $\bar{V}, (ms^{-1})$	Été $\bar{V}, (ms^{-1})$	Automne $\bar{V}, (ms^{-1})$
2009	7,07	6,17	4,63	5,59
2010	7,14	5,83	4,49	6,29
2011	6,28	6,05	4,59	5,99
2012	6,63	5,95	4,67	6,07
2013	7,29	5,79	5,02	6,39
2014	6,83	5,87	4,99	6,70
2015	7,26	6,89	5,16	6,52
2016	7,43	6,26	5,46	6,09
2017	7,11	6,35	5,20	6,53
2018	7,38	7,15	-	-
Moyenne	7,04	6,23	4,91	6,24

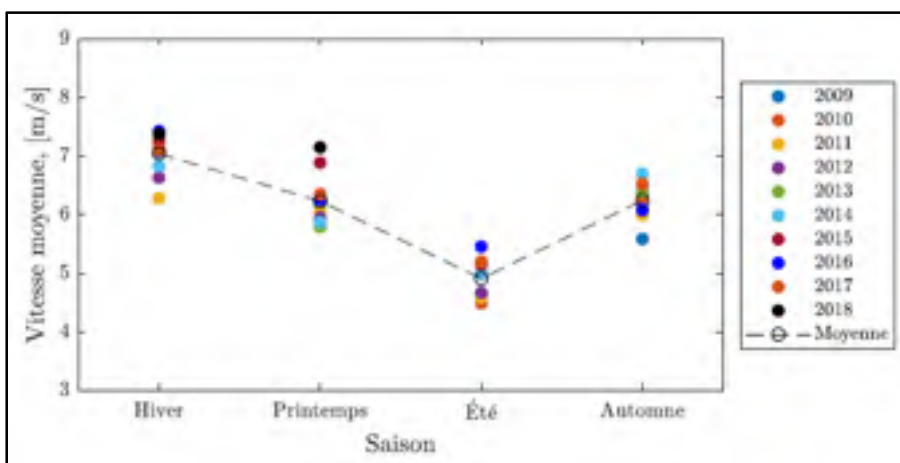


Figure 3-10 Évolution de la vitesse moyenne saisonnière sur 10 ans



Des amplitudes plus élevées de la vitesse de vent sont observées au cours des saisons d'hiver et de printemps, tandis que les valeurs moyennes pendant l'été sont assez faibles par rapport aux autres saisons (voir Figure 3-10). Ils atteignent une valeur moyenne sur 10 ans pendant les saisons d'hiver d'environ  $7,04 \text{ ms}^{-1}$  qui est expliquée par le fait que le gradient de pression durant cette saison est considéré le plus haut. On peut donc conclure que les vitesses du vent peuvent varier significativement sur une base saisonnière à cause de la grande variabilité atmosphérique d'une saison à l'autre.

### 3.6.2 Écart type saisonnier

En suivant la même procédure que nous avons utilisée pour la vitesse moyenne, nous avons calculé l'écart type de chaque saison. Ainsi, en utilisant les données d'écart type disponibles pour les différentes années, nous avons calculé leurs valeurs moyennes saisonnières. Les résultats sont récapitulés dans le Tableau 3-7.

Tableau 3-7 Écart type saisonnier

Année	Hiver $\sigma_V (ms^{-1})$	Printemps $\sigma_V (ms^{-1})$	Été $\sigma_V (ms^{-1})$	Automne $\sigma_V (ms^{-1})$
2009	1,045	0,970	0,752	0,834
2010	1,035	0,914	0,768	0,925
2011	0,939	0,985	0,755	0,905
2012	1,025	0,971	0,754	0,894
2013	1,044	0,940	0,816	0,924
2014	1,022	0,996	0,761	0,952
2015	1,039	0,996	0,779	0,920
2016	1,045	0,955	0,837	0,862
2017	1,033	0,937	0,800	0,952
2018	1,089	1,054	-	-
Moyenne	1,03	0,97	0,78	0,91

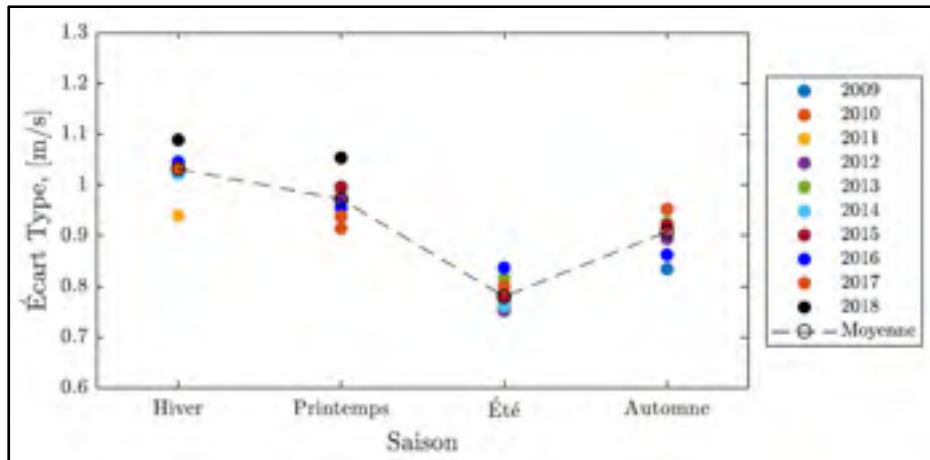


Figure 3-11 Évolution de l'écart type saisonnier sur 10 ans

Comme la vitesse moyenne, l'écart type varie d'une saison à l'autre. Il atteint ses valeurs maximales dans les saisons d'hiver et ses valeurs minimales dans la saison d'été. De la Figure 3-11, il est à noter qu'il atteint une moyenne minimale de l'hiver 2011, qui est même inférieure à certaines moyennes des printemps tels que celle de printemps 2018. Nous pouvons également révéler que l'écart type moyen saisonnier atteindra son minimum dans l'été de l'année 2009. Cependant, la valeur maximale est atteinte en hiver de l'année 2018 d'une valeur de 1,089. Il est à noter que dans cette année on dispose que 5 mois de données en plus le 5e mois de l'année qui correspond au dernier mois de la saison de printemps 2018 (mai 2018) on n'a que 22 jours d'enregistrements où le dernier enregistrement a été pris le 22 - mai-2018 à 23 h 50 min, donc 8 jours des données manquantes, ce qui représente plus de 1152 enregistrements puisque nous avons un enregistrement toutes les 10 minutes. De plus, les données manquantes sur les trois mois de cette saison qui sont dus à des erreurs de mesure que nous avons signalées précédemment. Tout cela influence la valeur moyenne de l'écart type et explique son évolution en printemps 2018.

### 3.6.3 Intensité de turbulence saisonnière

L'intensité de turbulence varie avec la vitesse du vent. D'après l'équation (1.3) utilisée pour calculer  $IT$ , l'intensité de turbulence et la vitesse moyenne sont inversement proportionnelles.

Cela est confirmé par son évolution, comme le montre la Figure 3-12. On remarque alors que les valeurs d'intensité de turbulence atteignent ses valeurs maximales dans les saisons d'été. La période estivale a une moyenne dans les 10 ans de 15,92 % et à titre d'exemple, il dépasse 17 % en été 2010. Le Tableau 3-8 montre que l'intensité de turbulence varie entre 14 % et 17 % on peut dire que certainement l'intensité de turbulence varie d'une saison a une autre, mais d'après l'analyse de ces résultats on peut confirmer qu'il ne s'agit pas d'une grande variabilité.

Tableau 3-8 Intensité de turbulence saisonnière

Année	Hiver IT (%)	Printemps IT (%)	Été IT (%)	Automne IT (%)
2009	14,78	15,71	16,23	14,94
2010	14,48	15,69	17,11	14,71
2011	14,95	16,29	16,47	15,10
2012	15,45	16,33	16,15	14,72
2013	14,31	16,23	16,24	14,47
2014	14,97	16,96	15,27	14,21
2015	14,32	14,46	15,11	14,11
2016	14,06	15,25	15,34	14,16
2017	14,53	14,76	15,37	14,58
2018	14,76	14,74	-	-
Moyenne	14,66	15,64	15,92	14,55

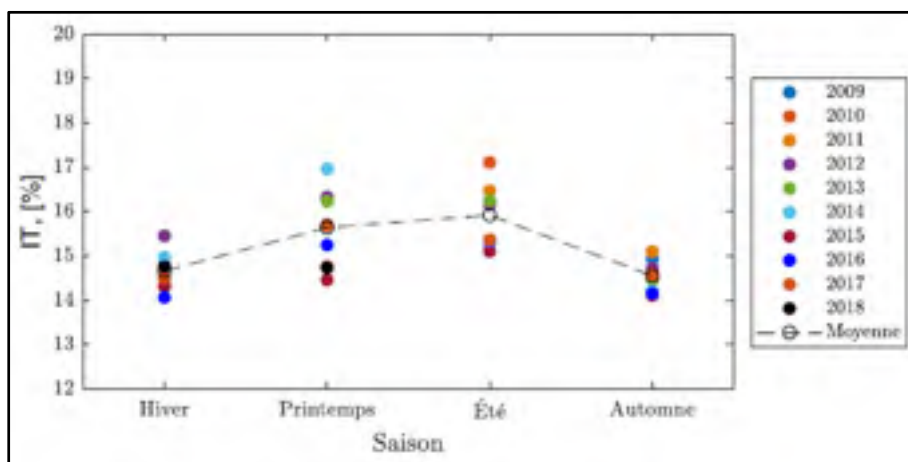


Figure 3-12 Évolution de l'intensité de turbulence saisonnière

### 3.6.4 Facteur de forme $k$

Les résultats présentés dans le Tableau 3-9 montrent que le facteur de forme  $k$  varie entre 1,73 et 2,9. Les faibles valeurs de  $k$  indiquent une grande dispersion des données, les données tendent à être dispersées au-delà d'une classe relativement large de vitesses faibles. On remarque également que l'évolution de  $k$  n'a pas une variation significative d'une saison à l'autre, cependant cette variation semble plus claire d'une année à l'autre (voir Figure 3-13).

Tableau 3-9 Facteur de forme saisonnière estimé par la méthode MLE

Année	Hiver $\hat{k}$	Printemps $\hat{k}$	Été $\hat{k}$	Automne $\hat{k}$
2009	1,73	1,88	1,91	1,90
2010	1,99	1,78	1,88	2,07
2011	1,94	1,91	1,81	2,03
2012	1,91	1,86	1,81	1,79
2013	1,87	1,87	2,21	2,09
2014	2,09	1,97	1,82	2,17
2015	2,66	2,73	2,59	2,74
2016	2,86	2,47	2,49	2,63
2017	2,52	2,45	2,59	2,65
2018	2,90	2,58	-	-
Moyenne	2,25	2,15	2,12	2,23

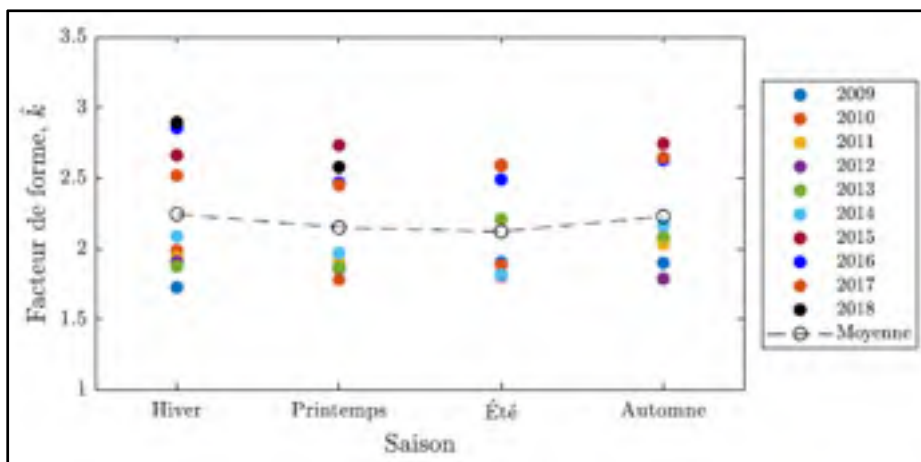


Figure 3-13 Évolution saisonnière de facteur de forme

### 3.6.5 Facteur d'échelle $c$

D'après le Tableau 3-10 on remarque que le facteur d'échelle  $c$  varie entre 5,05 et 8,32. Ce paramètre est lié à la vitesse moyenne par la fonction gamma. Par conséquent, tout comme la vitesse moyenne, elle caractérise l'intensité du vent. L'évolution de facteur d'échelle illustrée par la Figure 3-14 montre qu'il atteint son maximum dans les saisons d'hiver, en revanche les plus faibles valeurs sont obtenues dans les saisons d'été. Enfin, la moyenne de facteur d'échelle est toujours de l'ordre de 7 dans les saisons d'hiver, printemps et automne sauf les saisons d'été sont d'une moyenne de 5,53.

Tableau 3-10 Facteur d'échelle saisonnier estimé par la méthode MLE

Année	Hiver $\hat{c} (ms^{-1})$	Printemps $\hat{c} (ms^{-1})$	Été $\hat{c} (ms^{-1})$	Automne $\hat{c} (ms^{-1})$
2009	7,92	6,95	5,22	6,28
2010	8,02	6,55	5,05	7,09
2011	7,09	6,81	5,16	6,74
2012	7,47	6,69	5,24	6,82
2013	8,19	6,51	5,68	7,19
2014	7,70	6,63	5,60	7,56
2015	8,17	7,75	5,80	7,31
2016	8,32	7,07	6,14	6,85
2017	8,01	7,16	5,86	7,34
2018	8,28	8,05	-	-
Moyenne	7,92	7,02	5,53	7,02

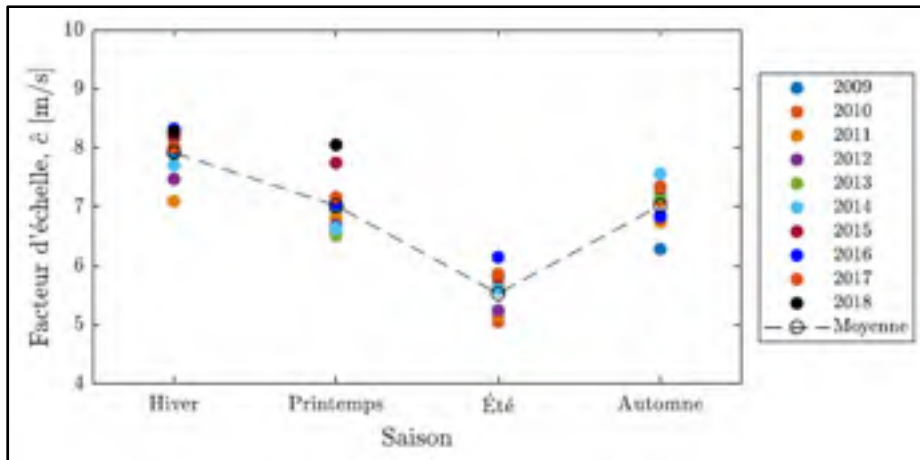


Figure 3-14 Évolution saisonnière de facteur d'échelle

### 3.7 Influence des mois

#### 3.7.1 Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent

Les résultats obtenus présentés dans le Tableau 3-11 montrent que la moyenne de la vitesse mensuelle se situe entre  $4,76 \text{ ms}^{-1}$  et  $7,20 \text{ ms}^{-1}$ . L'évolution à l'échelle mensuelle pour le site B-1-Gaspésie est représentée par la Figure 3-15. L'analyse montre 7 mois de bonne production avec une vitesse moyenne qui dépasse  $6 \text{ ms}^{-1}$  (d'octobre à avril), le reste des mois avait une valeur moyenne variant de  $4,76$  à  $5,87 \text{ ms}^{-1}$ . On constate également que le long de la période d'observation (10 ans) les mois les plus venteux sont les mois de janvier et décembre, lorsque la vitesse moyenne du vent est d'environ  $7,2 \text{ ms}^{-1}$ . Août, avec une vitesse de vent moyenne de  $4,76 \text{ ms}^{-1}$  est le mois le plus calme de notre site étudié. Les mois de juillet et de juin sont au deuxième rang avec une vitesse moyenne de  $4,94 \text{ ms}^{-1}$  et  $5,06 \text{ ms}^{-1}$  respectivement.

Tableau 3-11 Vitesse moyenne mensuelle sur 10 ans

Mois	Moyenne (m/s)	Mois	Moyenne (m/s)
Janvier	7,18	Juillet	4,94
Février	6,79	Août	4,76
Mars	6,87	Septembre	5,87
Avril	6,30	Octobre	6,34
Mai	5,52	Novembre	6,50
Juin	5,06	Décembre	7,20

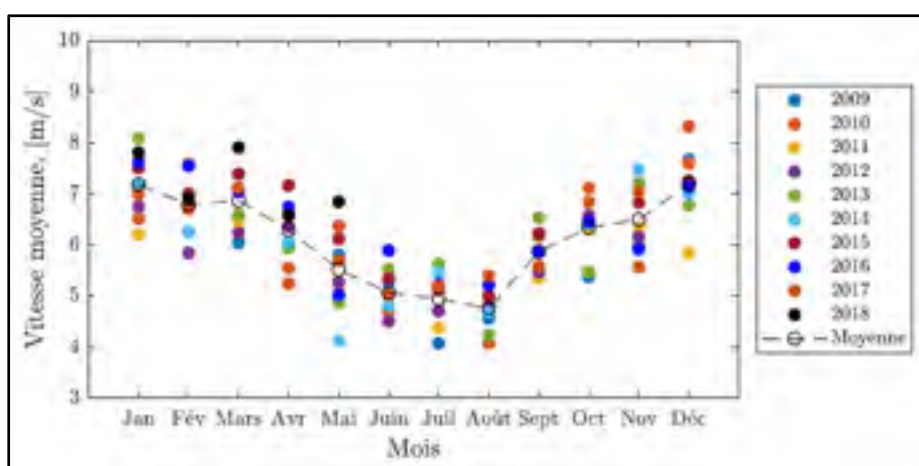


Figure 3-15 Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent

### 3.7.2 Écart type mensuel

La Figure 3-16 présente l'évolution mensuelle des écarts types de vent pendant la période d'observation. La moyenne mensuelle des écarts types pour le parc éolien B-1-Gaspésie varie entre 0,73 et 1,04  $\text{ms}^{-1}$ . L'écart type atteint sa valeur la plus faible pendant les mois d'été et plus précisément au mois d'août. Cependant, les mois d'hiver sont toujours les plus forts avec le mois de mars qui atteint lui aussi une valeur élevée tels que les cas de mars 2014 et 2018 (voir Tableau 3-12).

Tableau 3-12 Écart type mensuel

Mois	$\sigma_V$ (m/s)	Mois	$\sigma_V$ (m/s)
Janvier	1,042	Juillet	0,768
Février	1,013	Août	0,732
Mars	1,031	Septembre	0,827
Avril	0,986	Octobre	0,931
Mai	0,879	Novembre	0,960
Juin	0,817	Décembre	1,036

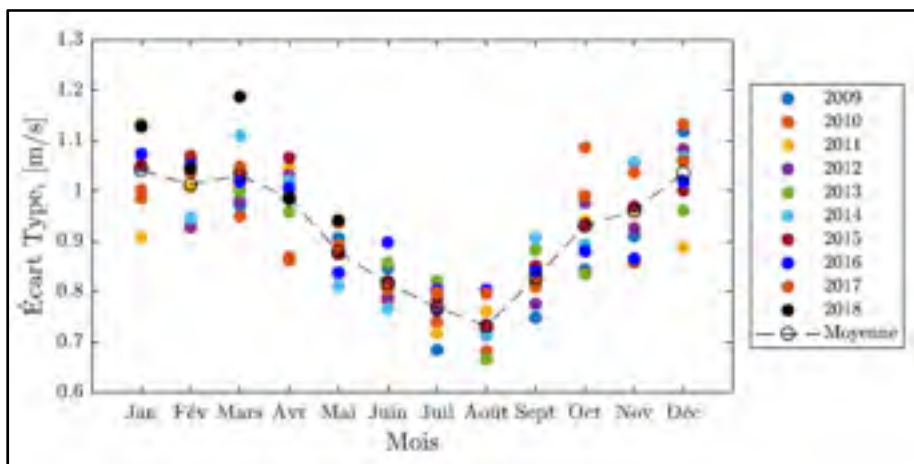


Figure 3-16 Évolution mensuelle de l'écart type

### 3.7.3 Intensité de la turbulence

Les évolutions mensuelles de l'intensité de turbulence sont montrées à la Figure 3-17. On remarque que l'intensité de la turbulence est modérée. Toutefois, l'intensité des turbulences a fluctué de 14,12 à 16,19 % (voir

Tableau 3-13). On constate également que l'intensité de la turbulence subit une augmentation dans les mois de mai et juin par rapport au reste des mois.



Tableau 3-13 Intensité de turbulence moyenne mensuelle sur 10 ans

Mois	IT(%)	Mois	IT(%)
Janvier	14,53	Juillet	15,61
Février	14,96	Août	15,44
Mars	15,04	Septembre	14,12
Avril	15,71	Octobre	14,72
Mai	16,12	Novembre	14,81
Juin	16,19	Décembre	14,43

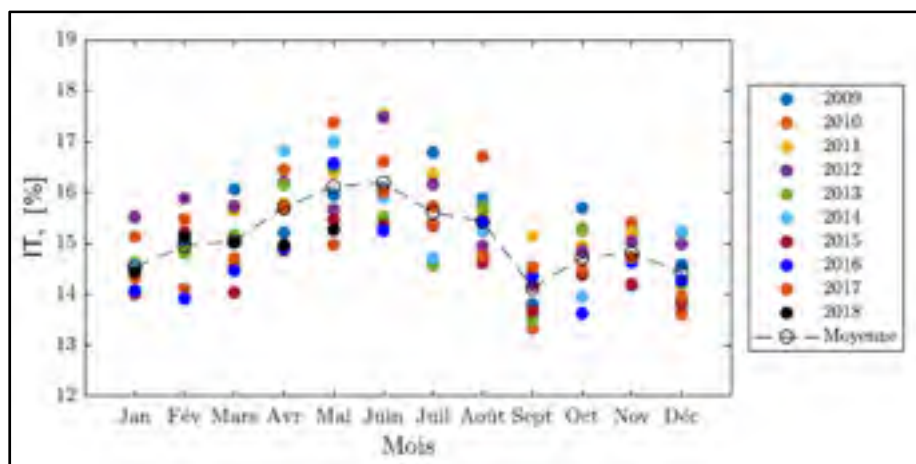


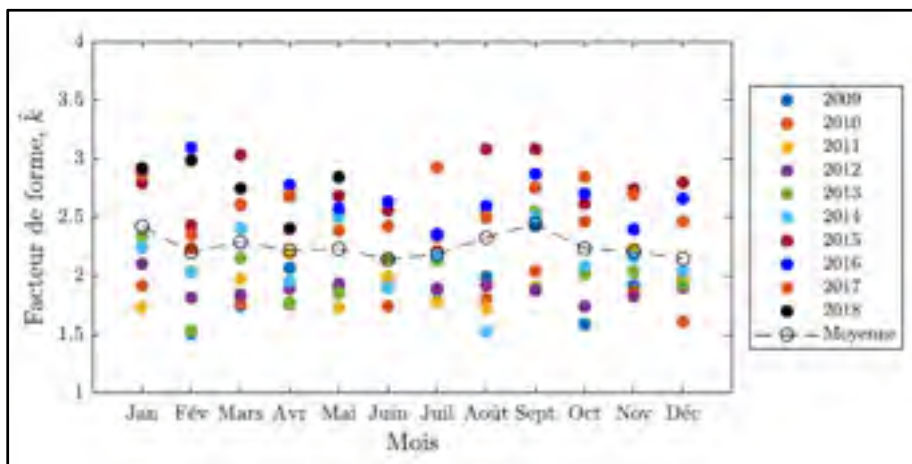
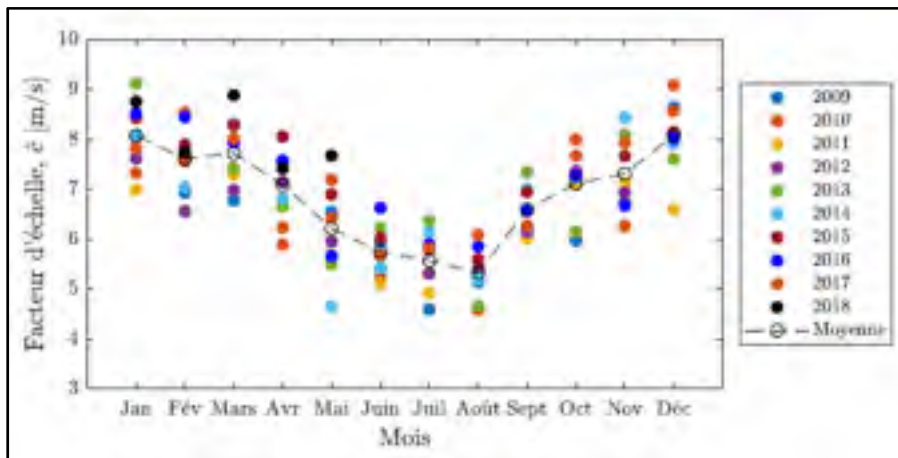
Figure 3-17 Évolution mensuelle de l'intensité de turbulence

### 3.7.4 Estimation des paramètres de Weibull

Les valeurs moyennes mensuelles des facteurs de forme et d'échelle sur 10 ans, estimées par la méthode du maximum de vraisemblance, sont résumées dans le Tableau 3-14. En outre, leurs variations sont présentées respectivement dans la Figure 3-18 et la Figure 3-19.

Tableau 3-14 Estimation de  $k$  et  $c$  mensuelle sur 10 ans

Mois	$\hat{k}$	$\hat{c}$ (m/s)	Mois	$\hat{k}$	$\hat{c}$ (m/s)
Janvier	2,42	8,07	Juillet	2,19	5,57
Février	2,20	7,61	Août	2,32	5,33
Mars	2,29	7,72	Septembre	2,45	6,60
Avril	2,22	7,08	Octobre	2,24	7,11
Mai	2,23	6,21	Novembre	2,21	7,31
Juin	2,14	5,74	Décembre	2,15	8,08

Figure 3-18 Évolution mensuelle du facteur de forme  $k$ Figure 3-19 Évolution mensuelle du facteur d'échelle  $c$ 

Les calculs ultérieurs, présentés dans le Tableau 3-14 affichent les paramètres mensuels de forme et d'échelle de Weibull. Selon cette variation mensuelle on peut constater que la

moyenne mensuelle de  $k$  varie entre 2,14 en juin et 2,45 en septembre au parc B-1-Gaspésie, ainsi  $c$  varie entre 5,33 en août et 8,08 en décembre. En effet, les valeurs les plus faibles pour les deux facteurs estimés sont enregistrées dans les mois d'été. Cependant, ils atteignent leurs plus hautes valeurs pendant les mois hivernaux. Ceci est illustré par ses variations dans Figure 3-18 et Figure 3-19. En fin, il convient de noter que toutes les propriétés statistiques mensuelles sont détaillées et résumées dans l'ANNEXE III.

### **3.8 Conclusion**

Une analyse détaillée des données du vent pour le site B-1-Gaspésie dans la région du Québec-Canada a été réalisée à l'aide de différents paramètres statistiques afin de comprendre les caractéristiques du vent. Les résultats révèlent que la fonction de densité de probabilité de Weibull et les données empiriques ont des courbes étroitement ajustées. La méthode du maximum de vraisemblance (*MLE*) a été utilisée pour estimer les deux paramètres de la distribution de Weibull qui décrivent les caractéristiques du vent. La présente analyse sera utilisée ultérieurement pour prédire le comportement du vent au cours de différentes années. Enfin, des profils annuels, saisonniers et mensuels de la vitesse du vent ont été établis et les résultats indiquent que les caractéristiques du vent du site étudié peuvent varier considérablement d'une base temporelle à une autre.



## CHAPITRE 4

### MODÈLE DE PRÉVISION DE LA VITESSE DU VENT BASÉ SUR UNE APPROCHE STOCHASTIQUE ET UNE FONCTION D'AUTOCORRÉLATION

#### 4.1 Introduction

Comme mentionné précédemment, la production énergétique d'un parc éolien est affectée par l'emplacement de l'éolienne, par conséquent par les caractéristiques statistiques de la vitesse du vent à l'endroit où elle est installée. L'énergie éolienne est donc directement liée à la vitesse du vent, qui est variable dans l'espace et dans le temps. En raison de la nature stochastique du vent, la production d'énergie éolienne est un signal fluctuant. Le recours à des modèles stochastiques se révèle être un choix approprié pour construire des modèles de prédiction pour la vitesse du vent. Ce chapitre décrit une approche stochastique pour développer un modèle de prévision de la vitesse du vent basée sur une équation différentielle stochastique (*SDE*).

#### 4.2 Équations différentielles stochastiques

Les modèles *SDE*'s ont été utilisés dans divers domaines pour décrire des phénomènes avec un comportement stochastique. L'emploi des équations différentielles stochastiques (*SDE*) à la modélisation des processus stochastiques dans les systèmes énergétiques a suscité un grand intérêt ces dernières années (Dhople, Chen, DeVille, & Domínguez-García, 2013 ; Dong, Zhao, & Hill, 2012). En particulier, ces modèles ont été utilisés dans les systèmes des énergies renouvelables, par exemple pour la modélisation et la prévision de l'irradiation solaire (Iversen, Morales, Møller, & Madsen, 2014) et de la vitesse du vent ainsi que la puissance éolienne (Iversen et al., 2016 ; Møller, Zugno, & Madsen, 2016). D'un point de vue statistique, la vitesse du vent est souvent caractérisée par sa fonction de densité de probabilité (*PDF*) et sa fonction autocorrélation. Par conséquent, pour être approprié, un modèle de prédiction de vitesse du vent doit être capable de reproduire ces deux caractéristiques.

### 4.3 Méthodologie

L'approche basée sur les *SDE* a démontré une grande capacité à prédire les comportements temporels de la vitesse du vent, elle fournit des prédictions avec des propriétés statistiques très similaires à celles observées. Dans ce travail, une équation différentielle stochastique stationnaire unidimensionnelle est employée pour modéliser les variations du vent. Aussi, une distribution marginale approximative est employée pour substituer la distribution empirique de la vitesse du vent à long terme et sa fonction d'autocorrélation correspondante.

Une brève introduction aux *SDE* est donnée dans cette section. Une description approfondie est fournie dans (Oksendal, 2013).

Une équation différentielle qui inclut un ou plusieurs termes stochastiques est identifiée comme une équation différentielle stochastique (*SDE : Stochastic Diff. Eq.*). Une *SDE* non stationnaire et unidimensionnelle  $\mathbb{R}^+ \rightarrow \mathbb{R}$  possède la forme générale suivante :

$$d(x(t)) = a(x(t), t) dt + b(x(t), t) dW(t) \quad (4.1)$$

Avec,  $a(x(t), t)$  le terme de **dérive**,  $b(x(t), t)$  le terme de **diffusion**,  $W(t) : t \geq 0$  est un processus standard de Wiener et  $x(t)$  est la variable affectée par le bruit (*Noise*) et qui est dans notre cas la vitesse du vent.

Nous nous intéressons donc à reproduire les valeurs de vitesse du vent avec des propriétés statistiques similaires à celles des données empiriques, en utilisant l'équation différentielle stochastique (4.1). On suppose que la variation de vitesse du vent considérée conserve la propriété de stationnarité. La forme stationnaire de l'équation (4.1) devient :

$$d(x(t)) = a(x(t)) dt + b(x(t)) dW(t) \quad (4.2)$$

Une étude de (Zárate-Minano et al., 2016) démontre l'adéquation des *SDE*'s pour la prédiction de la vitesse du vent. En suivant l'approche présentée dans (Zárate-Minano et al., 2016), les solutions de *SDE* sont censées être distribuées selon une fonction de distribution de probabilité connue. La distribution de la vitesse du vent des valeurs générées par le modèle doit être la

même que celle de la distribution empirique. Par conséquent, la distribution marginale la mieux ajustée à la distribution empirique sera retenue. Nous commençons par estimer chaque terme de l'équation (4.2).

Le terme de diffusion est défini comme suit (Zárate-Minano et al., 2016) :

$$b(x(t)) = \sqrt{2\alpha} \sigma_w \quad (4.3)$$

Avec,  $\sigma_w$  l'écart type estimé de la distribution de Weibull et  $\alpha$  le coefficient d'autocorrélation. Ainsi le terme de dérive est :

$$a(x(t)) = \frac{\alpha \sigma_w^2 \hat{k}}{x(t)} \left( \frac{\hat{k} - 1}{\hat{k}} - \left( \frac{x(t)}{\hat{c}} \right)^{\hat{k}} \right) \quad (4.4)$$

Où,  $\hat{k}$  et  $\hat{c}$  représentent respectivement les paramètres estimés de forme (*Shape*) et d'échelle (*Scale*) de la loi de Weibull.

#### 4.4 Résultats

L'ensemble des données disponibles est composé de mesures sur 10 minutes de la vitesse du vent dans le parc éolien B-1-Gaspésie pour toute la période de dix ans allant de 2009 à 2018. Le modèle proposé nous permettra donc de prévoir la vitesse du vent sur des périodes de temps plus grandes (en acceptant l'hypothèse de stationnarité). D'un point de vue statistique, le profil de la vitesse du vent est décrit par sa fonction de densité de probabilité (*PDF*) et sa fonction d'autocorrélation. Ces propriétés sont obtenues au travers d'analyses statistiques des données historiques enregistrées pour le parc B-1-Gaspésie. D'après l'étude statistique (voir CHAPITRE 3), nous avons observé que les caractéristiques statistiques du vent peuvent varier d'une saison à une autre. Par conséquent, le modèle de vitesse du vent est établi en fonction de la saisonnalité en utilisant la *SDE*. À partir de l'analyse statistique, nous avons observé que le *PDF* d'une distribution Weibull correspond assez bien à la densité de probabilité empirique des données disponibles du parc éolien étudié.

Pour modéliser la fonction d'autocorrélation de la vitesse du vent, une fonction qui décroît exponentiellement dans un délai de quelques heures a été employée avec succès par (Brett & Tuller, 1991). Par conséquent, la fonction d'autocorrélation empirique sur une base horaire a été construite en considérant la période entière des quatre saisons de chaque année de 2009 à 2018. Un exemple est illustré ci-dessous pour les 4 saisons de l'année 2017. Les résultats indiquent que le coefficient d'autocorrélation décroît d'une manière quasi exponentielle durant un intervalle du temps de quelques heures (environ 2 jours) afin de suivre un comportement cyclique complexe non significatif comme le montrent les figures 4-1 à 4-4.

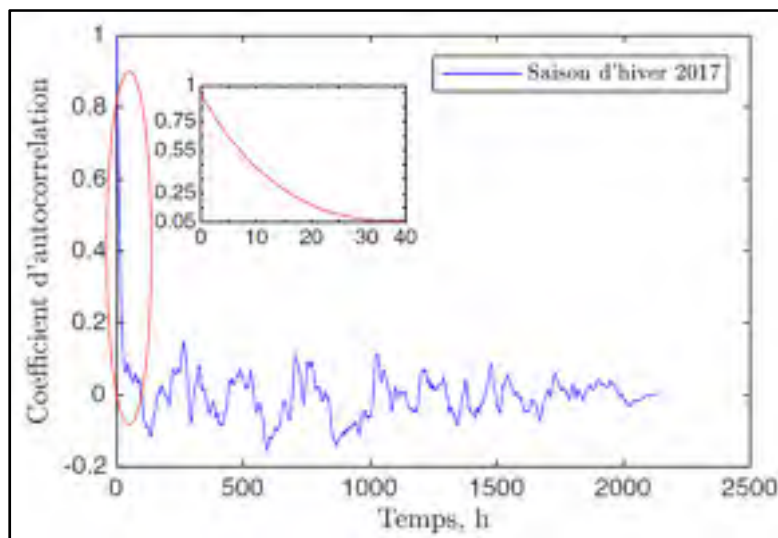


Figure 4-1 Fonction d'autocorrélation de la saison d'hiver 2017



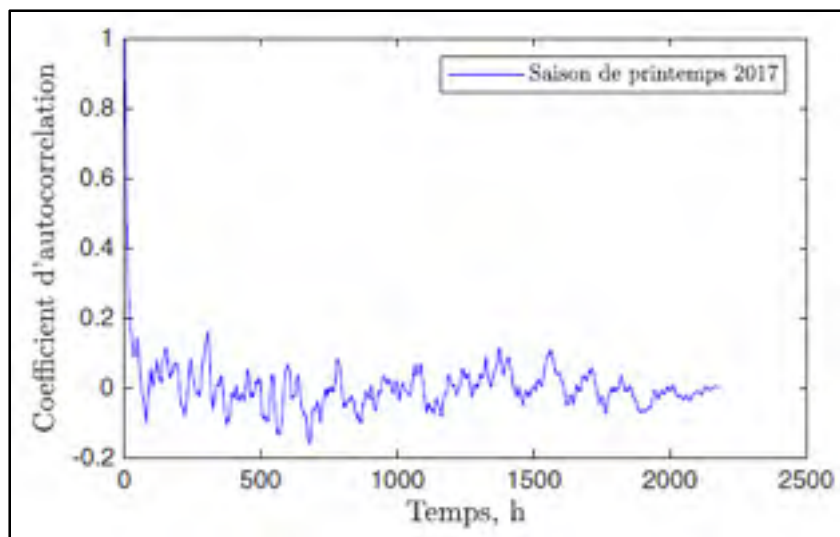


Figure 4-2 Fonction d'autocorrélation de la saison de printemps 2017

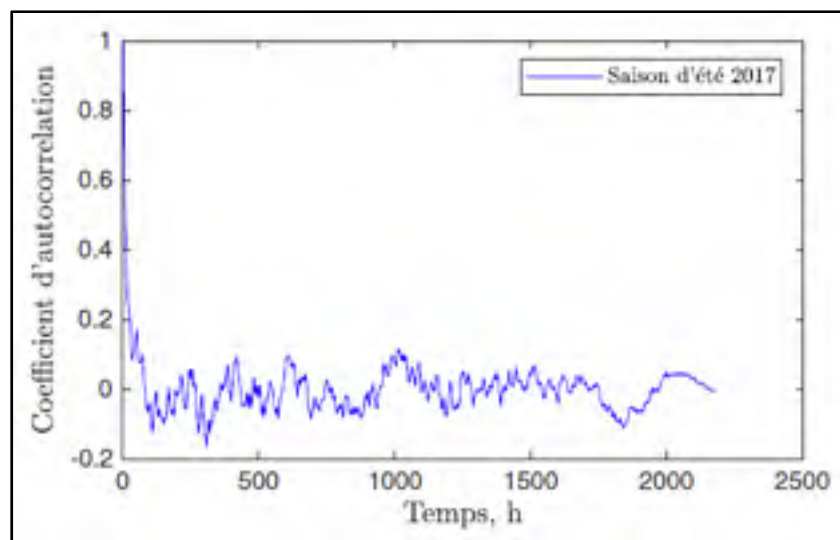


Figure 4-3 Fonction d'autocorrélation de la saison d'été 2017

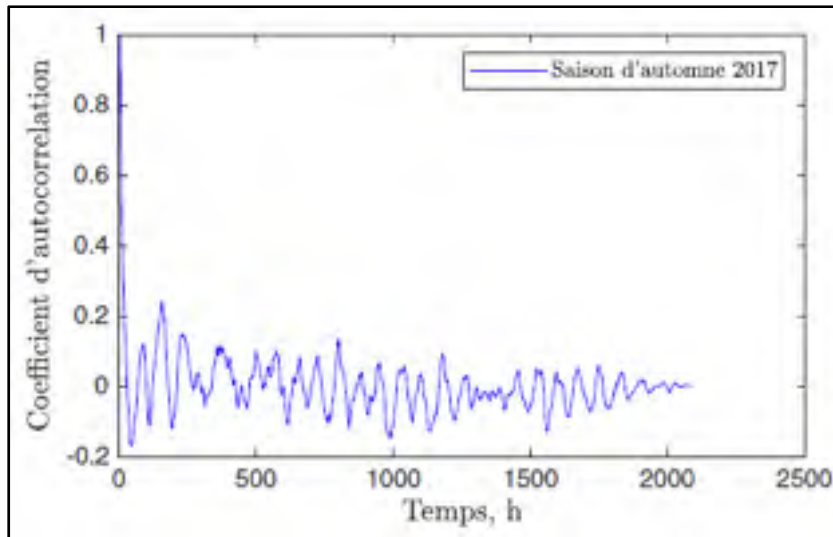


Figure 4-4 Fonction d'autocorrélation de la saison d'automne 2017

Une fois tracées, on essaye maintenant d'ajuster les fonctions d'autocorrélations par une distribution exponentielle. Les figures 4-5 à 4-8 montrent l'autocorrélation de l'ensemble de données considérées pour des décalages du temps allant jusqu'à un jour et plus pour les saisons d'hiver. Les courbes en **bleu** sont les fonctions d'autocorrélation identifiées (par la méthode des moindres carrés) à partir des données, tandis que les courbes en **rouge** correspondent à ses ajustements par la loi exponentielle. Comme on peut l'observer, la fonction exponentielle est une bonne approximation de l'autocorrélation pour des délais pouvant atteindre jusqu'à environ 36 heures. Les coefficients d'autocorrélation obtenus de l'ajustement exponentiel ainsi les temps de décalage sont présentés dans le Tableau 4-1. Il est à noter que le temps de décalage est déterminé visuellement à partir des tracés ajustés. On constate que la saison d'hiver a un coefficient d'autocorrélation plus faible que les autres saisons.

Tableau 4-1 Caractéristiques de la fonction d'autocorrélation en 2017

Saison	Temps de décalage (h)	Coefficient d'autocorrélation $\alpha$
Hiver	36	0,0643
Printemps	18	0,1903
Été	14	0,2921
Automne	21	0,1427

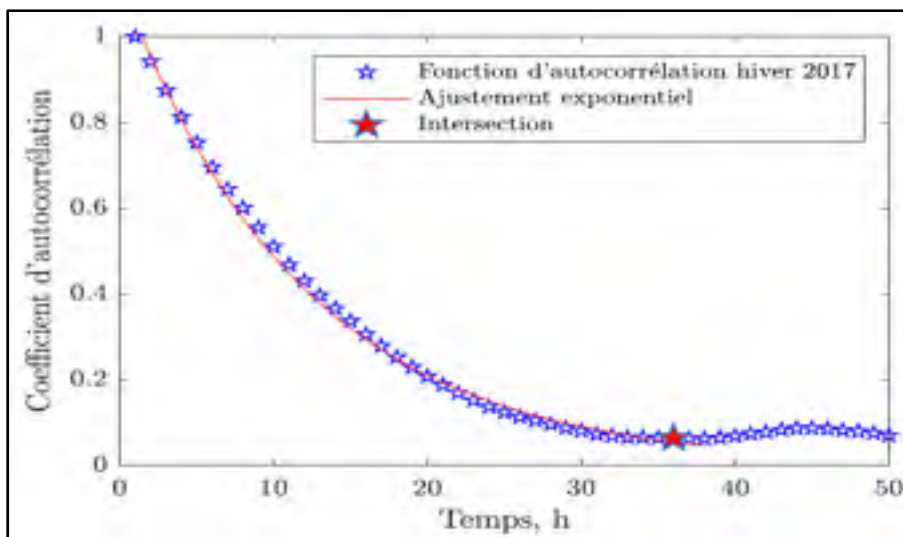


Figure 4-5 Ajustement de la fonction d'autocorrélation en hiver 2017

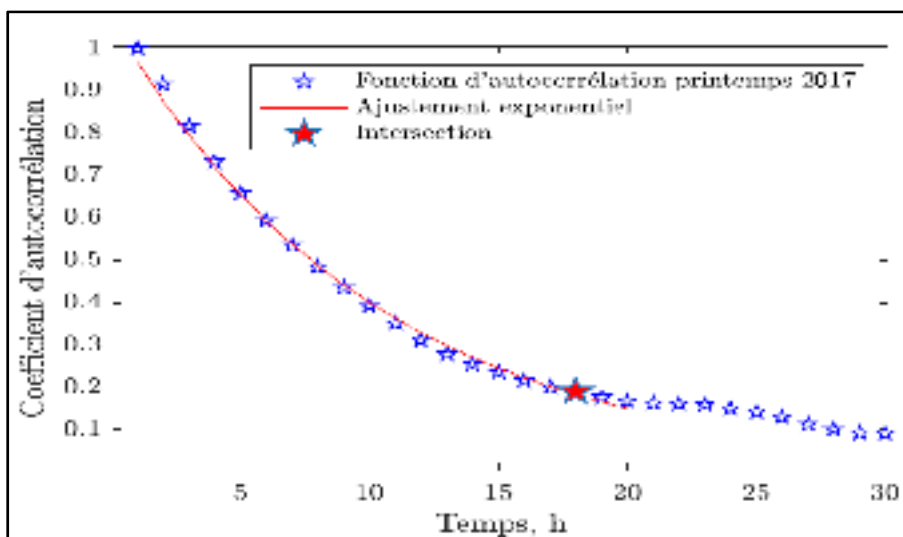


Figure 4-6 Ajustement de la fonction d'autocorrélation en printemps 2017

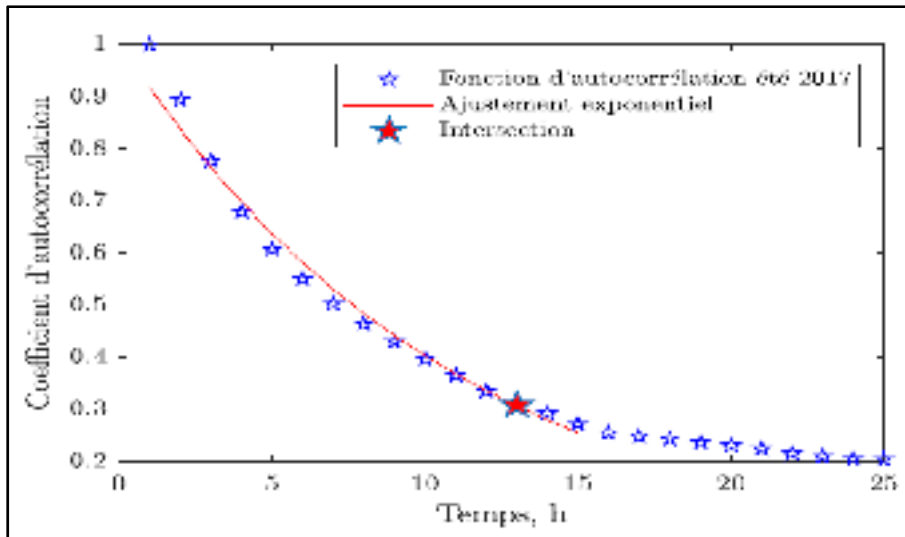


Figure 4-7 Ajustement de la fonction d'autocorrélation en été 2017

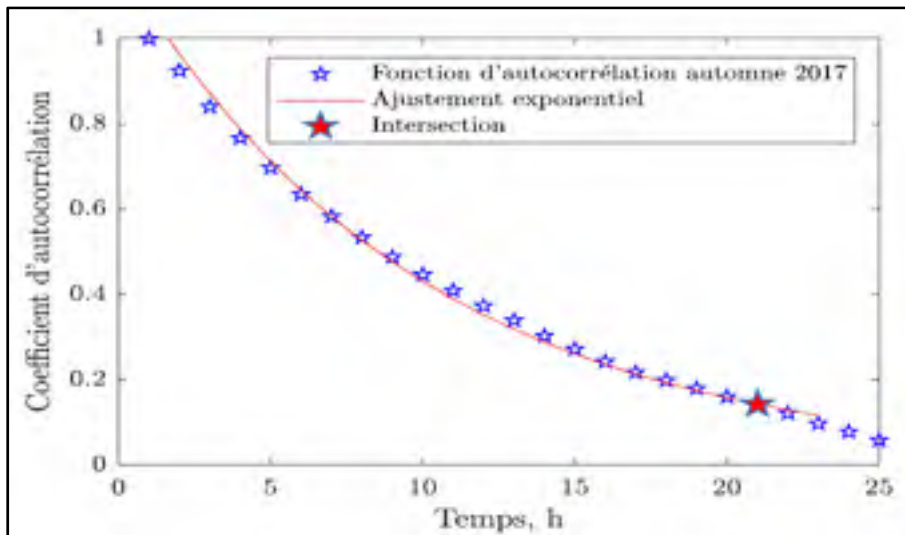


Figure 4-8 Ajustement de la fonction d'autocorrélation en automne 2017

En utilisant les propriétés statistiques et les coefficients d'autocorrélation obtenus pour chaque saison, les termes de dérive et de diffusion de la *SDE* ont été calculés. Les saisons prévues de l'année 2017 sont comparées à l'ensemble des données réelles de la même année. Les résultats sont illustrés dans les figures 4-9 à 4-12. On observe que les différences entre les variations ne

sont pas significatives d'un point de vue statistique, on peut donc dire que le modèle est capable de reproduire cette densité de probabilité.

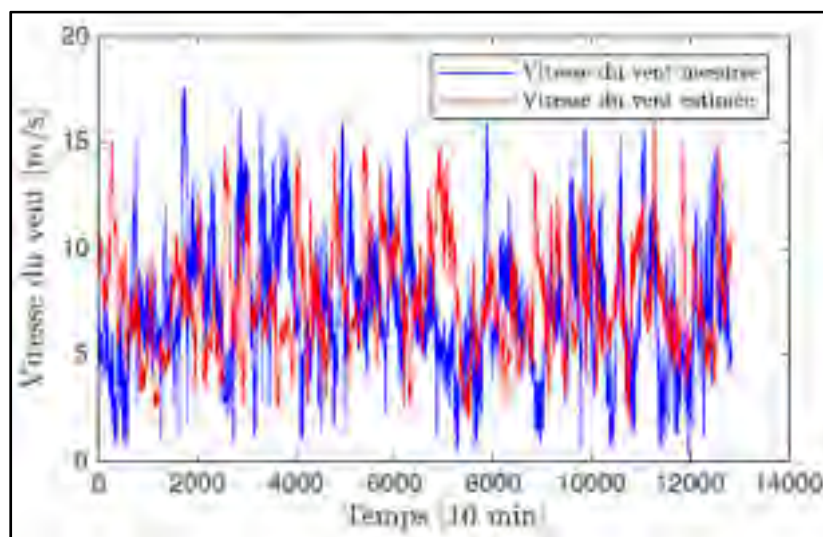


Figure 4-9 Estimation de la vitesse du vent en hiver 2017

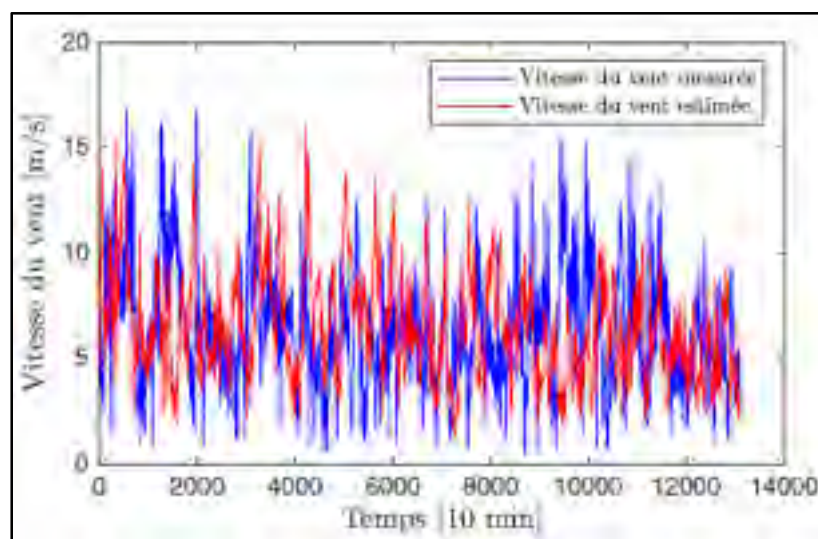


Figure 4-10 Estimation de vitesse du vent en printemps 2017

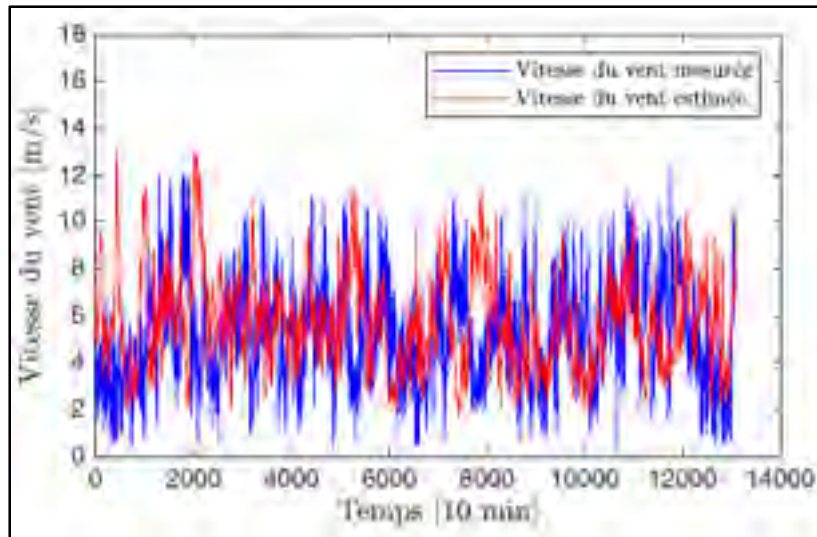


Figure 4-11 Estimation de la vitesse du vent en été 2017

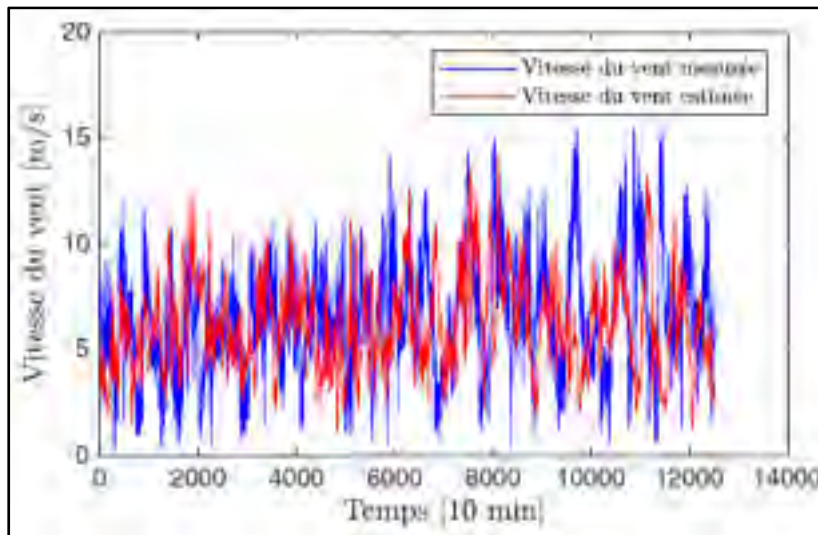


Figure 4-12 Estimation de la vitesse du vent en automne 2017

Les données de la vitesse du vent couvrent les 4 saisons de 2009 à 2018, soit 10 ensembles de données pour chaque saison (hiver, printemps, été et automne). En effet, elles sont divisées en 2 périodes. Par exemple, pour les saisons d'hiver la première période comprend l'ensemble de données des saisons d'hiver sur 9 ans, qui sont utilisés pour l'estimation, et un ensemble de tests couvrant une de l'année restante pour évaluer la performance du modèle proposé. Autrement dit, à chaque fois, on prend 9 saisons pour estimer la dixième saison puis on le

compare avec celle-ci mesurée. À titre d'exemple si on veut estimer la saison d'hiver 2017 on peut écrire :

$$V_{\text{hiver 2017}} = V_{\text{hiver 2016}} + \varepsilon_V(\alpha_{2009}, \alpha_{2010}, \dots; \alpha_{2016}, \alpha_{2018}) \quad (4.5)$$

Avec  $\varepsilon_V$  un bruit de vitesse du vent et qui est une fonction stochastique générée par l'équation différentielle, il dépend des coefficients d'autocorrélation de toutes les saisons autres que la saison que nous voulons estimer.

Pour valider les résultats, nous procédons en deux étapes. La première est de comparer les paramètres du modèle (celui prédit et celui qui est mesuré), ce qui nous permet de vérifier rapidement à quel point notre modèle est cohérent (ou pas). Pour s'assurer de reproduire une vitesse du vent avec des propriétés statistiques similaires à celles mesurées, la comparaison des paramètres des distributions est un excellent indicateur. Les résultats révèlent que les différentes propriétés statistiques du vent généré par le modèle proposé sont assez similaires aux données réelles. Une comparaison de la fonction de densité de probabilité des données empiriques et le modèle identifié pour la saison d'hiver est représentée dans la Figure 4-13. La moyenne de la vitesse et les paramètres estimés de la distribution de Weibull obtenus par notre modèle de prédiction ainsi que ceux identifiés à partir des données de vitesse enregistrées sont résumés dans le Tableau 4-2. On constate le bon degré d'adéquation.

Tableau 4-2 Vitesse moyenne et paramètres de Weibull estimés à 95 % par la méthode *MLE* de l'année 2017

Saison	$\bar{V}_{\text{mesurée}}$	$\bar{V}_{\text{estimée}}$	$\hat{k}_{\text{mesuré}}$	$\hat{k}_{\text{estimé}}$	$\hat{c}_{\text{mesuré}}$	$\hat{c}_{\text{estimé}}$
Hiver	7,11	7,62	2,52	3,13	8,01	8,52
Printemps	6,35	6,43	2,45	2,68	7,16	7,24
Été	5,20	5,75	2,59	2,98	5,86	6,44
Automne	6,53	6,19	2,65	2,98	7,34	6,94

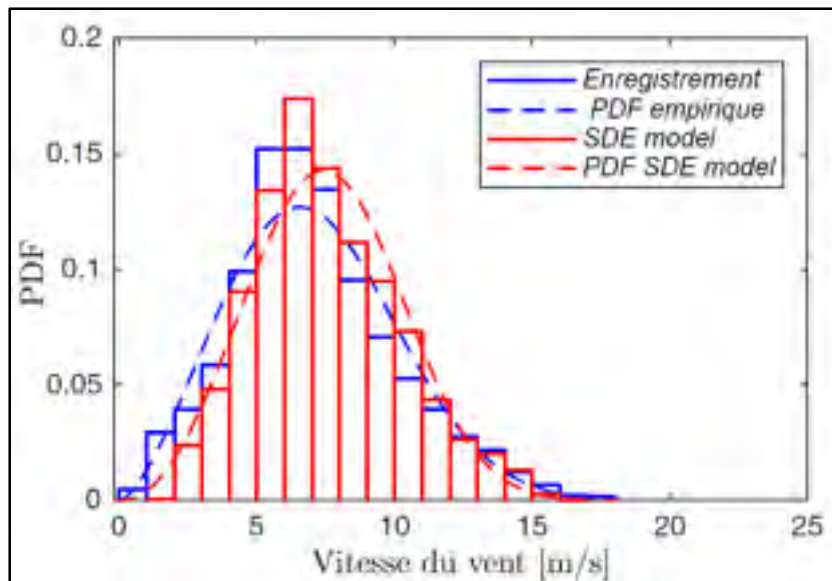


Figure 4-13 Comparaison des fonctions de densité de probabilité

La deuxième étape de validation est de s'assurer que la prédiction reproduit le même *Rainflow*. En effet, l'objectif principal de cette recherche est d'estimer le dommage dû à la fatigue dans l'éolienne qui est causé par les charges cycliques et stochastiques appliquées à l'éolienne. À cet effet, si deux séries de données de vitesse du vent (ou de charges) ont des valeurs moyennes similaires et deux fonctions de densité de probabilité similaires (mêmes facteurs de forme et d'échelle), cela n'est pas suffisant et ne garantit pas qu'ils pourraient conduire aux mêmes niveaux de dommages. Pour cela, il est important de tenir compte de l'effet stochastique dans les prévisions. Dans ce travail, la validité du modèle de prédiction est basée en grande partie sur sa capacité à conserver la stochasticité de la vitesse du vent.

Pour comparer deux signaux de vitesse du vent (ou de charges, contraintes, etc.), la méthode de *Rainflow* (Matsuishi & Endo, 1968) peut être utilisée en déterminant le nombre de cycles appliqués par l'historique des données. La méthode de *Rainflow* est l'une des méthodes les plus utilisées pour le traitement des signaux aléatoires pour l'analyse de la fatigue. La méthode caractérise avec succès les charges de fatigue des différents composants mécaniques des éoliennes, ce qui constitue une source fiable pour la prédiction de la durée de vie en fatigue des éoliennes (Marsh et al., 2016). En effet, le nombre total de cycles des signaux de vent,



mesuré et estimé, sont calculés. Les résultats sont résumés dans le Tableau 4-3. Ils révèlent que le nombre total de cycles appliqués de la vitesse réelle du vent et celle estimée sont très proches. En comparant le nombre total de cycles calculés par la méthode Rainflow de la vitesse du vent du modèle avec les données réelles, une erreur relative atteint un maximum d'environ 5 % pour la saison d'été et moins de 1 % pour la saison d'hiver. Par conséquent, le modèle est jugé adéquat pour la prévision de la vitesse du vent afin d'estimer les dommages cumulés dans les éoliennes.

Tableau 4-3 Comparaison du nombre de cycles, mesurés et estimés, de l'année 2017

Saison	$N_{mesuré}$	$N_{estimé}$	Écart	Écart relatif
Hiver	6417	6479,5	62,5	0,96 %
Printemps	6545,5	6623,5	78,0	1,18 %
Été	6538	6623,5	85,5	1,29 %
Automne	6262	6623,5	361,5	5,46 %

Dans le but de prédire les dommages causés par la fatigue de l'éolienne et donc sa durée de vie, nous devons prévoir la vitesse du vent tout au long de la durée de vie de la machine, qui est d'environ 20 ans. Par conséquent, en appliquant le modèle proposé, nous avons généré la vitesse du vent pour la période de 2019 à 2030 en utilisant les données historiques de 2009 à 2018. On présente dans cette section une des années prédites en prenant par exemple l'année 2019. Les variations de la vitesse du vent générées dans les 4 saisons de l'année 2019 sont illustrées dans la Figure 4-14, ainsi les propriétés statistiques sont résumées dans le Tableau 4-4.

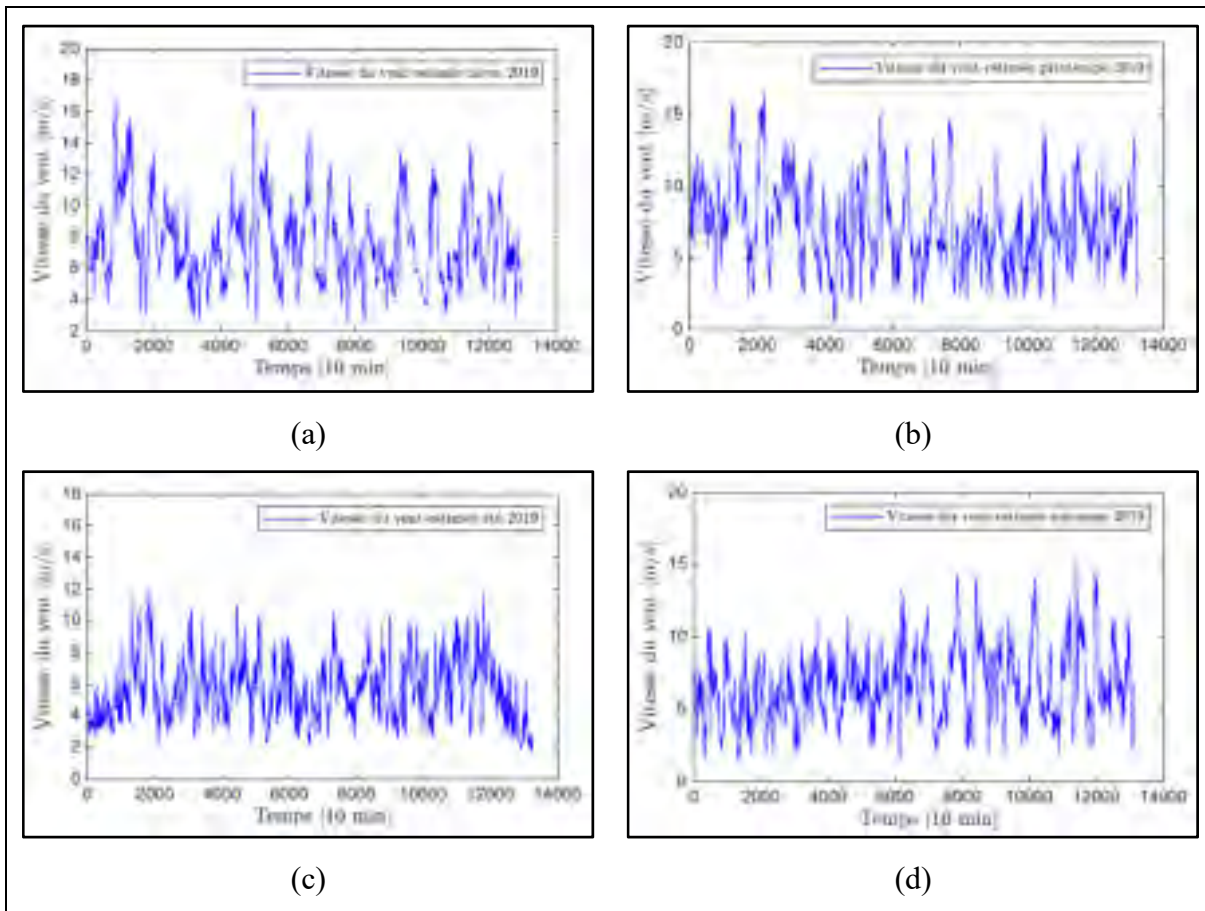


Figure 4-14 Prédiction de la vitesse du vent des 4 saisons en 2019  
(a) hiver, (b) printemps, (c) été et (d) automne

Tableau 4-4 Vitesse moyenne et paramètres de Weibull estimés par la méthode  
*MLE* de l'année 2019

Saison	Vitesse moyenne (m/s)	Facteur de forme $\hat{k}$	Facteur d'échelle $\hat{c}$ (m/s)
Hiver	7,60	3,14	8,49
Printemps	7,25	2,75	8,16
Été	5,66	3,16	6,33
Automne	7,43	2,89	6,62

## 4.5 Conclusion

Nous avons déployé une méthode pour simuler la vitesse du vent en nous basant sur une approche SDE (*Stochastic Differential Equations*). Cette méthode a mené à un modèle capable de générer des processus stochastiques avec la distribution de Weibull (pour le comportement cumulatif sur une saison) et une fonction d'autocorrélation cohérente et comparable avec l'historique enregistré (pour avoir des Rainflow cohérents). L'analyse statistique d'un ensemble de données recueillies du parc B-1-Gaspésie a permis d'identifier les paramètres du modèle et de le valider tout en tenant compte de la variabilité saisonnière. Les résultats du modèle montrent une bonne précision pour simuler le comportement du vent sur un site donné (propriétés statistiques et capacité de reproduire un *Rainflow*).



## CHAPITRE 5

### MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE D'UNE ÉOLIENNE À AXE HORIZONTAL

#### 5.1 Introduction

Les prévisions révèlent que la taille des éoliennes continuera à augmenter, bien que les éoliennes offshore devraient connaître la plus forte croissance (Enevoldsen & Xydis, 2019). En effet, pour satisfaire aux besoins croissants d'énergie éolienne, les concepteurs d'éoliennes visent à augmenter la taille de la turbine et sa puissance. Dans cette finalité, les concepteurs sont amenés à relever des défis liés à l'augmentation des charges structurelles et à la fiabilité des composants des éoliennes. Les grandes éoliennes sont intrinsèquement flexibles, notamment en raison de la taille des pales et de la hauteur de la tour du rotor. Tous ces facteurs entraînent l'induction de charges structurelles lors de la production d'énergie éolienne. Les pales sont les composants les plus importants d'une éolienne qui, aujourd'hui, est conçue selon une science aérodynamique raffinée afin d'obtenir le maximum d'énergie du vent.

Le présent chapitre est consacré à l'implémentation et à la validation de la modélisation aérodynamique des pales de l'éolienne NREL-5M. La modélisation aérodynamique sera mise en œuvre selon les différents principes de la dynamique des fluides incompressible appliqués aux écoulements non visqueux. Pour calculer les efforts aérodynamiques qui s'exercent sur les pales, deux théories sont appliquées. La première est celle de l'écoulement axial (*The Axial Momentum Theory*), le second est la théorie d'élément de pale (*Blade Element Theory*) prenant en compte l'effet de la rotation de sillage générée par la rotation des pales. Les deux théories ont été combinées pour résoudre les équations des forces et des couples aérodynamiques à l'aide d'une méthode itérative.

#### 5.2 Méthode de conception

Des progrès dans la technologie de conception et fabrication des pales ont été réalisés grâce à des conceptions structurelles et aérodynamiques plus efficaces et à une utilisation optimale des

matériaux. La norme *IEC 61400-1*<sup>5</sup> (International Electrotechnical Commission, 2005) impose l'utilisation d'un modèle de dynamique structurelle pour prévoir les charges dans la phase de conception. Un tel modèle doit être utilisé pour estimer les charges pour diverses données de vitesses de vent, en utilisant les conditions de turbulence et d'autres conditions de vent. Toutes les combinaisons de conditions extérieures et de conception doivent être intégrées et analysées. Un ensemble minimal de ces combinaisons a été défini comme cas de charge dans cette norme.

### 5.3 Exigences structurelles

La conception d'une éolienne commence par l'identification des différentes charges mécaniques agissant sur la machine. Tous les différents composants de l'éolienne et sa structure doivent être vérifiés et un niveau de sécurité acceptable doit être établi. Les différents types des forces à prendre en compte pour les calculs de conception sont les suivantes (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001) :

- Forces gravitationnelles et inertielles : Ces sollicitations sont des charges statiques et dynamiques résultant de la gravité, la vibration de la structure, de la rotation et de l'activité sismique.
- Forces aérodynamiques : Ces sollicitations sont des charges statiques et dynamiques causées par l'écoulement d'air et son interaction avec les différents composants des éoliennes. L'écoulement d'air dépend du vent moyen et de la turbulence dans le plan du rotor, la densité d'air, de la vitesse de rotation du rotor et les formes aérodynamiques des composants d'éoliennes et leurs effets interactifs, y compris les effets aéroélastiques.
- Forces de manœuvre : Ces charges dérivent de l'exploitation et du contrôle des éoliennes. Ils appartiennent à plusieurs catégories, notamment le contrôle de couple, les charges de manœuvre de lacet et le dispositif de calage et les charges de freinage mécaniques.

---

<sup>5</sup> *International Electrotechnical Commission*

- Autres charges : d'autres charges doivent aussi être considérées durant de la phase de conception telle que les charges d'impact, charges de gel et les charges de sillage.

#### 5.4 Efforts aérodynamiques agissant sur les pales

Les pales sont soumises à des forces en grande partie stochastiques favorisant ainsi la fatigue, ce phénomène est à l'origine d'un des principaux modes de défaillance des éoliennes (Bergami & Gaunaa, 2014). En effet, les éoliennes doivent être conçues pour transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (couple), tout en ayant des propriétés structurelles garantissant la résistance en fatigue requise pour une longue durée de vie.

Les différentes forces appliquées sur la pale sont :

- La portance : définie comme étant perpendiculaire à la direction du flux d'air venant en sens inverse. La force de portance est une conséquence des pressions inégales exercées sur les surfaces supérieure (*extrados*) et inférieure (*intrados*) de la surface portante.
- La traînée : définie pour être parallèle à la direction du flux d'air venant en sens inverse. La force de traînée est due à la fois aux forces de frottement visqueuses à la surface de la surface portante et à la pression inégale exercée sur la surface portante tournées vers l'écoulement en sens inverse.
- Les forces générées par la rotation des pales qui se décomposent en deux composantes, une force axiale et une force tangentielle.
- La force centrifuge créée par la rotation des pales,
- Le moment entraîné par la rotation des pales.

Les charges cycliques sont la principale origine de la fatigue des pales d'éoliennes. La nature stochastique du vent, la rotation du rotor, les rafales annuelles (Ghasemi & Mohandes, 2016) sont les sources de la génération de charges cycliques. En effet, les forces aérodynamiques (et surtout leur variation) sont considérées comme le principal facteur qui peut contribuer au dommage par fatigue induit au niveau des pales d'éolienne (Bergami & Gaunaa, 2014). Par

conséquent, dans la section suivante, une modélisation aérodynamique est présentée pour déterminer ces charges aérodynamiques appliquées sur la pale d'une éolienne à axe horizontal.

## 5.5 Méthodes de calcul aérodynamiques

La modélisation aérodynamique des pales de l'éolienne constitue l'un des processus les plus importants de la conception de l'éolienne. Ses objectifs sont le calcul des charges aérodynamiques, l'estimation des performances énergétiques et la détermination des différents paramètres optimaux des pales. Cette section décrit deux méthodes de calcul aérodynamique des pales. Ces méthodes peuvent être utilisées pour l'analyse de machines existantes comme pour la conception de nouvelles machines.

La première est celle de la théorie de l'écoulement axial (*Axial Momentum Theory*), qui est basée sur un modèle unidimensionnel. La seconde est celle d'élément de pale (*Blade Element Momentum Theory, BEM*). La théorie d'écoulement axial ne tient pas compte des différentes caractéristiques aérodynamiques et géométriques du profil, cependant la théorie d'élément de pale permet de déterminer les composantes de la vitesse induite introduite par la méthode de quantité de mouvement, en plus on peut calculer les différentes forces agissant sur un élément de pale et les intégrer sur toute la longueur de la pale. C'est pourquoi les deux théories doivent être combinées dans le but d'évaluer toutes les caractéristiques aérodynamiques de la pale à étudier et de calculer le couple et la poussée générés. Une formulation détaillée des deux théories est présentée ci-après.

### 5.5.1 Théorie d'écoulement axial

La théorie d'écoulement axial fait référence à l'analyse du volume de contrôle des forces au niveau de la pale basée sur la conservation du moment linéaire. L'analyse suppose un volume de contrôle, dans lequel les limites du volume de contrôle sont la surface d'un tube de flux et deux sections transversales du tube de flux (Figure 5-1). Le rotor est représenté par un disque actuateur uniforme qui crée une discontinuité de pression dans le tube d'écoulement d'air qui



le traverse. Dans cette théorie, les hypothèses suivantes sont faites (Manwell, McGowan, & Rogers, 2009) :

- L'air est considéré comme un fluide homogène et incompressible.
- Un nombre infini de pales.
- L'air traverse le rotor sans frottement.
- Un sillage non rotatif.
- Poussée uniforme sur le disque.
- Écoulement en régime permanent.
- La pression statique est égale à la pression statique ambiante en amont et en aval du rotor.

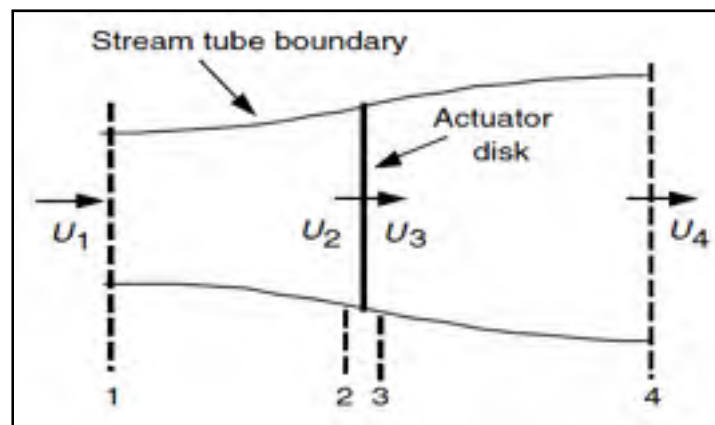


Figure 5-1 Volume de contrôle autour de disque actuateur, tirée de (Manwell et al., 2009)

En appliquant le principe de la conservation de la quantité de mouvement linéaire dans le volume renfermant l'ensemble du système, on peut déterminer la force appliquée par l'air sur le volume de contrôle. Soit  $A$  : l'aire de la section du flux d'air,  $U$  : la vitesse du vent à la position 1, et  $\rho$  : la densité de l'air. Introduisant également le coefficient d'interférence axial  $a$ , qui traduit la diminution de la vitesse, entre celle en amont et celle traversant le plan du rotor. Les équations ci-dessous sont établies.

La poussée peut être exprimée par :

$$T = \frac{1}{2} \rho A U^2 4a(1-a) \quad (5.1)$$

La puissance extraite du vent traversant le rotor est :

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1-a)^2 \quad (5.2)$$

Les performances des rotors d'éoliennes sont généralement caractérisées par un coefficient de puissance noté  $C_p$ . Il est défini comme le rapport entre la puissance extraite et celle disponible et s'exprime comme suit :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U^3} \quad (5.3)$$

La force exercée sur le disque actuateur par la chute de pression  $T$ , peut également être caractérisé par un coefficient adimensionnel  $C_T$  appelé coefficient de poussée et s'écrit comme suit :

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A U^2} \quad (5.4)$$

### 5.5.2 Prise en compte de l'effet de rotation de sillage

La récupération d'énergie cinétique de rotation dans le sillage entraîne une extraction d'énergie par le rotor inférieure à celle attendue sans rotation de sillage. La loi de conservation du moment cinétique exige le mouvement de rotation de l'air afin que le rotor extrait un couple utile. L'analyse qui suit est basée sur l'utilisation d'un tube, comme étant notre volume de contrôle, de rayon  $r$  et d'épaisseur  $dr$  (voir Figure 5-2). Dans cette analyse, nous prenons en considération la variation radiale de coefficient d'interférence axiale et de la rotation de sillage. En effet, la vitesse du vent relative  $U_{rel}$  présente également une composante tangentielle, en introduisant donc le coefficient d'interférence tangentiel  $a'$  qui est défini par :

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (5.5)$$

Avec  $\omega$  : la vitesse angulaire de rotation de l'air au niveau du plan du rotor et  $\Omega$  la vitesse de rotation du rotor.

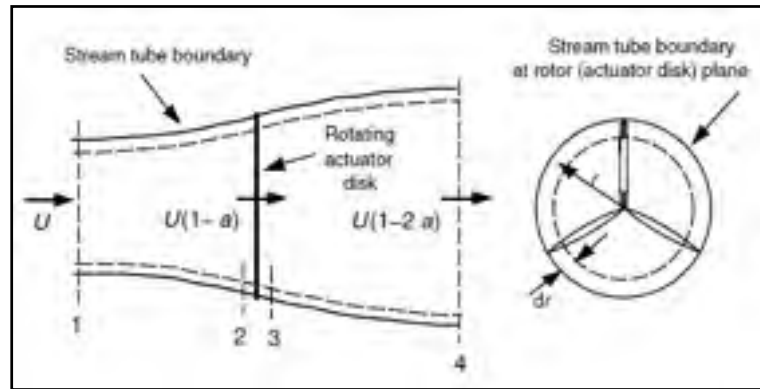


Figure 5-2 Écoulements d'air à travers un tube annulaire avec rotation de sillage, tirée de (Manwell et al., 2009)

En remplaçant la surface  $A$  du rotor par la section de l'élément annulaire ( $dA = 2\pi r dr$ ) dans l'équation (5.1) on peut déduire la force axiale élémentaire  $dT$  :

$$dT = 4a(1-a)\rho U^2 \pi r dr \quad (5.6)$$

En utilisant la conservation de quantité de mouvement angulaire, on peut calculer le couple élémentaire  $dQ$  généré dans la section annulaire qui s'écrit comme suit :

$$dQ = \rho U(1-a)2\pi\omega r^3 dr \quad (5.7)$$

À partir de l'équation (5.5), on peut exprimer la vitesse angulaire de rotation de l'air au niveau du plan du rotor comme suit :

$$\omega = 2\Omega a' \quad (5.8)$$

Finalement, en substituant (5.8) et (5.7), l'expression de couple élémentaire devient :

$$dQ = 4\rho\Omega U a'(1 - a)\pi r^3 dr \quad (5.9)$$

La puissance générée au niveau chaque élément  $dr$ , est donnée par :

$$dP = \Omega dQ \quad (5.10)$$

En substituant  $dQ$  dans cette expression, on trouve :

$$dP = 4\rho\Omega^2 U a'(1 - a)\pi r^3 dr \quad (5.11)$$

### 5.5.3 Théorie de l'élément de la pale

La théorie d'élément de pale (*BEM*) fait référence à une analyse des forces au niveau de chaque section de la pale selon sa géométrie. Elle implique l'utilisation des caractéristiques géométriques de la section telles que la corde, les profils aérodynamiques ainsi que l'angle de calage (Angle entre le plan de rotation et la corde du profil), etc. Ceci, afin d'évaluer le couple et la poussée et les forces aérodynamiques. En effet, cette théorie est appliquée dans toutes les sections sur la pale (positions radiales). La méthode repose sur deux hypothèses clés (Manwell et al., 2009) :

- Il n'y a pas d'interactions aérodynamiques entre les différents éléments de pale.
- Les forces exercées sur chaque élément de pale sont principalement basées sur les coefficients de portance et de traînée.

En effet, afin de rendre le calcul indépendant d'une section à l'autre, le modèle suppose qu'il n'y a pas de dépendance radiale d'une position à l'autre. En outre, on suppose que le couple et la poussée sur la surface d'un élément restent constants.

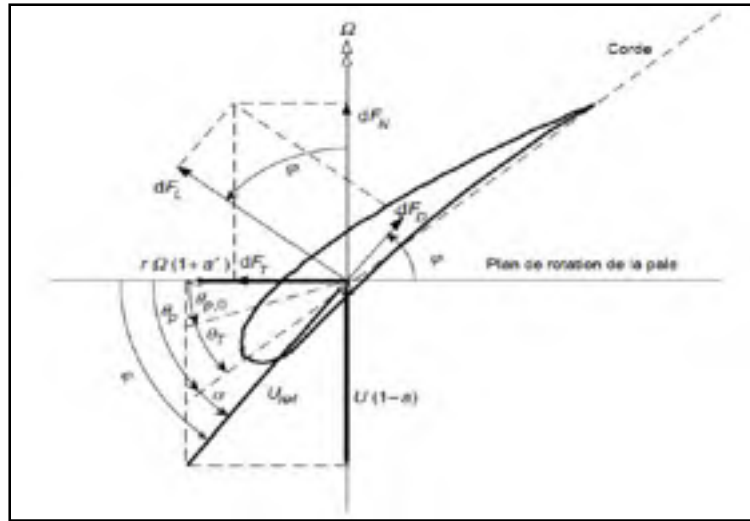


Figure 5-3 Géométrie de la pale d'une éolienne à axe horizontal, adaptée de (Manwell et al., 2009)

Le vent rencontre la forme aérodynamique du profil à une vitesse  $U_{rel}$  avec un angle d'attaque noté  $\alpha$ . Comme le montre la Figure 5-3,  $\varphi$  représente l'angle entre la direction de la vitesse relative ( $U_{rel}$ ) et le plan de rotation de la pale, tandis que  $\theta_p$  correspond à l'angle entre ce plan et la corde du profil. La nature stochastique du vent ainsi que la dynamique des grands rotors imposent des charges variables importantes sur les différents composants des éoliennes tels que les pales, ce qui peut entraîner des défaillances par fatigue. L'estimation de la fatigue dans les pales repose sur le calcul des efforts mécaniques appliqués à ces dernières et principalement sur les charges aérodynamiques. Pour calculer les forces aérodynamiques, nous commençons par subdiviser la pale en différents éléments. Dans ce projet, nous choisissons de la subdiviser en 17 éléments tel que proposé dans (Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott, 2009). Afin de déterminer la force aérodynamique résultante  $dF_r$  sur l'ensemble de la pale pour chaque vitesse de vent, les forces aérodynamiques élémentaires appliquées à chaque élément  $dr$  sont calculées, puis intégrées tout au long de la pale. La force résultante  $dF_r$  engendrée par l'écoulement autour du profil comprend deux composantes. Une composante perpendiculaire à l'écoulement désigne la force de portance  $dF_L$ , et définie comme suit :

$$dF_L = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c C_l dr \quad (5.12)$$

Une composante parallèle à l'écoulement, désigne la force de traînée  $dF_D$ , et définie comme suit :

$$dF_D = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c C_d dr \quad (5.13)$$

Où  $c$ , est la corde, elle est définie comme la distance entre le bord d'attaque et le bord de fuite,  $C_l$  et  $C_d$  représentent respectivement les coefficients de portance et de traînée. Ainsi, ces deux composantes de la force aérodynamique résultante sont projetées dans les directions normale et tangentielle par rapport au plan de rotation (voir Figure 5-3) :

$$dF_n = dF_L \cos(\varphi) + dF_D \sin(\varphi) \quad (5.14)$$

$$dF_t = dF_L \sin(\varphi) - dF_D \cos(\varphi) \quad (5.15)$$

Un processus itératif pour résoudre les équations du modèle proposé pour chaque élément de pale est introduit à la section suivante.

#### 5.5.4 Algorithme de la solution itérative

La technique utilisée consiste à calculer les valeurs des facteurs d'interférences axiales et tangentielles respectivement  $a$  et  $a'$  pour chaque élément de la pale. Étant donné qu'il n'existe pas une expression analytique pour ces facteurs, pour cela une méthode itérative est utilisée, elle se résume par les étapes suivantes :

*Étape 1* : Initialisation des coefficients d'induction  $a$  et  $a'$  soit ( $a = a' = 0$ ).

*Étape 2* : Calcul de l'angle du vent relatif.

$$\varphi = \tan^{-1} \left( \frac{U_{rel}}{r\Omega} \frac{(1-a)}{(1+a')} \right) \quad (5.16)$$

*Étape 3* : Calcul de l'angle d'attaque.

$$\alpha = \varphi - \theta_p \quad (5.17)$$

*Étape 4* : Obtenir  $C_l(\alpha)$  et  $C_d(\alpha)$  correspondant à l'angle d'attaque  $\alpha$ , nous faisons une interpolation linéaire avec les résultats tabulés pour avoir des valeurs assez précises.

*Étape 5* : Calcul de  $C_n$  et  $C_t$  :

$$C_n = C_l \cos(\varphi) + C_d \sin(\varphi) \quad (5.18)$$

$$C_t = C_l \sin(\varphi) - C_d \cos(\varphi) \quad (5.19)$$

*Étape 6* : Calcul de  $a$  et  $a'$  :

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2(\varphi)}{\sigma' C_n} + 1} \quad (5.20)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin(\varphi) \cos(\varphi)}{\sigma' C_t} - 1} \quad (5.21)$$

Où  $B$  est le nombre de pales et en introduisant un paramètre appelé solidité locale du rotor et qui est défini par :

$$\sigma' = \frac{cB}{2\pi r} \quad (5.22)$$

*Étape 7* : Comparer les valeurs de  $a$  et  $a'$  avec celles précédentes et nous répétons les étapes 2 à 6 jusqu'à la convergence à une précision voulue. Pour cela, on utilise un critère de convergence noté  $e$  :

$$e = |a - a'| < 10^{-4} \quad (5.23)$$

*Étape 8* : Calcul de la poussée élémentaire  $dT$  et de couple élémentaire  $dQ$  :

$$dT = \sigma' \pi \rho C_n \frac{V_0^2 (1-a)^2}{\sin(\varphi)^2} r dr \quad (5.24)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho C_t \frac{(V_0 \Omega r (1 - a)(1 + a'))}{\sin(\varphi) \cos(\varphi)} r^2 dr \quad (5.25)$$

Étape 9 : Calcul de la puissance élémentaire.

$$dP = \Omega dQ \quad (5.26)$$

## 5.6 Application pour l'éolienne NREL 5 -MW

### 5.6.1 Choix de l'éolienne

En raison du grand intérêt que suscite l'énergie éolienne et de la concurrence croissante entre les concepteurs et les opérateurs de ce secteur d'énergie renouvelable, généralement il n'est pas facile d'obtenir des spécifications détaillées sur les caractéristiques structurelles d'une éolienne, en particulier les propriétés aérodynamiques des pales. En effet, dans ce travail nous allons consacrer ce chapitre à l'étude aérodynamique des pales de l'éolienne NREL 5 MW. Cette éolienne est un prototype générique d'éolienne développé par le laboratoire NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Il a été détaillé dans un cahier des charges (Jonkman et al., 2009). Le laboratoire NREL a élaboré les spécifications de l'éolienne incluant les caractéristiques aérodynamiques des pales ainsi que les principales caractéristiques dimensionnelles des autres composants tels que la nacelle, la tour et le moyeu. Ce modèle générique d'éolienne est le résultat de la combinaison des données du Projet DOWEC<sup>6</sup> et l'éolienne REpower 5 MW où un maximum d'informations a été obtenu. Nous allons donc consacrer ce chapitre à l'étude aérodynamique des pales de cette éolienne.

### 5.6.2 Paramètres d'opérations de l'éolienne

En utilisant le rapport technique de l'éolienne NREL 5 MW (Jonkman et al., 2009), on peut extraire les paramètres d'opération de cette dernière incluant la vitesse de rotation du rotor,

---

<sup>6</sup> *Dutch Offshore Wind Energy Converter*



longueur de la pale, nombre de pales, etc. Les principaux paramètres de cette éolienne sont énumérés dans le Tableau 5-1.

Tableau 5-1 Paramètres d'opérations de l'éolienne NREL 5 MW, adapté de (Jonkman et al., 2009)

Paramètre	Valeur
Puissance nominale	5 MW
Nombre de pales	3
Diamètre de rotor, Diamètre de moyeu et Hauteur de moyeu	126 m, 3 m, 90 m
Vitesse de démarrage	3 m/s
Vitesse nominale	11,4 m/s
Vitesse d'arrêt	25 m/s
Vitesse de rotation nominale	12,1 tr/min

### 5.6.3 Profil aérodynamique

La première étape pour l'évaluation aérodynamique d'une pale est le choix du profil aérodynamique. Dans le cadre de ce projet nous allons opter pour le profil aérodynamique de l'éolienne NREL 5MW. La pale est constituée de 6 types de profils, 5 de type DU (Famille provenant de *Delft University of Technology, DUT*), 1 de type NACA développé par le *National Advisory Committee for Aeronautics* et trois autres sections cylindriques qui complètent la géométrie de la pale à l'emplanture. Ces dernières sont des sections non portantes ( $C_l = 0$ ) et avec un coefficient de traînée ( $C_d = 0,5$ ) pour les deux premières sections et ( $C_d = 0,35$ ) pour le troisième. L'évolution de ces coefficients pour chaque profil est donnée dans (Jonkman et al., 2009). Les caractéristiques aérodynamiques de la pale sont regroupées dans le Tableau 5-2.

Tableau 5-2 Distribution des propriétés aérodynamiques de la pale, adapté de (Jonkman et al., 2009)

Section	Position, m	Corde, m	Gauchissement, °	Profil aérodynamique
1	2,87	3,542	13,308	Cylindre1
2	5,60	3,854	13,308	
3	8,33	4,167	13,308	Cylindre2
4	11,75	4,557	13,308	Du40
5	15,85	4,652	11,480	DU35
6	19,95	4,458	10,162	
7	24,05	4,249	9,011	DU30
8	28,15	4,007	7,795	DU25
9	32,25	3,7480	6,544	
10	36,35	3,502	5,361	DU21
11	40,45	3,256	4,188	
12	44,55	3,01	3,125	NACA64
13	48,65	2,764	2,319	
14	52,75	2,518	1,526	
15	56,17	2,313	0,863	
16	58,90	2,086	0,37	
17	61,63	1,419	0,106	

## 5.7 Résultats de l'éolienne étudiée

Afin de déterminer le comportement aérodynamique des pales, une analyse des performances aérodynamiques dans des conditions de vent pour les pales de l'éolienne NREL de 5 MW est nécessaire. En utilisant les propriétés aérodynamiques de la pale ; les charges aérodynamiques ont été étudiées par la méthode BEM en prenant compte de l'effet de rotation du sillage. Afin de contrôler la puissance de sortie, la vitesse de rotation et l'angle de calage sont variables en cours de service. En utilisant les données dans (Jonkman et al., 2009), les variations de l'angle de calage et de la vitesse de rotation entre la vitesse de démarrage (3 m/s) et d'arrêt (25 m/s) ont été évaluées (voir Figure 5-4).

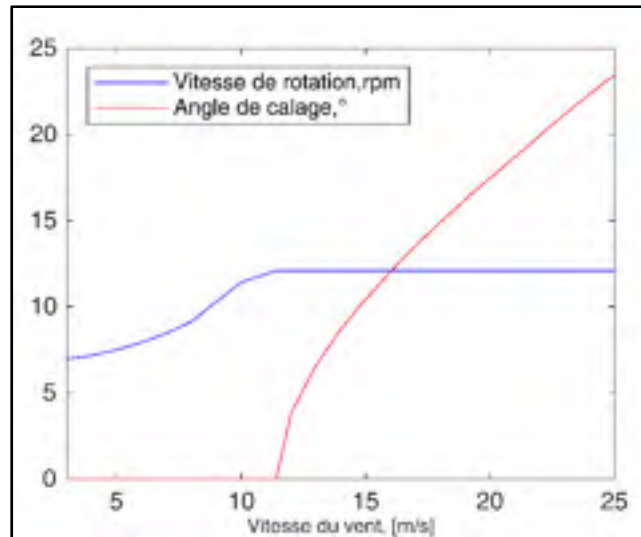


Figure 5-4 Variations de vitesse de rotation et d'angle de calage

La vitesse de rotation augmente de 6.9 tr/min jusqu'à l'atteinte de la vitesse de rotation de 12.1 tr/min. Cependant, l'angle de calage est maintenu constant (zéro) jusqu'à ce qu'il atteigne la vitesse nominale de l'éolienne qui est de 11,4 m/s. Au-delà de la vitesse nominale donc pour les vitesses supérieures à 11,4 m/s, la vitesse de rotation est maintenue constante (12,1 tr/min), et l'angle de calage varie jusqu'à la vitesse d'arrêt de l'éolienne.

La Figure 5-5 et la Figure 5-6 montrent les résultats pour la poussée  $dT$  et le couple  $dQ$ , calculés par la méthode BEM proposée entre les vitesses de vent de démarrage et d'arrêt de l'éolienne.

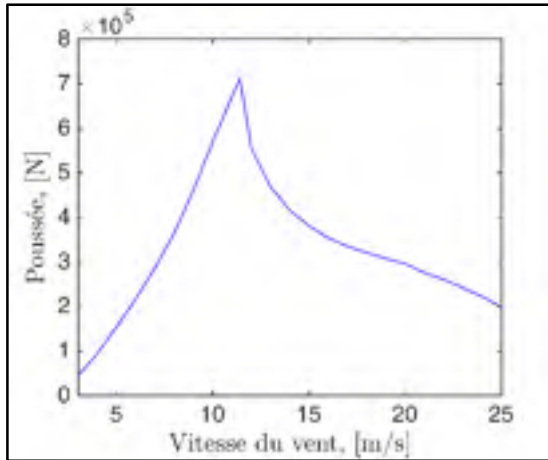


Figure 5-5 Variation de la poussée

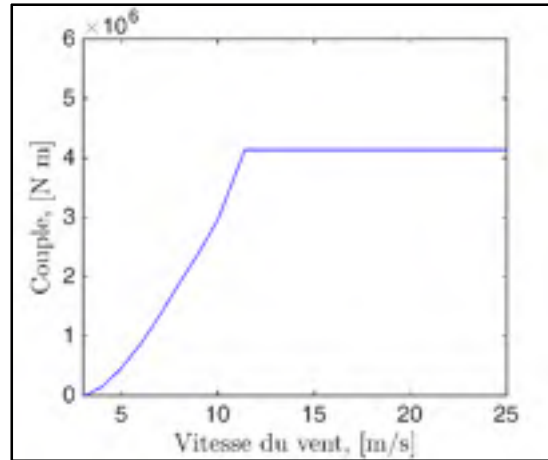


Figure 5-6 Variation du couple

Comme le couple est directement proportionnel à la vitesse du rotor, il augmente également jusqu'à ce que le rotor atteigne la vitesse nominale, puis il est maintenu à sa valeur nominale (voir Figure 5-6). En ce qui concerne la poussée, les résultats ont montré de grandes variations de la poussée. Par le système de calage de la pale, l'angle d'attaque est réduit, ce qui diminue les charges sur la pale. De ce fait, la poussée augmente jusqu'à ce que la vitesse du vent atteigne sa valeur nominale, puis elle tend à diminuer. En effet, l'éolienne doit conserver la vitesse de rotation prévue et modifier les angles de calage afin de produire une puissance stable. La variation de la puissance théorique en fonction de la vitesse du vent est présentée dans la Figure 5-7. La puissance mécanique nominale modélisée à l'aide de la méthode BEM est de 5,2437 MW. Un rendement de générateur  $\eta = 94,4$  a été utilisé pour calculer la puissance électrique. La puissance maximale trouvée est d'environ 5 MW, ce qui correspond bien à la puissance nominale de la machine (NREL 5 MW). Les résultats du calcul de la méthode développée ont été comparés aux résultats expérimentaux de (Jonkman et al., 2009) où ils se sont avérés être en bon accord.

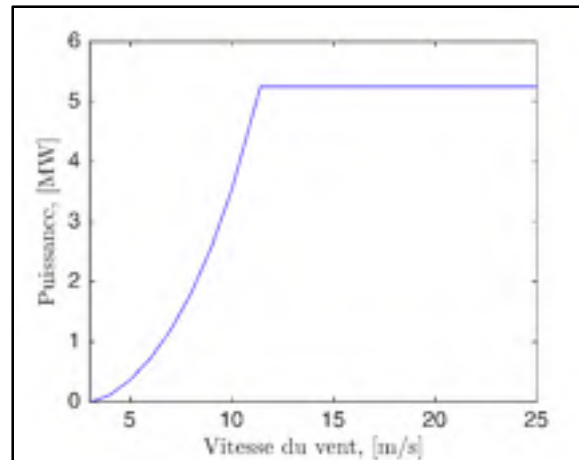


Figure 5-7 Courbe de puissance théorique de l'éolienne NREL 5 MW

L'éolienne est donc conçue avec un système de régulation. Afin de contrôler en toute sécurité la puissance de l'éolienne, celle-ci est contrôlée à calage variable. Si la puissance de sortie est trop élevée, le contrôleur de l'éolienne envoie un ordre au dispositif de calage qui fait instantanément tourner les pales légèrement pour les éviter d'être exposées au vent. En revanche, les pales seront tournées afin de mieux capter l'énergie du vent dès que celui-ci aura réduit.

## 5.8 Conclusion

Dans ce chapitre, les théories aérodynamiques de base ont été présentées, ces dernières permettent d'analyser l'écoulement à travers un rotor d'une éolienne à axe horizontal. La théorie de quantité de mouvement permet d'obtenir la vitesse traversant le rotor en fonction des formes aérodynamiques. La théorie d'élément de pale (BEM) permet de calculer les efforts aérodynamiques appliqués sur les pales de l'éolienne, ainsi que la puissance générée par le rotor. En utilisant les caractéristiques aérodynamiques du profil de pale, nous avons calculé les efforts aérodynamiques en obtenant la vitesse relative du vent de chaque élément de la pale. Par la suite, nous avons intégré ces efforts afin de déterminer le couple et la poussée appliqués le long de la pale.



## CHAPITRE 6

### ESTIMATION DES DOMMAGES CUMULÉS DUS À LA FATIGUE DANS LES PALES D'ÉOLIENNES

#### 6.1 Introduction

Un des défis de l'estimation des dommages structurels est que les éoliennes sont soumises à des conditions de charge complexes. La charge réelle variable dans le temps induit par le vent est de nature stochastique, et l'historique de charges associé affecte la durée de vie en fatigue des différents composants de l'éolienne. Ce travail est consacré à l'étude d'endommagement en fatigue dans la pale du rotor qui pourrait conduire à des défaillances, il a été révélé que ce composant présente la fréquence de défaillance la plus élevée par rapport aux autres composants de la machine, soit environ 25 % du nombre total de défaillances des éoliennes (Florian & Sørensen, 2015). Dans ce chapitre, nous étudions les dommages causés par la fatigue des pales de l'éolienne NREL 5 MW dans le but d'estimer la durée de vie de l'éolienne.

#### 6.2 Modèle d'éléments finis

L'analyse proposée se concentre sur l'étude des contraintes mécaniques induites dans la pale de l'éolienne NREL 5MW. Le modèle virtuel (3D) d'une pale a été construit en utilisant le logiciel SolidWorks. Les dimensions et les spécifications de l'éolienne NREL 5 MW sont indiquées dans le cahier des charges de l'éolienne (Jonkman et al., 2009). Le modèle de la géométrie des pales a été généré en reliant 17 sections pour adoucir la transition d'une section à l'autre. La Figure 6-1 illustre la structure de la pale conçue en 3D.

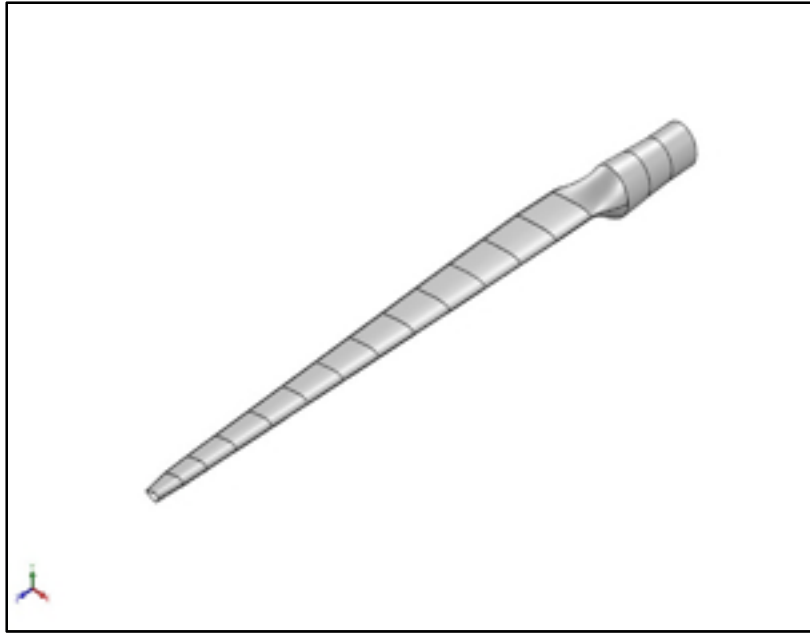


Figure 6-1 Modèle 3D de la pale de l'éolienne NREL 5 -MW

L'analyse des contraintes induites par les chargements aérodynamiques dans la pale été effectuée à travers la méthode des éléments finis sous SolidWorks. En plus des charges aérodynamiques, il existe deux autres sources importantes de charges sur les pales : (i) les charges gravitationnelles et (ii) les charges centrifuges. L'effet centrifuge est causé par la rotation des pales et il est directement lié au carré de la vitesse angulaire du rotor. En effet, puisque la vitesse angulaire maximale du rotor se situe principalement dans la plage de 10-20 tr/min, les charges de traction centrifuge le long des pales ne sont souvent pas considérées comme des charges de contrôle de la conception ou des charges limitant la durée de vie (Grujicic et al., 2009). Selon (Zhang, Chen, & Huang, 2018), les charges centrifuges et gravitationnelles peuvent être ignorées dans les analyses de contraintes pour une simplification dans le modèle d'éléments finis. Ainsi, seules les charges aérodynamiques et leur moment sont pris en compte dans ce travail.

Les charges aérodynamiques sont évaluées par la théorie de l'élément de pale comme indiqué précédemment dans le CHAPITRE 5. Pour appliquer ces charges, la force axiale, la force tangentielle et le moment de tangage (*Pitching Moment*) ont été projetés sur les directions



axiale et tangentielle afin de pouvoir les implémenter dans le modèle d'éléments finis. Considérant un petit élément  $dr$  de la pale, les forces axiales  $dF_n$  et tangentielles  $dF_t$  sont définis comme suit (Zhang et al., 2018) :

$$dF_n = dF_L \cos(\varphi) + dF_D \sin(\varphi) \quad (6.1)$$

$$dF_t = dF_L \sin(\varphi) - dF_D \cos(\varphi) \quad (6.2)$$

Avec  $\varphi$  est l'angle du vent relatif, et  $dF_L$  et  $dF_D$  qui représentent respectivement la force de portance et la force de traînée. Le moment de tangage (*Pitching Moment*) dans chaque élément de la pale est donné par :

$$dM = \frac{1}{2} \rho c^2 U_{rel}^2 C_m dr \quad (6.3)$$

Avec,  $\rho$  la densité de l'air [ $\text{kg.m}^{-3}$ ],  $c$  la corde [m],  $U_{rel}$  la vitesse relative du vent [ $\text{m.s}^{-1}$ ] et  $C_m$  le coefficient de moment de la section.

La pale étudiée est conçue avec un matériau composite, le polymère renforcé de fibres de carbone (CFRP). Les composites présentent des avantages intéressants résidant principalement dans les bonnes caractéristiques mécaniques et thermiques en plus de meilleure durée de vie. Les propriétés mécaniques de la CFRP sont résumées dans le Tableau 6-1.

Tableau 6-1 Propriétés mécaniques de CFRP, tiré de (<https://solved4u.weebly.com/>)

Propriété	Valeur
Limite d'élasticité	110 MPa
Limite de traction	150 MPa
Module d'élasticité	130 MPa
Coefficient de Poisson	0,32
Masse volumique	1 300 $\text{kg/m}^3$
Module de cisaillement	318,9 MPa
Coefficient de dilatation thermique	$2,2 \cdot 10^{-5}/\text{Kelvin}$

### 6.3 Évaluation de la contrainte maximale

Après avoir défini le matériau de la pale, les charges aérodynamiques et leur moment ont été appliqués à la structure de la pale. Dans ce travail, la pale est non rotative, et une condition limite fixe est appliquée à la racine de la pale (encastrement). En affichant les contraintes de von Mises, on obtient un rendu visuel qui permet d'identifier facilement les zones de concentrations de contraintes dans la structure. Un exemple sous condition nominale (vitesse du vent nominale [11,4 m/s]) est présenté dans la Figure 6-2 (contrainte maximale de von Mises est de 141,280 MPa). Le résultat révèle que la zone critique pour la fatigue se trouve dans la zone proche de la racine de la pale (*hotspots*). Dans l'étude, la contrainte de von Mises est adoptée pour l'évaluation des dommages dus à la fatigue.

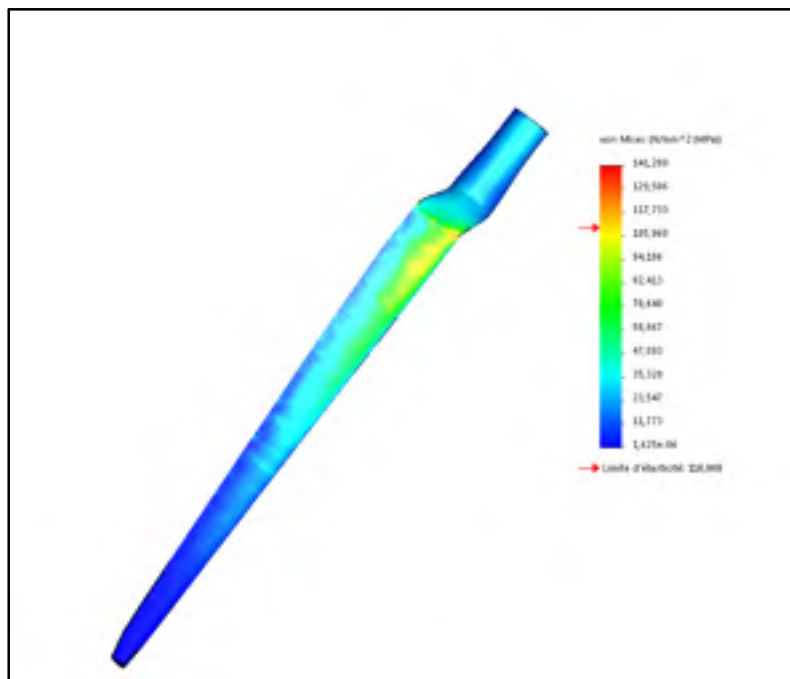


Figure 6-2 Contraintes maximales de von Mises pour  $V=11,4$  m/s

Un ensemble de simulations a été réalisé à l'aide de SolidWorks sous différentes vitesses de vent. Les distributions de contraintes de von Mises sont obtenues sous les différentes vitesses de vent. Par conséquent, un modèle de contrainte a été établi pour les vitesses du vent allant de la vitesse de démarrage (3 m/s) à la vitesse de coupure (25 m/s) de l'éolienne. En outre, on

suppose que lorsque la vitesse du vent est inférieure à 3 m/s ou supérieure à 25 m/s, le mécanisme de lacet (*Yaw*) fait tourner le rotor parallèlement à la direction du vent. En effet, on dit que les pales s'adaptent à la force du vent. Par conséquent, la contrainte de von Mises pourrait être considérée comme nulle si la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage et supérieure à la vitesse de coupure. Et au-delà de la vitesse nominale prévue, la contrainte maximale devient quasi stable. Cela s'explique par le fait que lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, l'angle d'attaque est diminué, ce qui conduit à une réduction de la surface du vent. L'éolienne maintient la vitesse angulaire stable pour produire une puissance stable.

#### 6.4 Modèle de dommages cumulés dus à la fatigue

Il existe trois modèles de résistance à la fatigue (Pratumpharat, 2012). Le premier est basé sur l'historique des contraintes (*Stress-Life Model*), le second utilise l'historique des déformations (*Strain-Life Model*) et le dernier est un modèle de propagation des fissures. Dans ce projet, on utilise l'historique des contraintes pour estimer le nombre de cycles à la fatigue. Les principales caractéristiques de la prévision de la durée de vie utilisant l'historique de contraintes sont basées sur la courbe  $S - N$ . Cette courbe définit une relation entre la contrainte  $S$  (ou  $\sigma$ ) et le nombre de cycles  $N$ .

Tout au long de l'analyse du cycle de contraintes, la terminologie suivante est utilisée :

- $N$  est le nombre de cycles à la rupture et  $n$  est le nombre de cycles appliqués.
- Contrainte maximale  $\sigma_{max}$
- Contrainte minimale  $\sigma_{min}$ .
- La valeur moyenne de la contrainte  $\sigma_m$ , elle est définie par :

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} \quad (6.4)$$

- Amplitude de la contrainte  $\sigma_a$  et elle est définie par :

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \quad (6.5)$$

- Le rapport de charge noté  $R$  (*stress ratio*) est défini comme étant le rapport entre la contrainte minimale et la contrainte maximale :

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} \quad (6.6)$$

En présentant les résultats de la fatigue sous la forme d'une courbe  $S - N$ , on définit la courbe des dommages reliant la contrainte au nombre de cycles à la rupture pour l'évaluation de la durée de vie en fatigue. De nombreux modèles  $S - N$  ont été utilisés dans la littérature (Burhan & Kim, 2018). L'adaptabilité du modèle à différentes valeurs de  $R$  peut-être un critère important pour une application plus extensive, bien que la plupart des modèles  $S - N$  ont été développés pour un ratio de contrainte particulier. Comme le montre la Figure 6-3 pour le diagramme de l'amplitude de la contrainte ( $\sigma_a$ ) en fonction de sa valeur moyenne ( $\sigma_m$ ), les rapports de contrainte ( $R$ ) sont divisés en quatre plages selon le type de charge : sous la charge de Traction-Traction (T-T)  $R = \{0,1\}$ , sous la charge de Traction-Compression (T-C)  $R = \{-1,0\}$ , sous la charge de Compression-Traction (C-T)  $R = \{-\infty, -1\}$  et sous la charge de Compression-Compression (C-C)  $R = \{-\infty, 1\}$ .

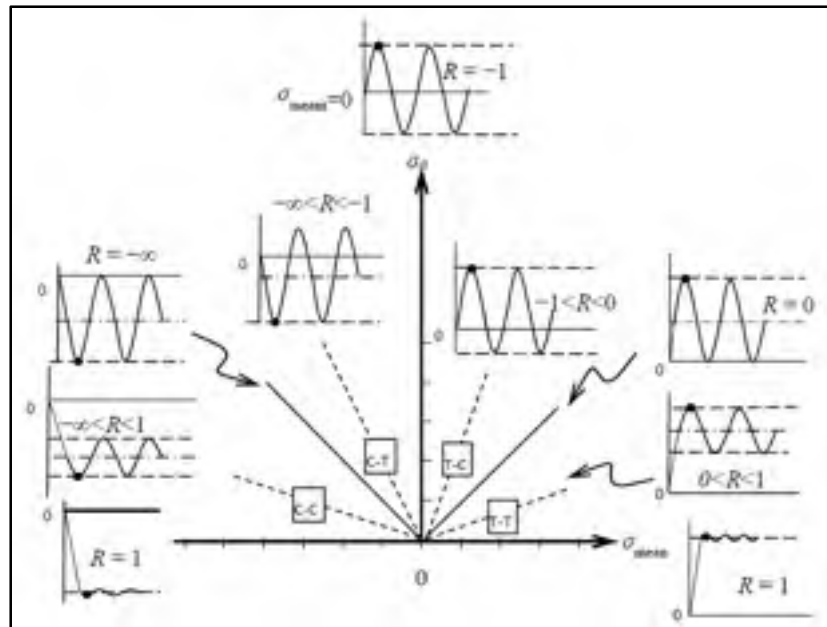


Figure 6-3 Valeurs du rapport de contrainte  $R$  du diagramme  $\sigma_a - \sigma_m$  pour les types de chargement T-T, T-C, C-T et C-C, tirée de (Burhan & Kim, 2018)

Le modèle de dommages développé par (Poursartip & Beaumont, 1986) pour un composite en fibre de carbone est basé sur le fait que le taux de croissance de  $dD/dN$  sous une charge cyclique est fonction des dommages instantanés  $D$ , de l'amplitude de la charge cyclique  $\sigma_a$ , et du rapport de charge  $R$ . La formulation générale est donc donnée par l'équation suivante (Poursartip & Beaumont, 1986) :

$$\frac{dD}{dN} = f(\sigma_a, R, D) \quad (6.7)$$

Étant donné la fonction  $f(\sigma_a, R, D)$ , le nombre de cycles à la rupture  $N$  peut-être estimer en utilisant l'équation intégrale ci-dessous :

$$N = \int_{[D_i, D_f]} \frac{1}{f(\sigma_a, R, D)} dD \quad (6.8)$$

L'étude porte sur un stratifié composite de fibres de carbone quasi isotrope avec des fibres XAS dans de la résine époxy BLS 914. Ce stratifié était un 8 plis (45/90/-45/0/0/-45/90/45) avec une épaisseur finale durcie de 1 mm (Poursartip et al., 1986).

Les données expérimentales ont permis d'estimer la fonction de taux de croissance des dommages en utilisant l'équation suivante :

$$f_{R=0,1} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}} \right) = 9,189 \cdot 10^{-5} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}} \right)^{6,393} \quad (6.9)$$

Les auteurs ont introduit l'effet du rapport  $R$  (en utilisant  $R=0,1$ ) comme condition du dommage de référence.

$$f_{R>0,1} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}}, R \right) = f_{R=0,1} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}} \right) \left[ \frac{\sigma_{m(R=0,1)}}{\sigma_{m(R>0,1)}} \right]^p \quad (6.10)$$

Où  $p \approx 2,7$  pour les petites plages de contraintes ( $\sigma_a/\sigma_{ult} < 0,38$ ) et  $p \approx 1,6$  pour les grandes plages de contraintes  $\sigma_a/\sigma_{ult} < 0,47$ .

De plus, les dommages causés par la fatigue sont fonction de la contrainte maximale. L'identification à partir de données expérimentales conduit à la relation suivante :

$$D_f \left( \frac{\sigma_{max}}{\sigma_{ult}} \right) = 2,857 \left( 1 - \frac{\sigma_{max}}{\sigma_{ult}} \right) \quad (6.11)$$

Les relations (6.4) (6.5) et (6.6) conduisent à définir  $\sigma_m$  comme suit :

$$\sigma_m = \frac{1 + R}{1 - R} \sigma_a \quad (6.12)$$

Et par conséquent

$$\left[ \frac{\sigma_{m(R>0,1)}}{\sigma_{m(R=0,1)}} \right] = \frac{(1 + 0,1)(1 - R)}{(1 - 0,1)(1 + R)} = 1,222 \frac{(1 - R)}{(1 + R)} \quad (6.13)$$

En fin, le remplacement des équations de (6.9) à (6.13) dans l'équation (6.8), et la résolution de l'intégrale conduisent à la courbe  $S-N$  donnée par l'équation (6.14) :

$$N \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}}, R \right) = 3,108 \cdot 10^4 \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}} \right)^{-6,393} \left( 1,222 \frac{(1-R)}{(1+R)} \right)^{p \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_{ult}} \right)} \left( 1 - \frac{\sigma_a}{(1-R)\sigma_{ult}} \right) \quad (6.14)$$

En utilisant le modèle précédent, une représentation de la courbe  $S - N$  est présentée dans la Figure 6-4 pour différentes valeurs du rapport de contrainte  $R$ .

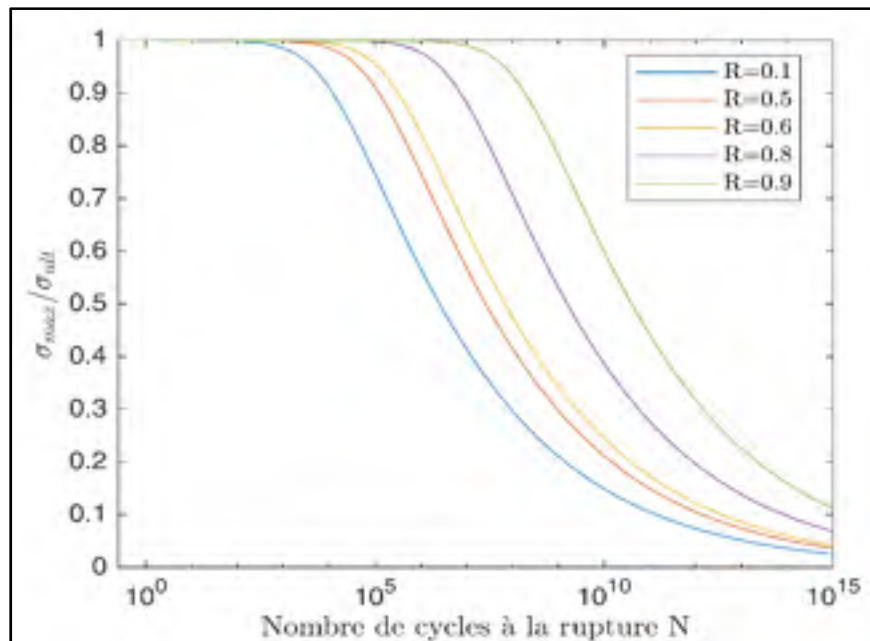


Figure 6-4 Courbe  $S - N$  pour la charge de fatigue en traction pour différentes valeurs de  $R$

Pendant la durée de vie de l'éolienne, les pales sont soumises à des charges cycliques d'amplitudes variables. Lorsque l'amplitude de la charge varie avec le temps, il est plus difficile de définir ce qui constitue un cycle et l'amplitude correspondante. La définition d'un « cycle » dépend donc de chaque méthode de comptage. Dans ce travail, la méthode utilisée pour le comptage des cycles est la méthode du Rainflow (Matsuishi & Endo, 1968). En effet, en utilisant le profil de contrainte obtenu à travers la modélisation par éléments finis, la

méthode du Rainflow a été appliquée. Ainsi, le Rainflow nous a permis de déterminer le nombre de cycles, la valeur moyenne du cycle et l'amplitude du cycle.

Dans ce travail, le choix du modèle de dommage est basé sur la valeur de  $R$ . En effet, à partir des résultats du Rainflow normalisé qui est illustré dans la Figure 6-5, nous pouvons déterminer la marge des valeurs de  $R$ . D'après la Figure 6-5 on remarque que les valeurs de  $R$  trouvées sont supérieures à 0,1. Rappelant que le modèle de (Poursartip & Beaumont, 1986) est limité aux cycles de chargement lorsque  $R \geq 0,1$ . Par conséquent, ce modèle est bien approprié aux résultats obtenus par la méthode Rainflow appliquée au profil de contraintes générée. Le modèle (Poursartip & Beaumont, 1986) est donc adapté pour le cas de ce projet.

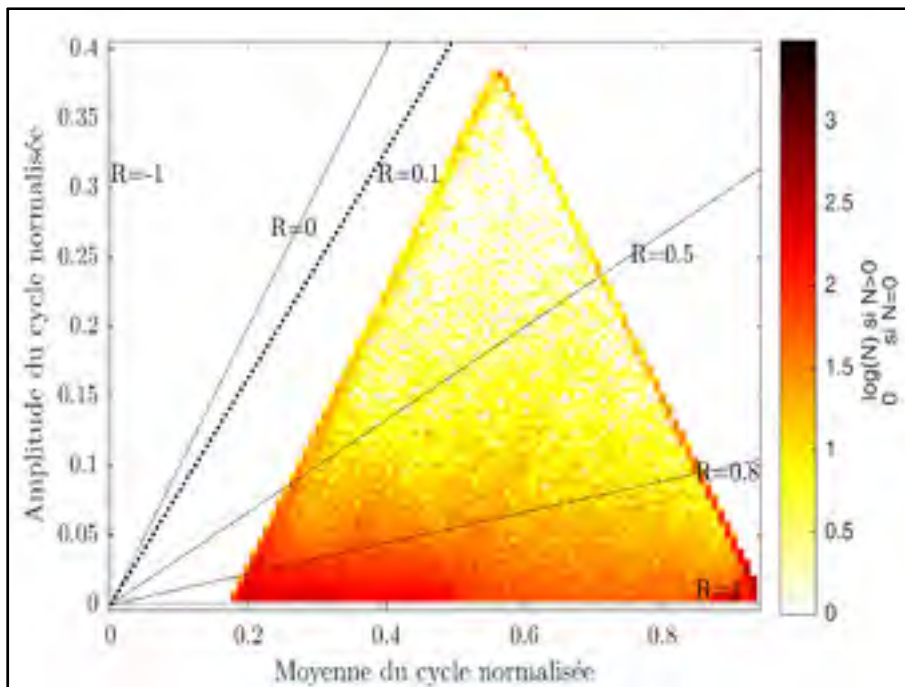


Figure 6-5 Résultats normalisés de Rainflow,  $\sigma_a$  en fonction de  $\sigma_m$

Ces résultats peuvent ensuite être utilisés avec une loi appropriée sur les dommages cumulés pour prévoir la durée de vie du matériau. La règle de Miner (Miner, 1945) nous permet d'évaluer l'endommagement par fatigue lorsque le chargement a une amplitude variable. Cette règle est basée sur l'hypothèse que les dommages correspondants sont additifs. Par conséquent,



la rupture se produit lorsque la somme de dommages atteint l'unité. Supposons que la pale d'éolienne ne puisse tolérer qu'une certaine quantité de dommage,  $D$ . Si cette dernière subit des dommages  $D_i$  ( $1 \dots m$ ) provenant de  $m$  sources, on considère alors que la rupture par fatigue de l'élément de structure se produit lorsque (Manwell et al., 2009) :

$$D = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N_i} = 1 \quad (6.15)$$

Avec  $N_i$  le nombre de cycles jusqu'à la défaillance au niveau de contrainte  $\sigma_i$ ,  $n_i$  est le nombre de cycles de Rainflow comptés pour chaque cycle de contrainte au niveau de contrainte  $\sigma_i$ , et  $m$  désigne le nombre total de cycles de Rainflow.

## 6.5 Estimation de la durée de vie de l'éolienne

Nous disposons d'un historique de la vitesse du vent sur environ 10 ans pour chacune des 73 éoliennes du parc B-1-Gaspésie. En prenant l'exemple d'une éolienne dans le parc étudié, l'historique de la vitesse correspond à des mesures chaque 10 min, soit 493776 enregistrements ( $\approx 9.4$  ans). La première étape a consisté à éditer l'historique en éliminant les valeurs aberrantes et manquantes, ce qui a permis d'obtenir environ 7,4 ans de données valides. Ces données ont ensuite été incorporées au modèle des éléments finis pour déterminer le profil de contrainte maximale dans la pale sur cette période. Ensuite, l'historique des contraintes obtenues a été exploité pour déterminer le nombre total de cycles par la méthode de Rainflow. Ainsi, le modèle de dommage retenu a été appliqué et la règle de Miner a été utilisée afin d'estimer la durée de vie de l'éolienne. Les résultats de l'éolienne étudiée (WT1) sont résumés dans Tableau 6-2.

Tableau 6-2 Estimation du dommage cumulé dû à la fatigue et la durée de vie de l'éolienne

Éolienne	Temps de mesures (ans)	Temps de simulation (ans)	Dommage, $D$	Durée de vie estimée (ans)
WT1	9,389	7,445	0,174	42,8

L'objectif principal de ce projet est d'estimer le dommage cumulé des éoliennes du parc éolien étudié. En effet, le modèle établi a été appliqué pour toutes les 73 éoliennes du parc B-1-Gaspésie afin d'estimer le dommage cumulé pour chaque éolienne. Une représentation de la variation des dommages cumulés des 73 éoliennes en fonction de la localisation géographique des éoliennes dans le site étudié est illustrée dans la Figure 6-6.

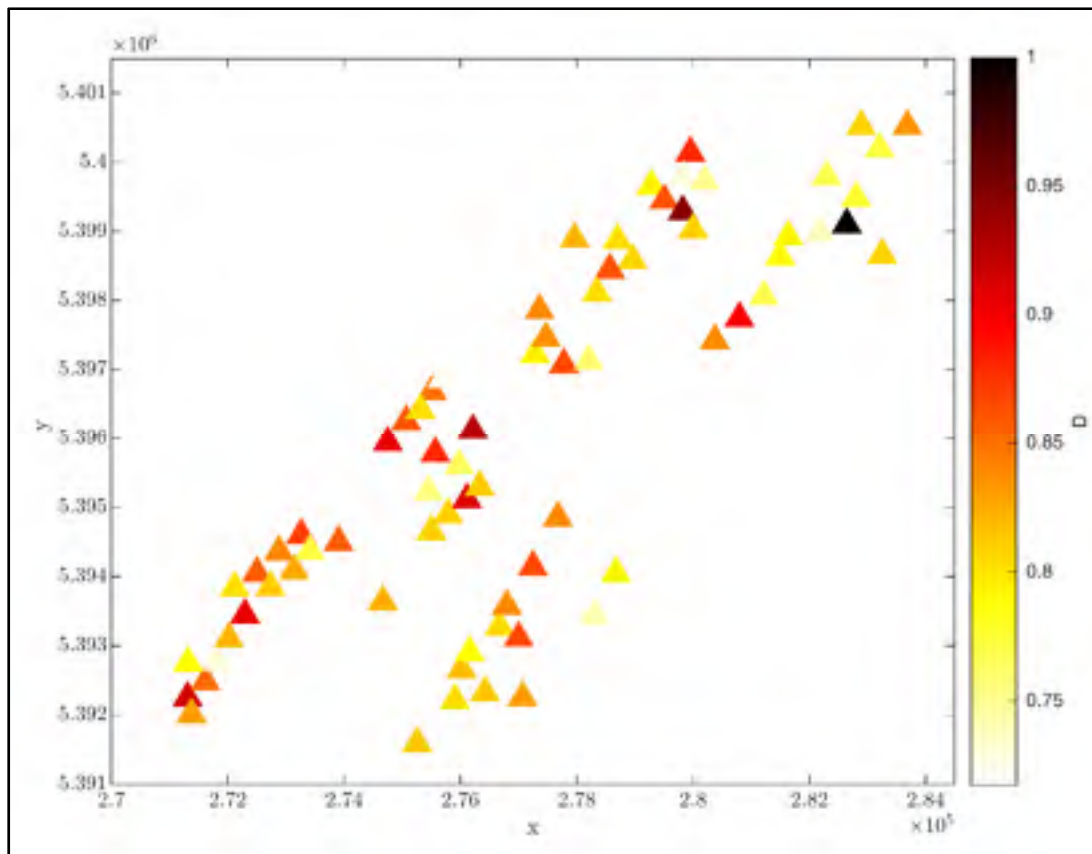


Figure 6-6 Dommages normalisés en fonction de la disposition géographique des éoliennes du parc B-1-Gaspésie

Les résultats trouvés montrent qu'il y a une différence significative entre les niveaux de dommage des éoliennes. À titre d'exemple, le point en noir dans la figure est très différent en termes de fatigue et cela en raison des conditions environnementales dans lesquelles cette éolienne est exposée et elle représente l'éolienne la plus endommagée du parc étudié (voir Figure 6-6). Par ailleurs, les autres éoliennes ne sont pas très différentes les unes aux autres et

nous pouvons voir qu'elles sont réparties pour constituer une sorte de groupes qui sont similaires en termes de dommages dus à la fatigue. La couleur dans la Figure 6-6 représente le niveau d'endommagement de l'éolienne. Par exemple, on peut considérer que les éoliennes (les points les plus claires dans la figure) constituent un groupe (*cluster*) qui est le moins défaillant et dont les éléments ont approximativement le même niveau de dommage et on pourrait donc effectuer une maintenance simultanée sur les éléments de ce regroupement. En effet, ces résultats qui comparent les éoliennes en termes de niveau d'endommagement pourraient être un excellent outil pour une décision de maintenance. Cela nous permet de cibler les éoliennes qui doivent être entretenues (ou même un démantèlement de la machine, qui se fait généralement autour de sa durée de vie prévue) en priorité en fonction de leur niveau d'endommagement.

## 6.6 Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle par éléments finis est établi en utilisant les charges aérodynamiques appliquées sur la pale de l'éolienne pour évaluer l'historique des contraintes. Ensuite, la méthode de Rainflow a été employée sur l'historique de contraintes pour déterminer le nombre total de cycles appliqués ( $n$ ). En se basant sur la variation du rapport de charge ( $R$ ), un modèle de dommage a ensuite été sélectionné pour calculer le nombre de cycles à la rupture ( $N$ ). Enfin, la règle de Miner a été employée pour estimer les dommages cumulés et la durée de vie de l'éolienne. Le travail effectué a été appliqué à l'ensemble du parc éolien et les résultats montrent une variation des niveaux de fatigue pour les différentes éoliennes. Ces résultats pourraient être un moyen efficace pour surveiller l'état des machines. Ainsi, il constitue un outil de planification de la maintenance préventive ce qui réduit le coût de la maintenance qui représente une part importante du coût total d'un projet éolien.



## CONCLUSION DU PROJET

Le but de ce projet de recherche était le développement d'un outil d'aide à la décision qui permet aux exploitants des parcs éoliens à optimiser les opérations de la maintenance. Il consiste en un modèle mathématique permettant d'estimer les dommages cumulés dans les éoliennes en vue d'optimiser les opérations de maintenance.

Dans ce projet, de nombreuses thématiques ont été évoquées. Tout d'abord, la vitesse du vent a été modélisée pour la période à laquelle nous disposons des données historiques du parc B-1-Gaspésie. De plus, des profils annuels, saisonniers et mensuels de la vitesse du vent ont été établis, dans lesquels les caractéristiques statistiques de chaque période ont été comparées. La distribution de Weibull a été choisie *a priori* comme la plus appropriée pour décrire le vent au site étudié. Ensuite, en partant des caractéristiques statistiques du vent observé, un modèle capable de générer des vitesses de vent a été développé en utilisant un processus stochastique avec la distribution de Weibull et sa fonction d'autocorrélation. Une étude aérodynamique a ensuite été menée pour évaluer les forces aérodynamiques appliquées aux pales de l'éolienne. L'étude a été réalisée en recourant à une éolienne de référence NREL 5 MW, puis les résultats ont été validés par la comparaison aux résultats expérimentaux décrits dans les spécifications de cette éolienne de référence.

La détermination des charges aérodynamiques avait pour but de permettre de dresser un historique des contraintes. Pour y parvenir, un modèle structural par éléments finis est établi. À travers des simulations numériques, nous avons établi une relation entre la contrainte mécanique appliquée à la pale de l'éolienne et la vitesse du vent. Puis, la méthode de Rainflow a été appliquée en se basant sur l'historique des contraintes afin de déterminer le nombre de cycles total appliqué. Par la suite, un modèle de dommages a été choisi pour définir la courbe S-N afin de pouvoir calculer le nombre de cycles à la rupture.

Un modèle de dommage linéaire qui est le plus souvent utilisé a été retenu dans ce travail, il s'agit de la règle de Miner. Cela a permis d'estimer l'accumulation des dommages de

l'éolienne. Finalement, ce modèle a été appliqué à la totalité des éoliennes du parc étudié. Par conséquent, le niveau d'endommagement de toutes les éoliennes du parc a été obtenu.

Dans cette finalité, le modèle proposé permet aux exploitants de parcs éoliens de réduire les coûts de maintenance en planifiant toute activité d'inspection et toute opération de maintenance selon le niveau de dommage observé. Il permet enfin de prolonger la durée de vie de l'éolienne.

## RECOMMANDATIONS

Ce travail de recherche, qui a été accompli au cours des deux dernières années en vue de l'obtention de la maîtrise en génie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, a abouti à des résultats substantiels. Comme mentionné auparavant, l'objectif de cette recherche était la mise en place d'un outil d'aide à la décision pour les exploitants de parcs éoliens afin de permettre une maintenance prédictive optimale des éoliennes.

Suite aux résultats obtenus et aux hypothèses retenues, des recommandations utiles qui pourraient contribuer à l'amélioration du modèle développé peuvent être envisagées à ce stade.

- Dans ce projet, il a été supposé que la plus grande partie des dommages dus à la fatigue soit censée s'accumuler pendant le fonctionnement donc lorsque l'éolienne produit de l'énergie. Par conséquent, il est considéré que le mode de fonctionnement dans lequel se fait la production d'énergie est l'événement le plus critique qui entraîne la fatigue de la machine. Cependant, en plus du mode opérationnel normal, d'autres conditions opérationnelles peuvent entraîner des dommages par fatigue et qui pourraient être considérés. On peut citer :
  - Démarrage de la machine : Le démarrage peut être considéré comme un éventuel événement de fatigue. Par exemple, la connexion d'un générateur électrique au réseau peut provoquer des charges transitoires élevées dans le système de transmission (Drive train) et les pales du rotor.
  - Arrêt de l'éolienne : Pendant le fonctionnement, l'éolienne sera arrêtée de façon contrôlée à deux niveaux de vitesse du vent qui sont respectivement à la vitesse de coupure et plus souvent à une vitesse un peu avant d'atteindre la vitesse de coupure. Le dernier niveau est fréquent, mais il engendre des charges aérodynamiques modérées. Alors que le premier qui est l'arrêt au niveau de vitesse de coupure est généralement rare, mais peut être associé à des charges aérodynamiques élevées.

- Arrêt immédiat de sécurité : Indépendamment de la procédure d'arrêt normale, la plupart des éoliennes disposent, pour des raisons de sécurité, d'une procédure ou d'un système de freinage d'urgence qui est activé lorsque la procédure d'arrêt contrôlée ne fonctionne pas ou en cas de danger immédiat. En effet, cette procédure peut entraîner des charges différentes et plus sévères que celle d'arrêt normal et il peut être pris en compte lors l'analyse de la fatigue.
  - Défaut d'alignement de systèmes de lacet : Le désalignement en lacet, qui est la différence entre la direction moyenne du vent et la direction de l'axe du rotor, provoque des charges aérodynamiques cycliques sur les pales. En particulier pour une éolienne à régulation par décrochage, le désalignement en lacet peut contribuer de manière significative aux charges de fatigue.
- La modélisation des contraintes par le modèle d'éléments finis a été effectuée pour les vitesses de vent comprises entre la vitesse de démarrage (3 m/s) et la vitesse de coupure de l'éolienne (25 m/s). En pratique, en raison du système de lacet qui fait tourner le rotor parallèlement à la direction du vent pour un vent inférieur à 3 et supérieur à 25 m/s, alors la vitesse du vent en dehors de cet intervalle a été négligée. D'une part, il est important de noter que même si les vitesses de vent supérieures à 25 m/s sont moins fréquentes, elles affectent la fiabilité du matériau et pourraient alors être prises en compte dans la modélisation. D'autre part, la fatigue se produit même lorsque les charges appliquées sont bien faibles. Cela implique que non seulement les valeurs de charge extrêmes sont importantes, mais que l'historique de la charge sur une petite échelle de temps affecte la fiabilité des composants en raison des dommages causés par la fatigue.
  - Dans notre étude, les fluctuations des charges aérodynamiques ont été prises en compte dans l'analyse par éléments finis afin de dresser l'historique des contraintes et, pour simplifier, d'autres charges comme les charges centrifuges, les charges gravitationnelles et des charges additionnelles causées par l'accumulation de givre atmosphérique sur les pales ont été négligées. Dans le but de comparer entre les



éoliennes d'un même parc en termes de niveau de dommages, ces hypothèses n'ont pas une grande influence puisque le dommage est estimé pour toutes les machines par le même modèle. Cependant, ces suppositions peuvent expliquer les résultats de la durée de vie estimée, qui est légèrement élevée par rapport la durée de vie de conception. Par conséquent, en tenant compte de toutes les charges auxquelles l'éolienne est soumise pourrait conduire à des résultats plus précis.

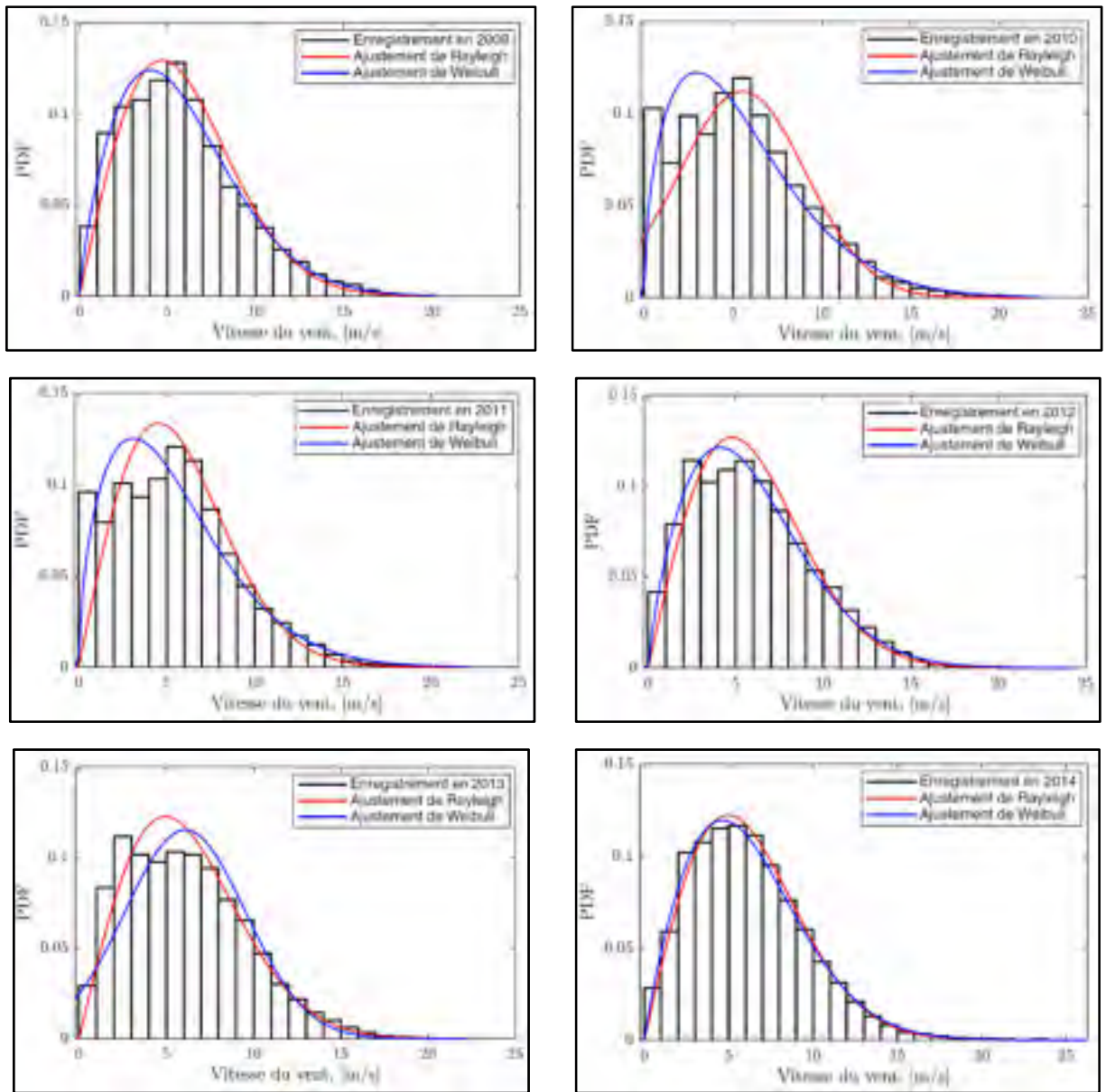
- Comme nous l'avons déjà mentionné, il existe trois méthodes principales pour la modélisation de résistance à la fatigue (*Stress-Life Method*, *Strain-Life Method* et *Crack Growth Method*). Dans ce projet, la méthode « Stress-Life » a été appliquée pour l'estimation de la durée de vie en fatigue en utilisant l'historique de contraintes, et qui est basé sur l'application des caractéristiques de la courbe  $S - N$ . En effet, tout comme la méthode « *Stress-Life* », la méthode « *Strain-Life* » utilise l'historique de la charge (ici la déformation au lieu de la contrainte) à l'endroit critique et une technique d'accumulation des dommages telle que la règle de Miner pour estimer la durée de vie en fatigue. Cependant, la méthode de croissance des fissures (*Crack Growth Method*), suppose qu'une fissure a déjà été amorcée dans la structure et donc c'est la durée de propagation qui est estimée. La méthode est conçue pour établir une relation entre les contraintes et la taille et la forme des fissures. Comme indiqué dans (Adedipe, Brennan, & Kolios, 2016) la contrainte moyenne, ou le rapport de contrainte est une variable qui influence le comportement des fissures dues à la fatigue des matériaux. En effet, cette méthode pourrait être également un choix judicieux pour l'analyse de la fatigue des pales d'éoliennes.
- En ce qui concerne la loi de l'accumulation des dommages, nous avons utilisé la règle de Miner qui est un modèle linéaire. Cette dernière ne prend pas en compte l'ordre dans lequel se produisent les cycles de forte contrainte par rapport à ceux de faible contrainte. Par conséquent, l'ordre peut affecter la durée de vie en fatigue.

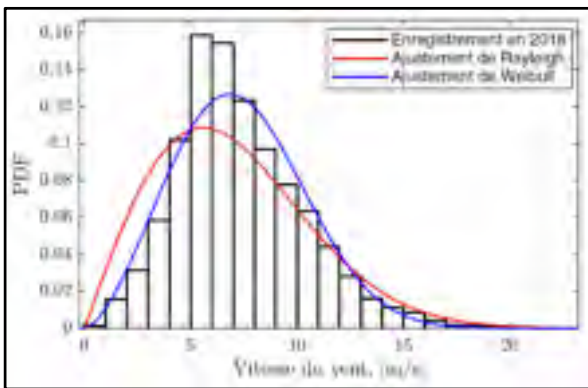
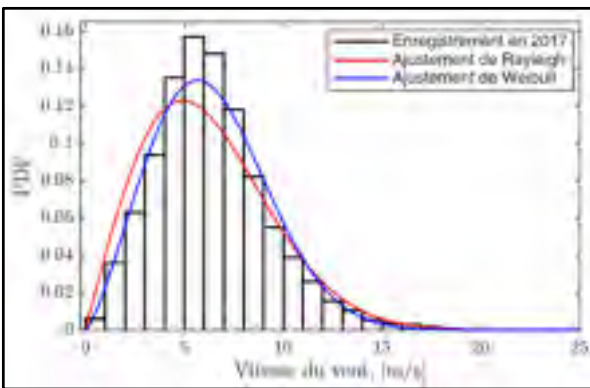
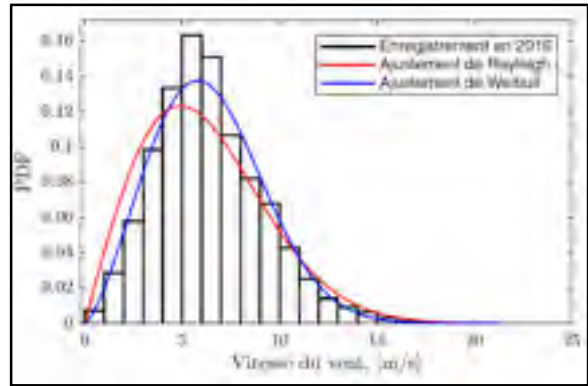
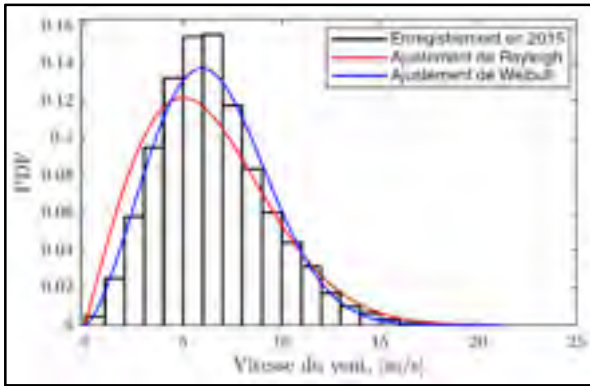
- Dans ce travail, une estimation des dommages dans les pales a été réalisée, et selon laquelle nous évaluons l'état de l'éolienne. De nombreuses autres recherches ont été menées, notamment pour la boîte de vitesse ou la tour, etc. Néanmoins, la configuration complexe de différents composants de l'éolienne rend plus difficile une analyse de la fatigue de l'ensemble de l'éolienne. Par conséquent, un intérêt particulier doit être porté aux interactions entre tous les composants, en particulier dans des conditions de fonctionnement. Ces interactions peuvent avoir un effet majeur sur le comportement en fatigue de la machine.
- Le niveau de dommages obtenu pour chaque éolienne dans l'ensemble du parc éolien étudié pourrait être un excellent outil pour optimiser les stratégies de maintenance. Toutefois, un historique de la maintenance est nécessaire pour valider ces résultats. En effet, le nombre d'interventions et leurs durées pourraient être un bon indicateur pour valider le niveau de dommage observé.

## ANNEXE I

### FONCTION DE DENSITÉ DE PROBABILITÉ

Tableau -A I-1. Ajustement de Weibull et Rayleigh de la fonction de densité cumulative pour les 10 années

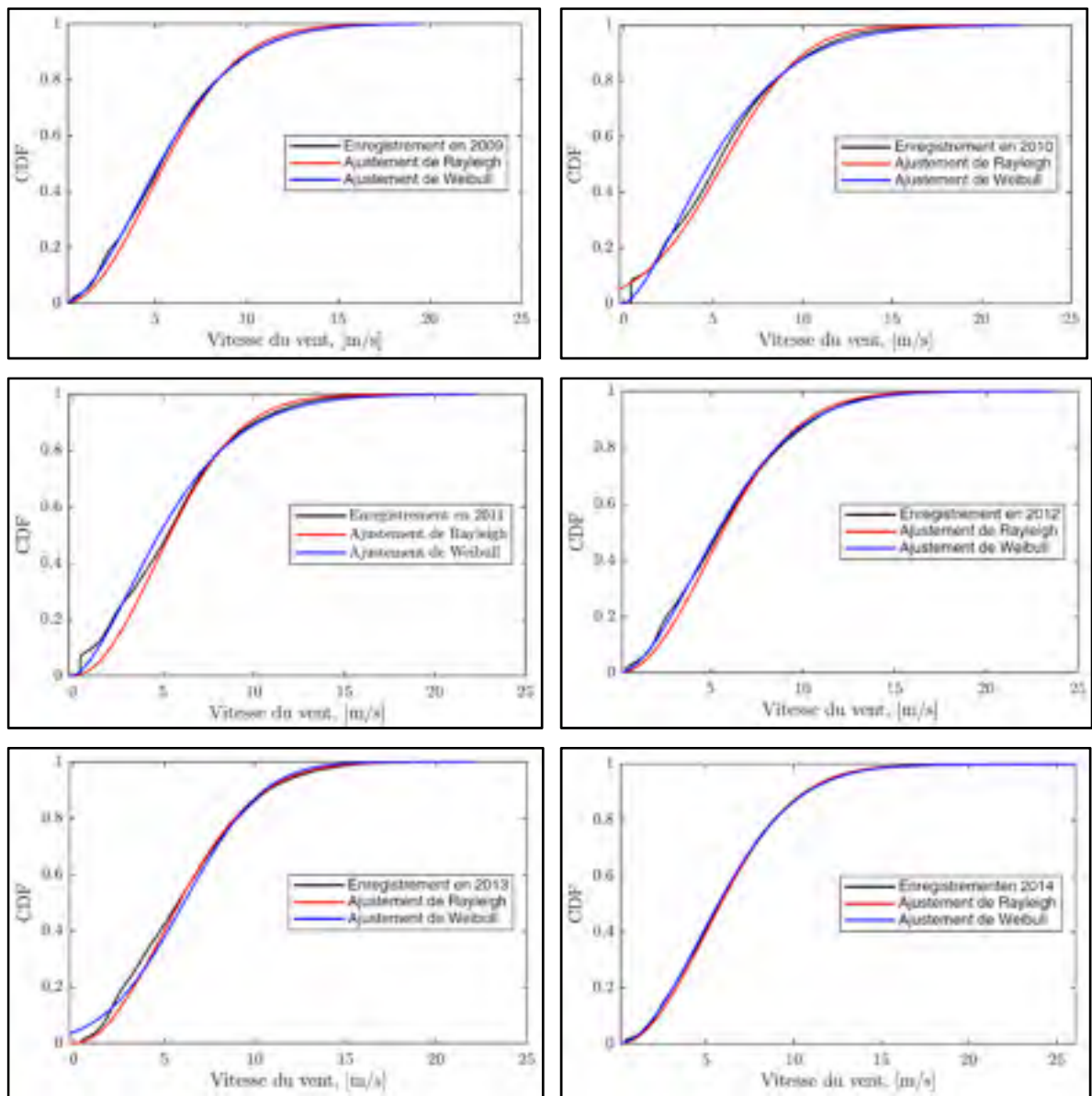


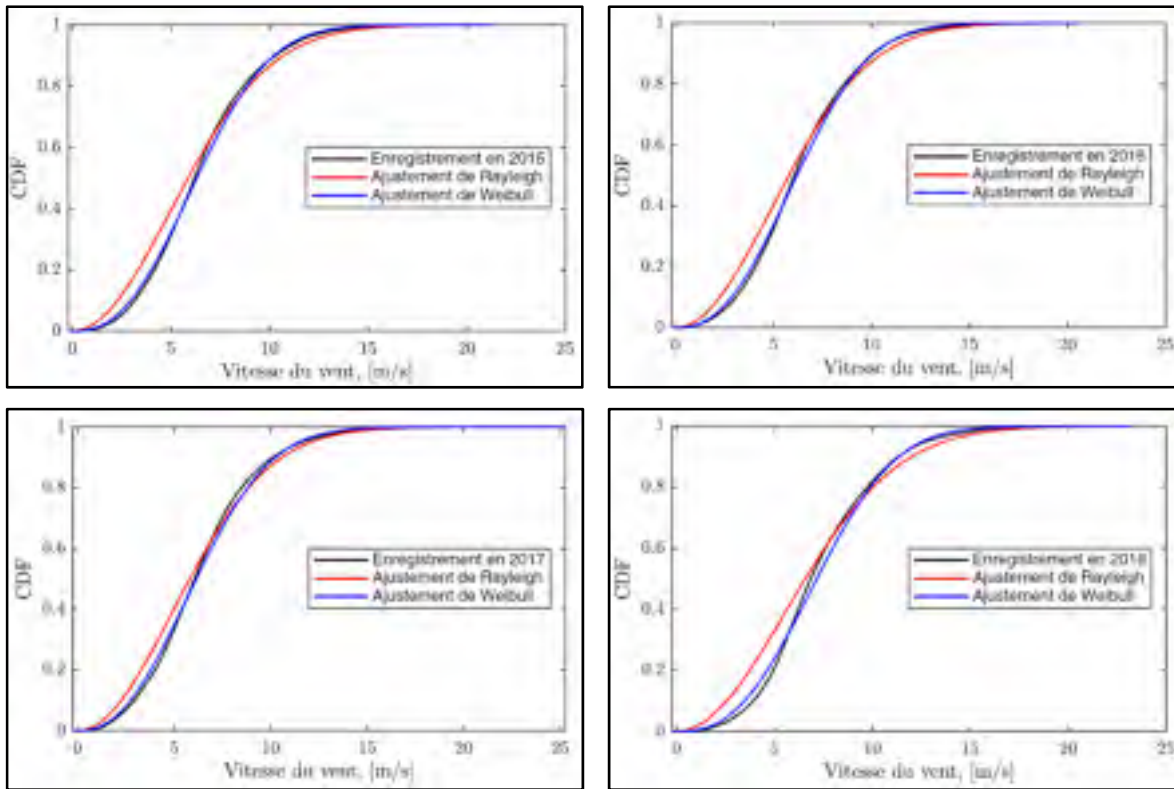


## ANNEXE II

### FONCTION DE DENSITÉ CUMULATIVE

Tableau -A II-1. Ajustements de Weibull et Rayleigh de la fonction de densité cumulative pour les 10 années





## ANNEXE III

### PROPRIÉTÉS STATISTIQUES

Tableau -A III-1. Vitesse moyenne mensuelle du vent pendant 10 ans

Mois	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Janvier	-	6,51	6,21	6,75	8,08	7,17	7,50	7,62	6,99	7,81
Février	6,25	7,59	6,80	5,84	7,00	6,25	6,99	7,55	6,70	6,90
Mars	6,04	6,53	6,44	6,23	6,59	7,37	7,39	7,04	7,12	7,91
Avril	6,69	5,24	6,64	6,36	5,94	6,06	7,16	6,74	5,54	6,58
Mai	5,81	5,69	5,07	5,27	4,87	4,12	6,12	5,02	6,37	6,84
Juin	5,27	4,70	4,50	4,50	5,52	4,82	5,35	5,89	5,02	-
Juillet	4,08	4,70	4,38	4,72	5,63	5,45	5,12	5,22	5,19	-
Août	4,56	4,08	4,87	4,78	4,24	4,69	5,00	5,21	5,39	-
Septembre	5,42	6,17	5,34	5,47	6,53	6,24	6,22	5,86	5,58	-
Octobre	5,37	7,11	6,30	6,58	5,47	6,41	6,48	6,46	6,84	-
Novembre	5,97	5,56	6,34	6,16	7,20	7,47	6,83	5,92	7,04	-
Décembre	7,67	8,32	5,84	7,22	6,77	7,00	7,25	7,14	7,59	-

Tableau -A III-2. Écart type mensuel pendant 10 ans

Mois	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Janvier	-	0,985	0,908	1,048	1,133	1,046	1,051	1,073	1,002	1,128
Février	0,941	1,070	1,008	0,928	1,036	0,947	1,064	1,050	1,037	1,044
Mars	0,970	0,949	1,009	0,980	1,000	1,110	1,038	1,019	1,047	1,187
Avril	1,018	0,862	1,048	1,031	0,959	1,020	1,066	1,006	0,869	0,984
Mai	0,906	0,937	0,874	0,878	0,838	0,812	0,876	0,838	0,892	0,942
Juin	0,847	0,781	0,789	0,787	0,857	0,766	0,821	0,898	0,805	-
Juillet	0,684	0,740	0,718	0,762	0,820	0,803	0,785	0,804	0,798	-
Août	0,724	0,682	0,761	0,714	0,666	0,714	0,732	0,804	0,796	-
Septembre	0,749	0,822	0,809	0,776	0,883	0,906	0,851	0,840	0,811	-
Octobre	0,843	1,086	0,942	0,977	0,835	0,894	0,932	0,880	0,990	-
Novembre	0,911	0,857	0,964	0,926	1,057	1,057	0,969	0,866	1,037	-
Décembre	1,118	1,132	0,888	1,082	0,961	1,066	1,001	1,019	1,059	-

Tableau -A III-3. Intensité de la turbulence mensuelle (en %) pendant 10 ans

Mois	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Janvier	-	15,14	14,64	15,52	14,01	14,59	14,01	14,08	14,34	14,44
Février	15,04	14,11	14,84	15,89	14,81	15,15	15,22	13,91	15,48	15,13
Mars	16,07	14,54	15,65	15,74	15,17	15,05	14,04	14,47	14,71	15,01
Avril	15,21	16,45	15,78	16,20	16,15	16,83	14,88	14,91	15,67	14,97
Mai	15,95	17,37	16,40	15,66	16,48	17,00	15,47	16,58	14,98	15,27
Juin	16,08	16,61	17,54	17,48	15,51	15,90	15,34	15,25	16,02	-
Juillet	16,79	15,73	16,38	16,17	14,57	14,72	15,35	15,38	15,38	-
Août	15,87	16,71	15,64	14,95	15,72	15,24	14,62	15,41	14,76	-
Septembre	13,81	13,33	15,15	14,18	13,51	14,54	13,67	14,35	14,54	-
Octobre	15,70	15,29	14,95	14,84	15,24	13,95	14,38	13,63	14,48	-
Novembre	15,26	15,41	15,21	15,04	14,68	14,16	14,20	14,64	14,73	-
Décembre	14,58	13,61	15,22	14,99	14,19	15,23	13,80	14,28	13,95	-

Tableau -A III-4. Facteur de forme mensuel de la distribution de Weibull pendant 10 ans

Mois	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Janvier	-	1,92	1,74	2,10	2,34	2,24	2,79	2,89	2,87	2,92
Février	1,51	2,24	2,04	1,82	1,53	2,03	2,43	3,10	2,35	2,99
Mars	1,75	1,77	1,98	1,84	2,15	2,41	3,03	2,61	2,61	2,75
Avril	2,07	1,76	2,19	1,89	1,78	1,96	2,68	2,78	2,69	2,41
Mai	1,88	1,92	1,73	1,93	1,86	2,51	2,68	2,58	2,39	2,85
Juin	1,98	1,74	2,00	1,90	2,14	1,90	2,56	2,64	2,43	-
Juillet	1,87	2,21	1,78	1,89	2,13	2,17	2,34	2,36	2,93	-
Août	1,99	1,81	1,73	1,92	3,77	1,53	3,09	2,60	2,50	-
Septembre	2,43	2,04	1,91	1,88	2,55	2,51	3,08	2,87	2,75	-
Octobre	1,59	2,46	2,05	1,74	2,02	2,09	2,62	2,70	2,85	-
Novembre	1,92	1,87	2,23	1,83	2,04	2,16	2,74	2,40	2,69	-
Décembre	1,97	1,61	1,98	1,90	1,93	2,05	2,80	2,66	2,47	-



Tableau -A III-5. Facteur d'échelle mensuel de la distribution de Weibull pendant 10 ans

<b>Mois</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Moyenne</b>
<b>Janvier</b>	-	7,32	6,99	7,61	9,12	8,08	8,43	8,52	7,83	8,75	8,07
<b>Février</b>	6,93	8,54	7,67	6,56	7,76	7,05	7,89	8,44	7,56	7,74	7,61
<b>Mars</b>	6,77	7,31	7,28	6,98	7,42	8,32	8,28	7,94	8,02	8,89	7,72
<b>Avril</b>	7,56	5,89	7,49	7,15	6,65	6,82	8,05	7,57	6,23	7,42	7,08
<b>Mai</b>	6,54	6,42	5,68	5,95	5,49	4,65	6,90	5,66	7,19	7,67	6,21
<b>Juin</b>	5,93	5,26	5,10	5,42	6,22	5,42	6,02	6,63	5,67	-	5,74
<b>Juillet</b>	4,59	5,31	4,92	5,30	6,36	6,15	5,78	5,90	5,82	-	5,57
<b>Août</b>	5,13	4,58	5,45	5,38	4,67	5,20	5,59	5,85	6,08	-	5,33
<b>Septembre</b>	6,12	6,98	6,00	6,16	7,34	7,01	6,94	6,56	6,28	-	6,60
<b>Octobre</b>	5,97	7,99	7,09	7,37	6,15	7,23	7,29	7,27	7,67	-	7,11
<b>Novembre</b>	6,71	6,26	7,11	6,92	8,09	8,43	7,66	6,67	7,92	-	7,31
<b>Décembre</b>	8,64	9,08	6,59	8,13	7,60	7,91	8,14	8,02	8,57	-	8,08



## LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Adedipe, O., Brennan, F., & Kolios, A. (2016). Review of corrosion fatigue in offshore structures: Present status and challenges in the offshore wind sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *61*, 141-154.
- Alavi, O., Sedaghat, A., & Mostafaeipour, A. (2016). Sensitivity analysis of different wind speed distribution models with actual and truncated wind data: A case study for Kerman, Iran. *Energy Conversion and Management*, *120*, 51-61. doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.078
- Azad, K., Rasul, M., Halder, P., & Sutariya, J. (2019). Assessment of Wind Energy Prospect by Weibull Distribution for Prospective Wind Sites in Australia. *Energy Procedia*, *160*, 348-355. doi: 10.1016/j.egypro.2019.02.167
- Barbosa, J. F., Correia, J. A., Júnior, R. F., & De Jesus, A. M. (2020). Fatigue life prediction of metallic materials considering mean stress effects by means of an artificial neural network. *International Journal of Fatigue*, *135*, 105527.
- Barbounis, T., & Theocharis, J. B. (2007). A locally recurrent fuzzy neural network with application to the wind speed prediction using spatial correlation. *Neurocomputing*, *70* (7-9), 1525-1542.
- Basquin, O. (1910). The exponential law of endurance tests. Dans *Proc Am Soc Test Mater* (Vol. 10, pp. 625-630).
- Bergami, L., & Gaunaa, M. (2014). Analysis of aeroelastic loads and their contributions to fatigue damage. *Journal of Physics: Conference Series*, *555*, 012007. doi: 10.1088/1742-6596/555/1/012007
- Braccesi, C., Cianetti, F., Lori, G., & Pioli, D. (2015). Random multiaxial fatigue: A comparative analysis among selected frequency and time domain fatigue evaluation methods. *International Journal of Fatigue*, *74*, 107-118.
- Brett, A. C., & Tuller, S. E. (1991). The autocorrelation of hourly wind speed observations. *Journal of Applied Meteorology*, *30* (6), 823-833.
- Broutman, L., & Sahu, S. (1972). A new theory to predict cumulative fatigue damage in fiberglass reinforced plastics. Dans *Composite materials: Testing and design (second conference)*. ASTM International.

- Burhan, I., & Kim, H. (2018). S-N Curve Models for Composite Materials Characterisation: An Evaluative Review. *Journal of Composites Science*, 2 (3), 38. doi: 10.3390/jcs2030038
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind energy handbook* (Vol. 2). Wiley Online Library.
- Cadenas, E., & Rivera, W. (2009). Short term wind speed forecasting in La Venta, Oaxaca, México, using artificial neural networks. *Renewable Energy*, 34 (1), 274-278.
- Calderón-Urísar-Aldaca, I., Biezma, M. V., Matanza, A., Briz, E., & Bastidas, D. M. (2020). Second-order fatigue of intrinsic mean stress under random loadings. *International Journal of Fatigue*, 130, 105257.
- CanWEA. (2020). Installed Capacity. Repéré à <https://canwea.ca/wind-energy/installed-capacity/>
- Chauhan, A., & Saini, R. (2014). Statistical analysis of wind speed data using Weibull distribution parameters. Dans *2014 1st International Conference on Non Conventional Energy (ICONCE 2014)* (pp. 160-163). IEEE.
- Chaurasiya, P. K., Ahmed, S., & Warudkar, V. (2018). Study of different parameters estimation methods of Weibull distribution to determine wind power density using ground based Doppler SODAR instrument. *Alexandria Engineering Journal*, 57 (4), 2299-2311. doi: 10.1016/j.aej.2017.08.008
- Chen, J., Imanian, A., Wei, H., Iyyer, N., & Liu, Y. (2020). Piecewise stochastic rainflow counting for probabilistic linear and nonlinear damage accumulation considering loading and material uncertainties. *International Journal of Fatigue*, 140, 105842. doi: 10.1016/j.ijfatigue.2020.105842
- Chen, J., Song, Y., Peng, Y., Nielsen, S. R. K., & Zhang, Z. (2020). An efficient rotational sampling method of wind fields for wind turbine blade fatigue analysis. *Renewable Energy*, 146, 2170-2187. doi: 10.1016/j.renene.2019.08.015
- Cherrington, R., Goodship, V., Meredith, J., Wood, B. M., Coles, S. R., Vuillaume, A., ... Kirwan, K. (2012). Producer responsibility: Defining the incentive for recycling composite wind turbine blades in Europe. *Energy policy*, 47, 13-21.
- D'Amore, A., Caprino, G., Stupak, P., Zhou, J., & Nicolais, L. (1996). Effects of stress ratio on the flexural fatigue behavior of continuous strand mat reinforced plastics. *Science and Engineering of Composite Materials*, 5, 1-8.

- Damousis, I. G., Alexiadis, M. C., Theocharis, J. B., & Dokopoulos, P. S. (2004). A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19 (2), 352-361.
- Dhople, S. V., Chen, Y. C., DeVille, L., & Domínguez-García, A. D. (2013). Analysis of power system dynamics subject to stochastic power injections. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, 60 (12), 3341-3353.
- Dong, Z. Y., Zhao, J. H., & Hill, D. J. (2012). Numerical simulation for stochastic transient stability assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27 (4), 1741-1749.
- Eker, B., Akdogan, A., & Vardar, A. (2006). Using of composite material in wind turbine blades. *JApSc*, 6 (14), 2917-2921.
- Enevoldsen, P., & Xydis, G. (2019). Examining the trends of 35 years growth of key wind turbine components. *Energy for Sustainable Development*, 50, 18-26. doi: 10.1016/j.esd.2019.02.003
- Epaarachchi, J. A., & Clausen, P. D. (2003). An empirical model for fatigue behavior prediction of glass fibre-reinforced plastic composites for various stress ratios and test frequencies. *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*, 34 (4), 313-326. doi: 10.1016/s1359-835x (03)00052-6
- Epaarachchi, J. A., & Clausen, P. D. (2005). A new cumulative fatigue damage model for glass fibre reinforced plastic composites under step/discrete loading. *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*, 36 (9), 1236-1245.
- Fan, G.-f., Wang, W.-s., Liu, C., & DAI, H.-z. (2008). Wind power prediction based on artificial neural network. *Proceedings of the CSEE*, 28 (34), 118-123.
- Florian, M., & Sørensen, J. (2015). Wind Turbine Blade Life-Time Assessment Model for Preventive Planning of Operation and Maintenance. *Journal of Marine Science and Engineering*, 3 (3), 1027-1040. doi: 10.3390/jmse3031027
- Fu, K.-E., Lee, L., & Yang, J. (1996). Statistical fatigue of composite laminates subject to service loading spectrum. Dans *37th Structure, Structural Dynamics and Materials Conference* (pp. 1561).
- Ghasemi, A. R., & Mohandes, M. (2016). Composite blades of wind turbine: Design, stress analysis, aeroelasticity, and fatigue. *Wind turbines-design, control and applications*, 1-26.
- Giebel, G., Landberg, L., Nielsen, T. S., & Madsen, H. (2001). The Zephyr Project—The Next Generation Prediction System. Dans *Proc. of the 2001 European Wind Energy Conference, EWEC'01, Copenhagen, Denmark* (pp. 777-780).

- Global Wind Energy Council. (2020). *Global Wind Report 2019*. Belgium.
- Griggs, J. A., & Zhang, Y. (2003). Determining the confidence intervals of Weibull parameters estimated using a more precise probability estimator. *Journal of Materials Science Letters*, 22 (24), 1771-1773. doi: 10.1023/b:jmsl.0000005417.39465.35
- Grujicic, M., Arakere, G., Subramanian, E., Sellappan, V., Vallejo, A., & Ozen, M. (2009). Structural-Response Analysis, Fatigue-Life Prediction, and Material Selection for 1 MW Horizontal-Axis Wind-Turbine Blades. *Journal of Materials Engineering and Performance*, 19 (6), 790-801. doi: 10.1007/s11665-009-9558-8
- Hashin, Z., & Rotem, A. (1978). A cumulative damage theory of fatigue failure. *Materials Science and Engineering*, 34 (2), 147-160.
- <https://solved4u.weebly.com/>. Download materials for ansys free Repéré à [https://solved4u.weebly.com/uploads/4/6/7/2/46729869/materials\\_properties\\_databas\\_e.xls](https://solved4u.weebly.com/uploads/4/6/7/2/46729869/materials_properties_databas_e.xls)
- Huffman, P., & Beckman, S. (2013). A non-linear damage accumulation fatigue model for predicting strain life at variable amplitude loadings based on constant amplitude fatigue data. *International Journal of Fatigue*, 48, 165-169.
- Hwang, W., & Han, K. S. (1989). Fatigue of composite materials—damage model and life prediction. Dans *Composite materials: fatigue and fracture, second volume*. ASTM International.
- IEA. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019*. France.
- International Electrotechnical Commission. (2005). INTERNATIONAL STANDARD, Wind turbines-Part 1: design requirements. *IEC 61400, 1*.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Iversen, E. B., Morales, J. M., Møller, J. K., & Madsen, H. (2014). Probabilistic forecasts of solar irradiance using stochastic differential equations. *Environmetrics*, 25 (3), 152-164.
- Iversen, E. B., Morales, J. M., Møller, J. K., & Madsen, H. (2016). Short-term probabilistic forecasting of wind speed using stochastic differential equations. *International Journal of Forecasting*, 32 (3), 981-990.

- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- Jung, C., & Schindler, D. (2019). Wind speed distribution selection—A review of recent development and progress. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *114*, 109290. doi: 10.1016/j.rser.2019.109290
- Kang, D., Ko, K., & Huh, J. (2018). Comparative Study of Different Methods for Estimating Weibull Parameters: A Case Study on Jeju Island, South Korea. *Energies*, *11* (2), 356. doi: 10.3390/en11020356
- Kani, S. P., & Ardehali, M. (2011). Very short-term wind speed prediction: A new artificial neural network—Markov chain model. *Energy Conversion and Management*, *52* (1), 738-745.
- Kaur, T., Kumar, S., & Segal, R. (2016). Application of artificial neural network for short term wind speed forecasting. Dans *2016 Biennial international conference on power and energy systems: towards sustainable energy (PESTSE)* (pp. 1-5). IEEE.
- Kawai, M., & Yano, K. (2016). Anisomorphic constant fatigue life diagrams of constant probability of failure and prediction of P—S—N curves for unidirectional carbon/epoxy laminates. *International Journal of Fatigue*, *83*, 323-334. doi: 10.1016/j.ijfatigue.2015.11.005
- Khahro, S. F., Tabbassum, K., Soomro, A. M., Dong, L., & Liao, X. (2014). Evaluation of wind power production prospective and Weibull parameter estimation methods for Babaurband, Sindh Pakistan. *Energy Conversion and Management*, *78*, 956-967. doi: 10.1016/j.enconman.2013.06.062
- Kim, H. S., & Zhang, J. (2001). Fatigue damage and life prediction of glass/vinyl ester composites. *Journal of reinforced plastics and composites*, *20* (10), 834-848.
- Krishnamoorthy, K., Waguespack, D., & Hoang-Nguyen-Thuy, N. (2019). Confidence interval, prediction interval and tolerance limits for a two-parameter Rayleigh distribution. *Journal of Applied Statistics*, *47* (1), 160-175. doi: 10.1080/02664763.2019.1634681
- Kulkarni, P. A., Hu, W., Dhoble, A. S., & Padole, P. M. (2017). Statistical wind prediction and fatigue analysis for horizontal-axis wind turbine composite material blade under dynamic loads. *Advances in Mechanical Engineering*, *9* (9), 1687814017724088.
- Larsen, K. (2009). Recycling wind turbine blades. *Renewable energy focus*, *9* (7), 70-73.

- Laseure, N., Schepens, I., Micone, N., & De Waele, W. (2015). Effects of variable amplitude loading on fatigue life. *Sustainable Construction and Design*, 6 (3).
- Lei, M., Shiyan, L., Chuanwen, J., Hongling, L., & Yan, Z. (2009). A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (4), 915-920.
- Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2009). Aerodynamics of wind turbines. *Wind energy explained*, 91-155.
- Marsh, G., Wignall, C., Thies, P. R., Barltrop, N., Incecik, A., Venugopal, V., & Johanning, L. (2016). Review and application of Rainflow residue processing techniques for accurate fatigue damage estimation. *International Journal of Fatigue*, 82, 757-765. doi: 10.1016/j.ijfatigue.2015.10.007
- Masseran, N. (2018). Integrated approach for the determination of an accurate wind-speed distribution model. *Energy Conversion and Management*, 173, 56-64. doi: 10.1016/j.enconman.2018.07.066
- Matsuishi, M., & Endo, T. (1968). Fatigue of metals subjected to varying stress. *Japan Society of Mechanical Engineers, Fukuoka, Japan*, 68 (2), 37-40.
- Miner, M. (1945). Cumulative fatigue damage. *Journal of applied mechanics*, 12 (3), A159-A164.
- Mishnaevsky, L. (2012). Composite materials for wind energy applications: micromechanical modeling and future directions. *Computational Mechanics*, 50 (2), 195-207. doi: 10.1007/s00466-012-0727-5
- Mishnaevsky, L., Branner, K., Petersen, H., Beauson, J., McGugan, M., & Sørensen, B. (2017). Materials for Wind Turbine Blades: An Overview. *Materials*, 10 (11), 1285. doi: 10.3390/ma10111285
- Møller, J. K., Zugno, M., & Madsen, H. (2016). Probabilistic Forecasts of Wind Power Generation by Stochastic Differential Equation Models. *Journal of Forecasting*, 35 (3), 189-205. doi: 10.1002/for.2367
- Oksendal, B. (2013). *Stochastic differential equations: an introduction with applications*. Springer Science & Business Media.
- Oyekale, J., Petrollese, M., Tola, V., & Cau, G. (2020). Impacts of Renewable Energy Resources on Effectiveness of Grid-Integrated Systems: Succinct Review of Current Challenges and Potential Solution Strategies. *Energies*, 13 (18), 4856.



- Palomares-Salas, J., De La Rosa, J., Ramiro, J., Melgar, J., Aguera, A., & Moreno, A. (2009). ARIMA vs. Neural networks for wind speed forecasting. Dans *2009 IEEE International Conference on Computational Intelligence for Measurement Systems and Applications* (pp. 129-133). IEEE.
- Pobočíková, I., Sedláčková, Z., & Michalková, M. (2017). Application of Four Probability Distributions for Wind Speed Modeling. *Procedia Engineering*, *192*, 713-718. doi: 10.1016/j.proeng.2017.06.123
- Post, N., Case, S., & Lesko, J. (2008). Modeling the variable amplitude fatigue of composite materials: A review and evaluation of the state of the art for spectrum loading. *International Journal of Fatigue*, *30* (12), 2064-2086. doi: 10.1016/j.ijfatigue.2008.07.002
- Poursartip, A., Ashby, M., & Beaumont, P. (1986). The fatigue damage mechanics of a carbon fibre composite laminate: I—development of the model. *Composites Science and Technology*, *25* (3), 193-218.
- Poursartip, A., & Beaumont, P. (1986). The fatigue damage mechanics of a carbon fibre composite laminate: II—life prediction. *Composites Science and Technology*, *25* (4), 283-299.
- Pratumnopharat, P. (2012). *Novel methods for fatigue data editing for horizontal axis wind turbine blades* (Northumbria University).
- Rafaat, S. M., & Hussein, R. (2018). Power Maximization and Control of Variable-Speed Wind Turbine System Using Extremum Seeking. *Journal of Power and Energy Engineering*, *6* (01), 51.
- Ragan, P., & Manuel, L. (2007). Comparing estimates of wind turbine fatigue loads using time-domain and spectral methods. *Wind engineering*, *31* (2), 83-99.
- Reza, S. E., Zaman, P., Ahammad, A., Ifty, I. Z., & Nayan, M. F. (2016). A study on data accuracy by comparing between the Weibull and Rayleigh distribution function to forecast the wind energy potential for several locations of Bangladesh. Dans *2016 4th International Conference on the Development in the in Renewable Energy Technology (ICDRET)* (pp. 1-5). IEEE.
- Samal, R. K., & Tripathy, M. (2018). Estimating wind speed probability distribution based on measured data at Burla in Odisha, India. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, *41* (8), 918-930. doi: 10.1080/15567036.2018.1521888
- Schaff, J. R., & Davidson, B. D. (1997). Life prediction methodology for composite structures. Part II—Spectrum fatigue. *Journal of Composite Materials*, *31* (2), 158-181.

- Seguro, J., & Lambert, T. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 85 (1), 75-84.
- Sendeckyj, G. (1981). Fitting models to composite materials fatigue data. Dans *Test methods and design allowables for fibrous composites*. ASTM International.
- Shamshirband, S., Mohammadi, K., Tong, C. W., Petković, D., Porcu, E., Mostafaeipour, A., ... Sedaghat, A. (2015). RETRACTED ARTICLE: Application of extreme learning machine for estimation of wind speed distribution. *Climate Dynamics*, 46 (5-6), 1893-1907. doi: 10.1007/s00382-015-2682-2
- Shoaib, M., Siddiqui, I., Amir, Y. M., & Rehman, S. U. (2017). Evaluation of wind power potential in Baburband (Pakistan) using Weibull distribution function. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 1343-1351. doi: 10.1016/j.rser.2016.12.037
- Tar, K. (2008). Some statistical characteristics of monthly average wind speed at various heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (6), 1712-1724. doi: 10.1016/j.rser.2007.01.014
- Torres, J. L., Garcia, A., De Blas, M., & De Francisco, A. (2005). Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain). *Solar energy*, 79 (1), 65-77.
- Tosunoğlu, F. (2018). Accurate estimation of T year extreme wind speeds by considering different model selection criteria and different parameter estimation methods. *Energy*, 162, 813-824. doi: 10.1016/j.energy.2018.08.074
- Wais, P. (2017). Two and three-parameter Weibull distribution in available wind power analysis. *Renewable Energy*, 103, 15-29. doi: 10.1016/j.renene.2016.10.041
- Wang, J., Hu, J., & Ma, K. (2016). Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 881-899. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.057
- Wang, Y., Yu, Y., Cao, S., Zhang, X., & Gao, S. (2019). A review of applications of artificial intelligent algorithms in wind farms. *Artificial Intelligence Review*, 53 (5), 3447-3500. doi: 10.1007/s10462-019-09768-7
- Weibull, W. (1952). The statistical aspect of fatigue failures and its consequences. *Fatigue and Fracture of Metals; Massachusetts Institute of Technology; John Wiley & Sons: New York, NY, USA*, 182-196.
- Yeter, B., Garbatov, Y., & Guedes Soares, C. (2015). Fatigue damage assessment of fixed offshore wind turbine tripod support structures. *Engineering Structures*, 101, 518-528. doi: 10.1016/j.engstruct.2015.07.038

- Yuan, R., Li, H., Huang, H.-Z., Zhu, S.-P., & Gao, H. (2015). A nonlinear fatigue damage accumulation model considering strength degradation and its applications to fatigue reliability analysis. *International Journal of Damage Mechanics*, 24 (5), 646-662.
- Zárate-Miñano, R., Anghel, M., & Milano, F. (2013). Continuous wind speed models based on stochastic differential equations. *Applied Energy*, 104, 42-49. doi: 10.1016/j.apenergy.2012.10.064
- Zárate-Minano, R., Mele, F. M., & Milano, F. (2016). SDE-based wind speed models with Weibull distribution and exponential autocorrelation. Dans *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE.
- Zhang, C., Chen, H.-P., & Huang, T.-L. (2018). Fatigue damage assessment of wind turbine composite blades using corrected blade element momentum theory. *Measurement*, 129, 102-111. doi: 10.1016/j.measurement.2018.06.045
- Zhou, Q., Xiong, T., Wang, M., Xiang, C., & Xu, Q. (2017). Diagnosis and early warning of wind turbine faults based on cluster analysis theory and modified ANFIS. *Energies*, 10 (7), 898.