

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd - Tlemcen -
Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de MASTER

En : Génie Mécanique

Spécialité : *Génie Thermique et Energies Renouvelables*

Présenté par : **MEKRI NOUR EDDINE**
MORGHAD MOHAMMED AMINE

Sujet

Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent

Soutenu publiquement, le 26 / 05 / 2016 , devant le jury composé de :

M. GHERNAOUT M EA	Pr	Univ. Tlemcen	Président
M. ZINAI . A	MCB	Univ. Tlemcen	Encadreur
M. ALIANE. K	MCA	Univ. Tlemcen	Examinateur
M. GUELLIL. H	MAA	Univ. Tlemcen	Examinateur

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier en tout premier lieu « DIEU » le Tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'étude, et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Monsieur ZINAI. A enseignant à l'université de Tlemcen, pour avoir encadré ce PFE et qui nous a suivi à la cour d'élaboration de ce mémoire.

Il a toujours été disponible pour répondre à nos questions.

Tout notre respect et notre profonde reconnaissance.

Nous adressons nos plus vifs remerciements à monsieur GHERNAOUT.M.E. A enseignant à l'Université de Tlemcen, pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury de notre projet de fin d'étude.

Nos remerciements vont de même aux autres membres de jury, monsieur ALIANE.K et monsieur GUELLIL. H qui nous ont fait l'honneur de participer au jury afin d'évaluer et enrichir ce mémoire.

Enfin, une pensée affectueuse est adressée Aux membres de nos familles en particulier nos parents, nos sœurs et nos frères, pour leur soutien sans limite et leur encouragement durant toutes nos années d'études.

Remerciements

DEDICACE

Avec l'aide de dieu tout puissant ,j'ai pu achever ce modeste travail que je dédie :

A mes parentes qui m'ont beaucoup aidé pour terminer mes études , et qui m'ont tellement encouragé moralement et psychiquement ,et qui se sont sacrifiés pour moi .

Mes très chers frères, ma sœur, oncles, tantes et à tous les membres de ma grande famille .

A tous les enseignants du département de Génie Mécanique de Faculté de technologie.

A tous mes amis :Noureddine, Khaled .b, Azzeddine, yasine, houari, abd errahmen ,khaled .l, ibrahim,.....)

A mes amis de la promotion G .T.E.R (2015-2016) sans préciser leurs noms .

A tous ceux qui m'ont aidé durant ma formation

Mekri Nour Eddine

DEDICACE

Avec l'aide de dieu tout puissant ,j'ai pu achever ce modeste travail que je dédie :

A mes parentes qui m'ont beaucoup aidé pour terminer mes études , et qui m'ont tellement encouragé moralement et psychiquement ,et qui se sont sacrifiés pour moi .

Ma chère sœur, oncles, tantes et à tous les membres de ma grande famille.

A tous les enseignants du département de Génie Mécanique de Faculté de technologie.

A tous mes amis :Noureddine,Khaled .b,Azzeddine,yasine,houari,abd errahmen ,khaled .l,ibrahim,.....)

A mes amis de la promotion G .T.E.R.(2015-2016) sans préciser leurs noms

A tous ceux qui m'ont aidé durant ma formation

« A tout ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien et la prospérité de l'humanité»

Morghad Mohammed Amine

ملخص

إن مصادر الطاقة المتجددة لإنتاج الكهرباء من اللامركزية، يمكن أن تساعد في حل مشكلة كهربية المناطق النائية حيث يحرم عدد كبير من الأفراد من جميع هذه المصادر لاستهلاك الطاقة، وبالتالي تلبية حاجاتهم تؤدي إلي تحسين ظروفهم المعيشية.

الرياح هي مصدر مستمر للطاقة المتجددة، لكنها ليست مستقرة، فمن اجل الاستغلال الأمثل لهذه الطاقة لابد من استخدام النماذج الرياضية، كما كان الحال في هذه الدراسة التي تتعامل مع النماذج الرياضية لدراسة تغيرات الرياح والخطوات المستخدمة لتقييم كثافة الطاقة من توربينات الرياح.

وفي خطوة ثانية قمنا باستعمال معطيات لكل من ادرار وتلمسان مقاسة من طرف موقع مختص في الأرصاد الجوية ودراسة تطورها من خلال نمذجة وايبل وبعد استقراء عمودي على ارتفاع 50م من مستوى سطح الأرض. استخلصنا النتائج المنتجة شهريا وموسميا حيث قدمت منطقة ادرار اعلى كثافة طاوقية مقارنة مع تلمسان.

الكلمات المفتاحية:

الطاقة المتجددة، النمذجة الرياضية، الرياح، وايبل.

Abstract

Possessing the asset of being able to be installed as decentralised electricity generation plants, renewable energy resources can play a key role in supplying an affordable, reliable and accessible electricity. Therefore, improving the standards of living in isolated areas.

Wind energy is permanent source of energy but it has a nature of intermitency. In order to exploit this resource at optimum level, the use of mathematical models as in this study, which deal with mathematical modeling of changes in wind parameters and steps different stages of the evaluation of wind turbine energy density.

In the other hand, in this study we have used meteorological data measurement of the two selected locations; Tlemcen and Adrar by using Weibull modelisation at 50 meters above the ground. Hence, the monthly and seasonal energy production is estimated for the two selected locations.

Key words : renewable energy, mathematical models, wind, Weibull.

Résumé

Les sources d'énergie renouvelable, permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés.

Le vent est une source permanente d'énergie renouvelable, mais non stable. Pour une exploitation optimale de cette énergie, il faut utiliser des modèles mathématiques, comme c'est le cas dans notre étude. La modélisation mathématique permet l'étude des changements de vent pour l'évaluation de la densité d'énergie des éoliennes.

Grâce aux données météorologiques pour les deux sites d'Adrar et de Tlemcen, nous avons étudié l'évolution à l'aide de la modélisation de Weibull et l'extrapolation verticale à partir du niveau du sol de 50m. La production d'énergie produite mensuellement et saisonnière de la région d'Adrar fournit une densité énergétique qui est plus élevée par rapport à la région de Tlemcen.

Mots clés : Les énergies renouvelables, modélisation mathématique, vent, weibull.

Sommaire**Résumé****Liste des tableaux****Liste des figures****Liste des symbols**

Introduction générale	1
<u>I. Chapitre I : Le vent, son origine et ses caractéristiques</u>	4
Introduction	4
I-1-Le vent et son origine	4
I-2-Présentation générale de l’atmosphère	5
I-2-1-Structure de l’atmosphère.....	5
I-2-2- La couche limite atmosphérique CLA	7
I-2-2-1-Définition.....	7
I-2-2-2-Structure verticale de la CLA	8
I-2-3- Stabilité atmosphérique	9
I-2-3-1- l’influence thermique du sol, les brises	10
I-2-3-2- l’influence mécanique du relief, obstacles montagneux.....	10
I-3-Caractéristiques du vent	11
I-3-1-Variabilité temporelle.....	12
I-3-2-Variabilité spatiale.....	13
I-4-Mesure du vent	13
I-4-1-Anémomètre et girouette.....	13
I-4-2- Anémomètres.....	15
I-4-2-1-Anémomètre Coupe.....	15
I-4-2-2-Anémomètre à hélice.....	17
I-4-2-3-Plaque de pression anémomètre.....	17
I-4-2-4-Tube de pression anémomètre.....	18

I-4-2-5-Pylônes de mesure.....	19
I-4-2-6- La mesure des autres données météorologiques	21
I-4-2-7- La mesure du vent par télédétection	21
I-4-3-Les indicateurs biologiques	22
I-4-4-Rose des vents	23
Conclusion	24
<u>II. Chapitre II : Les éoliennes</u>.....	25
Introduction.....	25
II-1- Contexte historique.....	25
II-2- Différents types d'aérogénérateurs.....	25
II-2-1- Axe vertical (VAWT).....	26
II-2 -2- Axe horizontal (HAWT).....	28
II -3- Composantes d'une éolienne	29
II-3-1- La nacelle.....	29
II-3-2 -La tour	30
II-3-3- Le rotor	31
II-3-4- Le multiplicateur.....	31
II-3-5- La génératrice	31
II-3-6 -Les pales d'éolienne.....	31
II-3-6-1- Description de l'aérodynamique d'une pale	34
A) Dimensionnement	35
B) Construction et matériaux	35
II-3-6-2- Décrochage aérodynamique	37
II -4- Régulation mécanique de la Puissance d'une éolienne	37
II -5- Force de poussée sur une pale d'éolienne	39
II -5 -1- Énergie fournie par le vent	39
II -5 -2-Puissance dans un écoulement	39
II -5 -3 -Limite de Betz	41
II -6- Avantage et désavantages de l'énergie éolienne	42
Conclusion.....	43

III. Chapitre III :	<u>Formulation mathématique</u>	45
Introduction		45
III-1- Modèles d'ajustement		45
III-1-1-la distribution de Weibull		45
III-1-2-Distrubution de hybride weibull		46
III-1-3-La distribution de Rayleigh		46
III-2-Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent		47
III-3-Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien		47
III-4-Les méthodes pour déterminer k et c		48
III-4-1-Méthode graphique		49
III-4-2-méthode de l'écart-type		52
III-4-3-Méthode moment		54
III-4-4-méthode du maximum de vraisemblance		55
III-5-Méthode d'extrapolation verticale		55
III-5-1 loi logarithmique		56
III-5-2- Loi de puissance		57
III-5-2-1- Loi de puissance - Justus C.G et all 1976		59
III-5-2-2- Loi de puissance modifiée - Justuc & Mikhail 1981		59
III-5-2-3- Loi de puissance - Mikhail 1985		59
III-5-2-4- Loi de puissance à coefficient variable - H. Nfaoui et all		59
III-6-Extrapolation verticale des paramètres de Weibull		60
III-6-1-Méthode de Justus et Mikhail 1976		60
III-6-2-Méthode de Justus 1978		60
III-6-3- Méthode de Mikhail et Justus 1981		61

III-7-Puissance moyenne à la sortie d'une éolienne	61
III-8-Energie éolienne extraite	64
Conclusion	65
<u>IV. Chapitre IV :</u> <u>Résultats et interprétations</u>	66
Introduction	66
IV-1-Les zones d'étude	66
IV-1-1-La région d'Adrar.....	66
IV-1-1-1- Climatologie.....	66
IV-1-1-2-Les coordonnées géographiques de Adrar.....	67
IV-1-2-La région de Tlemcen.....	67
IV-1-2-1- Climatologie et les températures.....	67
IV-1-2-2-Les coordonnées géographiques de Tlemcen.....	68
IV-2-Etude temporelle des paramètres	68
IV-3-Les étapes pour l'estimation le gisement éolienne	69
IV-3-1-Mesuré le vent à un point	69
IV-3-2-Méthode pour estimation les paramètres de weibull K et C.....	69
IV-3-3-Extrapolation verticale de la vitesse du vent	69
IV-3-3-1-Loi de puissance -justus C.G et all 1976.....	70
IV-3-4- Extrapolation des paramètres de Weibull.....	70
IV-4-La distribution moyenne mensuelle de la vitesse du vent	71
IV-4.1 Etude mensuelle.....	74
IV-5-Etude saisonnière	76
IV-6- Puissance du Vent	78

IV-7-Estimation de la production énergétique d'une éolienne	79
IV-7-1-Choix de l'aérogénérateur.....	79
IV-7-2-Estimation énergétique.....	80
IV-7-3-Energie éolienne extraite	80
IV-8-Comparaison	81
Conclusion	82
Conclusion générale	83
Références bibliographiques	85

Liste des tableaux

I. Chapitre I : Le vent, son origine et ses caractéristiques

Tableau I.1: Echelle Beaufort

Tableau I.2 : Indice de déformation de Griggs-Putnam

III. Chapitre III : Formulation mathématique

Tableau III.1. Répartition de Fréquence de la vitesse du vent

Tableau III.2 : tableau des classes et longueurs de rugosité Z_0 .

IV. Chapitre IV : Résultats et interprétations

Tableau IV.1 : des valeurs k et c :

Tableau IV.2 : La vitesse moyenne mensuelle pour les deux sites

Tableau IV.4 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 50m pour 2sites du Tlemcen, Adrar.

Tableau IV.5 : Estimation de l'énergie générée pendant une année.

Liste des figures

I. Chapitre I : Le vent, son origine et ses caractéristiques

Figure I.1 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard

Figure I.2 : Structure verticale de la troposphère

Figure I.3 : Vue schématique de la couche limite atmosphérique

Figure I.4 : Influence mécanique du relief.

Figure I.5 : Variations temporelles de la vitesse du vent

Figure I.6 : Ensemble anémomètre girouette

Figure I.7 : Mât de mesure

Figure I.8 : Index des niveaux de déformation de Griggs-Ptunam

Figure I.9 : Roses des vents à 16 directions, illustrant la distribution de la fréquence, la vitesse et l'énergie pour différentes directions

II. Chapitre II : Les éoliennes

Figure II.1 : Courbe caractéristiques des aérogénérateurs

Figure II.2 : Exemples des constructions VAWT

Figure II.3 : Exemples des constructions Darrieus (Darrieus de type H) et Savonius

Figure II.4 : Type de montage de la voilure

Figure II.5 : Composante d'une éolienne de forte puissance

Figure II.6 : Différents types de tours

Figure II.7 : classification des éoliennes à axe horizontal selon le nombre de pale

Figure II.8 : Description d'une pale d'éolienne

Figure II.9 : Exemples de structures de pale

Figure II.10 : Portance en fonction de l'angle d'attaque et décrochage

Figure II.11 : Diagrammes de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

Figure II.12 : Tube de courant autour d'une éolienne

III. Chapitre III : Formulation mathématique

Figure III.1 : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres c et k

Figure III .2 : Méthode graphique pour estimer Weibull k et c .

Figure III .3 : La vitesse du vent, km / h

IV. Chapitre IV : Résultats et interprétations

Figure IV .1 : Carte géographie de l'Algérie (Situation géographique des sites de Tlemcen et d'Adrar).

Figure IV.3: vitesse moyenne mensuelle du vent du site Tlemcen pour l'année 2015.

Figure IV.4 : distribution de weibull de la vitesse du vent de site Adrar et Tlemcen à 50M a.d.s.

Figure IV.5a : variation mensuelle des deux paramètre weibull à 50m du sol pour le site d' Adrar

Figure IV.5b : variation mensuelle des deux paramètre weibull à 50m du sol pour le site Tlemcen.

Figure IV.6 a : la distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux Paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière site de Adrar.

Figure IV.6 b : la distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière site de Tlemcen.

Figure IV.7 : aérogénérateur NORDEX 60/1300KW 3 pales.

Liste des symboles

<i>Symboles</i>	<i>Définition des symboles</i>	<i>Unité</i>
A	La surface de coupe exposée au vent	m ²
C	Facteur d'échelle	m/s
C_D	Le coefficient de traînée	-
C_Z	Coefficient de portance	-
C_p	Coefficient de puissance	-
C_x	Coefficient de traînée	-
C1 et C2	Des coefficients.	-
C_2	Facteur d'échelle à la hauteur Z_2	m/s
C_e	Coefficient de rendement de la puissance	-
C_f	Facteur de capacité	-
D	Diamètre du rotor	m
E_e	Énergie éolienne extraite	GWH
E_c	Énergie cinétique	Joule
f(V)	Fonction de la distribution de la vitesse du vent	-
F_D	Force de traînée	-
F_p	Facteur de puissance	-
$f_{temp\ d'arret}$	Le facteur de pertes dus aux temps d'arrêt	-

Listes des symboles

$f_{sillage}$	Le facteur de pertes dus à l'effet sillage et l'aérodynamique	-
$f_{givrage}$	Le facteur de pertes dus au givrage et à la salissure des pales	-
f_{autre}	Les autres facteurs de pertes	-
$f f_0$	Fréquence du vent	%
F(v)	La distribution cumulative	-
F	Les pertes	-
K	Facteur de forme	-
K_2	Facteur de forme à la hauteur de Z_2	-
L	La longueur de la pale	m
M_1	Première instant	m/s
M_2	Deuxième instant	m/s
P_i	Puissance de sortie pour chaque vitesse	watt
$P_{réel\ rotor}$	Puissance réel du rotor	watt
$P_{max\ rotor}$	Puissance maximale du rotor	watt
P_n	Puissance électrique nominale	Watt
$P_{e\ nette}$	Puissance moyenne nette	watt
Peff	Puissance effective de l'énergie éolienne	Watt
P	Pression exercée sur la plaque	Pa
P_A	La pression atmosphérique	Pa

Listes des symboles

P_1	Pression du vent	Pa
P_2	Pression du vent	Pa
V	Vitesse du vent	m/s
V _m	Vitesse moyenne du vent	m/s
V_2	La vitesse à calculer.	m/s
V_x	La vitesse connue à l'altitude de référence.	m/s
V_n	Vitesse du vent	m/s
V_d	Vitesse du démarrage	m/s
V_C	Vitesse maximal	m/s
V_1	Vitesse du vent en amont	m/s
V_2	Vitesse du vent en aval	m/s
V_n	Vitesse nominal	m/s
V_a	Vitesse d'arrêt	m/s
S	La section du tuyau ou l'aire balayée par le rotor	m ²
T	Nombre d'heure par année	Heure
X	L'axe x	-
Y	L'axe Y	-
Z_0	La rugosité.	m
Z_1	L'altitude de référence	m

Listes des symboles

Z_2	L'altitude en m à laquelle on calcule la vitesse du vent	m
σ_v	L'écart déviation	-
Λ	Vitesse spécifique	m/s
A	Facteur de puissance	-
P	La masse volumique	Kg/m ³
Γ	Fonction gamma	-

Introduction générale

Le rayonnement solaire et la rotation de notre planète produisent des différences de températures et de pression sur la surface du globe qui se traduisent localement par la mise en mouvement de masses d'air, formant ainsi les vents.

La conquête de l'énergie éolienne ne date pas d'hier. L'histoire nous apprend que les moulins à vent existaient déjà dès la plus haute antiquité, en Perse, en Irak, en Egypte et en Chine. Ce n'est qu'au moyen âge qu'ils font leur apparition en Europe et leur utilisation se répand rapidement.

Cependant, au cours des deux derniers siècles, avec la découverte de nouvelles sources d'énergie telles que le charbon, les hydrocarbures et le nucléaire, celles-ci vont être surexploitées au détriment de l'énergie du vent qui sera très vite négligée puis abandonnée.

Néanmoins, l'industrialisation massive au cours du dernier siècle, le progrès, l'évolution des sociétés sont des paramètres qui ont poussé l'homme à surexploiter les énergies fossiles et nucléaires, sans pour cela nuire à l'équilibre écologique naturel.

Effectivement, le progrès a généré des catastrophes et des phénomènes irréversibles nocifs à l'homme et à la nature. On peut citer ; le réchauffement climatique dû aux gaz à effet de serre, les différentes pollutions industrielles, la catastrophe de Chernobille, etc.

Par ailleurs la surexploitation des ressources naturelles fossiles limitées et épuisables poussent les pays développés et émergents à se rabattre vers des énergies inépuisables, propres et renouvelables telles, le solaire, la géothermie, la biomasse et l'énergie éolienne.

Cette dernière décennie a connu un grand développement dans le domaine de l'énergie éolienne dans le monde et particulièrement en Europe. L'installation d'aérogénérateurs pour la production électrique se fait de plus en plus. De même, cette technologie se répand de plus en plus pour le pompage de l'eau dans le domaine de l'agriculture et dans d'autres applications.

Toute fois, Cette ultime étape qu'est l'application éolienne, ne peut pas se faire sans l'étude préalable de la source d'énergie qui est le vent. L'estimation des ressources éoliennes d'un pays en constitue la plus importante étape. L'établissement d'un atlas éolien demande un

travail de longue haleine avec l'utilisation d'un nombre important de données et de modèles performants dans la majorité des cas empiriques.

Par ailleurs, l'étude de la rentabilité des systèmes éoliens est étroitement liée à la source elle-même, à savoir, le vent. En ce qui concerne l'Algérie, peu d'études ont été entreprises pour l'évaluation de cette ressource; mais on note avec satisfaction.

L'objectif de ce travail a pour but de présenter une étude permettant d'apporter une aide efficace à la prise de décisions concernant la planification et la réalisation de projets à énergie éolienne.

Dans le premier chapitre, nous donnons un aperçu général sur la source du vent, ses caractéristiques, sa mesure, l'introduction d'éléments de physique atmosphérique et la définition des couches atmosphériques et des forces qui régissent le mouvement des masses d'air.

Le second chapitre sera consacré aux avancés technologiques de la machine éolienne. On définit les différents types d'aérogénérateurs et leurs domaines d'application en tenant compte de l'architecture tout en énonçant les principaux composants d'une éolienne à axe horizontal dans chaque compartiment et leurs classements en fonction du coefficient de puissance.

Dans la troisième chapitre concerne la présentation des modèles utilisés pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien et la distribution de weibull avec ses deux paramètres. Nous avons étudié dans ce chapitre les différentes méthodes pour calculer les deux facteurs de forme et d'échelle; et extrapoler verticalement la vitesse du vent. Nous avons aussi étudié la méthode de maximum de vraisemblance pour calculer l'énergie extraite.

Le dernier chapitre de ce travail consiste à présenter les résultats obtenus. Le potentiel éolien en termes de vitesse, densité de puissance moyenne ainsi que les deux paramètres de Weibull représentés à 50m du sol, en fonction des mois, des saisons et de l'année, pour des régions choisies sur du territoire national. L'extrapolation verticale de la vitesse du vent nous permettra quant à elle d'évaluer le potentiel éolien à l'entrée d'une voilure à 50m.

Nous avons terminé notre travail par une conclusion générale, quelques perspectives et des recommandations susceptibles de constituer une base de travail pour une éventuelle poursuite de ce présent et modeste mémoire.

Introduction :

Dans ce premier chapitre nous donnerons une présentation générale du vent et ses caractéristiques. En premier lieu, nous définirons la nature du vent, son origine et les différentes forces qui le régissent. Le vent n'étant que le déplacement de l'air dans l'atmosphère, la deuxième partie sera consacrée à une présentation générale de l'atmosphère et sa structure tout en se focalisant sur la couche limite atmosphérique. Dans la troisième, partie nous aborderons les caractéristiques du vent. Nous définirons sa variabilité temporelle, sa mesure et les conditions requises pour l'implantation d'un mât de mesure météorologique.

I-1. Le vent et son origine

L'air constituant l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides. Sa composition est relativement constante jusqu'à une altitude de 85 km et est majoritairement composé d'azote, d'oxygène et d'argon (99,97 %). Les 9/10 ème de sa masse sont situés à une altitude de moins de 16 km, dans les basses couches atmosphériques ([1]). Au sein de ces couches, le déplacement des masses d'air, appelé vent, est le résultat de la mise à l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont :

-les forces de pression

ces forces génèrent les déplacements des masses d'air constituant le vent.

Elles proviennent des différences locales de pression dues aux différences de température en fonction de la latitude, et des influences continentales et océaniques.

Elles sont perpendiculaires

aux surfaces isobares et dirigées des hautes vers les basses pressions,

- la force de Coriolis

cette force est liée à la rotation de la Terre sur son axe. Elle est perpendiculaire à la vitesse du vent et orientée vers l'est dans l'hémisphère Nord. Elle n'est significative que pour les déplacements atmosphériques de haute altitude en raison de la faiblesse relative des autres forces en présence.

- les forces de frottement

ces forces traduisent la friction turbulente de l'air sur le sol.

Généralement appliqués aux mouvements d'air présents dans l'atmosphère, les vents sont produits par les différences de pressions atmosphériques engendrées principalement par les gradients de température. Les variations de la distribution des pressions et des températures sont dues essentiellement à une distribution inégale de l'énergie solaire sur la surface de la terre, et aux différences des propriétés thermiques des surfaces des continents et des océans.

I-2. Présentation générale de l'atmosphère

L'atmosphère est une enveloppe gazeuse formant une couche d'air qui entoure la Terre. L'atmosphère terrestre est composée de plusieurs couches de gaz et de particules en suspension, d'environ 500km d'épaisseur que la Terre retient à sa surface. Sa densité et sa température diminuent avec l'altitude où seule la couche la plus basse de l'atmosphère, renferme des êtres vivants et se trouve brassée par les courants atmosphériques à l'origine des phénomènes climatiques. [1]

I-2-1. Structure de l'atmosphère

Bien que l'atmosphère se subdivise en plusieurs grandes parties en fonction du gradient vertical de température, l'atmosphère standard se compose essentiellement de deux grandes parties (Figure I-1) :

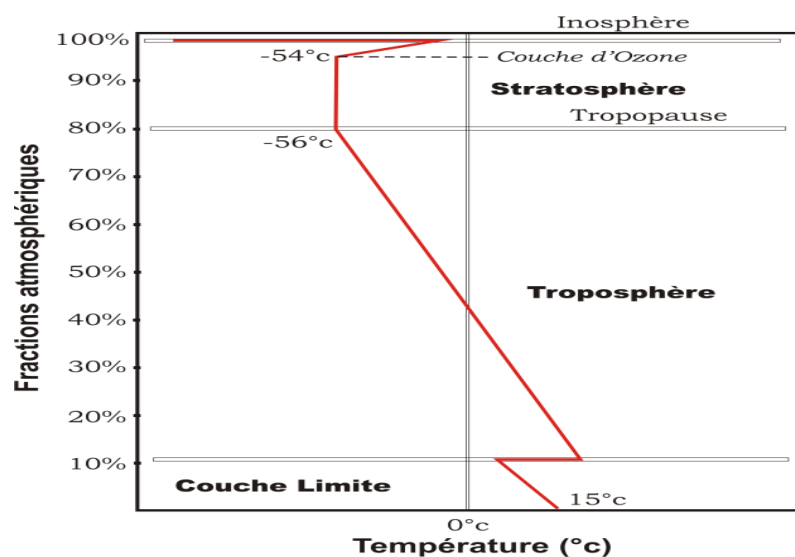


Figure I.1 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard[1]

-La troposphère

La troposphère correspond à la couche atmosphérique la plus proche du sol terrestre. Son épaisseur est variable, de l'ordre de 7km de hauteur au-dessus des pôles allant jusqu'à 18km au-dessus de l'équateur et environ 13km, selon les saisons, dans certaines zones.

C'est dans cette couche qu'on retrouve la plus grande partie des phénomènes météorologiques. Plus on s'élève dans la troposphère, plus la température décroît de façon significative d'environ 6°C tous les 1000 mètres pour atteindre -56°C à la tropopause. Cette dernière marque la séparation entre troposphère et la stratosphère.

-La stratosphère

La stratosphère se trouve au-dessus de la troposphère et limitée en haut par l'ionosphère. Elle comprend la couche d'ozone. Cette dernière est essentielle à la vie sur Terre, car elle absorbe la majorité des rayons solaires ultraviolets qui sont extrêmement nocifs pour tout être vivant. Cette absorption provoque un dégagement d'énergie sous forme de chaleur. C'est pourquoi la température augmente lorsqu'on s'élève dans la stratosphère.

S'agissant d'un environnement beaucoup plus calme, les mouvements de l'air y sont bien moindres

La zone des basses couches atmosphériques étant la troposphère, peut être scindée en deux parties distinctes. L'atmosphère libre d'un côté et la couche limite atmosphérique (CLA) d'un autre. La Figure I-2 présente la structure verticale de la troposphère :

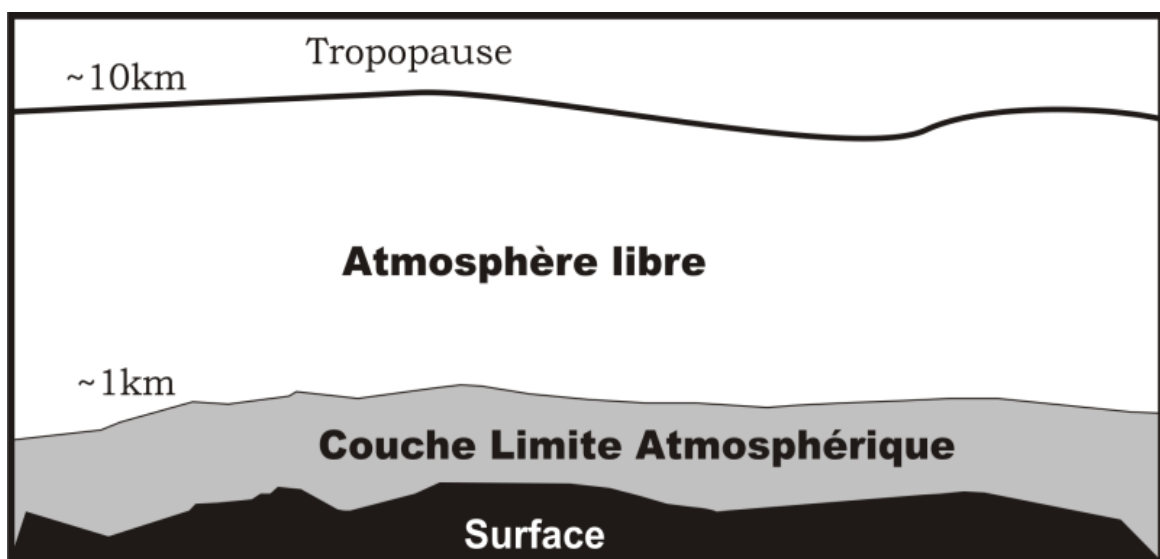


Figure I.2 : Structure verticale de la troposphère [1]

L'atmosphère libre qui est le siège d'un vent uniforme, horizontal et peu turbulent avec une vitesse constante représente le foyer des vents dit géostrophiques. Les forces de pression et de Coriolis sont prédominantes et les forces de frottement négligeables.

La couche limite atmosphérique représente le lieu même des forces de frottement. Ces forces induisent un comportement complexe du fluide atmosphérique.

Les éoliennes actuelles, dépassent rarement les 100m de hauteur. Notre travail se situe dans la couche limite atmosphérique. Sa définition ainsi que ses caractéristiques structurales suivront.

I-2-2. La couche limite atmosphérique CLA

I-2-2-1. Définition

Initiée par Ludwig Prand en 1904 [2], la théorie de la couche limite fut utilisée pour caractériser l'écoulement d'un fluide aux abords d'une paroi. Ainsi, l'idée de couche limite répond bien à la couche limite terrestre qui correspond à la couche dans laquelle les frottements ont un effet très significatif. C'est là où les températures subissent le plus, l'influence de l'ensoleillement durant la journée et du refroidissement radiatif durant la nuit, avec les vents sous l'influence du frottement sur la surface.

La couche limite atmosphérique CLA est la couche de la troposphère qui est directement influencée par la surface terrestre. En moyenne, la couche limite atmosphérique est comprise entre la surface terrestre et une hauteur généralement de quelques centaines de mètres à 1500m, parfois jusqu'à 2000m. Au-dessus de la CLA, l'influence de la surface est négligeable et l'écoulement de l'air qui n'est autre que le vent est laminaire dans l'atmosphère libre.

C'est un lieu d'échanges d'énergie entre la surface et l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau et de quantité de mouvement. Son épaisseur varie de quelques mètres à plusieurs kilomètres. Elle est en fonction de la vitesse du vent, de la rugosité de surface et de l'ensoleillement local.

I-2-2-2. Structure verticale de la CLA

La couche limite atmosphérique se divise en trois parties distinctes (voir Figure I-3), à savoir la couche d'Ekman, la couche limite de surface et la sous-couche rugueuse.

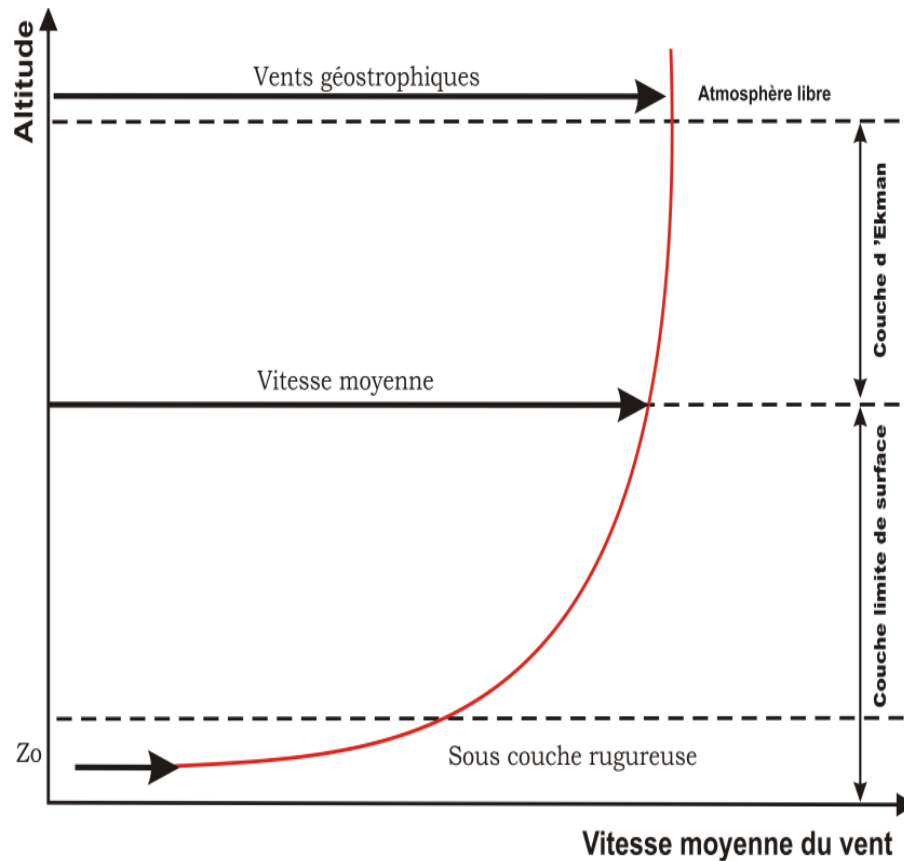


Figure I.3 : Vue schématique de la couche limite atmosphérique [1]

La couche d'Ekman est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Avec l'altitude, les forces de frottements sont négligeables devant la force de Coriolis. La direction du vent subit donc une rotation et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique. La couche de surface est directement en contact avec la surface terrestre. Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques. La structure du champ de vent est donc complexe et variable avec la nature du terrain et sa rugosité. La sous-couche rugueuse est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer plane à quelques dizaines de mètres en ville.

L'écoulement de l'air est alors fortement turbulent non homogène et instationnaire. Ceci est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 . Généralement, cette longueur de rugosité caractérise l'influence de la sous-couche rugueuse sur le vent.

I-2-3. Stabilité atmosphérique

Au sein de la CLA, les forces de frottement issues de l'écoulement de l'air sur une surface rugueuse impliquent une forte activité turbulente du fluide atmosphérique [3]. Ainsi :

On peut faire abstraction de la force de Coriolis, car elle est faible devant les autres forces en présence, notamment les forces de frottement.

La proximité du sol modifie le profil de vitesses de vent et induit un fort cisaillement.

La direction sera modifiée par la présence d'obstacles.

La distribution verticale de la température (stratification thermique de l'air) induit des mouvements verticaux de masses d'air chauffées et refroidies à proximité du sol.

Par ailleurs, l'air est régi par des turbulences d'origine mécanique et thermique [4] :

-Mécanique : les turbulences sont générées par la proximité du sol qui modifie le profil de la vitesse du vent par la présence d'obstacles ou de discontinuités au sol.

-Thermique : les turbulences sont générées par la distribution de la température, due essentiellement aux différences de température qui résultent du réchauffement, le refroidissement, l'échange radiatif quotidien de la terre ainsi que de l'écoulement de l'air entre les régions chaudes et froides.

On distingue ainsi plusieurs états de l'atmosphère décrivant quelle source de turbulence est dominante. Si une parcelle d'air déplacée verticalement amplifie son mouvement, alors la couche limite atmosphérique est dite instable. Si une parcelle d'air déplacée retourne à sa position d'origine, l'atmosphère est dite stable. Enfin, si la production mécanique de turbulence est très supérieure à la production par flottabilité ou si la production par flottabilité est proche de zéro, alors on dit que la CLA est neutre. Un ciel dégagé et un vent faible conduisent à une couche limite instable de jour et stable de nuit. Lorsque le vent souffle fort, la CLA devient neutre ou proche du neutre. Par vent faible, le cycle diurne se remarque sur des mesures de turbulence par l'enchaînement des différents états de stabilité de l'atmosphère.

I-2-3-1. L'influence thermique du sol, les brises

Dans le langage courant, on confond généralement vent et brise. Pour les météorologues, il s'agit pourtant de circulations d'air tout à fait différentes. Le vent se situe à l'échelle météorologique, il a pour moteur les anticyclones et les dépressions. Par contre, la brise est un phénomène local, d'origine convective [5]. Ces brises sont très influencées par des facteurs tels que la mer, la terre et les montagnes. Ainsi, l'échauffement non uniforme et inégal du sol et de l'eau, sous l'effet du rayonnement solaire, la variation de température est beaucoup plus sensible au-dessus de la terre qu'au-dessus des grandes étendues d'eau. Cela induit au soulèvement de l'air chaud qui s'étend ensuite vers la mer. L'air froid provenant de la mer est attiré par la dépression créée au niveau de la terre à cause de son réchauffement. Ce phénomène est appelé la brise de mer. Durant la nuit, la direction de cette brise prend le chemin inverse, c'est la brise de terre. On cite aussi la brise de pente et la brise de vallée

I-2-3-2. L'influence mécanique du relief, obstacles montagneux

Les obstacles isolés sont plus au moins contournés par le vent mais dès que le barrage formé par le relief est suffisamment développé, le courant aérien doit le franchir souvent sur la plus grande partie de sa longueur. La Figure I-4. a représente le mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique. Sur le versant dit «au vent » l'air s'élève en donnant naissance à un courant ascendant, nommée ascendance de pente, qui est souvent utilisé pour le vol à voile. Poursuivant son mouvement, l'air redescend, ensuite le long du versant opposé, dit « sous le vent », il est animé d'une turbulence plus au moins grande formant des courants rabattants et des tourbillons. Donc si l'on rencontre souvent des vitesses de vent accélérées sur les collines, c'est à cause de la différence de pression qui existe à l'avant et à l'arrière de celles-ci. Ainsi, le vent se trouve comprimé par la colline à la face exposée au vent, pour s'étendre ensuite, une fois passé le sommet, vers la zone de basse pression du côté sous le vent de la colline.

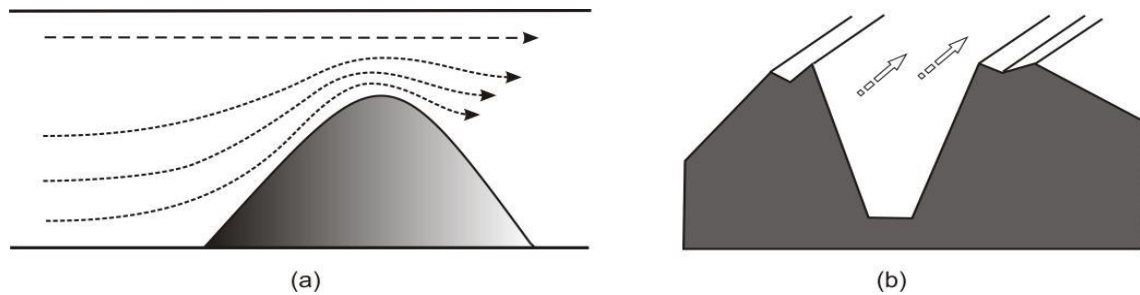


Figure I.4: Influence mécanique du relief [1]

(a) Mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique. (b) Effet tunnel.

La Figure I-4. b quant à elle représente un autre phénomène causé par les montagnes et les collines. Il est connu par l'effet tunnel, où la vitesse du vent augment d'une façon significative à l'intérieur du tunnel.

I-3. Caractéristiques du vent

La puissance du vent est sensiblement constante à chaque instant pour l'ensemble du globe, en un lieu donné et sur une période solaire. Par contre, la vitesse du vent est très variable suivant les jours et les lieux [1]. Le Tableau I-1 donne la classification des vents avec l'échelle de Beaufort qui décrit les différentes natures du vent en fonction de leurs vitesses.

Tableau I.1 : Echelle Beaufort [1]

Nombre de Beaufort (degré)	Terme générique (descriptif)	Vitesse du vent à 10 m de hauteur En km/h
0	Calme	Inférieure à 1
1	Très légère brise	1 à 5
2	Légère brise	6 à 11
3	Petite brise	12 à 19
4	Jolie brise	20 à 28
5	Bonne brise	29 à 38
6	Vent frais	39 à 49
7	Grand frais	50 à 61
8	Coup de vent	62 à 74
9	Fort coup de vent	75 à 88
10	Tempête	89 à 102
11	Violente tempête	103 à 117
12	Ouragan	Supérieure à 118

Le vent avec sa nature aléatoire présente de grandes variabilités qu'on peut classer en deux groupes : la variabilité temporelle et la variabilité spatiale.

I-3-1. Variabilité temporelle

Le vent étant une source intermittente, sa direction et sa vitesse changent rapidement avec le temps. En accord avec ces changements, la puissance et l'énergie éolienne disponible dans un site donné varient. Ces variations peuvent être à haute fréquence comme illustré dans la Figure I-5.a où la vitesse enregistrée durant 30 secondes fluctue de 5.1 à 7.2m/s. La variabilité peut-être à moyenne fréquence comme pour les vitesses journalières ou horaires, représentées dans la Figure I-5.b avec une vitesse de vent diurne plus importante que les vitesses nocturnes. Pour les variabilités à basse fréquence, elles concernent les variations saisonnières et mensuelles, comme illustré respectivement sur la Figure I-5.c et la Figure I-5.d.

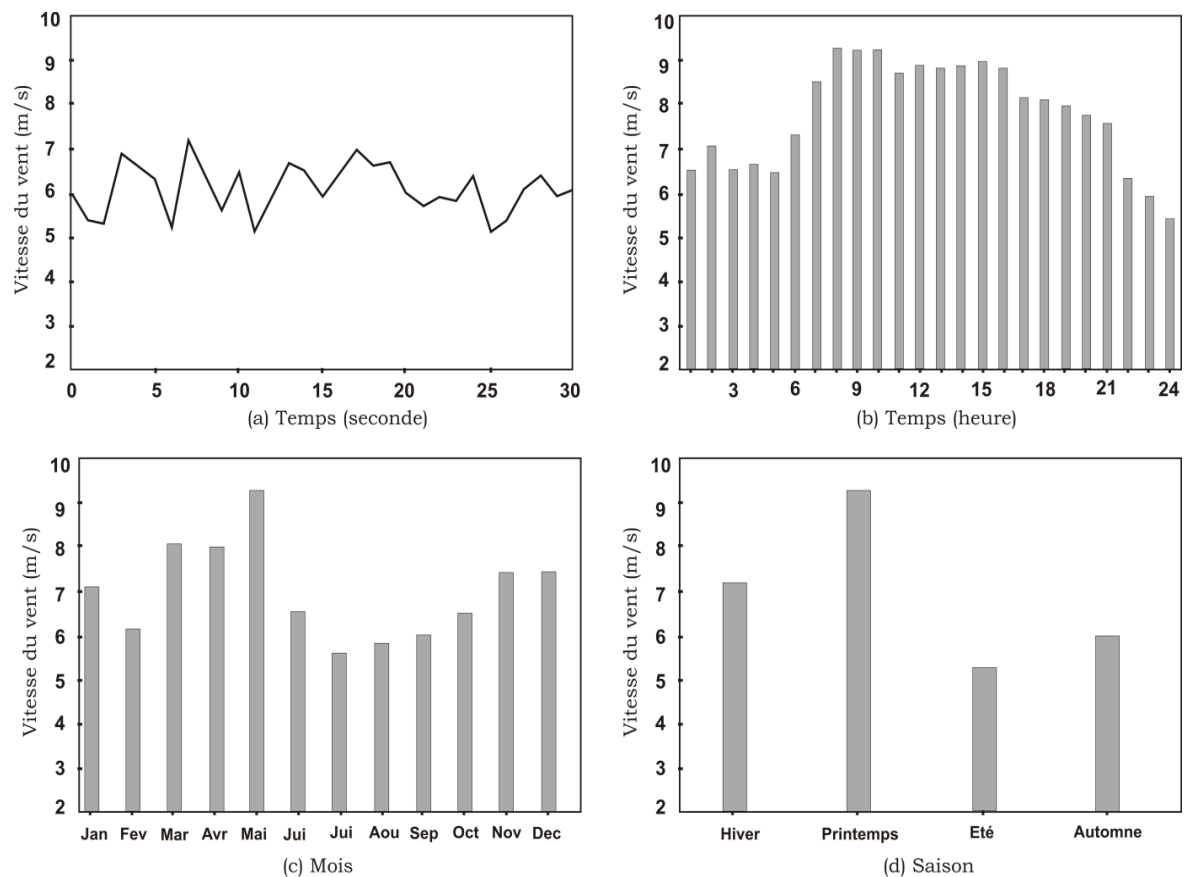


Figure I.5 : Variations temporelles de la vitesse du vent [1]

I-3-2. Variabilité spatiale

Le vent est aussi caractérisé par sa variabilité spatiale, comprenant ainsi deux catégories. D'un côté la variabilité spatiale régionale qui est en fonction de la latitude, de son ensoleillement et des reliefs (géographique et physiques). Et d'un autre côté, la variabilité spatiale locale qui prend en compte la topographie, les obstacles ainsi que la rugosité du sol.

I-4. Mesure du vent

La mesure directe du vent se fait dans des stations météorologiques, où deux éléments servent à la caractériser : sa vitesse et sa direction.

Le mot « direction » en parlant du vent sous-entend celle d'où vient le vent. Un vent d'ouest est un vent qui souffle de l'ouest, un vent de nord est un vent qui souffle du nord. Son indication est donnée en utilisant des girouettes.

La composante horizontale du déplacement de l'air en un point et à un instant donné se dispose selon une certaine direction ; elle atteint en outre une vitesse déterminée appelée «vitesse du vent». Elle est mesurée généralement en mètres par seconde (m/s), en kilomètres par heure (km/h), mais aussi en noeuds ou milles par heure, dont il existe entre ces diverses unités la relation suivante : $1\text{m/s}=3,6\text{km/h}=1,94\text{noeud}$. Les instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont les anémomètres.

I-4-1. Anémomètre et girouette

Une station météorologique enregistre et fournit des mesures physiques liées aux variations du climat. Chaque mesure est obtenue à l'aide d'un capteur. Certains sont exposés aux éléments, comme l'anémomètre, la girouette et la jauge pluviométrique. Alors que d'autres sont groupés dans un abri pour mesurer les caractéristiques intrinsèques de la masse d'air comme le thermomètre et l'hygromètre. Ainsi, dans les services météorologiques nationaux, les observations sont prises toutes les heures par différents capteurs pour les différentes mesures. Notre travail étant basé sur l'étude du vent, on propose de définir les instruments utilisés pour mesurer sa vitesse et sa direction.

Un anémomètre associé à une station météorologique sert tout simplement à mesurer la vitesse du vent. En général, sur les stations météorologiques, les anémomètres utilisés sont à coupelles. Ils se composent de 3 demi-coquilles disposées sur des bras horizontaux disposés à 120 degrés et montées sur un axe vertical équipé d'un dispositif de comptage de tours ; la vitesse de rotation de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent. De plus, à la fonction première de l'anémomètre est associée une seconde qui est la mesure de la direction du vent grâce à la girouette associée (Figure I-6).



Figure I.8 : Anémomètre [6]



figure I.9 : Girouette [6]



Figure I.6 : Ensemble anémomètre girouette [1]

I-4-2. Anémomètres

Les indicateurs décrits ci-dessus, ainsi que des données de vent disponibles de météorologie stations, peuvent nous donner une idée sur la pertinence d'un site donné pour l'énergie éolienne extraction. Cependant, le choix final du site doit être effectuée sur la base de mesures sur le terrain à court terme. Anémomètres montés sur grands mâts sont utilisés pour une telle mesures de vent. Hauteur du mât peut être la hauteur de moyeu de la turbine éviter toute nouvelle correction de la vitesse du vent de surface due au cisaillement. Comme la puissance est sensible la vitesse du vent, de bons anémomètres de qualité qui sont sensibles, fiables et correctement étalonné doit être utilisé pour des mesures de vent. Il existe différents types d'anémomètres. Basé sur le principe de fonctionnement, ils peuvent être classés comme suit:

1. anémomètres de rotation (des anémomètres à coupelles et anémomètres à hélice).
2. anémomètres de type de pression (anémomètres à tubes de force, anémomètres de la plaque de pression et les anémomètres de la sphère).
3. anémomètres thermoélectriques (anémomètres à fil chaud et anémomètres plaque chauffante).
4. anémomètres phase de décalage (ultra anémomètres soniques et anémomètres à laser Doppler)

I-4-2-1. Anémomètre Coupe [6]

L'anémomètre, le plus couramment utilisé dans les mesures de l'énergie éolienne est la coupe anémomètre. Il se compose de trois (ou quatre) tasses équidistants attachés à un centre faire tourner l'axe vertical passant par des rayons (Figure I.7). Les coupelles sont hémisphériques ou une forme conique et faite en matériau léger. Ceci est essentiellement un frein dispositif. Lorsqu'il est conservé dans le flux, le vent exerce une force de traînée sur les tasses. force de la traînée est donnée par :

$$F_D = C_D \frac{1}{2} A \rho_a V^2 \quad (\text{I-1})$$

où C_D est le coefficient de traînée, A est la surface de coupe exposée au vent, est le ρ_a densité de l'air et V est la vitesse du vent.

Comme le coefficient de traînée de la surface concave est supérieure à la surface convexe, la coupe avec son côté concave face au vent éprouve plus de force de traînée. Ce qui amène les coupelles à tourner sur son axe central. L'intensité de rotation est directement proportionnelle à la vitesse du vent entrant.



Figure I.7: anémomètre Coup [6]

cela est en outre calibré en termes de vitesse du vent, qui peut être directement détecté et enregistré. Bien que ces anémomètres peuvent soutenir une variété d'environnements difficiles, il y a certaines limites. Il accélère rapidement avec le vent, mais retarde lentement quand le vent cesse. En raison de cette réponse lente, les anémomètres à coupelles ne donnent pas une mesure fiable dans des rafales de vent. Comme la force de traction est proportionnelle à la densité, toute des changements dans la densité de l'air aura une incidence sur l'exactitude de la vitesse mesurée. Néanmoins de ces limitations, les anémomètres à coupelles sont largement utilisés pour mesurer la vitesse du vent en météorologie ainsi que des applications de l'énergie éolienne.

I-4-2-2. Anémomètre à hélice

Un anémomètre à hélice (aéro-pale) se compose d'une hélice à quatre pales. Les lames sont fabriquées avec des matériaux légers tels que l'aluminium ou en fibre de carbone thermoplastique (CFT). Ces appareils fonctionnent principalement sur la force de levage. Avec un flux d'air parallèlement à son axe, les pales de l'hélice subissent une force de levage, ce qui transforme l'hélice à une vitesse proportionnelle à la vitesse du vent. Pour mesurer l'horizontale et les composantes de vent vertical, trois hélices peuvent être fixées sur une commune mâts. La réponse à une déviation dans la direction de vent de l'hélice axe suit la loi du cosinus. Cela signifie que la vitesse perpendiculaire à l'hélice axe serait ressentie comme zéro.

I-4-2-3. Plaque de pression anémomètre

Le premier anémomètre de toute nature est l'anémomètre de la plaque de pression. Il a été inventé par Leon Battista Alberti dès en 1450. Cette situation est encore affinée par

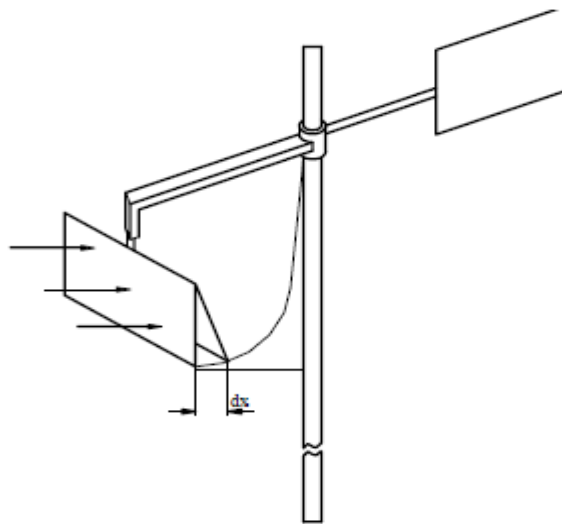


Figure I.8 : Principe de plaque de pression anémomètre [6]

Robert Hooke (1664) et Roger Pickering (1744). Il se compose essentiellement d'un balancement plaque tenue à la fin d'un bras horizontal. Cet élément est fixé à un arbre vertical autour duquel le bras peut tourner librement (figure I.8). Une girouette dirige la plaque toujours perpendiculaire à l'écoulement du vent. Comme le coefficient de traînée d'une plaque plane peut être pris pour unité, se référant Eq. (I,1), la pression exercée sur la plaque P par la.

le vent est donné par

$$P = \frac{1}{2} \rho_a V^2 \quad (\text{I-2})$$

Cette pression rend la plaque de se balancer vers l'intérieur. Comme la distance sur laquelle la sautes de plaques dépend de la force du vent, il peut être directement calibré en termes de la vitesse du vent. Anémomètres de plaque de pression sont adaptés pour mesurer rafales les vents.

I-4-2-4. Tube de pression anémomètre [6]

Un autre type d'anémomètre qui utilise la pression du vent pour mesurer la vitesse est l'anémomètre à tube de pression. Cela fonctionne sur le principe que, l'écoulement du vent

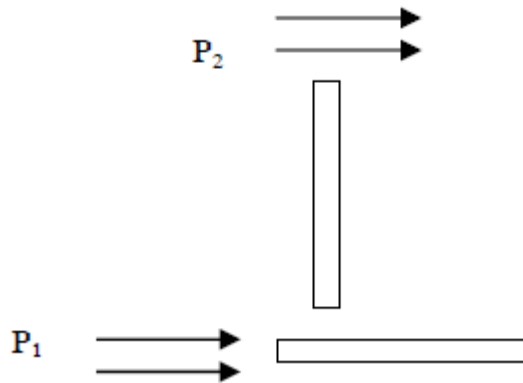


Figure I.9 : Principe de tubes anémomètre de pression [6]

Traversant le tube crée une pression alors que l'écoulement à travers un tube dans résultats suction. Considérons deux tubes comme représenté sur la Figure (I.9). La pression dans le tube parallèle au vent est la somme de la pression atmosphérique et la pression du vent.

Ainsi :

$$P_1 = P_A + C_1 \frac{1}{2} \rho_\alpha V^2 \quad (\text{I-3})$$

De même dans le tube perpendiculaire au vent, la pression est

$$P_2 = P_A - C_2 \frac{1}{2} \rho_\alpha V^2 \quad (\text{I-4})$$

où P_A est la pression atmosphérique et C_1 et C_2 sont des coefficients. Soustrayant

P_2 de P_1 et de résolution V .

nous obtenons :

$$V = \left[\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho_\alpha (C_1 + C_2)} \right]^{0.5} \quad (\text{I-5})$$

Ainsi, en mesurant la différence de pression à l'intérieur des deux tubes, la vitesse du vent peut être estimée. Les valeurs de C_1 et C_2 sont disponibles avec l'instrument.

la pression est mesurée à l'aide de manomètres pour les transducteurs de pression. Le principal avantage de tube de pression anémomètre est qu'il n'a pas de mobile les pièces. Cet anémomètre a une application limitée dans les mesures de champ ouvertes que la présence de poussière, de l'humidité et des insectes peut affecter l'exactitude.

I-4-2-5. Pylônes de mesure [1]

En général, les données éoliennes disponibles dans tous les pays ont été recueillies près des agglomérations. Les populations se regroupent dans des zones abritées des tempêtes et des temps violents ; par conséquent, les données fournies par les aéroports, les bases militaires et les stations météorologiques ne sont pas toujours représentatives des vents qui soufflent en des lieux particulièrement exposés, où le potentiel éolien de certaines zones peut être sous-estimé.

Il est donc nécessaire d'implanter des mâts dans des sites adéquats pour mesurer les paramètres du vent (Figure I-10). Ainsi, les règles de dégagement classiques de l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale) sont de placer les capteurs à 10m au-dessus du sol et sur un terrain dégagé, devant respecter les critères suivants :

Le pylône doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.

Un objet est considéré comme un obstacle s'il présente une largeur angulaire supérieure à 10° .

Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5m dans un rayon de 100m autour du pylône.

Les obstacles de hauteur inférieure à 2m peuvent être négligés.

Un changement de relief dans un rayon de 100m est aussi considéré comme un obstacle.

Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8m.



Figure I.10 : Mât de mesure [1]

La mesure du vent n'est pas perturbée uniquement par les obstacles environnants ; la Rugosité des terrains exerce une influence. Pour l'OMM, le vent de surface est le vent qui souffle à une hauteur géométrique de 10m sur un site ayant une longueur de rugosité égale à 0,03m. C'est en quelque sorte un vent de référence dont on connaît les conditions exactes de mesure. La classification proposée pour la mesure du vent est donc double. Une première classification concerne la rugosité du terrain environnant. La seconde concerne l'environnement proche et les obstacles éventuels.

I-4-2-6. La mesure des autres données météorologiques

La température et la pression atmosphérique ont une influence directe sur la densité de l'air. Cela influe sur la vitesse du vent et par conséquent sur la production éolienne d'un éventuel parc. Il est donc utile de collecter ces données au cours de la campagne de mesure.

Le matériel qui mesure ces différents paramètres peut être placé sur le mât. Les informations peuvent également être obtenues par des stations météorologiques environnantes dans la mesure où ces données exigent une moins grande précision.

I-4-2-7. La mesure du vent par télédétection

Le SODAR (Sonic Detection and Ranging) est un outil de mesure à distance utilisé pour les mesures météorologiques. Les données atmosphériques sont calculées en utilisant la vitesse du son. Les mesures sont effectuées par l'émission d'un signal acoustique dont l'écho est analysé afin d'évaluer la vitesse, la direction du vent, ainsi que les turbulences atmosphériques.

D'une manière similaire, le LIDAR (Light Detection and Ranging) analyse le profil du vent au moyen d'un faisceau laser. Comme pour le SODAR, un rayon lumineux tridimensionnel de forme conique est envoyé dans l'atmosphère. Le décalage Doppler des émissions laser diffusées par les particules atmosphériques est mesuré en vue de définir les caractéristiques du vent.

Les mesures SODAR et LIDAR offrent la possibilité d'analyser des profils de vent à diverses altitudes et sur l'intégralité de la surface de l'éventuel rotor. Ceci est d'autant plus intéressant pour des projets comprenant des éoliennes à grand rotor avec des hauteurs importantes.

Bien que les techniques de mesures par télédétection intéressent de plus en plus les professionnels dans le secteur de l'éolien, le recours aux mâts de mesures reste essentiel lors du développement d'un projet. Les mesures SODAR et LIDAR sont souvent utilisés de manière complémentaire aux données collectées par le mât. Elles permettent d'affiner les données existantes, en améliorant la compréhension du profil du vent dans les zones complexes d'un site donné [1].

I-4-3. Les indicateurs biologiques

Lorsqu'aucune donnée n'est pas disponible, les arbres et les arbustes sont souvent considérés comme un bon indicateur qualitatif du vent. Ces derniers peuvent être déformés par les vents forts et les conditions rigoureuses. Putnam [7] a classé les déformations des arbres et leurs branches en fonction de la puissance du vent. La Figure I-8 montre le degré de déformation par les vents et le Tableau I-2 énonce l'indice de déformation de Griggs-Putnam par plages de vitesses de vent correspondantes.

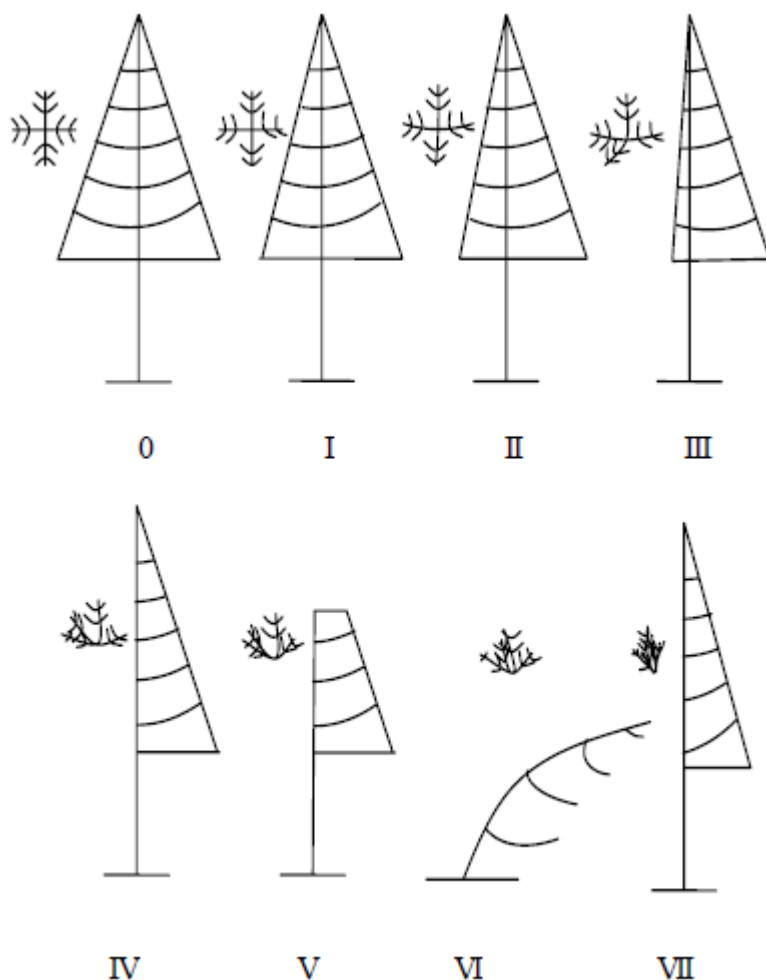


Figure I.11 : Index des niveaux de déformation de Griggs-Putnam [7]

Tableau I.2 : Indice de déformation de Griggs-Putnam [7]

Indice	0	I	II	III	IV	V	VI	VII
Vitesse du vent (m/s)	< 3	3.1-4.1	3.8-5.2	4.7-6.3	5.4-7.4	6.3-8.5	7.2-9.7	>7.9

Cette méthode est particulièrement adaptée pour juger le vent dans les vallées, les côtes et les montagnes terrains. Déformations des arbres en raison de l'effet du vent sont classés par Putnam. Il existe cinq types de déformations sous la classification de Putnam. Elles sont brossage, signalisation, le vent lancer, clipping et de moquette.

Vent brossage se réfère à la flexion sous le vent de branches et les rameaux des arbres. Brossage peut clairement être observé lorsque les arbres sont leurs feuilles. C'est une indication de vent, ce qui est utile pour la conversion de l'énergie éolienne.

En repérage, les branches sont tendues sous le vent, avec possibilité de décapage de vent branches. La plage de vitesses de vent correspondant à l'effet de repérage est d'intérêt pour la conversion d'énergie. Dans le vent lancer, le tronc principal et les branches de l'arbre maigre abri du vent à venir. Ceci indique la présence de plus fortes Vent. Sous l'écrêtage, les branches de l'arbre de plomb sont supprimées de la culture à sa hauteur normale en raison d'un vent fort. Avec des vents extrêmes, les arbres sont coupés même à une très faible hauteur. Ceci est appelé le vent tapis.

Sur la base de ces déformations, l'intensité du vent est évaluée sur une virgule sept échelle mis en avant par Hewson et Wade [6]. Ceux-ci sont illustrés sur la (Figure I.11), montrant les vues de dessus et avant du tronc d'arbre. Toutefois, il convient de noter que le degré de cette déformation peut varier d'une espèce à l'autre arbre. Pour cette raison, cette méthode doit être calibré avec des données de vent à long terme pour une variété d'arbre donné. Une fois cet étalonnage est disponible, la gamme de la vitesse du vent peut être directement estimée sur la base de ces indicateurs biologiques.

I-4-4. Rose des vents

Sous une forme associée, les informations sur la vitesse et la direction du vent peuvent être représentées sur des roses des vents. Elles donnent la répartition du vent pour les différentes directions. La distribution des vitesses et des directions peut-être divisée en 8, 12, 16 ou 32 secteurs qui représentent les différentes directions.

Une rose des vents peut représenter trois types d'informations, à savoir : la fréquence, la vitesse moyenne du vent et la moyenne du cube.

La fréquence est le pourcentage du temps pour lequel le vent souffle d'une direction particulière comme indiqué sur la Figure I-12.a. La vitesse moyenne donne le produit de la fréquence avec la vitesse moyenne pour la direction correspondante (Figure I-12.b).

L'énergie quant à elle donne le produit du pourcentage du temps et le cube de la vitesse du vent (Figure I-12.c).

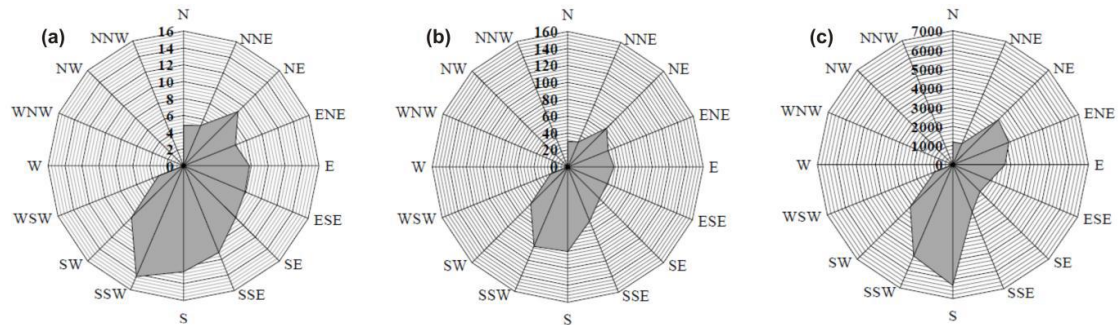


Figure I.12 : Roses des vents à 16 directions, illustrant la distribution de la fréquence, la vitesse et l'énergie pour différentes directions. [1]

Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons passé en revue les principales définitions du vent. Nous avons défini les différents paramètres qui le régissent ainsi que d'autres grandeurs qui sont indispensables à sa mesure. Une autre partie de ce chapitre consistait en l'étude de l'atmosphère et sa structure. Ce chapitre va nous permettre dans un premier temps d'avoir une bonne connaissance des phénomènes régissant le vent et dans une deuxième étape de prendre en charge le problème posé à savoir l'optimisation de la rentabilité de l'utilisation de l'énergie éolienne.

Introduction

L'utilisation des systèmes éoliens pour la production d'électricité est une solution pour satisfaire les besoins en électricité dans un site isolé est assez bien venté. De tel système Présente plusieurs avantages du fait de sa flexibilité et sa fiabilité.

Il existe deux types d'éoliennes modernes : le système à axe horizontal et à axe vertical. Les plus courants sont celles à axe horizontal [8].

II-1. Contexte historique

Très tôt, dans l'histoire des techniques [8], le vent a été exploité afin d'en extraire de l'énergie mécanique : pour la propulsion des navires dès l'antiquité (3000 ans Av. JC), pour les moulins (à céréales, olives), le pompage ou, au Moyen Age, pour l'industrie (forges...).

La conversion de l'énergie du vent en énergie mécanique est en effet relativement aisée, il faut « seulement » disposer d'un potentiel satisfaisant et résister aux caprices des vents excessifs. Parallèlement, les progrès technologiques, tant dans les domaines de l'électrotechnique, de l'électronique que dans celui des matériaux, font que l'on peut désormais disposer de machines aux performances étonnantes en termes de puissance produite, tout en limitant les impacts sur l'environnement .

Dans les sites isolés, la rentabilité étant plus facile à obtenir, des petites éoliennes dans la gamme de quelques 100 W à quelques 10 kW sont commercialisées depuis plus longtemps.

La baisse des coûts des cellules photovoltaïques permet aujourd'hui de construire des systèmes hybrides éoliens et photovoltaïques qui profitent de la fréquente complémentarité vent-soleil (réduction des coûts des batteries de stockage nécessaires en site isolé) .

Ainsi l'histoire de l'énergie éolienne a pour une grande partie été influencée par des facteurs extérieurs, tels l'apparition de la machine à vapeur, la distribution généralisée d'électricité, la crise énergétique de 1973. Enfin plus récemment, les accords de Kyoto devraient être le moteur principal du développement des éoliennes [8].

II-2 Différents types d'aérogénérateurs

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Deux familles de voilures existent : les aérogénérateurs à axe vertical (VAWT) et à axe horizontal (HAWT). Le graphique de la Figure II-1 donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse spécifique, λ pour différents types d'éoliennes.

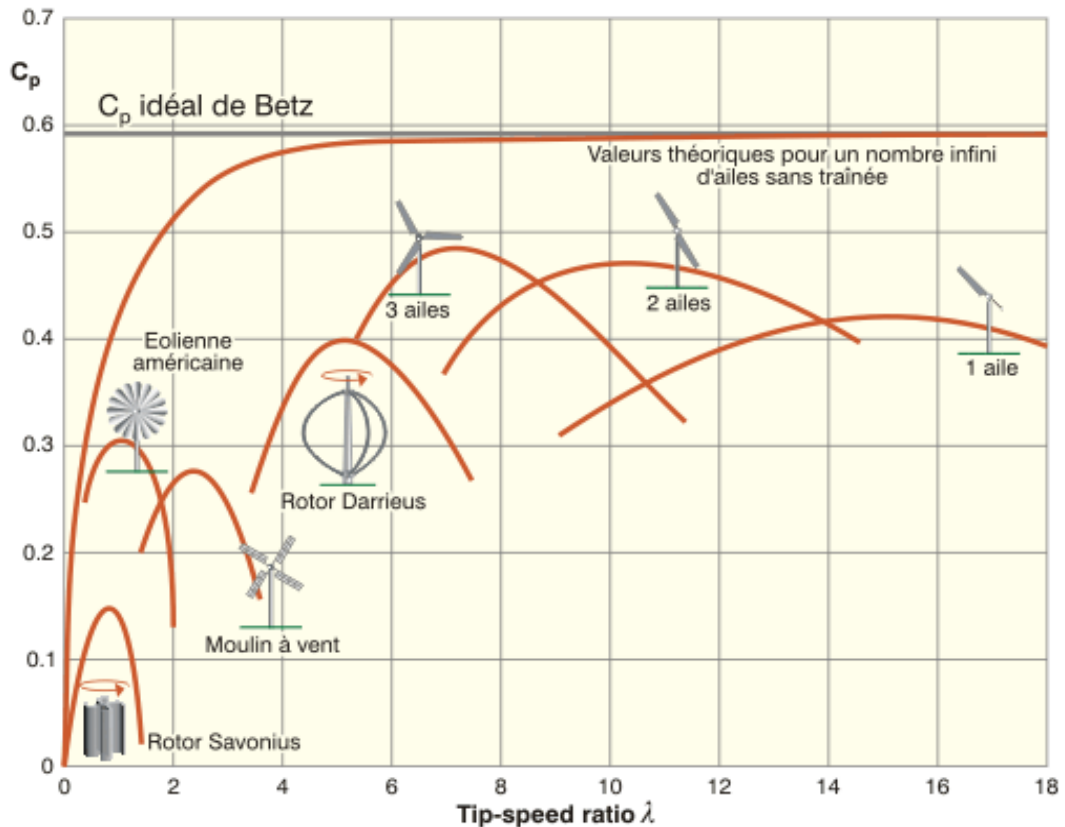


Figure II.1 : Courbe caractéristiques des aérogénérateurs [9]

II-2 -1 Axe vertical (Vawt)

Les éoliennes à axe vertical (Figure II-2, Figure II-3) ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles [10].

Avantages [8] :machinerie au sol, pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent, fort couple de démarrage, construction simple (Savonius), tourne à faible vitesse (donc peu bruyante).

Inconvénients [8]:guidages mécaniques, notamment le palier bas qui doit supporter le poids de l'ensemble de la turbine.

Il existe principalement trois technologies Vawt (Vertical Axis Wind turbine) : les turbines Darrieus classique ou à pales droites (H-type) et la turbine de type Savonius, comme montré à la Figure II-2 et la Figure II-3.

Toutes ces voilures sont à deux ou plusieurs pales.

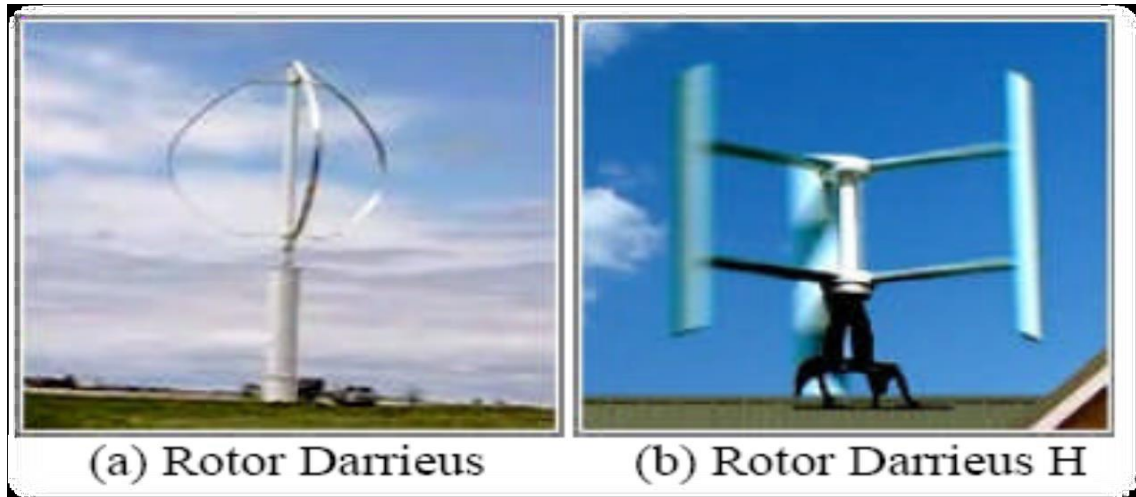


Figure II.2 : Exemples des constructions VAWT [8]

Figure II.3 : Exemples des constructions Darrieus (Darrieus de type H) et Savoniu [8]

Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années30). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure II-3) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables.

La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif.

Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées.

En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées.

II-2-2 Axe horizontal (Hawt)

La technologie largement dominante aujourd'hui [11] est à axe horizontal à turbine tripale, parfois bipale et à rotor face au vent.

Les avantages de tels dispositifs sont une réduction du diamètre de la turbine ainsi que du bruit acoustique. Des grandes puissances sont envisagées, de l'ordre de 600 kW à plusieurs MW (notamment avec le constructeur Vortec mais également avec société française CITA), mais n'ont pas encore vu le jour.

La turbine peut se trouver à l'avant de la nacelle ou à l'arrière : au vent (amont ou upwind) ou sous le vent (aval ou downwind) (Figure II-4). L'avantage des dispositifs sous le vent est qu'ils se positionnent automatiquement face au vent ce qui permet, notamment pour les fortes puissances d'éviter le système mécanique d'orientation, complexe, lourd et coûteux. L'inconvénient majeur réside dans une fatigue accrue due aux fréquentes oscillations liées aux changements de direction du vent. Le procédé « sous le vent » reste peu utilisé comparativement à celui « au vent ». La réduction du nombre de pales permet théoriquement de réduire le coût mais aux dépens de la régularité du couple. Le coefficient C_p est également sensiblement plus faible, environ 5% entre une tripale et une bipale. Des machines monopales ont même été construites mais il semble qu'aucune ne soit actuellement commercialisée.

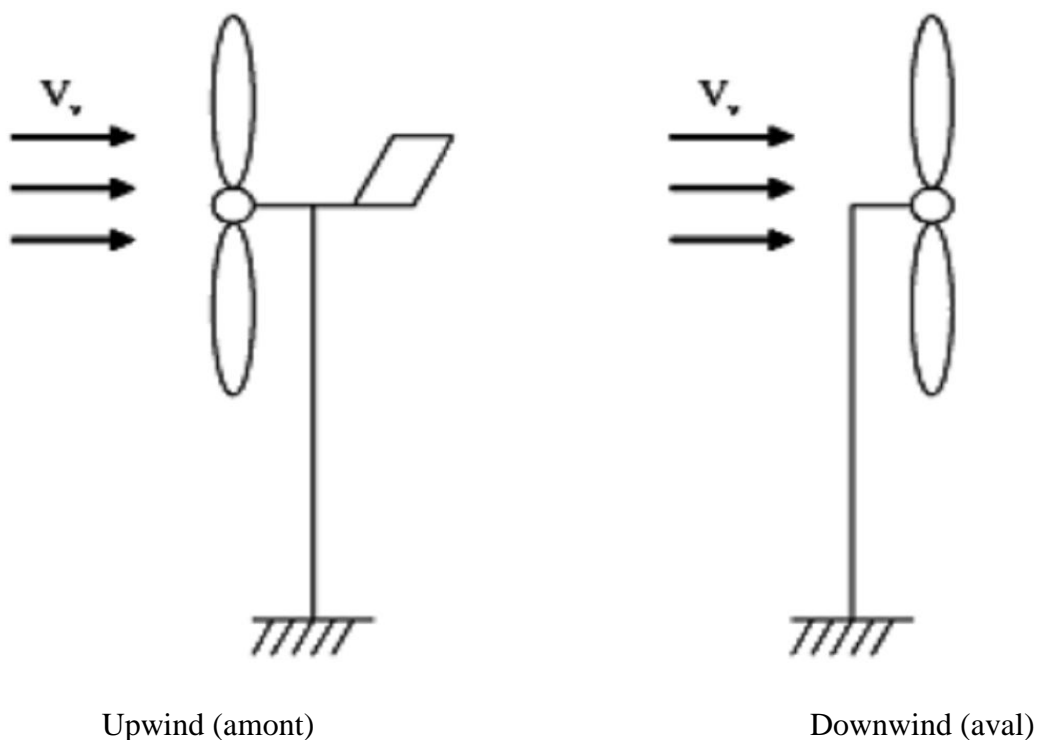


Figure II.4: Type de montage de la voilure [8]

II-3. Composantes d'une éolienne

Une installation est généralement constituée d'une éolienne, d'une tour avec de solides fondations et d'un ensemble d'équipements électriques pour le stockage de l'énergie produite ou pour gérer la connexion avec le réseau électrique local. La figure (II-5) présente les composantes d'une éolienne.

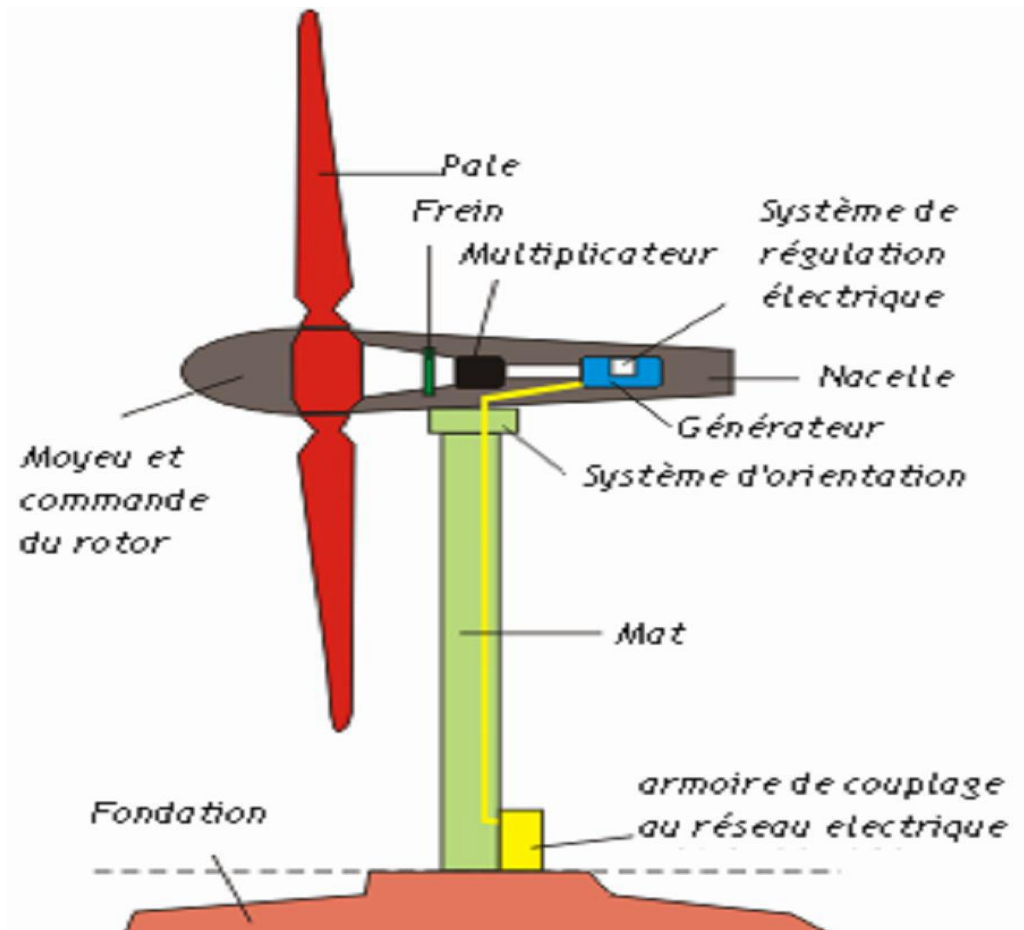


Figure II.5 : Composante d'une éolienne de forte puissance [8]

L'éolienne est pour sa part, composée d'un rotor bi ou tri pale, bien souvent à axe horizontal, d'une génératrice à courant continu ou d'un alternateur et d'une nacelle qui permet de fixer et supporter le rotor et la génératrice.

II-3-1 La nacelle [10]

Regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres primaire et secondaire, multiplicateur, Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge.

Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter, le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

II-3-2. La tour

Son rôle est d'une part de supporter ensemble rotor et nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble rotor et nacelle de manière à s'adapter au mieux à différents sites d'implantation (Figure II-6).

Trois grands types de tour peuvent se rencontrer :

-**Tour mât haubané** : de construction simple et moins coûteuse mais s'adresse essentiellement aux machines de faible puissance. Une intervention au niveau de la nacelle nécessite en général de coucher le mât.

-**Tour en treillis** : sont les moins chères, mais souvent mal acceptées et très peu utilisés. Son avantage essentiel est sa simplicité de construction, qui la rend attractive pour les pays en voie de développement. Pour des machines de grande taille, son aspect inesthétique devient un handicap certain.

-**Tour tubulaire** : est beaucoup plus élégant, mais le prix d'une telle tour peut atteindre trois ou quatre fois celui d'un pylône haubané.



Mât haubané

Tour tubulaire

Tour en treillis

Figure II.6 : Différents types de tours [6]

II-3-3. Le rotor

Formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3 [10].

II-3-4. Le multiplicateur

Les rotors dont le diamètre est supérieur à 5 m ont des vitesses de rotation trop faibles pour pouvoir entraîner directement un alternateur classique. Il est donc indispensable pour ces machines d'interposer entre l'aéromoteur et l'alternateur un multiplicateur. 3 types de multiplicateurs peuvent être utilisés avec les aéromoteurs :

- Le plus simple est le multiplicateur à engrenages à un ou plusieurs trains de roues dentées cylindriques ; d'une réalisation économique il est tout de même encombrant pour un rapport de multiplication élevé.
- L'utilisation de trains planétaires permet de réaliser des multiplications élevées sous un encombrement réduit avec un bon rendement de transmission. Les axes d'entrée et de sortie sont colinéaires voire coaxiaux.
- Le réducteur à couple conique permet une disposition de l'arbre de sortie perpendiculaire à l'arbre d'entrée.

II-3-5. La génératrice

C'est un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

Les plus simples et robustes sont des générateurs à induction. Il existe plusieurs types de génératrices pour stabiliser la vitesse des moteurs: génératrices à basses vitesses de vent, l'autre pour les hautes vitesses génératrice auto-excitée.

Enfin, La nouvelle génératrice discoïde de Jeumont Industrie est une innovation majeure car elle réduit la taille, normalement imposante, de ces alternateurs multipôles. Toutefois, le courant produit doit passer par un onduleur de grande puissance. Il s'agit là aussi d'une technologie de pointe .

II-3-6. Les pales d'éolienne

Une pale d'éolienne extrait l'énergie cinétique du vent et la transforme, grâce à sa connexion avec le rotor, en mouvement de rotation. Le phénomène de portance aérodynamique est au coeur du principe de fonctionnement.

Les pales forment une partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien.

Cependant, il est bon de savoir que les pales déterminent grandement le rendement de l'éolienne et ces performances. Concevoir une pale revient à déterminer :

-La longueur de la pale : Le diamètre de l'hélice est fonction de la puissance désirée. La détermination de ce diamètre fixe aussi la fréquence de rotation maximum, que l'hélice ne devra pas dépasser pour limiter les contraintes en bout de pales dues à la force centrifuge. Il est essentiel de prendre en compte le travail en fatigue des pales et les risques de vibrations, surtout pour les très longues pales.

Pour les roues à marche lente, ayant une inertie importante, le diamètre reste limité à 8 m à cause de leur comportement lors de rafales de vent.

Pour les roues à marche rapide, la longueur des pales peut être grande, supérieure à 30m.

-La largeur de la pale : La largeur des pales intervient pour le couple de démarrages qui sera d'autant meilleur que la pale sera plus large. Mais pour obtenir des vitesses de rotation élevées, on préférera des pales fines et légères. Le résultat sera donc un compromis.

La valeur du couple augmente si la largeur de pale augmente [8].

-Le profil aérodynamique de la pale : il est choisi en fonction de ses propriétés aérodynamiques telles que la portance et la traînée mais aussi selon le couple désiré et la vitesse spécifique de la pale. Pour la plupart des aérogénérateurs de moyenne et de faible puissance, les pales ne sont pas vrillées. Par contre, pour la plupart des machines de grande puissance, elles le sont, c'est-à-dire qu'elles prennent la forme d'une hélice. Les caractéristiques des différents profils sont déterminées en soufflerie. Ils ont en général été étudiés pour l'aviation (ailes ou hélices).

-Le calage initial et le gauchissement de la pale : ils seront déterminés afin d'avoir tout au long de la pale un angle d'attaque optimum pour le régime de rotation du rotor correspondant à la vitesse du vent nominale. C'est à dire la vitesse de vent pour laquelle l'éolienne à le meilleur rendement.

-Les matériaux de fabrication de la pale : le choix des matériaux est une étape importante.

En effet, le matériau détermine le procédé de fabrication, le coût, la durée de vie et la fiabilité des pales qui subissent beaucoup de contraintes en fatigue. Le matériau idéal doit être léger, résistant, homogène pour avoir des pales de même masse, facile à mettre en oeuvre pour diminuer le coût, résistant à l'érosion et à la corrosion.

Certains types de bois, certains métaux, mais aujourd'hui surtout des matériaux composites répondent aux critères requis.

-Nombre de pales : Le nombre de pales B , que l'éolienne possèdera influence aussi le design de la pale.

Le nombre de pale est déterminé en fonction de la vitesse spécifique λ , et du couple à fournir.

Lorsque la vitesse spécifique est fixée, une valeur pour le nombre de pale est recommandée.

Ainsi pour $4 < \lambda < 10$ le nombre de pale recommandé se situe entre 1 et 3 inclusivement (Figure : II-7).

Les éoliennes à marche lente [10] ont en général entre 20 et 40 ailettes et ont un couple de démarrage proportionnel au nombre de pales et au diamètre ; leur rendement par rapport à la limite de Betz est faible car leur vitesse en bout de pale est limitée.

Les éoliennes à marche rapide sont généralement bipales ou tripales. La roue bipale est la plus économique et la plus simple mais elle est génératrice de vibrations qui peuvent être importantes. La roue tripale présente moins de risques de vibrations, d'où fatigue et bruits plus faibles, mais elle est plus compliquée et plus lourde.

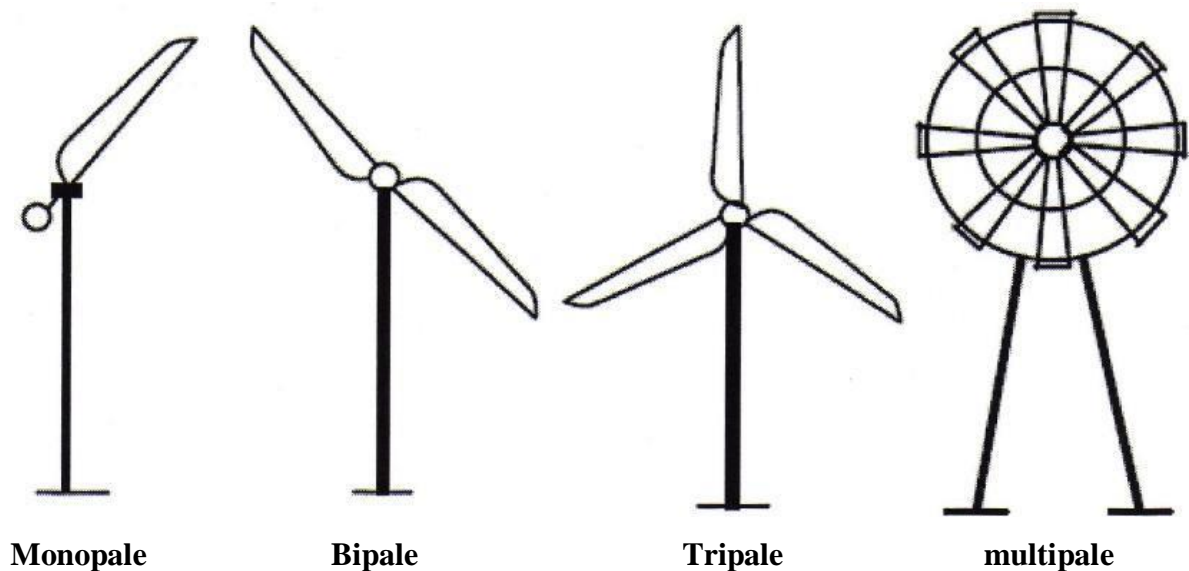


Figure II.7 : classification des éoliennes à axe horizontal selon le nombre de pale [6]

II-3-6-1. Description de l'aérodynamique d'une pale [8]

Les principaux termes utilisés dans le domaine de l'aérodynamique des pales d'éoliennes sont expliqués sommairement dans cette section.

Vitesse de démarrage : Vitesse de vent pour laquelle le rotor commence à tourner

Vitesse Nominale : Vitesse de vent à laquelle l'éolienne fournit sa puissance nominale

Vitesse d'arrêt : Vitesse de vent à laquelle l'éolienne est arrêtée pour cause de vent trop fort.

Emplanture : Extrémité de la pale en contact avec le rotor

Extrados : Surface supérieure de la pale

Intrados : Surface inférieure de la pale

Bord d'attaque : Partie avant du profil

Bord de fuite : Partie arrière et amincie du profil

Corde du profil : Droite reliant le bord d'attaque au bord de fuite

Angle d'incidence : Angle formé par la corde du profil de la pale et le vent relatif

Angle d'attaque : Synonyme d'angle d'incidence

Angle de calage : Angle formé par le plan de rotation et la corde de la pale

Gauchissement géométrique : Angle entre la ligne de corde à l'emplanture et la ligne de corde au bout de la pale

Plan de rotation : Plan dans lequel le rotor tourne

Vent relatif : Direction du vent tel que la pale le « voit » lors de sa rotation

Portance : Force aérodynamique perpendiculaire à la corde du profil de l'aile et orientée vers l'extrados, perpendiculaire à la direction du vent relatif et le coefficient de portance C_z .

Traînée : Force aérodynamique constituant une résistance au mouvement de la pale, la traînée dans la même direction que le vent relatif et le coefficient de traînée C_x nommé coefficient de pénétration dans l'air.

Finesse : Rapport entre le coefficient de portance et le coefficient de traînée

Vitesse spécifique : Rapport entre la vitesse tangentielle due à la rotation de la pale et la vitesse du vent.

La figure II-8 décrit une pale d'éolienne et identifie les différentes zones avec la terminologie appropriée.

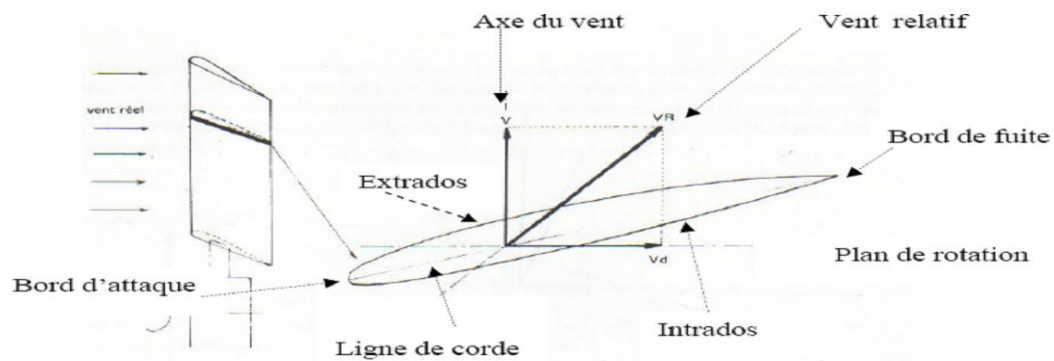


Figure II.8 : Description d'une pale d'éolienne [12]

A) Dimensionnement

La pale d'une éolienne [8] est en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. De ses performances dépend la production d'énergie de l'installation, puis par conséquent l'intérêt économique de la machine.

La conception d'une pale doit faire appel à un compromis délicat entre le rendement aérodynamique, la légèreté, la résistance statique, les conditions de vent (vitesses, taux de turbulence) influent sur la conception (charges extrêmes, tenue en fatigue).

On s'aperçoit donc aisément que la conception d'une pale est en fait un procédé itératif avec de nombreux paramètres et de nombreuses contraintes. Il est indéniable que l'apparition de logiciels de calcul évolués associés à des optimisations facilite grandement la tâche du concepteur.

B) Construction et matériaux

Les techniques de construction et les matériaux utilisés pour les pales sont relativement proches de l'aéronautique.

On rencontre plusieurs types de matériaux [10] :

Le bois : il est simple, léger, facile à travailler et il résiste bien à la fatigue mais il est sensible à l'érosion, peut se déformer et est réservé pour des pales assez petites.

Les techniques de bois entoilé des moulins à vent est quasiment plus retenue de nos jours, ont fait place dans un premier temps à la construction métallique (alliages légers, inox), mis en oeuvre par l'intermédiaire de structures à base de longeron et de nervures, recouverts par un revêtement de faible épaisseur. Outre l'inconvénient d'une masse structurale peu favorable, de telles pales sont sensibles aux sollicitations alternées (fatigue), particulièrement dans le cas d'assemblages par rivets.

Le lamellé-collé [10] : c'est un matériau composite constitué d'un empilement de lamelles de bois collées ensemble. Il est possible de réaliser des pales jusqu'à 5 à 6 m de longueur ayant une bonne tenue en fatigue, mais cette technique n'est guère employée pour les éoliennes de grande taille.

Les alliages d'aluminium pour des pales allant principalement jusqu'à 20 m de longueur.

Les matériaux composites : leur intérêt est de permettre la réalisation de toutes les formes et dimensions, ainsi que d'obtenir les caractéristiques mécaniques exactes recherchées : pale vrillée, corde évolutive, changement de profil.

Assez rapidement, les matériaux composites à base de fibres de verre imprégnées de résines polyester ou époxyde se sont généralisés.

Depuis quelques années, les fibres de carbone ont également fait leur apparition. Les caractéristiques mécaniques de ces dernières sont bien sûr très intéressantes (rapport rigidité/masse très favorable), mais leur prix élevé comparé à celui de la fibre de verre tend à restreindre leur emploi aux machines à hautes performances.

La figure II-9 présente quelques exemples de structures en fonction des matériaux utilisés.

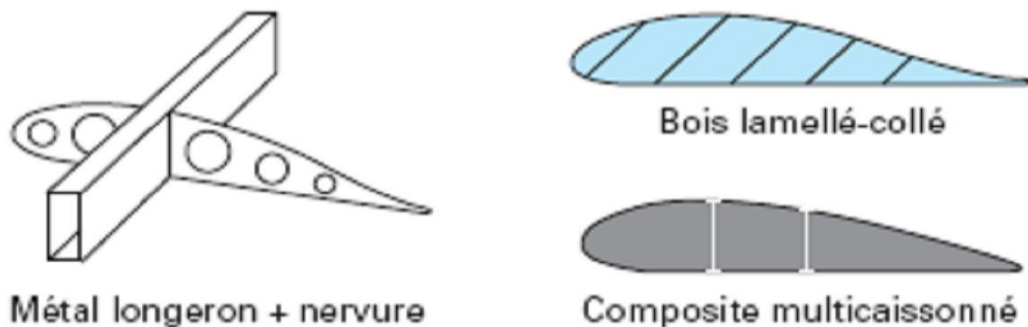


Figure II.9: Exemples de structures de pale [8]

Enfin, Les matériaux utilisés pour la réalisation des pales [10] sont donc essentiels et doivent répondre à plusieurs exigences : ils doivent être assez légers, résistants à la fatigue mécanique, à l'érosion et à la corrosion, et de mise en oeuvre ou d'usage simple.

II-3-6-2. Le décrochage aérodynamique

Le décrochage aérodynamique est phénomène de diminution brutale de la portance. Ce phénomène est utilisé pour réguler la puissance que le rotor capte dans le vent et limiter ainsi la puissance électrique produite. La figure II-10 présente la courbe « portance / traînée » ou « C_z / C_x » en fonction de l'angle d'attaque, « i ». Nous voyons que, passé un certain angle, la portance diminue puis s'écroule. Le rapport portance / traînée devient faible. On observe alors le décrochage.

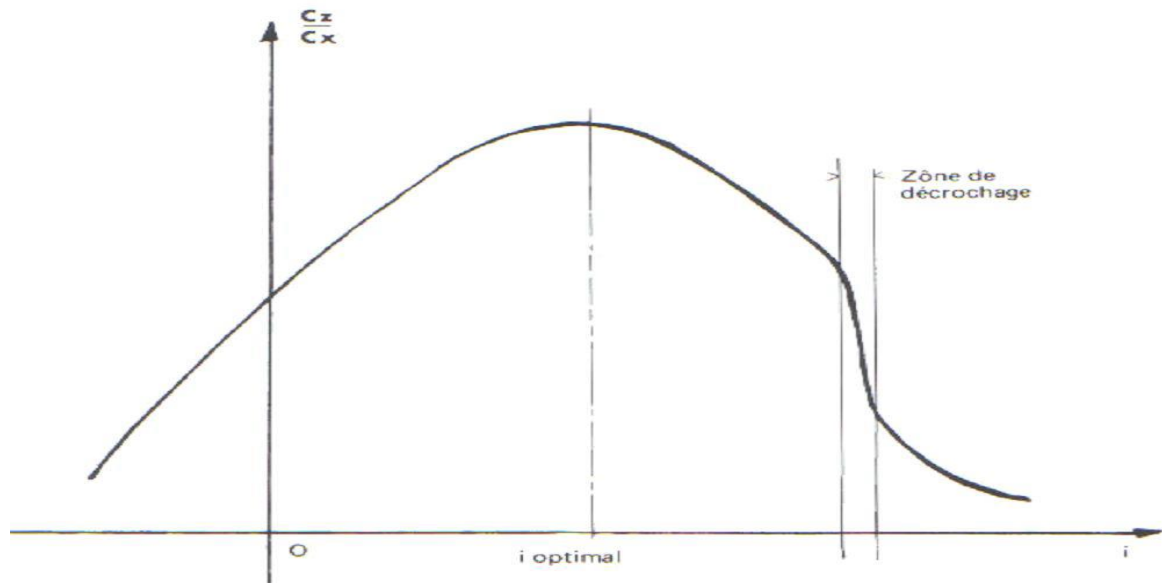


Figure II.10 : Portance en fonction de l'angle d'attaque et décrochage [8]

II-4. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne [8]

Pour des vitesses de vents supérieures à la vitesse de vent nominale V_n , la turbine éolienne

doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mât et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale P_n pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnantes : V_d la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et V_c la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

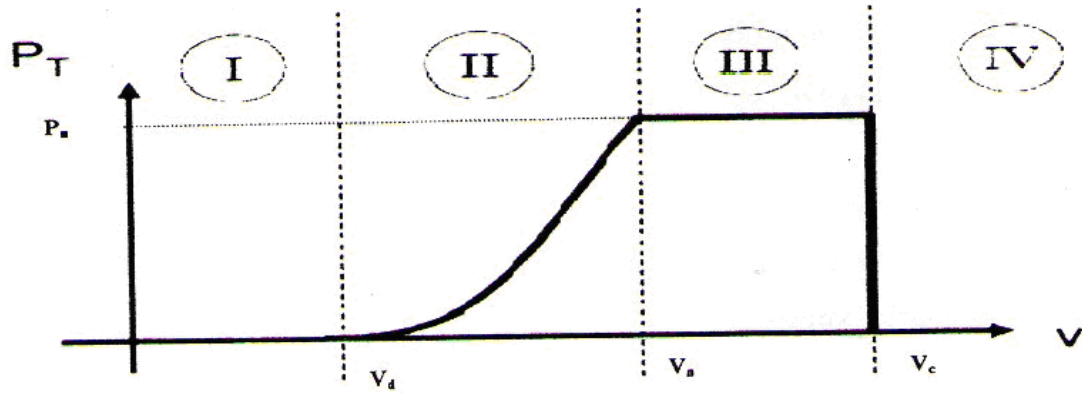


Figure II.11 : Diagrammes de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent, Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones:

- la zone I, où $P_{\text{turbine}} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance).
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent.
- la zone III, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance P_{turbine} fournie reste sensiblement égale à P_n .
- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

1. Système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses.
2. Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales).

II-5. Force de poussée sur une pale d'éolienne [8]

Une équation permet de calculer la force de poussée, F , ou la force résistive de l'air sur une pale

$$F = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot C_x \cdot V^2 \quad (\text{II.1})$$

Où :

C_x : coefficient de traînée

A : surface projetée perpendiculairement à l'écoulement

ρ : masse volumique de l'air

V : vitesse relative de l'air par rapport à la pale

II-5-1. Énergie fournie par le vent

Le vent fournit une énergie cinétique. En effet, il s'agit d'une masse d'air qui se déplace.

L'énergie cinétique est donnée par l'équation suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot V^2 \quad (\text{II.2})$$

Où :

m : masse du volume de vent ou d'air (kg),

v : vitesse du vent (m/s),

E_c : énergie cinétique (Joule).

II-5-2. Puissance dans un écoulement [8]

Pour une conduite de section A , traversée par le vent soufflant à la vitesse v m/s, l'énergie récupérable chaque seconde, donc la puissance, peut s'écrire à l'aide de l'équation de l'énergie cinétique, la masse m est alors remplacée par le débit massique (kg/s) pour passer de l'énergie à la puissance

- Pour un fluide incompressible, la masse m s'écrit :

$$m = \rho \cdot l \cdot A \quad (\text{II.3})$$

Où

ρ = la masse volumique de l'air

A = la section du tuyau

l = la longueur de tuyau parcourue chaque seconde par le vent.

L'énergie serait alors

$$E_c = \frac{1}{2} m.V^2 \quad (\text{II.4})$$

$$E_c = \frac{1}{2} \rho.l.AV^2 \quad (\text{II.5})$$

Ou encore

Le débit massique s'écrit :

$$m = \rho.V.A \quad (\text{II.6})$$

ρ = la masse volumique de l'air

A = la section du tuyau ou l'aire balayée par le rotor

V = vitesse du vent

La puissance P est :

$$P = \frac{1}{2} \underbrace{V.AV^2}_m \quad (\text{II.7})$$

Ou encore

$$P = \frac{1}{2} \rho.A.V^3 \quad (\text{II.8})$$

L'aire, A, balayée par le rotor est proportionnelle au carré du diamètre D du rotor

$$A = \frac{\pi.D^2}{4} \quad (\text{II.9})$$

L'expression de la puissance en fonction du diamètre sera :

$$P = \frac{1}{2} \rho. \frac{\pi.D^2}{4}. V^3 \quad (\text{II.10})$$

Si le système éolien à axe horizontal représenté sur la (figure II-12) sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval [10] :

$$P = \rho. \frac{S}{4}. (V_1 + V_2). (V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{II.11})$$

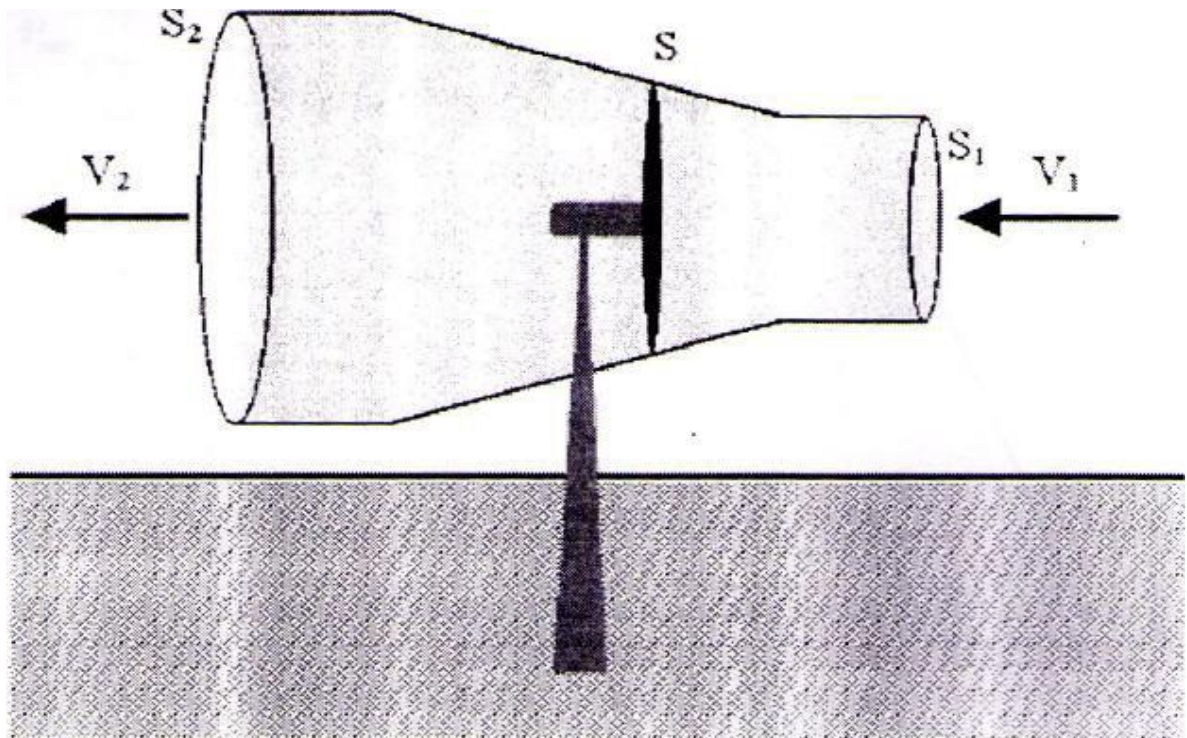


Figure II.12 : Tube de courant autour d'une éolienne [10].

Nous voyons donc que la puissance dans le vent est proportionnelle au cube de la vitesse du vent et au carré de l'aire balayée par le rotor. Cependant il y a des limites et nous allons les présenter.

II-5-3. Limite de Betz

La totalité de l'énergie ne peut pas être captée par l'éolienne car la vitesse en aval du rotor n'est jamais nulle. Donc une partie de l'énergie cinétique du vent n'a pas été captée.

Le théorème du physicien Allemand Betz montre que le maximum d'énergie récupérable dans le vent par le rotor est égal à $16 / 27$, soit environ 59% de l'énergie totale du vent. La notion de coefficient de puissance C_p peut maintenant être présentée. Le coefficient de puissance représente le ratio entre la puissance du rotor et la puissance disponible dans le vent.

La notion de coefficient de puissance C_p peut maintenant être présentée. Le Coefficient de puissance représente le ratio entre la puissance du rotor et la puissance disponible dans le vent.

$$C_p = \frac{\text{puissance rotor}}{\text{puissance vent}} \quad (\text{II.12})$$

En tenant compte de la limite de Betz, C_p max vaut donc $16 / 27$ soit 0.5926 .

$$C_p = \frac{P_{\text{rotor}}}{P_{\text{vent}}} = \frac{P_{\text{rotor}}}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3} = \frac{16}{27} \quad (\text{II.13})$$

La puissance maximale du rotor vaut donc

$$P_{\text{max rotor}} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (\text{II.14})$$

En prenant tous les autres rendements d'une éolienne comme celui de la génératrice ou du réducteur, le rendement global d'une machine se situe autour de 50 % de la limite de Betz.

$$P_{\text{reelle rotor}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (\text{II.15})$$

Pour conclure, dans bien des cas on a :

$$P_{\text{reelle}} = 0.29 * P_{\text{vent}} \quad (\text{II.16})$$

II-6. Avantages et désavantages de l'énergie éolienne [13]

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie.

Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

Les avantages

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles.
- L'énergie éolienne n'est plus non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs donc on connaît la durée de vie.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- Les parcs éoliens se démontent facilement.

L'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques certains :

-C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie, C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.

-Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer.

-L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple.

-Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles.

-Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

-L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelles sources d'énergie traditionnelle.

Inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a des certains inconvénients :

-L'impact visuel. ça reste néanmoins un thème subjectif.

-Le bruit : le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci évitent les aérogénérateurs.

-la qualité de la puissance électrique : La source d'énergie éolienne étant stochastiques, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.

Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, On a présenté les éoliennes, Leurs composants, leur classification, les matériaux utilisés pour leur fabrication, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients. Nous avons aussi défini les paramètres qui sont utilisés pour leur classification, notamment, le coefficient de puissance en aboutissant sur la définition du potentiel énergétique éolien Les éoliennes sont conçues pour produire de l'électricité à un prix aussi bas que possible. Par conséquent, les éoliennes sont en général construites de manière à atteindre leur performance maximale à environ 15 m/s. Il est en fait inutile de concevoir des éoliennes qui maximalisent leur rendement à des vitesses de vent encore plus élevées, celles-ci étant peu fréquentes .

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale.

-Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW

-Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.

-Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

Le choix d'un site favorable pour implanter les machines éoliennes avec un bon

Rendement est l'étape la plus cruciale.

Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent et pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne normalisée. Dans un premier temps nous aborderons l'étude du potentiel éolien. Nous allons définir la distribution de Weibull, une fonction à deux paramètres qui a l'avantage de nous permettre l'interprétation des résultats. L'influence des paramètres de Weibull sur la distribution statistique des vitesses du vent sera donnée avec la présentation des méthodes utilisées pour leur détermination. La deuxième partie abordera les différents modèles pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent et des deux paramètres de Weibull. Dans la troisième partie de ce chapitre nous présenterons la méthode utilisée pour évaluer l'énergie pouvant être extraite d'une éolienne type.

III-1. Modèles d'ajustement

De part la forme des nuages de points obtenus, les études de modélisation de la Distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle. Les modèles usuels étant :

- la distribution de Weibull ;
- la distribution hybride de Weibull ;
- et la distribution de Rayleigh.

III-1-1.la distribution de Weibull [4]

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses de vent est la loi de distribution de Weibull Sa densité de probabilité se présente sous la forme,

$$f(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right] \quad (\text{III.1})$$

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité $f(V)$ représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

K et C sont des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre k (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que C détermine la qualité du vent (facteur d'échelle $C > 0(m/s)$). Ce dernier a la dimension d'une vitesse.

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. Le traitement peut se faire directement ou en passant par les fréquences par classes en considérant les moyennes.

La fonction de répartition est donnée par :

$$f(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V) dV = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k\right] \quad (\text{III.2})$$

$$f(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} f(V) dV = \exp\left[-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k\right] \quad (\text{III.3})$$

III-1-2. Distribution d'hybride Weibull

La distribution hybride de Weibull, [4] est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes enregistrée, sur un site donné, est supérieure ou égale à 15%. En effet, cette proportion ne peut pas être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue éolien. Cette distribution s'écrit :

$$f(V) = (1 - ff_0) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \text{ pour } V > 0 \quad (\text{III.4})$$

$$f(V) = ff_0 \quad \text{pour } V = 0$$

Où ff_0 représente la fréquence des vents calmes.

III-1-3. La distribution de Rayleigh [4]

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme k est égal à 2.

Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(V) = 2 \frac{V}{c^2} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^2\right] \quad (\text{III.5})$$

Toutefois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée.

L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites.

III-2. Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent [1]

Le facteur de forme et le facteur d'échelle de la loi de Weibull ont des influences différentes sur la distribution statistique des vitesses de vent. Le facteur d'échelle est relié directement à la vitesse moyenne du vent par la relation $V_m = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$. Pour une même valeur de K , l'augmentation de la valeur de C représente une augmentation de la valeur moyenne. C'est-à-dire une augmentation du nombre des vitesses du vent et une diminution du nombre des vitesses faibles (figure III.1). La courbe de distribution des vitesses de vent est alors plus aplatie et avec un maximum qui se décale vers la droite. Par contre, si l'on augmente la valeur du paramètre K en fixant celle de C , la courbe de distribution des vitesses de vent devient plus étroite. Son maximum augmente et est décalé vers la droite. On a un plus grand nombre de vitesses de vent autour de la moyenne alors que le nombre de vitesses de vent faibles et le nombre de vitesses de vent élevées diminuent.

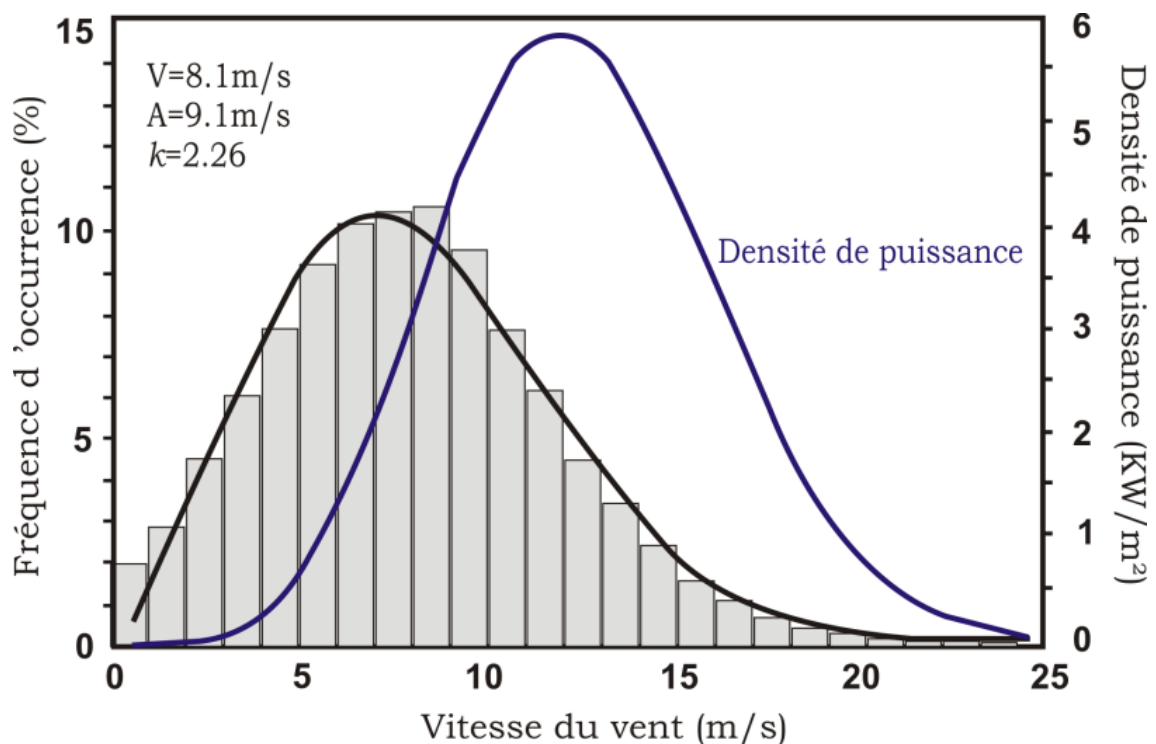


Figure III.1 : Influence du potentiel éolien calculé à partir des paramètres c et k [1]

III-3. Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel**éolien [1]**

Sachant que la puissance théorique moyenne développée par une éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse moyenne. Les paramètres de Weibull K et C permettent d'accéder directement aux caractéristiques du potentiel éolien. La figure III-1 montre un exemple du calcul de la puissance pour un couple de paramètres K et C . Pour une rentabilité optimale des éoliennes, les valeurs de C devraient être comprises entre 6 et 15m/s [1]. Ceci résulte des courbes de puissance optimales des éoliennes. Les valeurs optimales de K pour obtenir une forte puissance sont les valeurs proches de 1,5 de façon à ce que la distribution en puissance ait un étalement suffisant . Avec C constant, et à K supérieur à 1,5 les distributions étalées offriront un meilleur potentiel que les distributions pointues.

III-4. Les méthodes communes pour déterminer k et c sont les suivantes:[6]

1. Méthode graphique
2. Méthode de l'écart -type
3. Méthode de moment
4. Méthode du maximum de vraisemblance

III-4-1. Méthode graphique

Dans la méthode graphique, nous transformons la fonction de distribution cumulative pour une forme linéaire, en adoptant des échelles logarithmiques. L'expression de la distribution cumulative de la vitesse du vent peut être réécrite comme suit :

$$1-F(V) = e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (\text{III.6})$$

En prenant deux fois le logarithme, nous obtenons

$$\ln\{-\ln[1-F(V)]\} = k \ln(V) - k \ln c \quad (\text{III.7})$$

En traçant la relation ci-dessus avec $\ln(V)$ le long de l'axe X et $\ln\{-\ln[1-F(V)]\}$ le long de l'axe Y, on obtient presque une ligne droite. à partir de l'équation. (III.7), k donne la pente de cette ligne et $k \ln c$ représentée l'interception. Si nous générons la régression par l'équation de la droite tracée en utilisant des feuilles de calcul standard ou statistique et de le comparer à l'équation. (III.7), nous pouvons trouver les valeurs de k et C.

Application

La distribution de fréquence de la vitesse du vent sur un site est donnée dans le tableau III.1 Calculer la forme et les facteurs d'échelle de Weibull.

Tout d'abord, il faut générer la distribution cumulative des données basées sur les fréquences données. Chaque classe devrait être représentés par sa limite supérieure indiquée dans la dernière colonne du tableau. Maintenant parceller $\ln(V)$ dans l'axe X et $\ln\{-\ln[1-F(V)]\}$ dans l'axe Y. Le graphique résultant est représenté sur la figure (III.2). Les points sont peu dispersés et tracer une ligne passant par les points et en déduire l'équation.

Tableau III. 1 : la distribution des fréquences de la vitesse du vent [6]

No	V (m/s)	Fréquence	F (V)
1	0	0.002	0.002
2	1-2	0.005	0.007
3	3-4	0.008	0.015
4	5-6	0.014	0.029
5	7-8	0.025	0.054
6	9-10	0.037	0.091
7	11-12	0.048	0.139
8	13-14	0.051	0.19
9	15-16	0.057	0.247
10	17-18	0.051	0.298
11	19-20	0.069	0.367
12	21-22	0.07	0.437
13	23-24	0.073	0.51
14	25-26	0.074	0.584
15	27-28	0.072	0.656
16	29-30	0.066	0.722
17	31-32	0.058	0.78
18	33-34	0.054	0.834
19	35-36	0.041	0.875
20	37-38	0.033	0.908
21	39-40	0.028	0.936
22	41-42	0.021	0.957
23	43-44	0.017	0.974
24	45-46	0.011	0.985
25	47-48	0.008	0.993

26	49-50	0.004	0.997
27	51-52	0.002	0.999
28	53-54	0.001	1
29	55-56	0	1
30	57-58	0	1
31	59-60	0	1

L'équation résultante est:

$$y = 2.24 x - 7.32 \quad (\text{III.8})$$

Le coefficient de détermination (R^2) entre les données et la ligne équipée est

0,98. En comparant l'équation. (III.8) avec l'équation (III.7). de même, nous avons

$\ln c = 7,32$. De ce C peut être résolu que 26,31 kilomètres par heure (7,31 m / s).

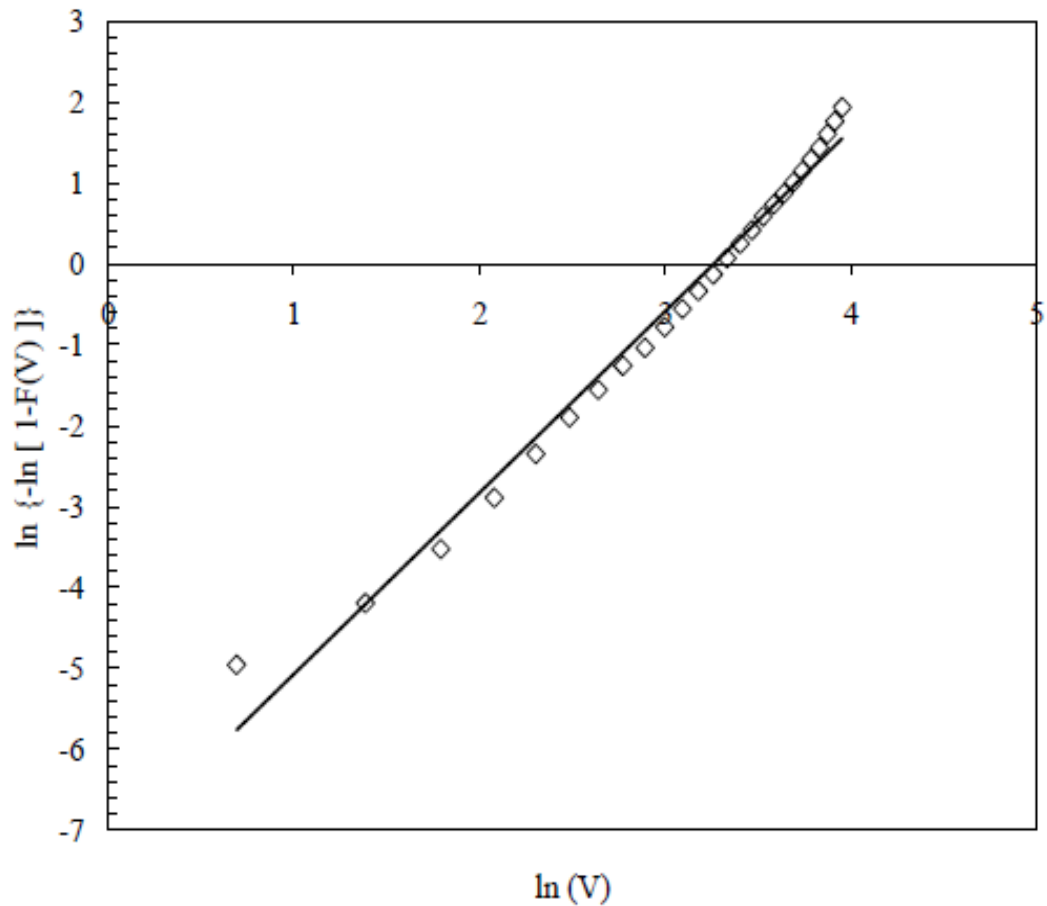


Figure (III .2) : Méthode graphique pour estimer les facteur k et c de weibull [6]

III-4-2. méthode de l'écart type

Le facteurs k et c de weibull peuvent également être estimés à partir de la moyenne et de l'écart type des données de vent on considère les expressions de la moyenne et de l'écart type donnés dans l'équation. (III.9) et l'équation. (III.10) , nous aurons :

$$\left(\frac{\sigma_v}{V_m}\right)^2 = \frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)} - 1 \quad [6] \quad (\text{III.9})$$

Une fois σ_v et V_m sont calculés pour un ensemble de données, alors k peut être déterminée pour résoudre l'expression ci-dessus numériquement. Une fois k déterminé, C est donnée par :

$$C = \frac{V_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad [6] \quad (\text{III.10})$$

Dans une approche plus simple, une approximation acceptable pour k est

$$K = \left(\frac{\sigma_V}{V_m}\right)^{-1.090} \quad (\text{III.11})$$

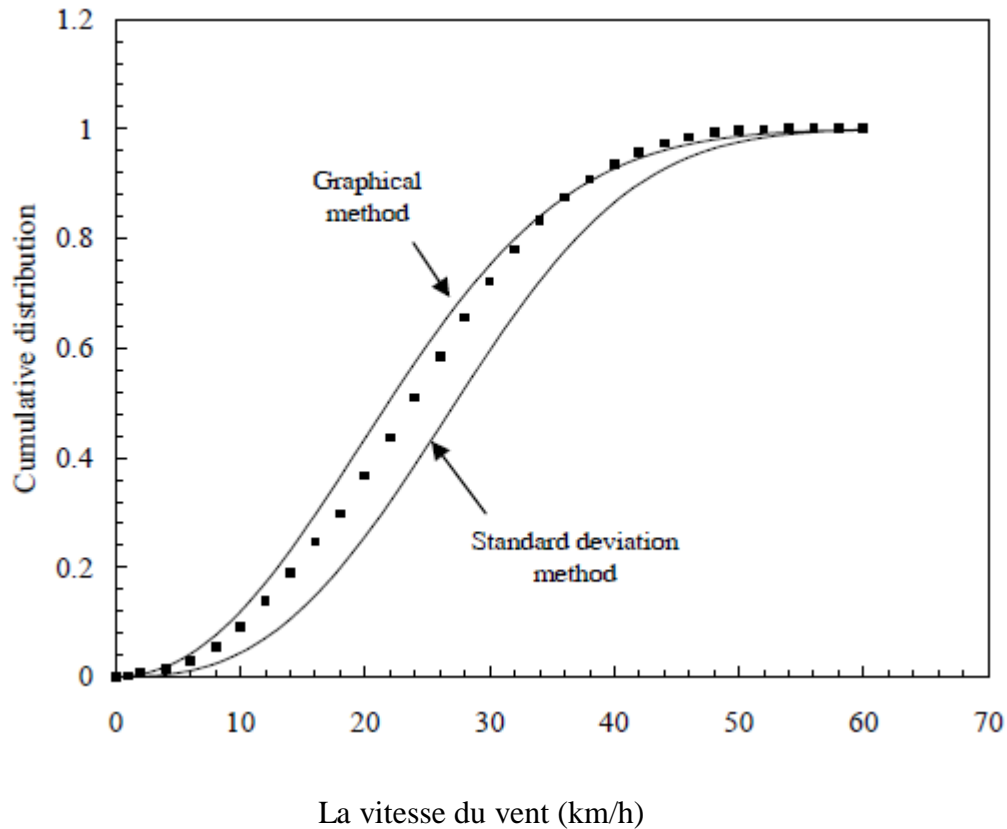


Figure III .3 : La distribution cumulative avec méthode déférente [6]

De même, c peut être approché comme :

$$C = \frac{2.V_m}{\sqrt{\pi}} \quad (\text{III.12})$$

Plus précisément, C facteur d'échelle peut être trouvé en utilisant l'expression :

$$C = \frac{V_m \cdot K^{2.6674}}{0.184 + 0.186 \cdot K^{2.73855}} \quad (\text{III.13})$$

Application :

Estimer les facteurs de weibull k et c données dans le tableau III.1 en utilisant la norme procédée de déviation, moyenne et écart type des données fournies qui sont respectivement : 28,08 km/h (7,80 m / s) et 10,88 kilomètres par heure (3,02 m / s)

Ainsi

$$K = \left(\frac{\sigma_V}{V_m}\right)^{-1.090}, \quad K = \left(\frac{10.88}{28.08}\right)^{-1.09} = 2.81$$

En substituer V_m et k dans l'équation. (III.13),

$$C = \frac{28.08 * 2.81^{2.6674}}{0.184 + 0.816 * 2.81^{2.73855}} = 31.6 \text{ km/h} = 8.78 \text{ m/s}$$

Nous pouvons voir qu'il y a des différences dans k et c estimés, suite à la méthode de déviation graphiques et standard. Les distributions cumulatives générées par l'utilisation de ces méthodes est comparée avec les mesures sur le terrain (représentées par pointillés sur la figure (III.3)). Les résultats de la méthode graphique se trouvent plus près de l'observation sur le terrain. La méthode de l'écart type pourrait également prévoir la distribution du vent au sein d'un niveau acceptable de précision.

III-4-3. Méthode de moment

Une autre méthode pour estimer k et C est le moment premier et second ordre, la méthode moment nième de la distribution de Weibull est donné par :

$$M_n = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \quad (\text{III.14})$$

Si M_1 et M_2 sont le premier et second instant, avec Eq (III.14), C peut être résolu :

$$C = \frac{M_2 \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)}{M_1 \Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right)} \quad (\text{III.15})$$

De même que :

$$\frac{M_2}{M_1^2} = \frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{K}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{K}\right)} \quad (\text{III.16})$$

Dans ce procédé, M_1 et M_2 sont calculées à partir des données de vent d . En outre, K et C sont des estimations en résolvant l'équation. (III.15) et l'équation. (III.16).

III-4-4. méthode du maximum de vraisemblance

Dans la méthode du maximum de vraisemblance, les facteurs de forme et d'échelle sont donnés en tant que :

$$K = \left[\frac{\sum_{i=1}^n V_i \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^K} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right]^{-1} \quad (\text{III.17})$$

$$\text{et } c = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^K \right]^{\frac{1}{K}} \quad (\text{III.18})$$

III-5. Méthode d'extrapolation verticale

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent passe par l'élaboration d'un profil de la vitesse du vent en fonction de la hauteur. Ces profils dépendent de fonctions implicites dont l'expression diffère selon le cas de stabilité atmosphérique. Souvent, dans la lecture, on suppose que l'atmosphère est neutre afin d'annuler la valeur de la fonction implicite. Pour comparer les modèles d'extrapolation verticale des vitesses moyennes et des paramètres de Weibull, il faut classer les données en fonction des conditions de stabilité rencontrées pendant les mesures. [4]

On appelle « loi de cisaillement du vent » une équation permettant de calculer à partir d'une donnée de vitesse de vent connue, la vitesse du vent à une altitude différente, dans la plupart des cas plus élevée. En effet, dans la majorité des cas, les capteurs de vitesses des tours de mesures ne sont pas situés à la même hauteur que les nacelles d'éoliennes. Même si pour remédier à ce problème, les tours de mesure sont construites de plus en plus hautes, les éoliennes elles aussi ont tendance à être de plus en plus hautes afin de capter le plus de vent possible. Le problème est donc seulement déplacé. Il existe plusieurs lois de cisaillement possédant chacune des paramètres caractéristiques reliés au site étudié. [5]

III-5-1. Loi logarithmique

Cette loi est définie par :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln \frac{Z_2}{Z_0}}{\ln \frac{Z_1}{Z_0}} \quad (\text{III.19})$$

Avec :

- Z_2 : l'altitude en m à laquelle on désire calculer la vitesse du vent.
- V_2 : la vitesse à calculer en m/s.
- Z_1 : l'altitude de référence en m.
- V_1 : la vitesse connue à l'altitude de référence en m/s.
- Z_0 : la rugosité en m.

Cette loi est utilisée dans certaines études [14] et a pour principal avantage la prise en compte d'un paramètre physique Z_0 , définissant la rugosité du terrain. Dans ce cas, il est nécessaire d'évaluer la rugosité du terrain qui dépend du relief et des constructions entourant le site.

Le tableau suivant présente l'évaluation de ce paramètre suivant les conditions extérieures.

Tableau IV.2 : tableau des classes et longueurs de rugosité Z_0 [15].

Classe de Rugosité	Z_0 (m)	Description
0	0,0002	Surface d'un plan d'eau
0.5	0,0024	Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu,...)
1	0,03	Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.
1.5	0,055	Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.
2	0,1	Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m.

2.5	0,2	Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m.
3	0,4	Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés.
3.5	0,8	Grandes villes avec bâtiments hauts
4	1,6	Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel.

III-5-2. Loi de puissance

Cette loi est celle qui est le plus couramment utilisée dans le monde de l'éolien :

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (\text{III.20})$$

Où:

- Z_1 : hauteur de l'observation initiale de la vitesse du vent, en m.
- V_1 : vitesse observée à l'altitude Z_1 , en m/s.
- Z_2 : hauteur à laquelle on veut estimer la vitesse du vent, en m.
- V_2 : vitesse du vent que l'on estime à la hauteur Z_2 , en m/s.
- α : est un facteur de puissance dont la valeur varie généralement entre 0,1 et 0,25 suivant les sites ([16] et [17]).

La loi étudiée ici ne dépend que d'un seul paramètre : l'exposant α , dont la valeur dépend de plusieurs facteurs comme la rugosité, la topographie et la stabilité de l'atmosphère.

Pour chaque site, il est donc nécessaire de déterminer le facteur α et on peut même supposer que l'étude de α , en relation avec les caractéristiques dont il dépend, pourrait permettre de trouver une relation du style

α -/ (rugosité, topographie, stabilité de l'atmosphère)

La détermination de cette fonction passe évidemment par l'étude des données existantes sur les tours de mesure possédant des anémomètres à des altitudes différentes. Cette étude permettra non seulement de mieux connaître le paramètre a et ses variations mais, aussi, d'étudier d'autres types de lois de puissance moins souvent utilisées.

Cependant, les variations de la vitesse du vent suivant l'altitude, c'est-à-dire le cisaillement du vent, pourraient être caractérisées de manière plus précise par des lois de Weibull avec des facteurs de forme et d'échelle différents suivant l'altitude. Les premiers travaux portant sur la détermination des formules d'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau Z_1 à Z_2 ont été effectués par Justus C.G. et A.S. Mikhaïl qui étudient la variation de la vitesse du vent ainsi que les paramètres de Weibull à partir de 1976. Nous allons citer dans les paragraphes suivants, quatre des différentes formules proposées par la littérature.

III-5-2-1. Loi de puissance - Justus C.G et all 1976[18]

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (\text{III.21})$$

Justus C.G. et all, 1976, [18] ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation de la vitesse instantanée du vent et donnée par :

$$\alpha = a + b \ln(V_1) \quad (\text{III.22})$$

Et pour une rugosité du sol comprise dans la gamme suivante :

$$0,05 \text{ m} \ll Z_0 < 0,5 \text{ m}$$

Ils obtiennent alors :

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \ln \frac{Z_1}{10}} \quad \text{et} \quad b = \frac{-0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln \frac{Z_1}{10}} \quad (\text{III.23})$$

III-5-2-2. Loi de puissance modifiée - Justuc & Mikhail 1981

Ce modèle a pour but d'allier théorie et expérimentation par l'introduction du paramètre de rugosité dans la loi de puissance. En effet, afin de combiner la précision du modèle théorique et la simplicité du modèle empirique précédent, le modèle de la puissance modifiée a été proposé par Mikhail et Justus C.G. et all en 1981[19].

Pour une altitude égale à 10m, et pour des conditions neutres de stabilité, l'exposant de la loi de puissance a se met sous la forme :

$$\alpha = \frac{1}{\ln \frac{\bar{z}}{z_0}} - \left(\frac{0.088}{1 - 0.088 \ln \frac{z_1}{10}} \right) \cdot \ln \left(\frac{V_1}{V_n} \right) \quad (\text{III.24})$$

Avec $V_n = 6m/s$ pour des conditions neutres de stabilité et \bar{z} la moyenne géométrique de la hauteur.

$$\bar{z} = \exp [\ln (Z_1) + \ln (Z_2)] / 2 \quad (\text{III.25})$$

III-5-2-3. Loi de puissance - Mikhail 1985

En 1985, Mikhail ajuste expérimentalement le modèle précédent et propose l'expression suivante, [20] :

$$\alpha = \frac{1}{\ln \left(\frac{\bar{z}}{z_0} \right)} + \left(\frac{0.0881 - 0.881 \cdot \ln V_1}{1 - 0.0881 \cdot \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)} \right) \quad (\text{III.26})$$

III-5-2-4. Loi de puissance à coefficient variable - H. Nfaoui et all [21]

A travers leurs travaux sur le potentiel éolien au Maroc, H. Nfaoui et al optent pour l'utilisation d'une formule empirique dont l'exposant est à coefficient variable, fonction de la rugosité. Cette expression a été proposée lors de l'établissement de l'atlas marocain des vents, soit :

$$\alpha = \frac{x - 0.881 \cdot \ln V_1}{1 - 0.0881 \cdot \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)} \quad (\text{III.27})$$

En prenant :

$$x = 0,25 \text{ si } 0 < Z_0 < 0,005m$$

$$x = 0,31 \text{ si } 0,005 < Z_0 < 0,05m$$

$$x = 0,37 \text{ si } 0,05 < Z_0 < 0,5m$$

$$x = 0,48 \text{ si } 0,5 < Z_0 < 0,4m$$

On remarque que le coefficient x varie en fonction de la classe de rugosité

III-6. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull [1]

L'extrapolation verticale des données de vent à long terme, comprenant entre autres l'extrapolation verticale des deux paramètres de Weibull qui se fait suivant le modèle de la loi de puissance. Ainsi, pour des valeurs de k_1 et C_1 calculées à hauteur Z_1 , les valeurs k_2 et C_2 à une autre hauteur Z_2 peuvent être estimées en utilisant les modèles présentés ci-dessous.

III-6-1. Méthode de Justus et Mikhail 1976

$$K_2 = K_1 \left(\frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right) \quad (\text{III.28})$$

$$C_2 = C_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (\text{III.29})$$

Où l'exposant α_1 est donné par la relation suivante :

$$\alpha_1 = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)} \quad (\text{III.30})$$

III-6-2. Méthode de Justus 1978

$$K_2 = K_1 \left(\frac{1}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)} \right) \quad (\text{III.31})$$

et

$$C_2 = C_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{\alpha_2} \quad (\text{III.32})$$

Avec α_2 donné par la relation suivante :

$$\alpha_2 = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - 0.0881 \ln\left(\frac{C_1}{6}\right) \quad (\text{III.33})$$

III-6-3. Méthode de Mikhail et Justus 1981

$$K_2 = K_1 \left(\frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \right) \quad (\text{III.34})$$

$$C_2 = C_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^{\alpha_3} \quad (\text{III.35})$$

Où l'exposant α_3 est donné par la relation suivante :

$$\alpha_3 = a_3 + b \ln(C_1) \quad (\text{III.36})$$

Avec a_3 et b sont données par :

$$a_3 = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} + \frac{0.0881}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.37})$$

$$b = - \frac{0.0881}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.38})$$

III-7. Puissance moyenne à la sortie d'une éolienne [1]

Actuellement, la majeure partie des constructeurs d'aérogénérateurs fournissent la courbe de puissance de leurs machines. Par conséquent, il est facile d'estimer la puissance d'une éolienne quand une série de mesure est effectuée sur le site étudié. Cependant, dans plusieurs cas, seule la fonction de distribution de probabilité est disponible. Dans ce cas, la puissance de sortie pour chaque vitesse du vent peut être exprimée comme suit [18] :

$$P_i = c_p(v) \cdot S \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \quad (\text{III.39})$$

Avec $c_p(v)$ représente le coefficient de puissance à la vitesse V et S représente la surface de la voilure de l'éolienne.

Les éoliennes ont différentes courbes de puissance en sortie. De même, le modèle utilisé pour décrire la performance est également différent [1]. Dans la plupart des études présentes dans la littérature, l'équation suivante est utilisée pour simuler la puissance électrique d'une éolienne type :

$$P_i = \begin{cases} 0 \rightarrow (V < V_D) \\ P_n \cdot \frac{V^k - V_D^k}{V_N^k - V_D^k} \rightarrow V_D \leq V \leq V_N \\ P_N \rightarrow V_N \leq V \leq V_A \\ 0 \rightarrow V > V_N \end{cases} \quad (\text{III.40})$$

Où P_n est la puissance électrique nominale de la machine, V_D est la vitesse de démarrage, V_N la vitesse nominale et V_A la vitesse d'arrêt.

Une fois la puissance à la sortie de l'éolienne P_i à chaque pas de temps i est calculée, nous estimons la puissance de sortie moyenne P_e d'une turbine. Ce dernier est un paramètre important d'une éolienne, car il détermine la production totale d'énergie et le revenu total. Son estimation peut se faire en utilisant la relation suivante [22] :

$$P_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad (\text{III.41})$$

La relation (III.41) donne la puissance moyenne brute à la sortie de l'éolienne, vu que P_i est calculée avant les différentes pertes qui peuvent influencer sur l'aérogénérateur. Citons les plus prédominantes :

- Les pertes d'immobilisation qui représentent l'énergie perdue lorsque la turbine est hors ligne en raison d'une maintenance programmée ou de réparation.
- Les pertes aérodynamiques qui résultent de l'interférence entre les éoliennes dans un parc éolien (effet de sillage).
- Les pertes électriques telles que les transformateurs et les pertes dues au câblage.

- Les pertes dues à l'arrêt et aux vitesses de vent élevées, pour les éoliennes actuelles, les pertes sont exprimées en pourcentage de l'énergie produite et peuvent être estimées par la relation suivante [22] :

$$F = 1 - (1 - f_{\text{temps d'arrêt}}) \cdot (1 - f_{\text{sillage}}) \cdot (1 - f_{\text{givrage}}) \cdot (1 - f_{\text{autre}}) \quad (\text{III.42})$$

Où :

- $f_{\text{temps d'arrêt}}$ est le facteur de pertes dus aux temps d'arrêts.

- f_{sillage} est le facteur de pertes dus à l'effet sillage et à l'aérodynamisme.

- f_{givrage} est le facteur de pertes dus au givrage et à la salissure des pales.

- f_{autre} représente les autres facteurs de pertes.

Une fois la valeur du facteur de perte de puissance est évaluée, la puissance moyenne nette à la sortie de l'éolienne est donnée par la formule suivante :

$$P_{e \text{ net}} = (1 - F) \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad (\text{III.43})$$

Il existe une autre approche présentée par Justus en 1988 [23] qui aborde certaines estimations de la puissance extraite à la sortie d'un aérogénérateur P_e . En utilisant une moyenne de l'équation (III.39) avec un coefficient de puissance moyen supposé. La relation est donnée comme suit :

$$P_e = \overline{C_p(v)} \cdot S \cdot \frac{1}{2} \bar{\rho} \cdot \overline{V^3} \quad (\text{III.44})$$

Par contre, souvent, les caractéristiques de puissance de sortie d'un appareil particulier, sont utilisées pour l'évaluation de P_e , via la distribution de probabilité de la vitesse du vent [14], à savoir :

$$P_e = \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot d_v \quad (\text{III.45})$$

En intégrant les différents cycles de vitesses de fonctionnement d'une éolienne, la relation (III.45) s'écrira sous la forme suivante

$$P_e = \int_{v_D}^{v_N} P(v) \cdot f(v) \cdot d_v + \int_{v_N}^{v_A} P_n \cdot f(v) \cdot d_v \quad (\text{III.46})$$

Avec $P(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$ et $P_n = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_D^3$ la relation (III.46) s'écrira alors sous la forme suivante :

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \left[\int_{v_D}^{v_N} v^3 \cdot \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv + v_N^3 \int_{v_N}^{v_A} \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \cdot f_v \cdot dv \right] \quad (\text{III.47})$$

Cette intégrale ne peut pas être déterminée analytiquement mais peut-être calculée facilement par une technique d'intégration numérique telle que la règle de Simpson ou celle de la quadrature de Gauss [14].

Il existe une autre expression largement utilisée pour estimer la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne par le facteur de capacité C_f [1]. Représenté par le rapport de la puissance moyenne sur la puissance nominale.

La formule est donnée par la relation suivante :

$$P_e = C_f \cdot P_n \quad (\text{III.48})$$

Le facteur de capacité C_f peut être estimé en fonction des deux paramètres de Weibull et les différentes vitesses de fonctionnement d'une éolienne (démarrage, nominale et d'arrêt). Elle est donnée par la formule suivante :

$$C_f = \left(\frac{e^{-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k}}{\left(\frac{v_N}{c}\right)^k - \left(\frac{v_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_A}{c}\right)^k} \right) \quad (\text{III.49})$$

Ainsi, la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne peut s'écrire sous la forme :

$$P_e = \left(\frac{e^{-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k}}{\left(\frac{v_N}{c}\right)^k - \left(\frac{v_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_A}{c}\right)^k} \right) \cdot P_n \quad (\text{III.50})$$

III-8. Energie éolienne extraite

En utilisant la formule qui permet d'estimer la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne P_e , l'énergie éolienne extraite peut-être calculée en fonction du nombre d'heure dans une période par la relation suivante :

$$E_e = P_e \cdot T \quad (\text{III.51})$$

Conclusion

L'étude bibliographique de ce troisième chapitre a permis de passer en revue plusieurs méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien. Nous avons présenté la distribution de Weibull et les différentes méthodes pour calculer les deux facteurs, de forme et d'échelle. Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes méthodes pour extrapoler verticalement la vitesse du vent et les deux paramètres de Weibull. A la fin du chapitre, nous avons présenté les lois pour évaluer la densité de puissance moyenne, la densité énergétique et l'énergie produite par une éolienne type.

Introduction

Cette partie consiste à l'application une des méthodes citées dans le troisième chapitre, en utilisant les données météorologiques collectées par le site freeméteo.dz en Algérie.

Le début de ce chapitre prendra en considération la présentation des sites utilisés, avec coordonnées géographiques et années de mesures, en les classifiant entre autres par leur situation géographique.

La deuxième partie comprendra l'étude temporelle des caractéristiques de 2 sites choisis sur l'ensemble du territoire, en se basant sur l'évolution des deux paramètres de Weibull, la distribution relative, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne à 50m de hauteur en fonction des mois, des saisons et de l'année.

L'un des objectifs de ce travail est l'optimisation de l'évaluation du gisement éolien.

IV-1. Les zones étudiées

IV-1-1. La région d'Adrar [4]

La Wilaya d'ADRAR s'étend sur la partie du Sud-Ouest Algérien et couvre une superficie globale de 427.968 KM² soit 17,98 % du territoire National, pour une population estimée à 406.318 habitants au 31.12.2008. La densité est de 0,94 habitant /km².

Elle est limitée par :

- * Au Nord : La Wilaya d'EL-BAYADH
- * Au Nord Ouest : La Wilaya de BECHAR
- * A l'Ouest : La Wilaya de TINDOUF
- * Au Sud : Le MALI
- * Au Sud Ouest : La MAURITANIE
- * Au Sud Est : La Wilaya de TAMANRASSET
- * Au Nord Est : La Wilaya de GHARDAIA

IV-1-1-1. Climatologie

Le climat de la wilaya d'Adrar est composé de 02 zones climatiques distinctes :

- Une zone semi désertiques qui part de Timimoune vers Béchar.
- Une zone désertique partant de Timimoune vers Timioaïne.

A) Les Températures

La wilaya d'Adrar enregistre des écarts de températures considérables. En été les températures sont maximales jusqu'à 45°C (juin-juillet – août).

En hiver les températures peuvent atteindre parfois les 0°C en décembre et janvier.

B) Les Vents

La fréquence des vents est très grande durant toute l'année, notamment le sirocco dont la vitesse peut atteindre les 100KM/H.

Généralement, la saison du printemps (mars-avril), connaît une fréquence plus grande de vents de sable.

IV-1-1-2. Les coordonnées géographiques de Adrar

Longitude :(deg) 0.28

Latitude : (deg) 27.82

Rugosité :(m) 0.01

V :5.9 (m/s)

IV-1-2. La région de Tlemcen [24]

La wilaya de Tlemcen s'étend sur une superficie de 9017,69 Km² et compte au dernier RGPH 2008, une population de l'ordre de 949135 habitants soit une densité de 105 hab/km². La population est estimée au 31/12/2013 à 1018978 habitants, soit une densité moyenne est de 113 hbts/Km².

IV-1-2-1. Climatologie et la température [25]

Le climat de Tlemcen de type méditerranéen, est caractérisé par deux saison :

Une saison humide : qui s'étend d'octobre à mai.

La température moyenne pour cette saison oscille généralement autour de 10°avec une température minimale absolue pouvant aller jusqu'à moins 6°.

Les hivers sont donc assez rigoureux, avec vent, neige et gel.

-Une saisons sèche : elle va du mois de juin au mois de Septembre. La température moyenne de cette saison oscille autour de 26°avec un maximum pouvant atteindre 40°.

La température moyenne annuelle est de 18°.

IV-1-2-2. Les coordonnées géographiques de Tlemcen

Longitude :(deg) -1.28

Latitude (deg)34.95

Rugosité :(m)0.01

Vitesse :(m/s)2.3m/s



Figure IV .1 : Carte géographique de l'Algérie (Situation géographique des sites de Tlemcen et d'Adrar). [4]

IV-2. Etude temporelle des paramètres

En répertoriant les stations météorologiques selon leur situation géographique (Nord-côte, Sahara), la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne sont données pour évaluer la ressource éolienne disponible. La distribution de Weibull avec ses deux paramètres sont quant à eux présentés pour donner une meilleure interprétation des résultats. Ces derniers sont donnés en fonction des mois, des saisons et de l'année pour l'ensemble des stations de mesures à la hauteur de l'anémomètre (50m).

Les mesures utilisées pour chaque période correspondent à des années successives.

Compte tenu de la robustesse et de la fiabilité de la méthode du maximum de vraisemblance en l'estimation des paramètres de Weibull C et K, nous avons choisi de l'utiliser dans notre travail.

IV-3. Les étapes pour l'estimation du gisement éolien

- Mesurer le vent à un point
- Estimation des paramètres de weibull
- Extrapolation verticale de la vitesse du vent
- Extrapolation verticale des paramètres de weibull
- Extraite l'énergie éolienne

IV-3-1. Mesurer le vent à un point

Dans ce mémoire nous avons pris les mesures de l'année (2015) du site Free meteo.com [26] qui est un site de la météo, donne des prévisions globales météo pour toutes les régions de notre planète , à la fois terrestre et maritime adaptés aux besoins individuels des personnes qui ont besoin de mises à jour quotidiennement.

Plus de 10 millions d'emplacements géographiques sont étudiés et les prévisions météo détaillées sont produits, mis à jour deux fois par jour. En outre, les rapports météo de toutes les stations en ligne du monde sont présentées en temps réel, afin de fournir des informations précises sur les conditions météorologiques locales.

IV-3-2. Méthode pour estimation les paramètres de weibull K et C

Dans cette partie nous avons utilisés la méthode de maximum de vraisemblance

$$K = \left[\frac{\sum_{i=1}^n V_i \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^K} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right]^{-1} \quad (\text{IV.1})$$

$$\text{et } c = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^K \right]^{\frac{1}{K}} \quad (\text{IV.2})$$

IV-3-3. Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour trouver la vitesse du vent à un niveau différent du point de mesure, on procède souvent à une extrapolation verticale des données du vent. La majorité des travaux, sur la variation du vent avec la rugosité et avec l'altitude dans la couche limite de surface, est basée sur la théorie de similitude de Monin-Obukhov de 1954. Cette dernière constitue le fondement de la quasi-totalité des travaux sur le profil du vent et l'extrapolation verticale de la vitesse.

Dans notre mémoire nous avons utilisé la loi de puissance -Justus C.G et all 1976 pour calculer la vitesse.

IV-3-3-1. Loi de puissance -justus C.G et all 1976

Sous la forme suivante :

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (\text{IV.3})$$

Justus C.G. et all, 1976, [7] ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation de la vitesse instantanée du vent et donnée par :

$$\alpha = a + b \ln(V_1) \quad (\text{IV.4})$$

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \ln \frac{Z_1}{10}} \quad \text{et} \quad b = \frac{-0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln \frac{Z_1}{10}} \quad (\text{IV.5})$$

IV-3-4. Extrapolation des paramètres de Weibull

Justus C. G. et al. ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation des paramètres de Weibull k_1 et C_1 d'un niveau Z_1 à un niveau Z_2 , et donnée par :

Z_1, Z_2 : Altitudes en mètre

n : vecteur scalaire

$$K_2 = K_1 \left(\frac{1 - 0.0881 \log\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \log\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right) \quad (\text{IV.6})$$

$$C_2 = C_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^n \quad (\text{IV.7})$$

$$n = \left(\frac{0.37 - 0.0881 \log A_1}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right) \quad (\text{IV.8})$$

Tableau IV.1 : tableau illustrent les valeurs de k et c

Station	Tlemcen		Adrar	
Paramètre	K	C(m/s)	K	C(m/s)
Valeurs	3.25	3.63	4.18	5.42

IV-4. La distribution moyenne mensuelle de la vitesse du vent

Tableau IV.2 : La vitesse moyenne mensuelle pour les deux sites

Station	TLEMCEN	ADRAR
Paramètres	V(m/s)	V(m/s)
Janvier	2.7	4.29
Février	3.47	4.63
Mars	2.39	4.78
Avril	3.22	4.82
Mai	2.97	5.01
Juin	2.88	4.82
Juillet	2.81	4.98
Aout	2.65	4.54
Septembre	2.81	4.93
Octobre	2.66	3.73
Novembre	2.88	4.83
Décembre	1.76	4.61

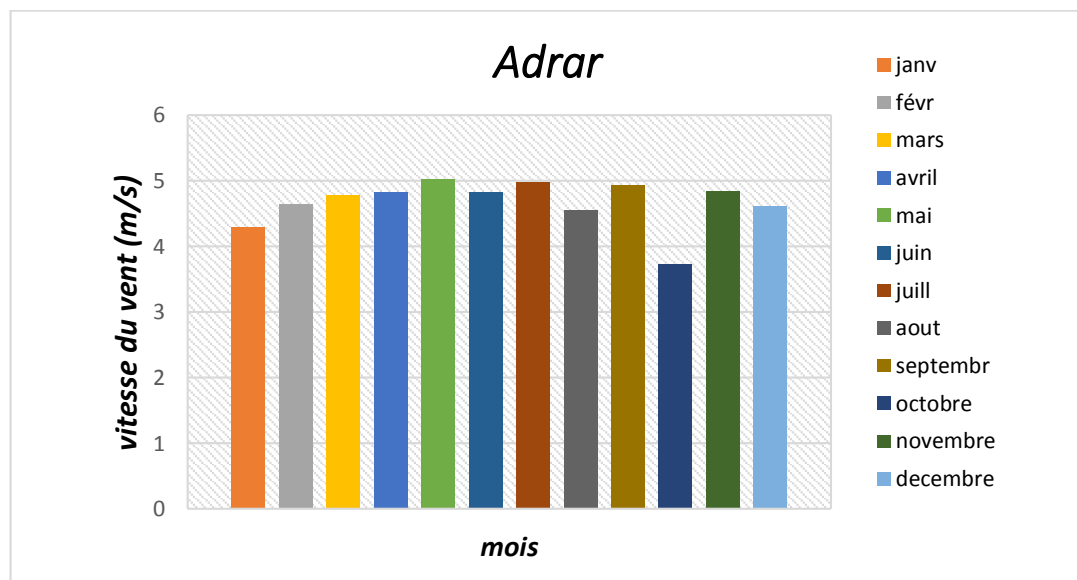


Figure IV.2 : vitesse moyenne mensuelle du vent du site d'Adrar pour 2015.

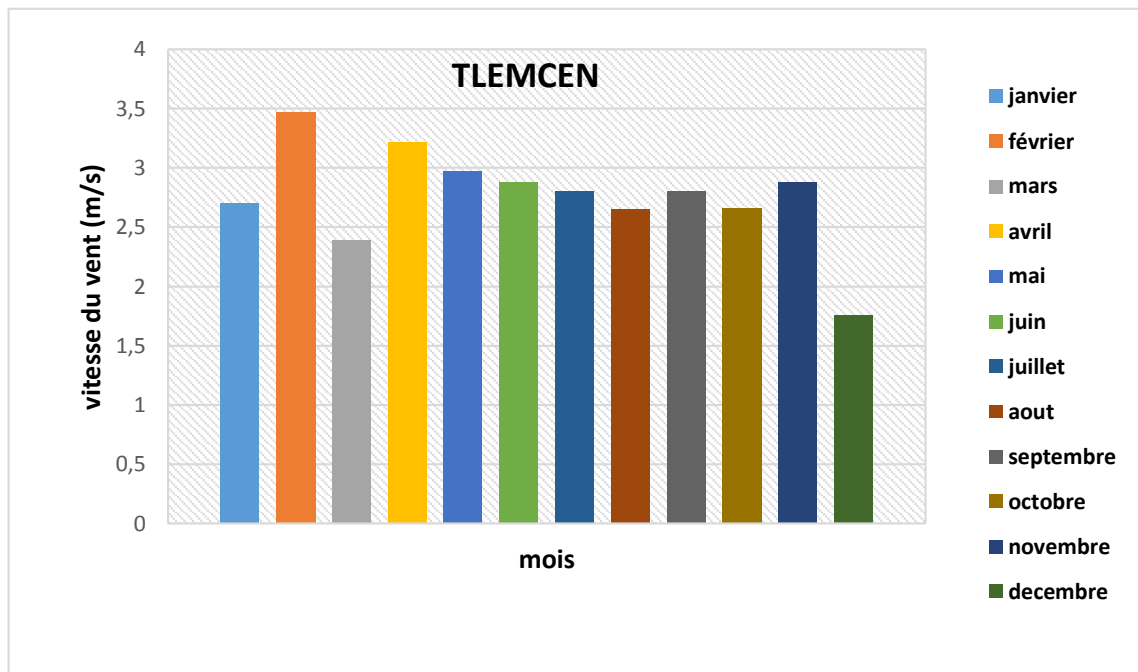


Figure IV.3: vitesse moyenne mensuelle du vent du site Tlemcen pour l'année 2015.

Les figures (IV.3) représente la distribution moyenne mensuelle de la vitesse du vent sur le site de Tlemcen (la station météorologique de Zénata (Aéroport) année 2015) et le site d'Adrar à une hauteur figure (IV.2) de 50m du sol. on remarque ,sur ces figures que le site d'Adrar présente une évolution du vent pratiquement uniforme durant l'année (pas de fluctuation et facile à dimensionner).

Le site de Tlemcen offre un potentiel énergétique éolien assez faible et ne peut être rentable que pour des systèmes des petites puissances. Par contre, le site d'Adrar est caractérisé par un potentiel énergétique très important et peut être rentable même pour les grandes installations.

La distribution de weibull à été appliquée aux sites de Tlemcen et Adrar (figure IV. 4).

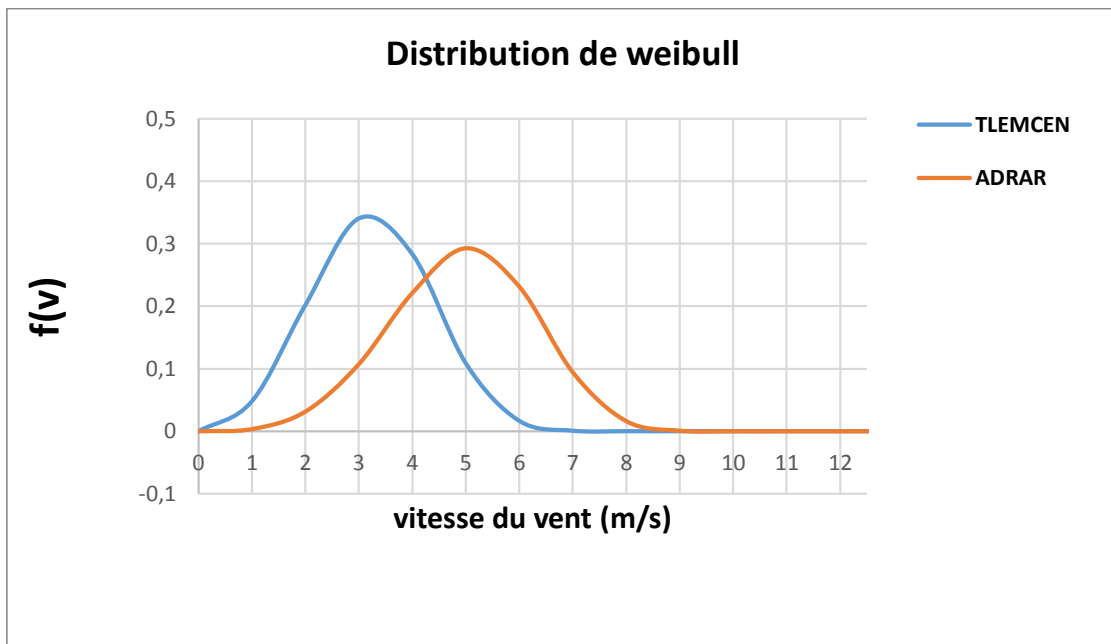


Figure IV.4: distribution de weibull de la vitesse du vent de site Adrar et Tlemcen à 50 m au-dessus du sol.

On remarque que la courbe est asymétrique et atteint un maximum pour une certaine valeur de la vitesse, qu'elle décroît au fur et à mesure que la vitesse augmente jusqu'à elle s'annule complètement. c'est la représentation de la distribution des fréquences des vitesses moyennes est horaires pour une classe donnée de k et c des paramètres de weibull.

Par ailleurs, les courbes de densités de probabilités des différents sites sont données en figure IV.4 en effet les passent de 3.3m/s pour Tlemcen vers 5 m/s pour Adrar .la courbe représentative de ce dernier site approche de la forme gaussienne.

De la même manière nous pouvons voir que le régime du vent d'Adrar se prolonge jusqu'à 9.3 m/s tandis que pour Tlemcen le régime n'excède pas 7m/s.

IV-4.1 Etude mensuelle

Tableau IV-4 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 50m pour les 2 sites Tlemcen, Adrar.

STATION	TLEMCEN		ADRAR	
Paramètre	V(m/s)	P(w/m2)	V(m/s)	P(w/m2)
Janvier	2.7	19.67	4.29	38.32
Février	3.47	22.75	4.63	53,03
Mars	2.39	7.84	4.78	54,83
Avril	3.22	17.43	4.82	51,6
Mai	2.97	11.09	5.01	59,06
Juin	2.88	12.45	4.82	52,66
Juillet	2.81	11.38	4.98	55,10
Aout	2.65	10.21	4.54	50,14
Septembre	2.81	11.71	4.93	64,26
Octobre	2.66	10.93	3.73	23.87
Novembre	2.88	15.15	4.83	58.85
Décembre	1.76	4.13	4.61	36.34

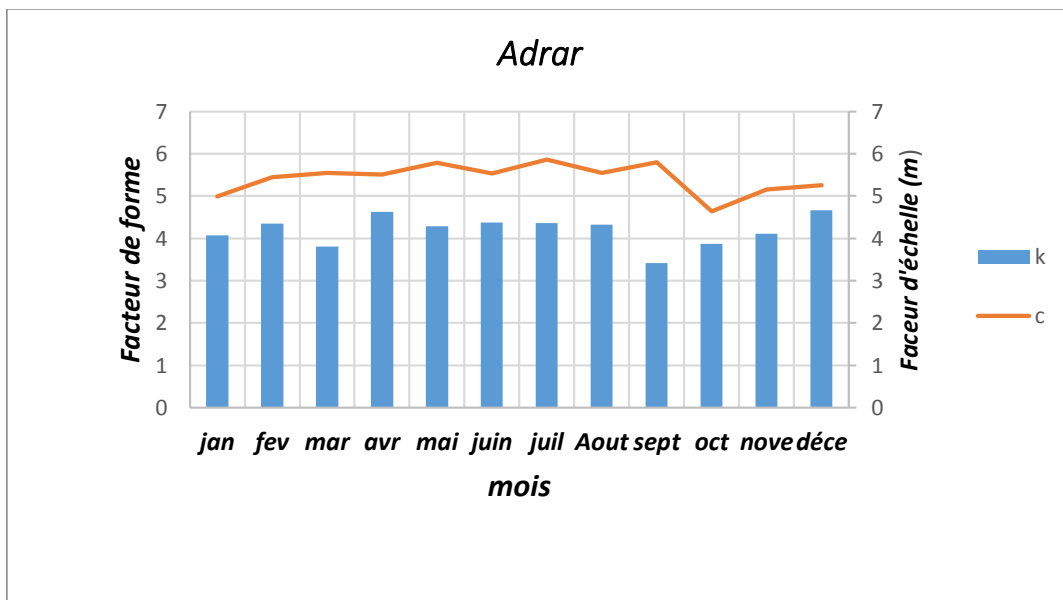
Les résultats du Tableau IV-4 donnent des vitesses moyennes mensuelles assez faibles pour la station de Tlemcen et même si elles restent relativement constantes, nous remarquons clairement qu'elles décroissent entre le mois d'Octobre et novembre.

Pour ces régions, les résultats du Tableau IV-4 nous montrent, que la vitesse moyenne du vent varie sensiblement en fonction des mois. Le mois de novembre correspond à la vitesse moyenne maximale pour Tlemcen, avec 3.47m/s. Pour le site Adrar à l'extrême Sud du pays, la vitesse moyenne maximale se situe au mois de mai avec une valeur égale à 5.01m/s. La densité de puissance moyenne pour les deux sites, atteint une valeur

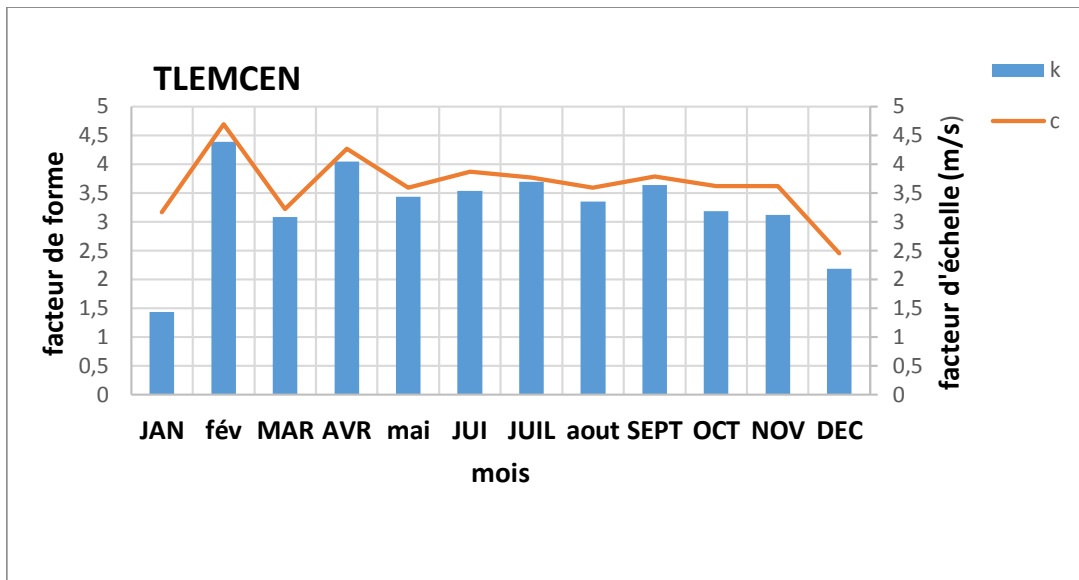
maximale égale à 19.67 et 64.26 W/m² pour Tlemcen, Adrar. Quant aux valeurs minimales de la vitesse du vent elles sont évaluées au mois d'octobre pour Adrar avec valeurs égales à 3.73 m/s respectivement. Le mois de décembre correspond à la valeur minimale de la vitesse du vent pour le site de Tlemcen avec 1.76 m/s.

Notons que pour les deux sites étudiés dans cette partie, le potentiel éolien du Sahara est bien plus important que dans les autres parties du pays.

La Figure (IV-5) illustre la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les sites Adrar et Tlemcen.



La Figure IV.5a : variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 50m du sol pour le site de Adrar.



La Figure IV.5b : variation mensuelle des deux paramètres Weibull à 50m du sol pour le site Tlemcen.

Les figures (IV-5a) et (IV-5b) illustrent la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elles donnent une augmentation du paramètre de forme pour le site de Adrar entre février et avril pour Tlemcen. Par contre cette augmentation est relativement faible entre le mois de janvier et décembre pour Tlemcen. Néanmoins elle reste assez constante avec une valeur comprise entre 3 et 3.5 au mois de Mai, juin, juillet, août, septembre, octobre. Ce qui correspond aussi au pic maximal de la valeur du paramètre d'échelle pour Tlemcen. Et faible au mois de mars et septembre pour Adrar. Notons aussi que le facteur d'échelle augmente relativement entre février et avril et décroît entre mars et mai pour Tlemcen reste constant de janvier jusqu'à août à Adrar et augmente à septembre et décroît à octobre.

IV-5. Etude saisonnière

Dans cette partie, comme pour l'étude mensuelle, les résultats des sites de TLEMCEN, ADRAR sont représentés sur les Figures (IV-6a) et (IV-6b). Celle-ci illustre la distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière.

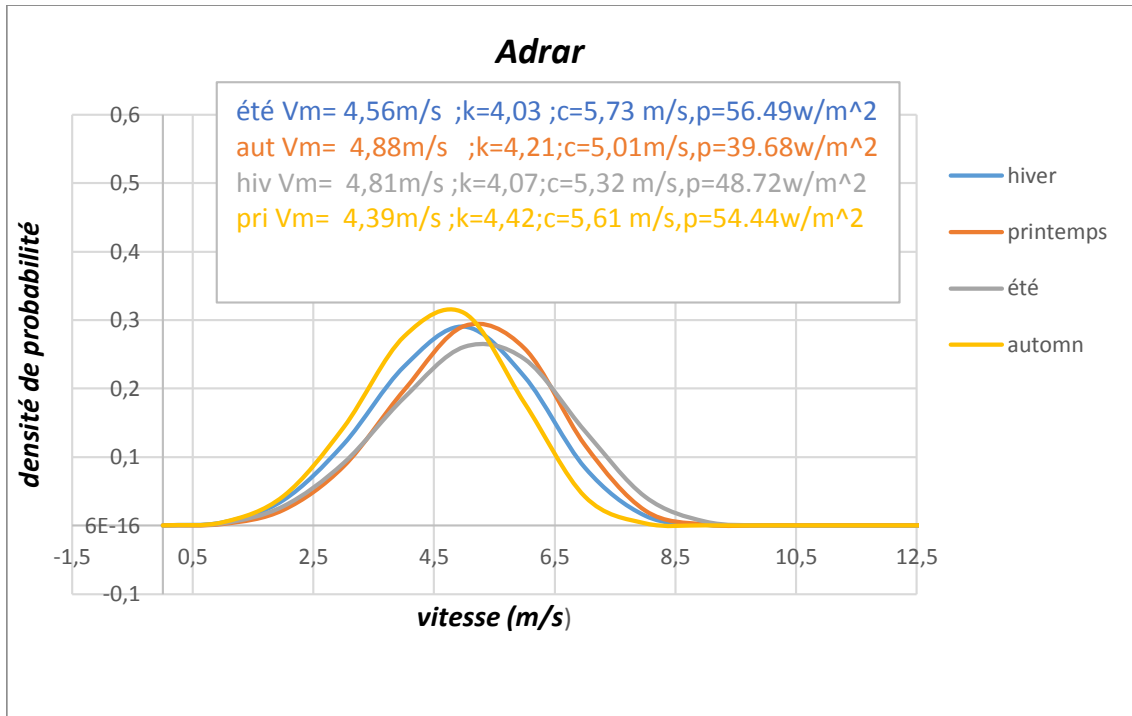


Figure IV.6 a :la distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière site de Adrar.

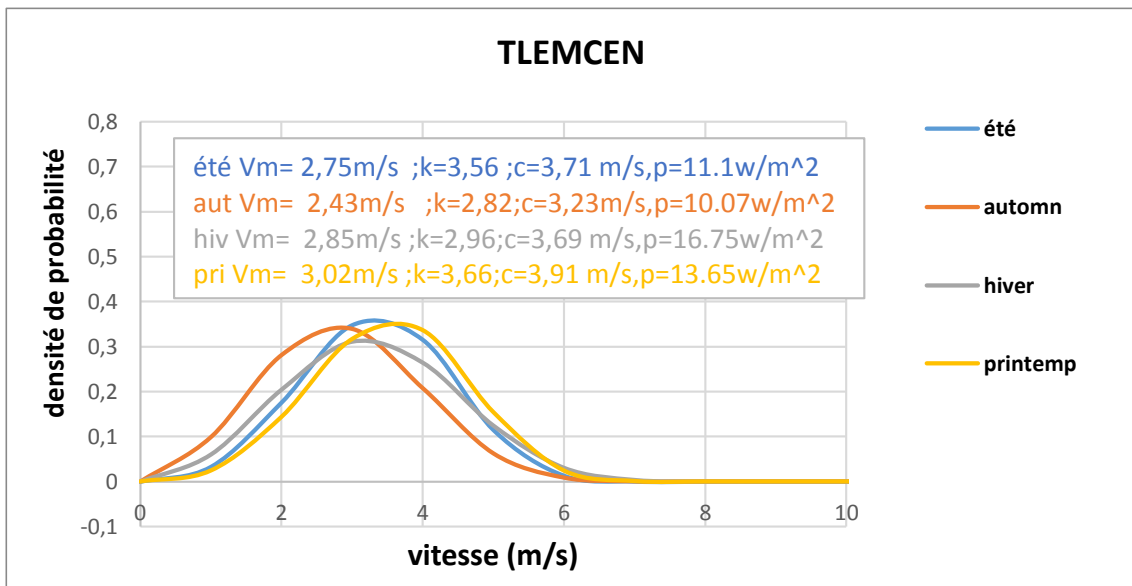


Figure IV.6 b :la distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière site de Tlemcen.

-Site de Tlemcen : la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 10m/s en printemps, 7m/s en été et en hiver et n'excède pas les 6m/s en automne. La vitesse moyenne du vent varie très peu avec une moyenne maximale au printemps égale à 3.02m/s et une minimale égale à 2.43m/s en automne. La densité de puissance reste très faible et ne dépasse pas 16.75W/m². Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme atteint son maximum en printemps avec une valeur de 3.66 mais avoisine la faible valeur de 2.82 en automne d'où l'allure exponentielle de la distribution. Le facteur d'échelle est maximal au printemps avec 3.91m/s.

Site de Adrar : la vitesse du vent couvre une large gamme qui s'étend jusqu'à 12.5m/s au printemps, et 8m/s en automne et 8.5m/s en été et 9m/s en hiver. La vitesse moyenne du vent varie avec une moyenne maximale à l'automne de 4.88m/s et une minimale de 4.39m/s en printemps. La densité de puissance reste importante avec un maximum de 56.49W/m² à l'été. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important durant les quatre saisons où il dépasse la valeur 4 ; le facteur d'échelle atteint son maximum en été avec 5.73m/s.

IV-6. Puissance du Vent

Un aérogénérateur permet d'extraire l'énergie cinétique contenue dans le vent et de la convertir en énergie mécanique ou électrique. Les centrales éoliennes de production d'électricité sont en pleine expansion. La puissance théorique de l'énergie éolienne est définie par [27] :

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (IV.9)$$

ρ : la masse volumique de l'air au niveau de la mer (1,25 kg/m³ aux conditions T=20°C et P=1atm),

S : la section du tuyau ou l'aire balayée par le rotor (m²)

v : vitesse du vent (m/s)

$$P_{effr} = c_e \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (IV.10)$$

P_{eff} : puissance effective de l'énergie éolienne

C_e : Coefficient de rendement de la puissance

IV-7. Estimation de la production énergétique d'une éolienne.

Dans cette partie, nous avons choisi d'étudier la production énergétique d'une éolienne sur 2 sites , à savoir : Tlemcen, Adrar. cela en fonction des mois et des saisons.

IV-7-1. Choix de l'aérogénérateur

Figure IV.7 : aérogénérateur NORDEX 60/1300KW 3 pales. [28]

Données générales [28]

- Constructeur : Nordex (Allemagne)
- Nom de l'aérogénérateur : N60/1300
- Puissance nominale : 1300 kW
- Diamètre de rotor : 60 m
- Modèle disponible à la vente
- Classe de vent : IEC Ia
- Compatible offshore
- Surface balayée : 2 828 m²
- Longueur de la pale : 29m
- Nombre de pales : 3
- Limitation de puissance : Pitch
- Mise en service : 2005
- Vent d'arrêt : 25m/s
- Vent de démarrage : en 3-4 m/s

Tour

Type : Mât tubulaire en acier

Hauteur du moyeu Mât tubulaire en acier 46 m

Mât tubulaire en acier 60 m

Mât tubulaire en acier 69 m

IV-7-2. Estimation énergétique

Pour les deux sites choisis pour l'estimation de leur production énergétique en utilisant l'aérogénérateur de moyenne puissance NORDEX 60/1300KW, nous avons utilisé la méthode du Facteur de capacité. Après avoir estimé ce facteur par la formule (III.49) et en connaissant la valeur de la puissance nominale de l'aérogénérateur utilisé qui est égale à 2500kW, la puissance moyenne à la sortie de l'éolienne est calculée par la formule (III.50) pour chaque période désirée. L'énergie produite par l'aérogénérateur est évaluée par la relation (III.51).

c_f La densité de puissance moyenne, la vitesse du vent la plus fréquente et la vitesse de vent transportant le maximum d'énergie sont estimées aussi à l'entrée de la voile.

IV-7-3. Energie éolienne extraite

En utilisant la formule qui permet d'estimer la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne, l'énergie éolienne extraite peut-être calculée en fonction du nombre d'heure dans une période par la relation suivante [22] :

$$E_e = P_e \cdot T$$

E_e : énergie éolienne extraite

P_e : puissance du vent

T : nombre d'heure par année

Tableau IV.5 : Estimation de l'énergie générée pendant une année

Site	Energie générer total (GWH)
TLEMCEN	0.18
ADRAR	1.19

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de l'énergie extraite en étudiant les différents paramètres du vent d'une part et avons procédé, en utilisant les différentes méthodes présentées dans le précédent chapitre. Nous avons répertorié l'ensemble des sites étudiés sur 2 zones du pays, à savoir Tlemcen et Adrar. Après avoir calculé les paramètres qui régissent le vent.

Adrar est l'une des régions des plus prometteuses dans la production d'énergie éolienne en Algérie en raison de plusieurs facteurs, notamment :

Les vents soufflent d'une même direction à des vitesses supérieures à 4 m/s et sont très fréquents et constants, ce qui nous donne des puissances effectives élevées. Le Potentiel énergétique éolien est disponible toute l'année, avec des maximums en hiver. Par contre Tlemcen est faible par rapport à Adrar.

- La vitesse moyenne qui dépasse le 4 m/s à Adrar et 2.75m/s à Tlemcen.
- Les paramètres de Weibull c et k sont respectivement 5.42m/s et 4.18à Adrar et 3.63m/s et 3.25 à Tlemcen.
- L'estimation de l'énergie générée pendant une année par une éolienne (NORDEX 60) de puissance nominale de 1300 kW est environ 1.19et 0.18 GW à Adrar et Tlemcen.

Dans le cadre de la réalisation de ce mémoire, nous avons présenté la modélisation mathématique de la distribution des fréquences des vitesses du vent.

Cette étude apporte un aide efficace à la prise des décisions concernant la planification et la réalisation de projet à énergie éolienne.

Le tracé de différentes courbes de vitesses annuelles moyennes à 50m du sol, constitue un apport considérable à l'évaluation des ressources énergétiques éoliennes de l'Algérie. L'exploitation de ces courbes est traduite par les informations sur la répartition géographique du vent.

La première approche est l'identification des régions dites ventées dotées d'un important potentiel éolien, pouvant, selon les besoins, constituées des régions candidates à l'exploitation de cette énergie.

nous avons abordé l'optimisation du gisement éolien de la région de Tlemcen et Adrar. La vitesse du vent à la hauteur de 50m à celles mesurées a été évaluée pour un meilleur rendement au niveau de la puissance générée par d'éventuels aérogénérateurs implantés dans la région.

L'architecture et les différents éléments d'une machine à axe horizontal était détaillé. nous avons utilisé des différentes méthodes pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien.

Le calcul est basé sur les deux facteurs de forme et d'échelle. Les différentes méthodes ont été utilisé pour extrapoler verticalement la vitesse du vent et les deux paramètres de weibull., afin de trouver l'énergie extraite.

Les mesures des paramètres du vent, les variations journalières et mensuelles du vent ont été établies. L'étude statistique des mesures a permis la détermination des paramètres de Weibull nécessaires pour la connaissance des potentialités énergétiques éoliennes d'un site donné.

L'utilisation de quelque méthode présentée dans ce mémoire, sur deux sites du pays, à savoir Tlemcen et Adrar, présente des résultats pour des différents paramètres du vent.

A partir des données traitées sur le site freeméteo.com, nous avons estimé les deux paramètres en premier lieux par la méthode de maximum de vraisemblance. Dans la seconde étape, nous avons extrapolé la vitesse et les deux paramètres du vent verticalement à une hauteur de 50m par la méthode de puissance Justus cg et all 1976.

L'application de cette méthode a permis de donner des résultats pour l'estimation de l'énergie extraite.

Pour évaluer la production énergétique en fonction de l'année, nous avons utilisé l'aérogénérateur NORDEX N60 d'une puissance nominale de 1300kw.

L'illustration de simulation sur les deux sites permis de déduire :

- le site de Adrar arrive en tête en termes de production annuelle avec 1.19 GW/an et la meilleure production en automne.

-le site de Tlemcen donne une production annuelle estimée à 0.18GW/an avec meilleure production en printemps.

En perspective, nous proposons, aux futurs étudiants de poursuivre cette étude par d'autres travaux davantage :

- Les techniques de recherche du point de vue de puissance maximale et performances optimales
- Diversifier et développer avec performance la source l'énergie éolienne pour répondre aux besoins des générations actuelles et futures.

Références bibliographiques

- [1] : M. BOUDIA SIDI MOHAMMED, « Optimisation de l'évaluation temporelle du Gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'atlas des vents en Algérie » doctorat en physique énergies renouvelables. Université abu bekr belkaid tlemcen ,23/01/2013.
- [2] : L. Prandtl, Über die Flüssigkeits bewegung bei sehr kleiner Reibung. Verhandlgn. d. III Intern. Math. Kongr. Heidelberg. 8.–13. August 1904. B.G. Teubner Verlag, Leipzig 1905, S. 485–491.
- [3] : N. Fichaux, Evaluation Du Potentiel Eolien Offshore Et Imagerie Satellitale, Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, 2003, pp.13
- [4] : N. Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen, 2006, pp.8
- [5] : S.M. BOUDIA, Optimisation de l'évaluation du gisement éolien par simulation numérique dans la région côtière de l'ouest algérien ; cas de Béni-Saf, Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen, 2009, pp.20
- [6] : M. SATHAYAJITH, « wind energy fundamentals, resource analysis and economics » assistant professor and wind energy consultant faculty of engineering , KCAET
- [7] : Betz A. Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen 1920; 26: 307–309.
- [8] : KEBIRMOHAMMED, «Etude et analyse des données météorologiques, en particulier le Vent dans la région d'Adrar», thèse de doctorat de l'Université de tlemcen,12 oct 2011.
- [9] : <http://www.windturbin.com>
- [10] : <http://www.windpower.org/fr/core.htm>
- [11] : World Energy Council. <http://www.worldenergy.org>

- [12] : G. Cunty, Guide de l'énergie éolienne (Éolienne et aérogénérateurs). Edisud Ed. (2001).
- [13] : S. El aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat de l'Université de Lille, 2004.
- [14] : S. MATHEW, K.P. PANDY et A. KUMA, « Analysis of wind régimes for energy estimation », Renewable Energy, Mars 2002.
- [15]: www.espace-eolien.fr/lille/pu_wind/puwchl.htm
- [16] :Chang Tsang-Jung, Wu Yu-Ting, Hsu Hua-Yi, Chu Chia-Ren et Liao Chun-min, « Assessment of wind characteristics ans wind turbine characteristics in Taiwan”. Renewable Energy, Mai 2003
- [17] : Rahman Shafiqur et Al-Abadi Naif, “Wind shear coefficients and their effect on energy production”. Energy conversion and management. Septembre 2005
- [18] : Justus C.G. et A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5,1976.
- [19] :Mikhail A.S et C.G justus , « comparaison of height extrapolation models and sensitivity Analysis » wind engineering ,vol .5,N 02 ,1981.
- [20] :Mikhail A.S , « height extrapolation of wind data ». transcation of ASME ,vol107,pp10-14,1985.
- [21] : Nfaoui .H.J Bahraoui buret et A.A.M sayigh , « wind characteristics and wind potential in morocco ». solar energy .N1 ,pp51-60,1998.
- [22] : A.W. Dahmouni, M. Ben Salah, F. Askri, C. Kerkeni, S. Ben Nasrallah, Assessment of wind energy potential and optimal electricity génération in Borj-Cedria, Tunisia, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 815–820
- [23] : Justus C.G., 1988, Introduction to wind energy, p 291-320 in Physical Climatology for Solar and Wind Energy, ed. R. Guzzi and C.G.Justus, World Scientific Publishing CompanQEy, Incorporated, Singapore. 8.
- [24] : <http://elmouchir.caci.dz/monographies/listing>
- [25] :http://www.vitaminedz.org/le-cilmat-de-tlemcen/Articles_138_240337_13_1.html
- [26] :<https://itunes.apple.com/us/freemeteo>
- [27] : T. Philippe, Th. claude. projet technologique (étude d'une éolienne) université de Québec. (2007). TCH-090-095
- [28] : <http://www.nordex-online.fr>