

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

N° :...../2018.....



DOMAINE : Sciences de la matière
FILIERE : Physique
OPTION : Physique Energétique
et Energies Renouvelables

Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique

Par: ALLAL Fatima

Intitulé

ÉTUDE DES MODÈLES D'ÉVALUATION
VERTICALE DE LA VITESSE DU VENT

Soutenu le 04/ 09/2018 devant le jury composé de:

SALMI	Mohamed	Université Mohamed Boudiaf - Msila	Président
BOURSAS	Abdelhakim	Université Mohamed Boudiaf - Msila	Rapporteur
TALOUB	Djidid	Université Mohamed Boudiaf - Msila	Examineur

Année universitaire : 2017/2018

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier vivement mon promoteur le docteur BOURSAS Abdelhakim pour l'aide qu'il m'a apporté, ses précieux conseils et ainsi pour sa sympathie durant tout le déroulement de ce travail.

Je remercie aussi tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail et leur exprime ma profonde gratitude.

Je remercie bien évidemment ma mère, à qui je dédie ce travail .Elle m'a non seulement encouragé et supporté tout au long de mes études mais dans toutes les sphères de ma vie.

Je remercie tous mes enseignants et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Liste des figures et tableaux

Fig. I-1 : Différentes couches de l'atmosphère terrestre

Fig. I-2 : Couche limite atmosphérique

Fig. I- 3 : Brise de pente montante

Fig. I-4 : Girouette

Fig. I- 5 : Manche à air

Fig. I-6 : Anémomètre

Fig. I-7 : Types des éoliennes : a- Savonius, b- Darrieus, c- axe horizontal

Fig. I-8 : structure d'une éolienne à axe horizontal

Fig. I-9 : Systèmes éoliens de pompage mécanique et électrique de l'eau

Fig. I-10 : Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur

Fig. I-11 : Illustration de plan de vol du cerf –volant

Fig. I-12 : Structure de Makani power en vol

Fig. I-13 : Illustration représentant une éolienne terrestre

Fig. I-14 : Eolienne aéroportée Altaeros Energies en vol

Fig. I-15 : Éoliennes sans pales (Vortex)

Fig. II.1 : (a) courbe de distribution de Weibull, (b) courbe de la densité de puissance

Tab. III-1: classes de stabilité de pasquill

Tab. III-2: Classes et longueurs de rugosité

Sommaire

Remerciements	
Liste des figures et tableaux...	
Introduction.....	07
CHAPITRE I: TYPES DES SYSTÈMES ÉOLIENS.....	09
1- Définition du vent.....	10
2- différentes couches de l'atmosphère terrestre.....	10
2-1- Définition de l'atmosphère.....	10
2-1-1-La troposphère.....	10
2-1-2-La stratosphère.....	10
2-1-4-La thermosphère.....	10
2-1-5- L'exosphère.....	10
2-2- forces qui agissent sur l'air.....	11
2-2-1- La force gravitationnelle.....	11
2-2-2- La force de pression.....	11
2-2-3- La force de Coriolis.....	11
2-2-4- Les forces de frottement.....	12
2-3- La couche limite atmosphérique (CLA).....	12
2-3-1- La couche d'Ekman.....	12
2-3-2- La couche de surface.....	12
2-3-3- La sous-couche rugueuse.....	12
3-2- vents régionaux et locaux.....	13
3-2-1- brises de mer et terre.....	13
3-2-2- Brises en montagne.....	14
4- caractéristiques du vent.....	15
4-1- variabilité temporelle.....	15
4-2- variabilité spatiale.....	15
5- Instruments de mesure.....	15
5-1 - La girouette.....	15
5-2 - La manche à air (manche à vent).....	16
5-3- L'anémomètre.....	16
6- Types des systèmes éoliens.....	17

6-1- Éoliennes à axe vertical.....	17
6-1-1- Rotor de Savonius.....	17
6-1-2- Rotor de Darrieus.....	18
6-2- Éoliennes à axe horizontal.....	18
6-2-1- Comparaison entre les éoliennes verticale et horizontale.....	19
6-2-2- Description d'une éolienne à axe horizontal.....	19
6-2-3- Éoliennes de pompage de l'eau.....	21
6-2-4- Éoliennes de production d'électricité.....	22
6-2-5- Principe de fonctionnement.....	22
6- 3- Éoliennes volantes.....	22
6-3-1- Une vague d'innovation qui prend de l'altitude.....	22
6-3-1-1- Le cerf-volant générateur d'énergie.....	22
6-3-2-2- Le "deltaplane motorisé" en fonctionnement en mode générateur.....	23
6-3-3-3- L'éolienne aéroportée.....	25
6-5- Éoliennes basée sur le principe de la force de Magnus.....	28
6-5-1- Principe.....	30
6-5-2- Expressions mathématiques.....	30

Chapitre II: MODÈLES D'ESTIMATION DU POTENTIEL

ÉOLIEN.....	31
1- Modèles mathématiques de la distribution de la vitesse du vent.....	32
1-1- Distribution de Weibull.....	32
1-2- Distribution hybride de Weibull.....	33
1- 3- Distribution de Rayleigh.....	34
2- Détermination des paramètres de Weibull - Méthodes d'ajustement.....	34
a- Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type.....	34
b- Méthode graphique.....	35
c- Méthode du Facteur d'énergie (Energy pattern factor method).....	36
d- Méthode du maximum de vraisemblance (MLM).....	37
e -Méthode du maximum de vraisemblance modifiée (MMLE).....	38

CHAPITRE III: MODÈLES D'EXTRAPOLATION VERTICALE DE LA VITESSE DU VENT.....

1- Stabilité de l'atmosphère.....	39
1-1- Atmosphère stable.....	40
1-2- Atmosphère neutre.....	40

1-3- Atmosphère instable.....	40
2-1- Extrapolation verticale de la vitesse du vent.....	41
2-1-1- Loi Log-linéaire.....	41
2-1-2- Loi logarithmique.....	42
2-1-3- Loi de puissance.....	42
2-1-3-1- Loi de puissance 1/7.....	43
2-1-3-2- Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976.....	44
2-1-3-3- Loi de puissance modifiée.....	45
2-1-3-4- Modèle de similitude de Monin-Obukov.....	46
2-1-3-5- Loi à coefficient variable.....	47
2-1-3-6- Modèle de Spera et Richards.....	47
2-2- Extrapolation verticale des paramètres de Weibull.....	47
2-2-1- Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail.....	47
2-2-2- Modèle d'extrapolation de Justus modifié par Poje.....	48
2-2-3- Modèle d'extrapolation de Mikhail modifié.....	48
2-2-4- Modèle d'extrapolation de Spéra et all.....	49
2-3- Extrapolation verticale de la vitesse moyenne.....	49
2-4- Estimation du coefficient de friction du vent par le modèle LES.....	50
2-5- Détermination de la longueur de rugosité du sol.....	50
Bibliographie.....	53

INTRODUCTION

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. Pour les prochaines décennies, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres car elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement:

- elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- elles sont inépuisables ;
- elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux
- elles offrent une importante indépendance énergétique [1].

Dans l'Antiquité, le vent était utilisé, plus particulièrement en agriculture avec les moulins à vent pour moulinier le blé. Les Perses de l'Antiquité utilisaient déjà l'énergie éolienne pour pomper de l'eau. On a exploré le monde à l'aide de navires entraînés par le vent bien avant l'invention du moteur. Pas plus tard qu'en 1920, plus d'un million d'éoliennes servaient à pomper de l'eau et à fournir l'électricité aux entreprises agricoles de l'Amérique du Nord. Dans les années 50, des centaines d'éoliennes étaient encore utilisées en Algérie pour le pompage de l'eau. Aujourd'hui, l'énergie électrique d'origine éolienne est parfois considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables à développer pour remplacer le charbon, le pétrole, le gaz et même le nucléaire. En 2005, 6183MWh ont été installés dans les pays de la communauté européenne (1808MWh pour l'Allemagne et 1764MWh pour l'Espagne), soit une production électrique de 83TWh, égale à 2.8% de la consommation électrique de 2004 [2].

De nos jours, le vent et l'énergie qu'il véhicule sont l'objet d'études et d'applications multiples dans divers domaines. La volonté de réduire les émissions de gaz responsables de l'effet de serre, a poussé beaucoup de pays à s'intéresser aux énergies renouvelables dont fait partie l'éolienne.

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est dû à une topographie et un climat diversifiés. Les premiers travaux Algériens sur le potentiel éolien furent publiés par Said et al., [3] en 1984, suivis par Benssad, en 1985, [4], Hammouche, en 1990 [5], Kasbadji Merzouk en 1994 [6] et F. Youcef Ettoumi en 2002, [7].

L'Algérie est confrontée à des problèmes d'énergie électrique. La puissance fournie ne suffit plus à la demande elle atteint des pointes de 5100 MW, valeur dépassant sa capacité de production de 200 MW. Il est grand temps de se retourner vers les autres formes d'énergies renouvelables disponibles en grandes quantités dans notre pays comme le vent, qui n'est qu'une forme indirecte de l'énergie solaire. Malheureusement ces ressources sont mal ou peu exploitées. Pour utiliser le vent comme source d'énergie, il faut connaître le potentiel éolien d'une région. Notre vaste pays est subdivisé en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes ; l'Atlas tellien et l'atlas saharien. Le grand sud, quand à lui, est caractérisé par un climat saharien.

Toutefois, une bonne connaissance des caractéristiques du vent en tout site est importante pour une exploitation adéquate et fiable des ressources éoliennes. Le potentiel éolien est lié directement à la vitesse du vent de la région considérée. Pour pouvoir estimer ce potentiel il faut disposer d'une série temporelle des vitesses du vent mesurées sur le site en question pendant plusieurs années à une certaine hauteur du sol (en générale 10m du sol). Cependant, on sait que la vitesse du vent augmente avec la hauteur par rapport au sol. Pour cette raison on a intérêt à fabriquer des systèmes éoliens qui sont de plus en plus élevés dans le ciel. Techniquement pour mesurer la vitesse du vent à une hauteur élevée est très coûteux. Donc on cherche à mettre en évidence des modèles mathématiques qui nous permettent d'extrapoler la vitesse du vent à la hauteur considérée à partir de celle disponible au niveau des stations météorologiques ou grasse aux instruments de mesure montés sur un mât facile à installer (10m de hauteur en générale)

Dans le présent mémoire on s'intéresse à l'étude des différents modèles d'évaluation verticale de la vitesse du vent cités en littérature. Le présent travail est étalé sur trois chapitres. Dans le premier chapitre, nous définissons le vent et ses caractéristiques, les paramètres qui le régissent, la structure de l'atmosphère dans laquelle il se déplace, ainsi que sa variabilité temporelle. On termine ce chapitre par une revue des différents systèmes éoliens qui existe en littérature (les systèmes conventionnels et les nouveaux systèmes basés sur d'autres principe de fonctionnement). Le deuxième chapitre comprend les modèles d'estimation du potentiel éolien (horizontal). Dans le troisième chapitre nous présentons les différents modèles verticaux utilisés pour l'extrapolation de la vitesse du vent pour une altitude donnée (une hauteur > 10m), pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne à cette altitude.

CHAPITRE I:

TYPES DES SYSTÈMES

ÉOLIENS

1-Définition du vent

Le vent est le déplacement de l'air au sein de l'atmosphère. Il est né sous l'effet des différences de températures et de pressions. Ainsi, lorsqu'il existe une différence de pression entre deux points, l'air circule de l'endroit où la pression est la plus élevée (où l'air est froid) vers l'endroit où elle est la moins élevée (où l'air est chaud). En d'autres termes, l'air se déplace de la haute pression vers la basse pression. Le grand responsable de ce phénomène est le soleil. Il chauffe les mers et les continents mais pas au même rythme (matin et soir). Une fois réchauffés, ces derniers chauffent à leur tour les masses d'air qui les surplombent [9-10].

2- différentes couches de l'atmosphère terrestre

2-1- Définition de l'atmosphère

L'atmosphère est un mélange de gaz et de particules qui entourent le globe. Vue de l'espace, elle forme une fine couche de lumière bleue foncée sur l'horizon. L'atmosphère est constituée de couches qui forment des anneaux autour de la Terre. Elle s'étend sur quelques centaines de kilomètres d'altitude, mais elle est confinée en majeure partie sur une hauteur de 50 kilomètres au-dessus de la surface terrestre [11]

L'atmosphère est divisée en 5 couches superposées [12], comme montré sur la Figure I-1 :

2-1-1-La troposphère

C'est la couche la plus proche de la surface de la Terre. Sa température diminue de 6,5°C par km d'altitude. Son épaisseur moyenne est de 13 km.

2-1-2-La stratosphère

Elle représente la couche qui monte jusqu'à une altitude de 50 km, où la température est proche de celle de la surface terrestre. La température augmente progressivement dans la stratosphère car la couche d'ozone absorbe le rayonnement solaire.

2-1-3-La mésosphère

Cette dernière se situe entre 50 et 80 km d'altitude. La température diminue jusqu'à -140°C.

2-1-4-La thermosphère

La thermosphère s'étend entre 80 et 600 km d'altitude. Les molécules d'air deviennent très rares et les températures à l'intérieure sont très élevées (jusqu'à 1200°C).

2-1-5-L'exosphère

L'exosphère s'étend jusqu'à 10 000 km d'altitude, là où s'arrête l'atmosphère et où commence l'espace.

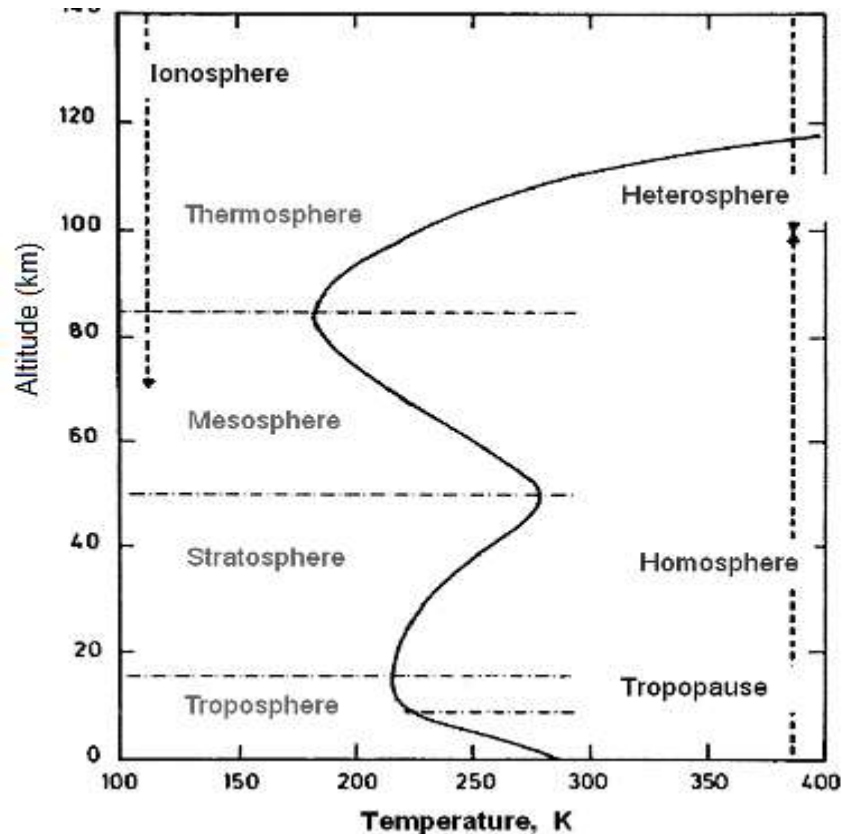


Figure (I.1) : Différentes couches de l'atmosphère terrestre

2-2- forces qui agissent sur l'air

Il existe quatre forces majeures qui agissent sur une partie élémentaire de l'air [13], à savoir:

2-2-1- La force gravitationnelle

Conséquence de l'attraction mutuelle des corps, cette force intervient à cause de la grande masse de la terre. Elle est dirigée vers le centre de la terre.

2-2-2- La force de pression

Dirigée des hautes pressions vers les basses pressions, cette force est due au gradient de pression résultant de l'échauffement inégal de l'air suivant les latitudes, la nature des sols et la répartition des océans et des continents. Les forces de pressions sont à l'origine du déplacement des masses d'air.

2-2-3- La force de Coriolis

Cette force est le résultat de la rotation de la terre autour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent. Elle intervient dans les déplacements atmosphériques en raison de la faiblesse des forces contribuant à mettre l'air en mouvement.

2-2-4- forces de frottement

Ces forces traduisent la friction turbulente de l'air avec le sol. Elles interviennent dans la couche limite atmosphérique. La force gravitationnelle et la force du gradient de pression sont les deux forces qui peuvent initier un mouvement de l'air. Leurs actions se font ressentir près du sol dans une zone appelée couche limite atmosphérique.

2-3- La couche limite atmosphérique (CLA)

Etant donné que les éoliennes standards d'aujourd'hui dépassent rarement une hauteur de 100m, cette section donne un aperçu sur la couche la plus proche de la terre, dite la Couche Limite Atmosphérique (CLA). Comme montré sur le Figure 1-2, cette partie basse de l'atmosphère se divise en trois grandes parties [8]:

2-3-1- La couche d'Ekman

Qui 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.

2-3-2- La couche de surface

Qui est directement en contact avec la surface terrestre dont l'épaisseur varie entre 50 et 100m. Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques.

2-3-3- La sous-couche rugueuse

Qui 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. Ceci est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 . Par ailleurs, la couche limite atmosphérique CLA est fonction de plusieurs paramètres, tel que la vitesse du vent, la rugosité du sol et l'ensoleillement variable suivant les lieux et l'heure de la journée [15].

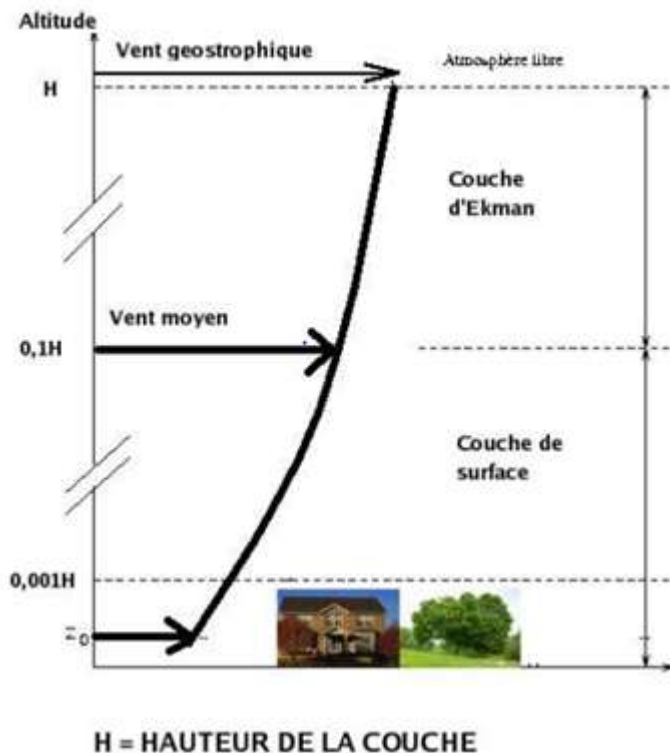


Figure (I .2): couche limite atmosphérique

3-2- vents régionaux et locaux

3-2-1- brises de mer et terre

C'est un phénomène qui se situe au niveau des côtes [16], en fonction de la température du sol, qui est à peu près celle de la mer en début de matinée; Par contre, à partir de neuf heures, cette température commence à s'élever, l'air qui repousseur la terre devient plus léger et gagne les hautes régions de l'atmosphère et est, remplacé par l'air de la mer. Ainsi est naît la brise de mer. Celle-ci commence à diminuer vers trois ou quatre heures de l'après-midi et cesse vers neuf heures, alors que la température de la côte descend au-dessous de la moyenne. A ce moment règnent quelques heures de calme. Par contre, la température sera plus élevée sur la mer, où un mouvement en sens inverse s'établit, et le vent souffle de la terre vers la mer. On a la brise de, qui dure jusqu'au lever du soleil. Ces vents ne se font pas sentir à une grande distance des côtes où règnent des vents constants. Par ailleurs, il existe, dans les montagnes, la production de phénomènes identiques, par la différence d'échauffement des sommets et des vallées, aux différentes heures du jour. Aussi, des alternances semblables se produisent sur les grands lacs.

3-2-2- Brises en montagne

De jour, l'air au contact des pentes ensoleillées s'échauffe plus vite que l'air situé à la même altitude au-dessus de la vallée. L'air chaud s'élève le long de la pente tandis que l'air au-dessus de la vallée s'effondre. Ainsi est naît la brise de pente montante, qui est schématisée sur la Figure 1-3. Par ailleurs, la brise de vallée montante (ou brise d'aval) est due à l'appel d'air généralisé provoqué par la brise de pente montante [17].



Figure(I .3) : brise de pente montante

De nuit, on assiste aux effets inverses où l'air en contact avec le sol se refroidit et s'écoule le long de la pente (Voir Figure 1-3). Ainsi, la brise de vallée descendante (ou brise d'amont) est alimentée par l'air qui s'écoule le long de la pente.

4- caractéristiques du vent

Le vent est caractérisé d'une part par sa variabilité temporelle et d'autre part, par sa variabilité spatiale.

4-1-La variabilité temporelle

Le vent est une source d'énergie qui n'est pas stable vue le changement brusque et rapide de sa vitesse et de sa direction par rapport au temps. En accord avec ces changements, la puissance et l'énergie éolienne disponible dans un site donné varient. Dans ce cas, et selon la fréquence, nous distinguons trois types de variabilités:

- Variabilités à haute fréquence, où la vitesse peut varier de plus de 2m/s durant une dizaine de seconde.

- Variabilités à moyenne fréquence qui sont déterminées par les vitesses journalières ou horaires.
- Variabilités à basse fréquence qui concernent les variations saisonnières et mensuelles.

4-2-La variabilité spatiale

En plus de la variabilité temporelle, le vent peut varier dans l'espace, d'un endroit à un autre. Ainsi, nous distinguons, deux types de variabilité spatiale [14]:

- **Variabilité spatiale régionale:** qui est en fonction de la latitude de la région ainsi que de l'ensoleillement et des reliefs.
- **Variabilité spatiale locale :** qui est en fonction de la topographie, des obstacles et de la rugosité du sol.

5- Instruments de mesure

5-1 -La girouette

La girouette est un instrument qui nous indique l'origine du vent (c.-à-d. l'orientation du vent). C'est un pointeur (une flèche, un coq...etc.) qui est monté sur un axe rotatif. Le pointeur peut tourner librement autour de son axe et s'aligne donc parallèlement au vent. C'est la partie la plus mince du pointeur (Lapointe de la flèche, le bec du coq etc.) qui nous indique la provenance du vent. Il peut y avoir une croix immobile indiquant les points cardinaux fixée sous le pointeur d'une girouette traditionnelle. Puisque l'usage des girouettes s'est répandu en Europe durant le moyen-âge et qu'il en existait même 4000 ans auparavant, on ne peut pas dire qui en est l'inventeur précisément.

Unités de mesure : Les points cardinaux ou les degrés d'orientation par rapport au nord géographique.



Figure(I.4) : Girouette

5-2 -La manche à air (manche à vent)

La manche à air est un instrument qui nous indique l'origine du vent et nous donne aussi une approximation de la vitesse du vent. C'est un tube de toile souple fermé à l'une des extrémités que l'on appelle manchon et fixé à un mât. Le vent s'engouffre par l'ouverture et soulève le manchon. Il y a toujours au moins trois bandes rouges et deux bandes blanches qui s'alternent. Ces bandes nous permettent une approximation de la vitesse du vent. Chaque bande correspond à une vitesse de 5 nœuds (environ 9 km/h). Alors quand il y a cinq bandes du tube de toile complètement à l'horizontal on peut dire qu'il y a un vent d'au moins 25 nœuds (environ 45 km/h). Le tube de toile peut aussi pivoter sur son axe alors il nous permet de connaître la direction du vent. Le manchon pointe vers où le vent se dirige [18].



Figure(I .5): Manche à air

5-3- L'anémomètre

L'anémomètre est un instrument qui nous indique la vitesse du vent. L'anémomètre est composé de plusieurs demi-sphères vides orientées dans le même sens (deux, trois ou même quatre demi-sphères) (fig. I-6) qui tournent librement autour d'un axe. Dans les anémomètres modernes, un système électronique permet alors de calculer le nombre de tours effectués dans le temps. La vitesse du vent apparaît alors sur un petit écran. L'anémomètre a été inventé par l'architecte italien Leon Battista Alberti en 1450.

Unités de mesure : En kilomètres par heure (km/h) ou en mètres par seconde (m/s) [9]



Figure(I.6) : Anémomètre avec une girouette à gauche

6- Types des systèmes éoliens

6-1- Éoliennes à axe vertical

Ce type d'éoliennes est très peu répandu, les éoliennes à axe vertical ont été les premières à être utilisées pour la production d'électricité. Elle présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et de posséder tous les organes de commande, le multiplicateur et le générateur au niveau du sol, donc facilement accessibles, ce que facilite les interventions de maintenance. En revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mat, souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs ont pratiquement abandonné ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit des éoliennes à axe horizontal [19]. De plus la présence du capteur d'énergie près du sol exposé 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 [20]. En ce qui concerne leur implantation, elles occupent une surface très importante ce qui représente un grand inconvénient surtout dans les sites agricoles. Les principaux capteurs à axe vertical sont le rotor de savonius et le rotor de Darrieus.

6-1-1- Rotor de Savonius

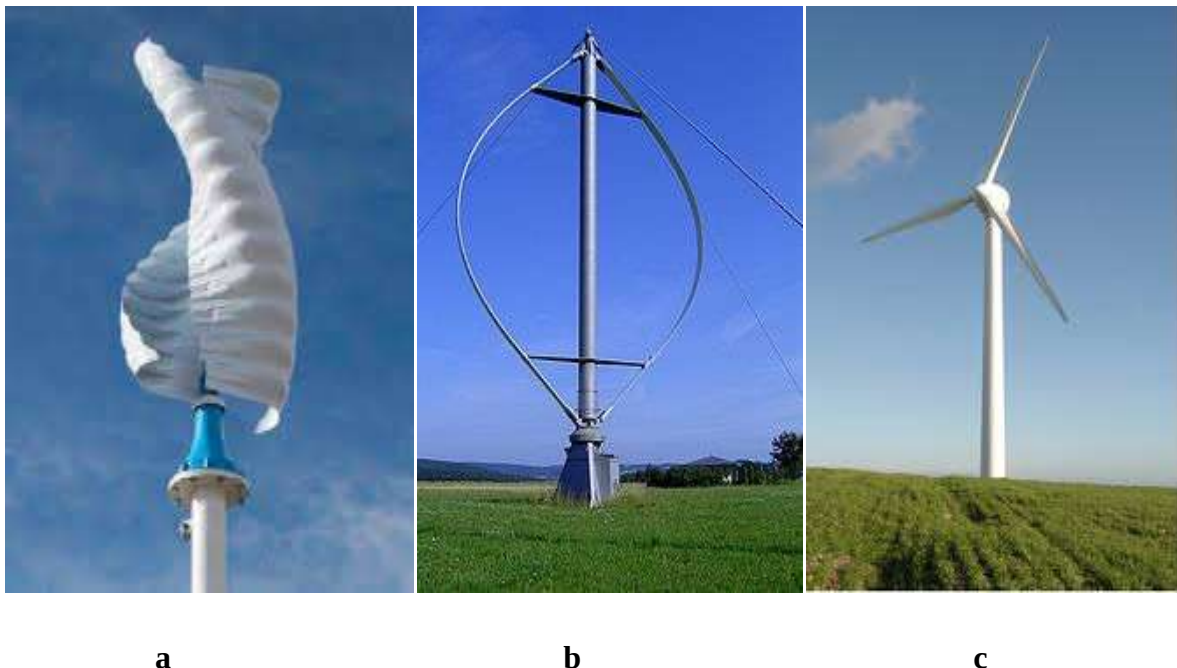
Du nom de son inventeur (breveté en 1925) le rotor de savonius (Fig. I.7a) dont le fonctionnement est basé sur le principe de trainée différentielle utilisée dans les anémomètres les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur.

6-1-2- Rotor de Darrieus

Inventé par l'académicien français Darrieus au cours des années 1925-1935 (Fig. I.7b) repose sur l'effet de la portance d'un profil soumis à l'action d'un vent relatif, il existe quatre type rotor de Darrieus: le rotor cylindrique, le rotor tronconique, le rotor à variation cyclique et le rotor parabolique [21].

6-2- Éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal (Fig. I.7c) sont les plus répandues actuellement, les différents constructeurs des aérogénérateurs utilisent les voilures à deux ou trois pales qui sont les Plus courantes et les multiples. La caractéristique de puissance C_p dépend principalement du nombre de pales à dimension d'hélice identique. Les éoliennes à axe horizontal produisent plus de puissance par rapport aux éoliennes à axe vertical et occupent une surface au sol très réduite, seule la tour qui occupe de la place au sol et regroupe tous les systèmes de raccordement, de plus leur efficacité énergétique est beaucoup meilleure [22]. La voilure peut être placée avant la nacelle et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Une autre solution qui permet d'alléger la construction par suppression de toute mécanique d'orientation est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle. Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont à noter qui sont dues au passage des pales derrière le mât.



Figure(I.7) : Types des éoliennes : a- Savonius, b- Darrieus, c- axe horizontal

6-2-1- Comparaison entre les éoliennes verticale et horizontale

Type	Avantages	Inconvénients
Horizontale	Rendement économique (99% du marché)	moins résistance aux vents forts freins sur moteur générateur dans la nacelle orientation suivant la direction du vent
SAVONIUS	Fonctionne avec un vent faible Générateur au niveau du sol Silencieuse	Très faible rendement couple sinusoïdal Masse du rotor
Darrieus	Résiste aux vents forts (220Km /h) Silencieuse Générateur au niveau du sol	faible rendement démarrage difficile surcout de fabrication des pales

Tableau I : tableau comparatif entre les éoliennes à axe vertical et horizontal

6-2-2- Description d'une éolienne à axe horizontal

Depuis les premières utilisations des éoliennes à nos jours, leur technologie a fortement évolué. Sur le principe qui servait à faire tourner les moulins au 16^{ème} siècle, l'éolienne est aujourd'hui une machine capable de capter l'énergie cinétique du vent et de la transformer en énergie électrique. La puissance nominale d'un aérogénérateur a évolué de moins de 100 kW à 5 MW actuellement, capable de ce fait d'alimenter des milliers de foyers en électricité. De plus, l'énergie éolienne est une énergie propre et renouvelable. Une éolienne à axe horizontal est constituée de pales, d'une nacelle, d'un système d'orientation, d'un mât et d'une armoire de couplage au réseau électrique (Fig. 2.8).

• Les pales

C'est un dispositif aérodynamique (surface portante) en matériaux composites à base de fibres de verre, de plastique ou de bois. Leur conception est le fruit d'études aérodynamiques diverses. Les pales sont fixées à un moyeu pour former le rotor. Elles sont destinées à tourner autour de l'axe du rotor dès la présence de vent suffisant.

• **La nacelle**

C'est l'enveloppe qui protège la boîte d'engrenages, le générateur et les autres composants contre l'action des éléments de dégradation. Elle renferme :

- Un moyeu pourvu d'un système qui lui permet d'orienter les pales afin de réguler leur vitesse de rotation.
- Un rotor, qui transforme l'énergie cinétique reçue des pales en énergie mécanique de rotation.
- Des freins permettant d'arrêter les pales pour les cas de vitesses de vent très fortes qui pourraient endommager l'éolienne ou la rendre incontrôlable.
- Un multiplicateur, qui est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire. Il permet de réduire le couple et/ou d'augmenter la vitesse de rotation.
- Un générateur assurant la production électrique en transformant l'énergie mécanique de rotation en énergie électrique. Il fonctionne comme un alternateur (produisant du courant alternatif) ou un dynamo (produisant du courant continu). De nos jours, l'alternateur est le plus utilisé pour des raisons de coût et de rendement.
- Un système de régulation électrique servant à ralentir le rotor du générateur en cas de surrégime.
- Un système de refroidissement à huile, à eau ou à air, destiné au multiplicateur et au générateur.

• **Le système d'orientation**

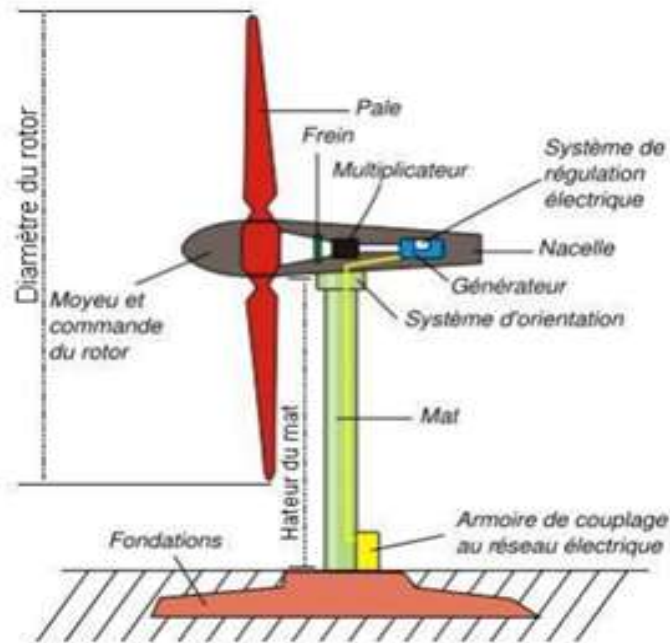
C'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter les pales de l'éolienne face au vent (dans l'axe du vent) et de les verrouiller.

• **Le mât (ou la tour)**

C'est un tube en acier, pilier de toute l'infrastructure. Sa hauteur est importante car plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente, mais en même temps le coût de la structure augmente aussi. En général, le mât a une taille légèrement supérieure au diamètre du rotor.

• **L'armoire de couplage au réseau électrique ou au système de stockage**

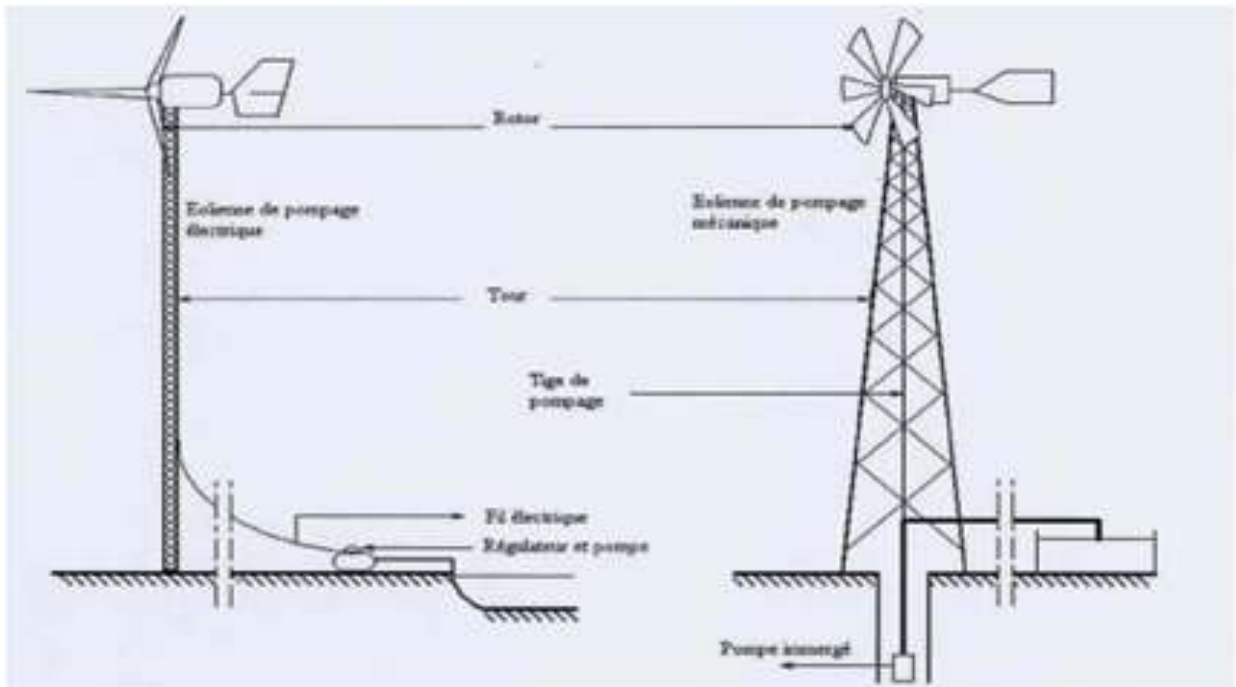
Elle rend compatible l'énergie produite avec celle du réseau ou de la tension des récepteurs grâce à un transformateur. Certaines éoliennes possèdent aussi dans leur structure un système de contrôle électronique (qui gère le fonctionnement général de l'éolienne) et des outils de mesure du vent (anémomètre et girouette) dont les données sont transmises à l'informatique de commande pour stockage ou analyse. De même, si l'électricité produite n'est pas directement injectée dans le réseau ou utilisée, des batteries de stockage de cette énergie sont nécessaires.



Figure(I.8): structure d'une éolienne à axe horizontal

6-2-3-Éoliennes de pompage de l'eau

L'éolienne a été utilisée pour le pompage d'eau bien avant que l'on ne découvre son usage électrique. Deux types de technologies de pompage éolien d'eau sont utilisés: l'éolienne de pompage mécanique et l'éolienne de pompage électrique



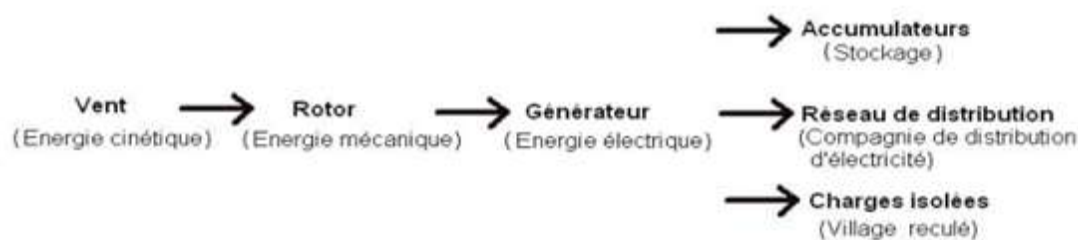
Figure(I.9): Systèmes éoliens de pompage mécanique et électrique de l'eau

6-2-4- Éoliennes de production d'électricité

Les éoliennes de production d'électricité encore appelées aérogénérateurs sont de nos jours les plus utilisées et les plus développées. Elles sont installées sur terre comme sur mer. La technologie des aérogénérateurs est en pleine phase de développement. De nombreux pays se lancent dans l'installation d'éoliennes de grande puissance. Cette tendance vise à lutter non seulement contre l'usage des énergies produisant des gaz à effet de serre, mais aussi pour se tourner vers des sources d'énergie sur lesquelles on peut se fier à long terme. De puissants aérogénérateurs de 1 à 5 MW de puissance nominale sont installés surtout en off-shore et forment de vastes champs éoliens. En fin 2007, la production mondiale se chiffre à environ 94GW de puissance électrique pour la partie raccordée aux réseaux nationaux.

6-2-5- Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'une éolienne de production d'électricité est schématisé sur la figure. I.10 [23]



Figure(I.10) : principe de fonctionnement d'une éolienne de production d'électricité

6- 3- Éoliennes volantes

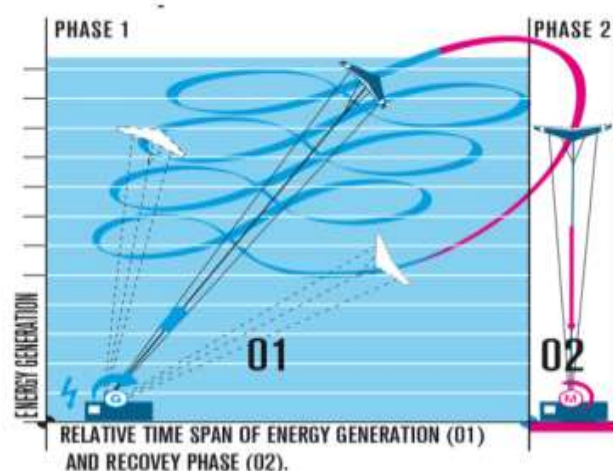
6-3-1- Une vague d'innovation qui prend de l'altitude

Dans le but d'exploiter les vents à haute altitude, de nombreuses technologies de rupture avec l'éolien classique ont vu le jour. Cette vague d'innovation a été principalement initiée par le mathématicien Miles L. Loyd qui a publié en 1980 "Crosswind Kite Power" , ouvrage de référence sur la production énergétique par l'utilisation d'un cerf volant. Au début du XXIème siècle et avec le défi de la transition énergétique, start-ups et projets se sont multipliés, dont quelques uns qui méritent d'être présentés.

6-3-1-1- Le cerf-volant générateur d'énergie

La technologie de la société EnerKite entend exploiter la force du vent en haute altitude à l'aide de l'objet le plus commun à cette pratique: le cerf volant. Il n'est plus alors question d'éolienne classique ni de pales mais bien d'une technologie volante plus légère, tractée uniquement par la force des vents. La conception, tout comme le transport et l'installation,

sont alors considérablement facilités par cette structure minimaliste et non conventionnelle. C'est notamment cette simplicité dans la technologie qui concurrence les structures traditionnelles plus chères et encombrantes au sol. D'ailleurs, l'impact visuel est ici minimisé tout comme le bruit généré usuellement par la rotation des pâles, du rotor et des organes mécaniques en mouvement. Les contraintes sociales et le dérangement des riverains sont également amoindris. Mais cette innovation se démarque également de ses prédécesseurs puisqu'elle exploite les courants en haute altitude de façon novatrice. L'énergie cinétique du vent n'entraîne donc plus directement le rotor par l'intermédiaire des pâles mais c'est le mouvement de va et vient du cerf volant qui génère une force de traction au sol à travers la corde. Cette corde est dimensionnée de façon à ce qu'elle soit suffisamment résistante face aux forces de traction et entraîne ainsi un générateur au sol. Le générateur électrique transmet ensuite l'énergie électrique produite au réseau ou à des batteries de stockage.



Figure(I.11) : Illustration du plan de vol du cerf-volant EnerKite

Cette technologie s'articule en deux phases distinctes : une de production d'énergie et l'autre de transition du cerf volant. Pendant la phase 1 (Fig. I.11), le cerf volant engrengé progressivement de l'énergie potentielle de pesanteur en prenant de l'altitude. Avec ces mouvements ellipsoïdaux et une orientation de la structure adaptée, le cerf volant gagne de l'altitude et entraîne le générateur électrique au sol. C'est la phase de production d'électricité. Dans un second temps, le cerf volant ayant atteint son altitude maximale plonge pendant la phase 2 pour retrouver son altitude basse. Cette phase transitoire ne constitue ni un gain ni une perte en énergie puisque selon le principe de conservation de l'énergie mécanique, l'énergie

cinétique et potentielle se compensent pendant la phase de descente. Pour cela, deux cordes sont également rattachées aux extrémités du cerf volant elles permettent de modifier automatiquement l'inclinaison de la structure et le faire redescendre. Ainsi le système est dynamique et s'autorégule dans la transition des deux phases. De même il permet de gérer les vents turbulents qui seraient hypothétiquement amenés à déséquilibrer la structure. C'est finalement une technologie totalement inédite proposée par la société EnerKite qui ouvre la production éolienne en haute altitude. Son atout majeur est de positionner au sol l'ensemble des équipements électriques : générateur, régulateur de tension, puissance, fréquence, et transformateur élévateur de tension. L'exploitation de cette technologie exclut cependant le fonctionnement en vent presque nul. Dans ce cas, le cerf-volant n'est plus en mesure de maintenir son altitude et s'écroule. Un plan de vol pourrait éventuellement pallier ce problème.

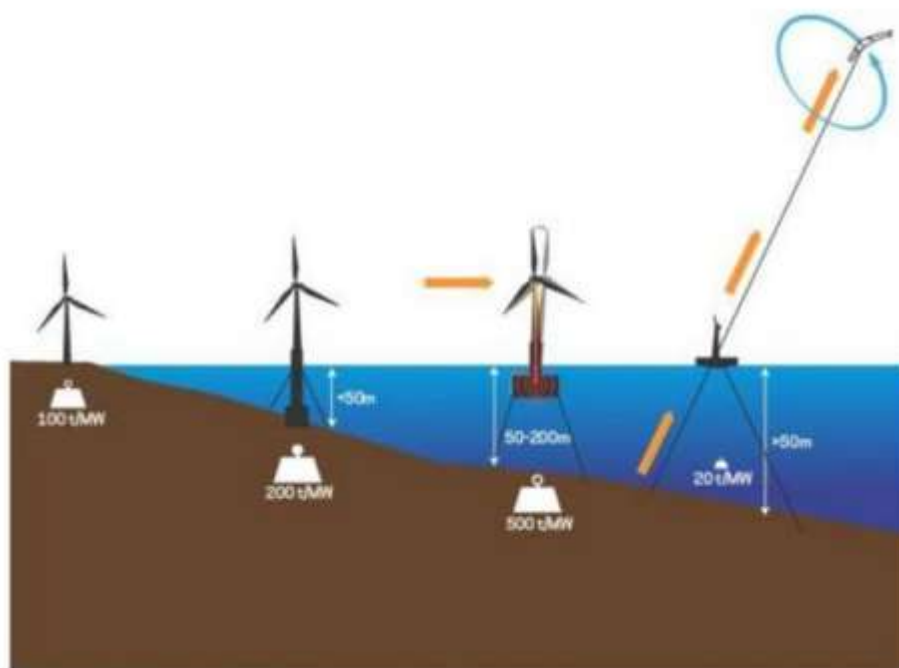
6-3-2-2- Le "deltaplane motorisé" en fonctionnement en mode générateur

Dans un mode de fonctionnement tout à fait différent, mais toujours dans le but d'exploiter les vents de haute altitude, l'entreprise Makani Power [24] développe une technologie motorisée volante et réversible. La structure est ici conçue en fibre de carbone à l'image d'un avion propulsé



Figure(I.12): La structure de Makani Power en vol

Deux ailes en matériaux composites offrent en effet la possibilité de vol autonome pour des vents assez puissants. La trajectoire circulaire simule la rotation des pales d'éolienne à très grande échelle. De plus, la structure est constamment orientée vers les vents les plus réguliers et les plus forts par un système de commande qui utilise, entre autres, GPS et outils de mesure. Huit moteurs **DC brushless** sont embarqués sur le mécanisme au niveau des ailes et, face à la force du vent, ils sont entraînés en rotation. Ils fonctionnent alors en mode générateur et produisent de l'énergie électrique. Cette énergie ne peut être stockée au niveau de la structure volante donc Makani Power propose une solution technique qui consiste à transférer cette énergie par l'intermédiaire du câble conducteur en aluminium reliant l'engin au sol. C'est donc ce câble qui joue le rôle d'intermédiaire entre la production et la récupération de l'énergie produite, ensuite transférée sur le réseau électrique. La station au sol permet donc d'une part de collecter l'électricité produite mais elle sert également de plateforme de stockage de la structure lorsque le vent est trop faible pour la maintenir en vol (Fig. I.12).



Figure(I.13) : Illustration représentant une éolienne terrestre

6-3-3-3- Eolienne aéroportée

L'éolienne aéroportée trouve également sa place dans le paysage des technologies innovantes qui se développent aujourd'hui dans les centres de recherche. Il s'agit ici de maintenir un ballon gonflé à l'hélium à haute altitude et de le relier au sol par un câble conducteur qui sert d'ancrage. La base de l'éolienne est en béton pour permettre une assise au sol conséquente. L'entreprise Altaeros Energies a mis au point le prototype abouti d'une éolienne de ce type qui permettrait de produire deux fois plus d'électricité en utilisant les vents puissants à plus de 300m d'altitude. Constitué en toile pour sa légèreté, cet aérostat arbore trois pales en matériaux composites. Des technologies du même type utilisent ces pales pour permettre à la structure, sous l'action du vent, d'être entraînée en rotation surelle même. On appelle ce phénomène l'effet Magnus. La rotation de l'aérostat placé dans un vent relatif modifie le champ de vitesse autour de l'objet. Cette particularité est fortement accentuée par la présence des pales. Une fois le ballon en rotation, un générateur placé sur l'axe récupère cette énergie cinétique et la convertit en électricité. De la même façon que la technologie de Makani Power, cette électricité est transportée jusqu'à la station au sol par le câble conducteur et éventuellement stockée dans des batteries ou injectée dans le réseau. Ici, l'entreprise Altaeros Energies utilise simplement cet aérostat comme levier pour amener toute la structure à haute altitude là où les vents sont plus forts et réguliers (Figure I.14).



Figure(I.14) : Eolienne aéroportée Altaeros Energies en vol

Dans ce cas, une éolienne placée en son sein capte l'énergie cinétique et produit de l'électricité. La toile de l'aérostaut joue par ailleurs le rôle d'un carénage pour l'aérogénérateur, améliorant ainsi le rendement aérodynamique. Cet engin volant permet de pallier l'intermittence et la faible puissance du vent au sol mais il exige une maintenance obligatoire tous les trois mois environ pour recharger le ballon en hélium. En effet, un mètre cube est utilisé par kilogramme de poids mais 1% de la quantité totale d'hélium est perdue chaque mois. L'accès à l'engin et sa disponibilité sont facilités par sa légèreté ce qui rend la maintenance plus que raisonnable. Néanmoins, cette contrainte marque une limite relativement critique pour une transposition à l'échelle mondiale. En effet, l'hélium n'est disponible qu'en faible quantité et fait partie des rares matières premières qui s'échappent de notre planète. A haute altitude, des signalements visuels clignotants sont prévus pour permettre d'éviter d'interférer avec tout aéronef et sécuriser l'installation. Mais cette technologie peut également être adaptée à basse et moyenne altitude si les vents le permettent puisque sa conception autorise le maintien en l'air même en cas de vents faibles. Cet atout en fait l'une des technologies majeures dans le domaine des générateurs d'électricité de haute altitude. De plus, elle présente également un avantage dans le domaine des télécommunications puisque l'entreprise assure que la stabilité et le positionnement de l'installation pourrait en faire une antenne idéale de relais de transmission. Issus du Massachusetts Institute of Technologie (MIT), les trois inventeurs entendent commercialiser cette technologie dans les années à venir. Un prototype probant de 35 pieds de large et de même longueur a déjà vu le jour et laisse espérer de belles réalisations pour le futur [24].

6-4- Éoliennes sans pâles

Leurs mâts imposants qui se dressent sur les crêtes et leurs immenses pales qui tournent dans un bruit sourd leur valent de solides hostilités. Les éoliennes classiques sont constamment critiquées, accusées de dénaturer les paysages, de provoquer des nuisances sonores ou de menacer les oiseaux et les chauves-souris [26]. Afin de « réinventer leur modèle », vortex Bladeless, une entreprise espagnole, a conçu des turbines d'un nouveau genre: de longs cônes qui n'arborescent aucune pale, appelés Vortex (fig. I.15), une invention dont s'est fait l'écho la presse anglo-saxonne.

Comme leurs cousines tripales à axe horizontal, les turbines Vortex transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis électrique. Mais à la différence des éoliennes traditionnelles qui utilisent des courants laminaires (réguliers), ces nouvelles machines, développées depuis quatre ans, exploitent l'effet aérodynamique des tourbillons d'air. Les mâts sont conçus dans des matériaux légers et résistants – fibre de verre et fibre de carbone –

pour leur permettre de vibrer autant que possible. Deux anneaux magnétiques, installés à leur base, se repoussent, entraînant alternativement l'ensemble de l'équipement dans deux directions opposées, ce qui lui imprime un léger mouvement d'oscillation indépendant de la force du vent. Une structure allégée qui lui confère de nombreux avantages, selon ses concepteurs : une baisse des coûts de fabrication de 53 %, du coût de l'énergie produite de 40%, mais aussi un bruit et des risques d'accidents avec la faune limités. Trois modèles sont programmés : le Vortex Atlantis, une turbine de 3 mètres de hauteur et d'une puissance de 100 watts, qui pourrait être utilisée dans les pays en développement dès la fin de l'année; le Vortex Mini (12,5 mètres, 4 kilowatts) qui est destiné lui, pour un usage domestique; et le Vortex Grand, une structure de 170 mètres de haut permettant d'atteindre une capacité de 1 mégawatt (MW), prévue pour 2018 à destination des plus gros clients, investisseurs dans les énergies renouvelables ou entreprises d'énergie [25].



Figure I.15 : Éoliennes sans pales (Vortex)

6-5- Éoliennes basée sur le principe de la force de Magnus

Les personnes pensent souvent que les turbines éoliennes fonctionnent mieux avec des vents plus forts, mais en réalité il est difficile de produire de l'électricité avec de tels vents, tels que ceux qui soufflent lors des typhons, parce que les pales peuvent se briser. L'éolienne à axe vertical du vent basée sur l'effet Magnus, qui est actuellement en cours d'élaboration par Challenergy, devrait résoudre ce problème en permettant la production d'énergie avec des vents forts. La société vise également à rendre l'installation possible dans de petits espaces où la taille de la turbine empêchait précédemment l'installation.

L'éolienne à axe vertical basée sur l'effet Magnus est un type de générateur d'énergie éolienne qui utilise l'effet Magnus produit quand un cylindre tourne dans un courant d'air. L'effet Magnus est une force de levage qui agit verticalement par rapport à la direction de déplacement en raison du courant d'air entraîné par la rotation d'un cylindre ou d'une balle qui tourne dans un courant d'air circulant à une certaine vitesse. Par exemple, quand un courant d'air circule de gauche à droite et qu'un cylindre tourne dans le sens horaire dans le courant d'air, la force de Magnus crée un mouvement vers le haut. L'éolienne à base d'effet Magnus est un générateur d'énergie qui produit une force de levage et tourne en faisant tourner un cylindre dans un courant d'air (vent) circulant dans une seule direction.

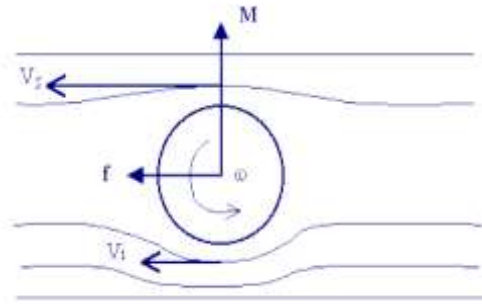
Les éoliennes basées sur l'effet Magnus existent déjà, mais la turbine de Challengery est différente des autres grâce à son design à axe vertical unique. Depuis qu'elle a adopté un axe vertical, l'espace d'installation n'a plus besoin d'être aussi grand qu'avant, et les développeurs anticipent les effets supplémentaires, y compris l'amélioration de la sécurité et un fonctionnement silencieux. En outre, la quantité d'énergie produite peut être contrôlée en limitant la vitesse de rotation des cylindres; par conséquent, la turbine peut produire de l'électricité, même pendant un typhon ou un autre environnement à fort vent en contrôlant la vitesse de turbine en rotation.

La société a développé un modèle de test de son éolienne à axe vertical et a mené des tests menés en intérieur. Afin de procéder à un essai sur le terrain en plein air, dans un effort pour commercialiser la turbine, la société est en train de lever des fonds par du financement participatif.

Challengery a construit une turbine de test, à Nanjo City, Préfecture d'Okinawa, et a procédé à la première démonstration test au monde de génération d'énergie grâce aux typhons. Ce test utilise une turbine de test ayant une capacité d'un kilowatt et mesurant trois mètres de diamètre et de trois mètres de hauteur. Le test sur le terrain devrait fournir des données, y compris la quantité d'électricité produite à partir de la puissance du typhon, et ce qui devrait mener à l'élaboration à grande échelle d'un modèle reproductible en masse.

L'effet Magnus, découvert par Heinrich Gustav Magnus (1802-1870), physicien allemand, permet notamment d'expliquer les effets de balle dans le sport et le fonctionnement de certains modes de propulsion. En 1727, Benjamin Robins, jeune ingénieur britannique, est le premier à mentionner une force de portance autour d'un corps en rotation. Les Anglo-Saxons parlent donc de force de Magnus-Robins. Quand la vitesse d'un fluide (comme l'air) augmente, sa pression diminue, et réciproquement, comme l'indique l'équation de Bernoulli. La rotation d'un objet placé dans un vent relatif (l'objet se déplace par rapport à l'air ou l'air se déplace par rapport à l'objet) modifie asymétriquement le champ des vitesses autour de l'objet [27].

6-5-1- Principe



Figure(I.15) : principe de la force de Magnus

V_s : vitesse apparente de l'air au dessus de la balle

V_i : vitesse apparente de l'air au dessous de la balle.

ω : vitesse angulaire de rotation de la balle

f : force de frottement de l'air

M : force de Magnus

R : rayon de la sphère

ρ : masse volumique du fluide

La rotation de la balle entraîne par frottement, l'air qui se trouve à sa surface, dans ces conditions les vitesses de l'air par rapport au centre de la balle, s'ajoutent au dessus de la balle et se retranchent en dessous. La vitesse apparente de l'air est ainsi plus grande au dessus qu'en dessous, on a alors un effet de portance vers le haut, c'est l'effet Magnus. C'est cet effet qui est responsable de la courbure de la trajectoire des balles "brossées". L'effet de portance est lié à la loi de Bernoulli qui, appliquée dans ce cas, donne $p v^2 + \gamma p = \text{constante}$. Si v est plus grand, la pression p est plus faible. La balle subit ainsi une pression plus faible d'un côté que de l'autre, ce qui entraîne une dérive latérale.

6-5-2-Expressions mathématiques

Les grandeurs des forces de frottement f et de Magnus M sont données par la théorie des fluides. On trouve dans la littérature les expressions suivantes:

$f = - f/v \ v$	$f = 0,5 \ C_D \ \pi \ R^2 \rho \ v^2$
$M = M/(v\omega) \ \omega \times v$	$M = 0,5 \ C_M \ \pi \ R^2 \rho \ v^2 = C_M/C_D \ f$

(sans frottement, pas d'effet Magnus)

Chapitre II:

MODÈLES

D'ESTIMATION DU

POTENTIEL ÉOLIEN

1- Modèles mathématiques de la distribution de la vitesse du vent :

Afin d'évaluer le potentiel de l'énergie éolienne d'un site, il est important d'exprimer la distribution de la fréquence de la vitesse du vent. 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
- La distribution de Rayleigh [29]

1-1- Distribution de Weibull

Sa fonction exponentielle à deux paramètres permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée. Elle comprend un paramètre d'échelle C (m/s) qui renseigne sur la vitesse moyenne du vent caractéristique du site et un paramètre de forme K (sans unité) indiquant quant à lui le caractère plus ou moins pointu de la distribution. La fonction de densité de probabilité se présente sous la forme:

$$f(v) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (\text{II-1})$$

La densité de probabilité $f(v)$ représente la distribution en fréquence des vitesses mesurées. La fonction de distribution cumulée de Weibull $F(v)$ correspondante s'écrit:

$$F(v) = \int f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (\text{II-2})$$

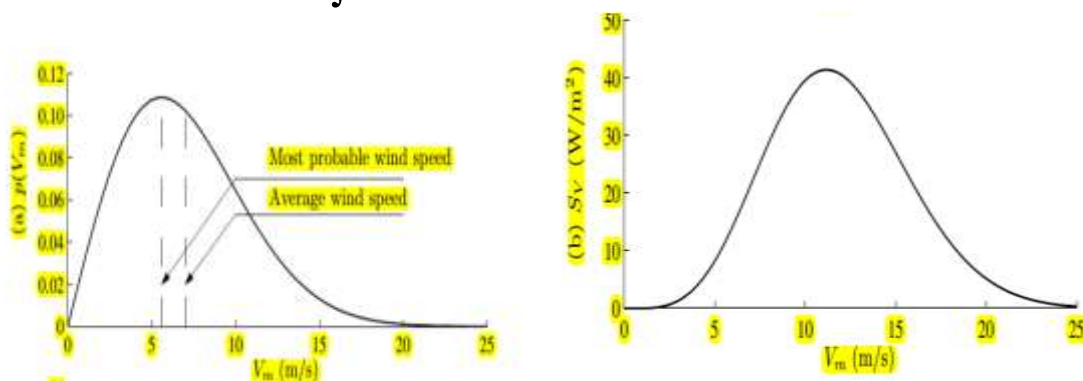


Figure II.1 : (a) courbe de distribution de Weibull, (b) courbe de la densité de puissance

(a): Distribution de probabilité de Weibull des vitesses moyennes du vent,

(b): la densité de puissance en fonction de la vitesse moyenne du vent [30]

Les cas particuliers suivants sont à noter:

- Pour $K=3,6$ on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne.
- Pour $k=1$, on obtient une loi exponentielle [31]
- Pour $k=2$ la distribution de Weibull correspond à la distribution de Rayleigh [32].

La vitesse moyenne du vent V_m peut être calculée en fonction des paramètres de Weibull comme suit:

$$V_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (\text{II-3})$$

En remplaçant $f(v)$ par son expression on obtient :

$$V_m = C \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{K} \right) \quad (\text{II-4})$$

Où Γ est la fonction gamma donnée par :

$$\Gamma_n = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (\text{II-5})$$

Avec

$$n = \frac{1}{K} + 1 \quad (\text{II-6})$$

1-2 Distribution hybride de Weibull

La distribution hybride de Weibull, 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 potentiel éolien [34]

$$f(v) = (1 - F_0) \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad \text{pour } V > 0 \quad (\text{II-7a})$$

$$f(v) = F_0 \quad \text{pour } V = 0 \quad (\text{II-7b})$$

1- 3-Distribution de Rayleigh

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 :

$$f(v) = 2 \left(\frac{v}{c^2} \right) e^{\left(-\left(\frac{v}{c} \right)^2 \right)} \quad (\text{II-8})$$

Le travail consiste en générale à évaluer le potentiel énergétique éolien par la distribution de Weibull qui est la plus utilisée dans ce domaine. Alors il faut déterminer ses deux paramètres correspondant au site étudié [35]

2- Détermination des paramètres de Weibull - Méthodes d'ajustement

Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans).

Cependant, les études antérieures dans le domaine de l'éolien ont montré que la caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull. Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolienne. Habituellement, le facteur de forme caractérise la symétrie de la distribution.

L'estimation des deux paramètres k et c de la loi de Weibull permet de caractériser la distribution statistique des vitesses de vent sur une période donnée, et par conséquent d'estimer la production d'énergie éolienne.

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer les coefficients k et c de la distribution de Weibull ajustée à des données brutes de la vitesse de vent prises sur une période déterminée. Ci-dessous sont citées les méthodes les plus utilisées dans ce but:

a- Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type

La méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type appelée aussi **la méthode des moments** a été proposée par Justus et al [36] Si la vitesse moyenne $\bar{v}$ et l'écart type σ sont connus, le facteur de forme k et le facteur d'échelle c sont déterminés par les équations suivantes [37]:

$$K = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,090} \quad \text{avec } 1 \leq K \leq 10 \quad (\text{II-9a})$$

$$C = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (\text{II-9b})$$

où:

Γ : la fonction Gamma donnée par l'équation (II.5);

$\bar{v}$: la vitesse moyenne du vent exprimée par la relation (I.4);

σ : l'écart type de la distribution de la vitesse du vent estimé par la relation:

$$\sigma = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V}) f(V_i) \quad (\text{II-10})$$

b -Méthode graphique

La méthode graphique appelée aussi méthode des moindres carrée est la méthode la plus simple. Elle est basée sur la fonction cumulative de Weibull, en la transformant sous la forme suivante [38]:

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln(c) - k \ln(v) \quad (\text{II.11})$$

La vitesse étant connue, on peut connaître k et c par régression linéaire. En utilisant la méthode des moindres carrés qui consiste à ajuster les points expérimentaux à travers la relation:

$$y = ax + b \quad (\text{II.12})$$

où :

$$y = \ln(-\ln(1 - F(v))) \quad (\text{II.13})$$

$$x = \ln(v) \quad (\text{II.14})$$

Par identification on trouve que :

$$k = a \quad (\text{II.15})$$

$$c = \exp(-b/a) \quad (\text{II.16})$$

Cette méthode présente deux inconvénients:

- elle n'est pas applicable si on tient compte de la vitesse nulle ($\ln(v) = 0$ est indéterminée).
- la valeur de y correspondant à la valeur maximale de la vitesse du vent est indéterminée car

$$\ln(1 - F(v_{max})) = \ln(0).$$

Pour éliminer ces indéterminations, on ne tient compte que du nombre de lecture des vitesses du vent non nulles et en négligeant la probabilité d'avoir $v = v_{max}$.

c- Méthode du Facteur d'énergie (Energy pattern factor method)

C'est une méthode récente suggérée par Akdag Ali(2009) [39]. Elle est liée aux valeurs moyennes des données de la vitesse de vent. C'est une méthode de formulation simple, facile à exécuter et nécessite moins de calcul. La méthode est définie par les équations suivantes :

$$E_{PF} = \frac{\bar{v}^3}{\bar{v}^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (\text{II.17})$$

$$K = 1 + \frac{3,69}{E_{PF}^2} \quad (\text{II.18})$$

$$C = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (\text{II.19})$$

Le facteur d'énergie du vent (E_{PF}) s'exprime comme le rapport entre la valeur moyenne de la vitesse au cube du vent et la vitesse moyenne du vent élevée à la puissance trois, selon la relation suivante [40]:

$$E_{PF} = \frac{\overline{v^3}}{\bar{v}^3} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^3}{\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i\right)^3} \quad (\text{II. 20})$$

où :

N : nombre de données des vitesses du vent non nulles;

$\overline{v^3}$: la moyenne de la vitesse au cube du vent;

$\bar{v}^3$: vitesse moyenne du vent au cube;

v_i : vitesse du vent non nulle observée;

Une fois le facteur d'énergie est calculée comme indiquée précédemment les deux paramètres k et c de la distribution de Weibull peuvent être déterminé approximativement par les deux équations (II.18) et (II.19)

d- Méthode du maximum de vraisemblance (MLM)

La méthode du maximum de vraisemblance est une méthode itérative utilisée pour déterminer le paramètre de forme k . Sa valeur est définie à l'aide de la formule suivante [41] :

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^N v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i)}{N} \right)^{-1} \quad (\text{II.21})$$

avec:

v_i : La vitesse observée non nulle du vent;

N : Nombre des données des vitesses non nulles du vent.

k : Paramètre de forme à déterminer par calcul itératif en prenant une valeur initiale de $k = 2$

Ensuite, on détermine la valeur du paramètre d'échelle c à l'aide de la formule suivante [13]:

$$c = \left(\frac{\sum_{i=1}^N v_i^k}{N} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (\text{II.22})$$

Cette méthode est très utilisée mais elle a, cependant, un inconvénient majeur qui est la nécessité d'utiliser des vitesses de vent non nulles. En effet, pour les sites où la probabilité d'avoir des vitesses de vent nulles est importante, cette méthode risque de donner des résultats peu réalistes.

e -Méthode du maximum de vraisemblance modifiée (MMLE)

Lorsque les données de vitesses de vent sont disponibles sous forme fréquentielle, une variante de la méthode MLM peut être utilisée. Cette méthode est nommée : méthode de **maximum de vraisemblance modifiée** (MMLE). Le principe de cette méthode est le même et il est basé sur les relations suivantes [41 et 36] :

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i) f(v_i)}{\sum_{i=1}^N [v_i^k f(v_i)]} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i) f(v_i)}{f(v \geq 0)} \right)^{-1} \quad (\text{II.23})$$

$$c = \left(\frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^N [v_i^k f(v_i)] \right)^{\frac{1}{k}} \quad (\text{II.24})$$

k est le paramètre de forme à déterminer par calcul itératif en prenant une valeur initiale de $k = 2$;

v_i est la vitesse observée du vent;

$f(v \geq 0) = 1$, est la probabilité que la vitesse de vent soit égale ou supérieure à zéro;

$f(v_i)$, est la probabilité d'avoir la vitesse de vent v_i .

CHAPITRE III:

MODÈLES

D'EXTRAPOLATION

VERTICALE DE LA

VITESSE DU VENT

1- Stabilité de l'atmosphère

La notion de température potentielle θ est généralement préférée à celle de température absolue T pour caractériser l'état de stratification de l'atmosphère. Définie comme la température d'une parcelle d'air amenée d'une manière adiabatique de sa position initiale à une pression de référence P_{ref} au niveau de la mer, elle permet d'étudier les gradients thermiques en s'affranchissant des effets causés par les variations de pression avec l'altitude et obéit à l'équation suivante:

$$\theta = T \left(\frac{P_{ref}}{P} \right)^\gamma \quad (III-1a)$$

Avec:

$$\gamma = R^* / C_p \quad (III-1b)$$

Où :

R^* est la constante du gaz parfait pour l'air sec

C_p la capacité calorifique massique à pression constante.

La stabilité de l'atmosphère est caractérisée par trois états décrivant le comportement d'une parcelle d'air écartée, selon la verticale et de façon adiabatique, de son état d'équilibre (Hanna, 1982).

1-1- Atmosphère stable

Lorsque le gradient vertical de température potentielle est positif. Les masses d'air froides, plus lourdes, sont situées sous les masses d'air chaudes et les échanges thermiques se font de l'atmosphère vers la surface terrestre. La parcelle d'air a alors tendance à revenir vers son état initial. Cet état de l'atmosphère survient généralement la nuit, lorsque le sol se refroidit.

1-2- Atmosphère neutre

Lorsque le gradient vertical de température potentielle est nul. La température potentielle est alors uniforme sur toute la verticale et les échanges thermiques entre l'atmosphère et la surface terrestre sont inexistantes. La particule reste à l'état où elle a été amenée adiabatiquement.

1-3- Atmosphère instable

Lorsque le gradient vertical de température potentielle est négatif, Les masses d'air chaudes, plus légères, sont situées sous les masses d'air froides et les échanges thermiques se font de la surface terrestre vers l'atmosphère. La parcelle d'air a alors tendance à s'éloigner de son état initial. Cet état convectif se rencontre principalement durant la journée, lorsque les rayons lumineux réchauffent le sol.

L'état de l'atmosphère est souvent décrit à travers les classes de stabilité dites de Pasquill (Pasquill, 1961), Fonction de la vitesse du vent à 10 mètres d'altitude, de la nébulosité et de l'intensité de l'ensoleillement, six classes de A à F caractérisent les états des plus instables aux plus stables (Tableau III-1)

Vent à 10m (m/s)	Classes de stabilité en journée			Classes de stabilité de nuit	
	Radiation solaire incidente			Nébulosité	
	forte	modérée	faible	entre 4/8 et 7/8	<3/8
$U < 2$	A	A-B	B	-	-
$2 \leq U \leq 3$	A-B	B	C	E	F
$3 \leq U \leq 5$	B	B-C	C	D	E
$5 \leq U \leq 6$	C	C-D	D	D	D
$6 \leq U$	C	D	D	D	D

Tableau.III-1 : classes de stabilité de pasquill

La prise en compte de l'état de stabilité de l'atmosphère apparaît donc comme importante dans les études atmosphériques, pour déterminer les profils verticaux de température et de vitesse de l'écoulement mais aussi les paramètres de turbulence, affectant ainsi la dispersion des polluants atmosphériques [42].

2-1- Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, on distingue généralement deux cas:

- L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à court terme, qui passe par l'extrapolation de la mesure de la vitesse du vent quasi instantanée, moyennée sur une minute ou une heure
- L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à long terme est liée aux résultats de l'étude statistique en l'occurrence par l'extrapolation des paramètres de Weibull. Toutefois, ces expressions sont établies à partir de l'analyse du profil vertical du vent. 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. Mikhail qui étudièrent la variation de la vitesse du vent ainsi que les paramètres de Weibull en 1976 [43, 44]. Nous allons citer dans ce qui suit les différents modèles proposés en la littérature.

2-1-1- Loi Log-linéaire

La variation du module de la vitesse du vent avec la hauteur se produit essentiellement dans la couche de surface, dans laquelle on considère les flux comme conservatifs, où elle suit une loi logarithmique. L'expression suivante est issue de la théorie de similitude de Monin-

Obukhov [45], où la vitesse du vent horizontal V_h est exprimée en fonction de la longueur de rugosité du terrain Z_0 et de l'altitude Z_h :

$$V_h = \left(\frac{u^*}{k} \right) \left[\ln \left(\frac{Z_h}{Z_0} \right) + \psi_m \left(\frac{Z_h}{L} \right) \right] \quad (\text{III.2})$$

Avec :

U^* : la vitesse de friction en m/s

K : la constante de Von-Karman supposée égale à 0.4

L : étant la longueur de Monin-Obukhov en m qui est négative pour des conditions instables.

2-1-2-Loi logarithmique

La loi logarithmique dépend que de la longueur de rugosité Z_0 et est valable pour un profil près du sol, à une hauteur inférieure à 50m, pour des terrains relativement plats Elle s'écrit comme suit [46]:

$$V_2 = V_1 \frac{\ln \left(\frac{Z_2}{Z_0} \right)}{\ln \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right)} \quad (\text{III.3})$$

Avec:

- Z_1 : hauteur du mât de mesure
- Z_2 : hauteur de l'éolienne
- V_1 : vitesse mesuré au niveau du mât de mesure
- V_2 : vitesse qu'on veut déterminer

2-1-3- Loi de puissance

La dépendance du paramètre de Monin-Obukov de la rugosité du sol a été étudiée par Justus C.G. et all [43] sous la forme suivante :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^n \quad (\text{III.4})$$

D'après C.G. Justus et A.S. Mikhail [43] Reed propose la relation suivante pour l'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau 1 à un niveau 2:

$$V_2 = \alpha V_1^\beta \quad (\text{III.5})$$

avec:

$$\alpha = \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right)^{0.27960 + 0.03265 \ln z_1} \quad (\text{III.6a})$$

$$\beta = 0.90169 + 0.10528 \ln z_1 - 0.05502 \ln z_2 - 0.006424 \frac{\ln z_1}{\ln z_2} \quad (\text{III.6b})$$

Malheureusement le formule de Reed montre quelques insuffisances, tel que:

- pour Z_1 donnée, n ne doit pas varier avec Z_2
- V , α , β et n doivent être symétriques et ne doivent pas varier avec Z_2

Pour éliminer ces anomalies, Justus C.G. et all, 1976 [43] ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation de la vitesse instantanée du vent et donnée par :

$$n = a + b \ln V_1 \quad (\text{III.7})$$

Pour une rugosité du sol comprise dans la gamme $0,05m \leq Z_0 \leq 0,5m$ ils obtiennent alors:

$$a = \frac{0.37}{\left(1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z}{10} \right) \right)} \quad (\text{III.8})$$

2-1-3-1- Loi de puissance 1/7

La loi de puissance qui permet l'extrapolation verticale de la vitesse du vent d'un niveau Z_1 à un niveau Z_2 se met sous la forme:

$$V(Z_2) = V(Z_1) \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (\text{III.9})$$

Avec

$$\alpha = \frac{\Psi_M \left(\frac{Z_g}{L} \right)}{\ln \left(\frac{Z_g}{Z_a} \right) - \Psi \left(\frac{Z_g}{L} \right)} \quad (\text{III.10})$$

Z_g étant la moyenne géométrique de la hauteur donnée par:

$$z_g = (z_1 * z_2)^{1/2} \quad (\text{III.11})$$

Afin d'éliminer l'effet de l'instabilité atmosphérique liée à la variation de la radiation solaire entre la nuit et le jour, dans l'exposant de la loi de puissance, l'auteur, [43] fait tendre la longueur de Monin-Obukov vers l'infini en supposant l'atmosphère neutre. Dans ce cas, l'exposant prend une forme logarithmique et s'écrit alors :

$$\alpha_e = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} \quad (\text{III.12})$$

Justus montre graphiquement que pour des régimes de vent très élevés et pour des altitudes élevées, la loi de puissance 1/7 est la limite du modèle de similitude d'où l'expression [48]:

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_1}{z_2} \right)^{1/7} \quad (\text{III.13})$$

2-1-3-2- Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976

L'équation (III.3) a été reprise par Justus et al. [49] en proposant une expression permettant l'estimation du coefficient de friction α afin de tracer le profil vertical permettant ainsi l'extrapolation instantanée des vitesses du vent. Elle s'écrit sous la forme suivante :

$$\alpha = a + b \ln V_1 \quad (\text{III.15})$$

Où a et b sont des constantes dont les valeurs dépendent de la hauteur de l'anémomètre, donnés par :

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.16})$$

et

$$b = \frac{-0.088}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III. 17})$$

D'où

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III. 18})$$

2-1-3-3- Loi de puissance modifiée

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 fut proposé par Mikhail et Justus C.G. el all en 1981 [50]. Pour une altitude égale à 10m, et pour des conditions neutres de stabilité, l'exposant de la loi de puissance se met sous la forme :

$$n_m = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - \left[\frac{0.0881}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \right] \ln\left(\frac{V_1}{V_n}\right) \quad (\text{III.19})$$

avec :

$V_n = 6m/s$ pour des conditions neutres de stabilité

Z_g la moyenne géométrique des deux hauteurs.

En 1985, Mikhail ajuste expérimentalement le modèle précédent et propose l'expression suivante [51]:

$$n = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} + \frac{0.0881 - 0.0881 \ln V_1}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.20})$$

2-1-3-4- Modèle de similitude de Monin-Obukov

La majorité des travaux sur la détermination du profil vertical du vent dans la couche limite de surface est basée sur la théorie de similitude de Monin-Obukov de 1954 [52] et les travaux de Businger 1955 [53]. Etablie pour des terrains plats et homogènes, elle relie le flux

de chaleur turbulent H au produit des grandeurs u^* et θ^* appelées respectivement vitesse de frottement et échelle de température. La théorie de similitude spécifie que les équations respectives du gradient de la vitesse du vent et de la température dans la couche limite atmosphérique sont reliées au flux par l'intermédiaire des fonctions universelles Φ_M et Φ_H .

Ces équations se mettent sous la forme suivante:

$$\frac{\partial V}{\partial Z} = \frac{u^*}{kz} \Phi_M \left(\frac{Z}{L} \right) \quad (\text{III.21})$$

$$\frac{\partial \theta}{\partial z} = - \frac{H}{\rho C_p K U^* z} \phi_H \left(\frac{z}{L} \right) \quad (\text{III.22})$$

avec:

H : le flux de chaleur sensible (W/m^2)

ρ : la masse volumique de l'air (kg/m^3)

κ : constante de Von-Karman = 0.41

u^* : vitesse de frottement (m/s)

C_p : Chaleur spécifique à pression constante (kJ/kg)

L : Longueur de Monin-Obukov (m)

z : Altitude (m).

Ces fonctions universelles dépendent de paramètres adimensionnels, fonction de la stabilité verticale de l'atmosphère, à savoir z/L et Ri (nombre de Richardson représentant le rapport entre le flux de chaleur et le moment turbulent élevé au carré). La longueur de Monin-Obukov est donnée par:

$$L = - \frac{\rho C_p u^{*3} T}{K g H} = \frac{u^* T}{k g \theta^*} \quad (\text{III.23})$$

2-1-3-5- Loi à coefficient variable

A travers leurs travaux sur le potentiel éolien au Maroc, H. Nfaoui et al [54] 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 [55] soit:

$$n = \frac{x - 0.0881 \ln V_1}{1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)} \quad (\text{III.24})$$

en prenant pour:

$z_0 = 0 - 0.005 \text{ m}$	$x=0.25$
$z_0 = 0.005 - 0.05 \text{ m}$	$x=0.31$
$z_0 = 0.05 - 0.5 \text{ m}$	$x=0.37$
$z_0 = 0.5 - 4 \text{ m}$	$x=0.48$

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

2-1-3-6- Modèle de Spera et Richards

D'après l'étude de Spera et Richards [56], le coefficient peut être calculé en fonction de la rugosité du terrain et de la vitesse de référence comme suit:

$$\alpha = \left(\frac{z_0}{z_1} \right)^{0.2} [1 - 0.55 \cdot \log(V_1)] \quad (\text{III.25})$$

Ce modèle fut obtenu d'un certain nombre d'observations faites à travers plusieurs endroits aux Etats Unis. Et bien qu'il fut utilisé au centre de recherche Lewis de la Nasa [57] pour concevoir des éoliennes à grande échelle, il reste très peu utilisé dans l'étude du profil verticale de la vitesse du vent.

2-2-Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

2-2-1-Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail

En 1976, Justus et Mikhail [43] ont proposé, pour une référence d'altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation suivantes:

$$\frac{k_2}{K_1} = \left[\frac{1 - 0.0881 * \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)}{1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z_2}{10} \right)} \right] \quad (\text{III.26})$$

et

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^m \quad (\text{III.27})$$

avec :

$$m = \left[\frac{0.37 - 0.0881 \ln(C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \right] \quad (\text{III.28})$$

2-2-2- Modèle d'extrapolation de Justus modifié par Poje

Repris par Poje [58], Justus a modifié en 1978, l'expression d'extrapolation des paramètres de Weibull en introduisant la rugosité du sol, tel que :

$$\frac{k_2}{K_1} = \left[\frac{1}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)} \right] \quad (\text{III. 29})$$

et

$$\left(\frac{c_2}{c_1} \right) = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^{m_1} \quad (\text{III.30})$$

Avec:

$$m_1 = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - 0.0881 \ln\left(\frac{c_1}{6}\right) \quad (\text{III.31})$$

2-2-3 Modèle d'extrapolation de Mikhail modifié

Pour une extrapolation à partir d'un niveau quelconque, [51] Mikhail en 1985, reprend les expressions d'extrapolation des paramètres proposés en 1976, en modifiant l'exposant tel que:

$$m = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} + \frac{0.0881(1 - \ln c_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.32})$$

2-2-4 Modèle d'extrapolation de Spéra et all

Mikhail A.S., en 1985 [51] expose la formule de Spéra et Richardson qui introduit le paramètre de rugosité du sol Z_0 , en proposant une extrapolation du paramètre de forme qui se présente sous la forme:

$$k_2 = k_1 \frac{1 - \alpha_0 \frac{\ln\left(\frac{z_1}{z_r}\right)}{\ln V_h}}{1 - \alpha_0 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_r}\right)}{\ln V_h}} \quad (\text{III.33})$$

avec:

$$\alpha_0 = \left(\frac{z_0}{z_r}\right)^{0.2} \quad (\text{III.34})$$

Z_r étant la hauteur de référence égale à 10m et V_h la vitesse du vent homogène égal à V_1 . Par ailleurs, l'exposant m_c de l'extrapolation du facteur d'échelle est donné par:

$$m_c = \alpha_0 \frac{1 - \frac{\ln C_1}{\ln V_h}}{\frac{\alpha_0 \ln\left(\frac{z_1}{z_2}\right)}{1 - \frac{\ln V_h}{\ln V_h}}} \quad (\text{III.35})$$

2-3-Extrapolation verticale de la vitesse moyenne

En raison de l'étroite corrélation entre la vitesse moyenne du vent et le paramètre d'échelle de Weibull, les relations qui servent à extrapoler la vitesse instantanée du vent, peuvent être

appliquées pour approximer la vitesse moyenne $\overline{V}_2$, à partir d'une vitesse moyenne $\overline{V}_1$ connue à une hauteur Z_1 [49]:

$$\frac{\overline{V}_2}{\overline{V}_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (\text{III.36})$$

2-4- Estimation du coefficient de friction du vent par le modèle LES

Le coefficient de friction du vent α peut-être estimé par le traitement des données mesurées simultanément à plusieurs hauteurs, en appliquant la méthode LES.

Dans le but d'appliquer la technique LES, on utilise l'équation (III.36) sous la forme suivante:

$$\ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) = \alpha \cdot \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right) \quad (\text{III. 37})$$

Si l'ensemble des données de mesure sont disponibles pour deux niveaux de mesure uniquement, le coefficient α peut-être déterminé par la formule donnée dans l'équation (III.26) [53-59]. Par contre, si les données de mesure de la vitesse du vent sont disponibles à plus de 2 hauteurs, le système est redondant et il serait bien plus convenable d'appliquer la méthode LES [60]. En appliquant cette méthode à l'équation (III.37), on aboutira à la formule suivante qui définit une estimation optimale du coefficient α pour chaque intervalle de mesure i :

$$\alpha_i = \frac{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij}) \cdot \ln(Z_j) - \sum_{J=1}^M \ln(Z_J) \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij})}{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(z_j)^2 - \left(\sum_{j=1}^M \ln(z_j) \right)^2} \quad (\text{III.38})$$

Où V_{ij} est la vitesse du vent à le i ème intervalle de mesure, ($i=1,2,\dots M$), M étant le nombre total des niveaux de mesure placés sur le pylône avec lequel les mesures ont été effectuées. N est le nombre total des intervalles de mesure observés.

2-5-Détermination de la longueur de rugosité du sol

La longueur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan où s'applique la condition d'adhérence et où le vecteur vent moyen est égal au vecteur nul. Elle dépend, pour chaque direction, de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles et de la distance sur laquelle ces deux conditions s'appliquent. Il peut y avoir des variations significatives de la longueur de rugosité selon les saisons, dues par exemple aux feuilles ou à une couverture

neigeuse. Une des caractéristiques d'un site de mesure du vent est donc sa longueur de rugosité dans chaque direction. Le calcul exact de la longueur de rugosité est délicat. Une rugosité forte freine considérablement la vitesse du vent, ainsi, une forêt ou un paysage urbain freinera beaucoup plus le vent qu'un paysage de plaine. Par contre, la surface de la mer à une rugosité encore plus faible n'a que très peu d'influence sur l'écoulement de l'air. Alors que l'herbe longue, les buissons et les arbrisseaux freinent considérablement le vent. On se réfère en général à deux notions lorsque l'on évalue le potentiel éolien d'un endroit donné:

- La classe de rugosité
- La longueur de rugosité

Les paysages ayant une forte rugosité, qui comprennent beaucoup d'arbres ou d'immeubles, sont rattachés à la classe de rugosité 3 ou 4. Tandis que la surface de la mer est classée 0. Les pistes d'atterrissage en béton appartiennent à la classe de rugosité 0,5. Il est assez fréquent d'extraire les valeurs nominales de la rugosité des tableaux. Cependant, lorsque ces valeurs sont comparées à celles calculées, on peut conclure que les facteurs indiqués ne sont pas toujours atteints.

Deux études du même auteur [61-62] ont abordé la rugosité des terrains, où l'on distingue bon nombre de tableaux qui classifient la longueur de rugosité en fonction de la nature du terrain. En rapportant les Tableaux III-2 les plus couramment utilisés, il est facile de constater la différence entre eux et le meilleur exemple lié à leur différence est présenté dans la valeur de la rugosité attribuée aux grandes villes et les zones fortement boisées. L'une des solutions pour permettre d'obtenir des valeurs de rugosité assez fiable est de procéder à des estimations en prélevant des mesures à au moins deux hauteurs différentes dans le même lieu.

Classe de rugosité	description	Longueur de rugosité Z_0 (m)
0	Surface de l'eau	0.0002
1	Zone ouvertes avec quelques obstacles	0.03
2	Terre agricole avec quelques obstacles à plus de 1km de distance	0.1
3	Zone urbaine et terre agricole avec beaucoup d'obstacles	0.4
4	Grande zone urbaine ou aire forestière	1.6

Tableau III-2 : Classes et longueurs de rugosité

CONCLUSIONS

L'étude bibliographique a permis de passer en revue les principaux travaux de recherche se rapportant aux nouvelles tendances dans la fabrication des éoliennes et leurs principes de fonctionnement, ainsi que la caractérisation horizontale et verticale du potentiel éolien. Cette étude nous a conduits aux conclusions générales suivantes:

1. Les éoliennes ont une perspective d'avenir. Elles sont composées de beaucoup d'éléments mais en réalité leur fonctionnement est simple. De plus elles sont très intéressantes par rapport aux autres sources d'énergie comme les centrales nucléaires ou à charbon, qui sont néfastes pour l'environnement.
2. Les éoliennes conventionnelles à axe horizontale occupent encore la part du lion dans l'industrie de l'énergie éolienne, malgré les quelques inconvénients de ces installations (le coût de fabrication, le coût d'installation, le bruit, l'entretien et bien d'autres), ces machines possèdent encore le plus important rendement.
3. Une nouvelle tendance est en train de s'établir dans les quatre coins du monde dans la fabrication des éoliennes, basée sur de nouveaux principes de fonctionnement, mais le plus important qu'elles arrivent à conquérir les hautes altitudes (de 300m jusqu'à 600m) où la vitesse du vent est plus importante, loin des obstacles au sol et là où la direction du vent change peu.
4. Les nouvelles machines possèdent quelques avantages par rapport aux machines classiques. On peut citer:
 - a. Elles sont plus légères et moins coûteuses,
 - b. Elles sont moins encombrantes au sol,
 - c. Leur entretien est plus facile, car le générateur et le système de commande sont installés sur le sol,
 - d. Elles sont silencieuses.
5. Les conditions d'établissement des modèles empiriques ainsi que leurs limites ont été mises en évidence.
6. Le profil du potentiel éolien à une certaine hauteur (en générale assez élevée) peut être prédit à partir d'une autre hauteur accessible de deux manières différentes :
 - Générer une série de données de la vitesse du vent à une certaine hauteur, par extrapolation d'une autre série obtenues au préalable à une hauteur accessible par mesure de la vitesse du vent sur le site considéré.
 - La série de données disponible au préalable est traitée statistiquement. Les paramètres de Weibull déduits sont extrapolés à l'hauteur considérée.

Bibliographie

- [1] <http://fee.asso.fr/centre-infos/cartographie>
- [2] Pacific Northwest Laboratory , «Wind Energy Resources Atlases»,VOL .1et2 PNL-3194. Pacific Northwest Laboratory Richland.
- [3] M.Said et A.Ibrahim, «Energy in the Arab world.Energy»,N°9-3,pp.217-38,1984.
- [4] H.Bensaid, «The Algerian Programme on Wind Energy»proceeding of WEAC .
- [5] R. Hammouche, «Atlas vent de l'Algérie ONM».Office des publications Universitaires (OPU).
- [6] N. Kasbadji Merzouk , « An Evalution of Wind Energy potential in Algeria ». Proceeding of EWEC'94 congress ,Thessaloniki, Grèce, 1994.
- [7] F. Youcef Ettoumi, «Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie»,Thèse de doctorat d'état, USTHB.
- [8] S.M. Boudia, «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie», Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen. 2013.
- [9] REDJEM Radia « Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne » Mémoire de magistère en Electrotechnique, université de Mentouri de Constantine,
- [10] <http://www.passion-meteo.net/decouverte/vents>.
- [11] http://meteocentre.com/intermet/vent/p_vent1
- [12] M. Benmedjahed, « Gisement éolien de la région côtière de Béni-Saf Et son impact sur l'environnement », Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen.
- [13] <http://atlantic.evsc.virginia>.
- [14] [http://www. professeurphifix.neteveilgeographie_atmosphere](http://www.professeurphifix.neteveilgeographie_atmosphere)
- [15] http://fr.wikipedia.org/wiki/Couche_limite#mediaviewer/File
- [16] <http://www.cosmovisions.com/vent>.
- [17] http://www.acriv.org/fichiers/pdf/BIA/03-Meteo/Fiche-308-Les_vents_locaux.
- [18] Nachida Kasbadji Merzouk « éolienne, PPT» .
- [19]J.Martin, énergies éoliennes , Techniques de l'Ingénieur , traité de génie énergétique
- [20] A.Petersson , Analyse, Modeling and control of doubly –fed induction generators For wind turbines ,Thèse de licence en électrotechnique .université technologique de chalamer.
- [21]L.Khettache ,Etude et Commande d'un système Eolien à base d'une machine Electrique double Alimentée , Mémoire de Magister , Université de Batna , Algérie.

- [22] A.Boyette, contrôle –commande d’un générateur Asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne , Thèse de doctorat en génie électrique ,université de Henri Poincaré
- [23] Saïdou Madougou. Étude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent.. Planète et Univers [physics]. Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2010. Français. <tel-00530163>
- [24] Makani Power (x.company/makani/) L'éolien en haute altitude Article : 137 MARTY Clément mai-17 Sources renouvelables
- [25] ecologie.blog.lemonde.fr/2015/05/19/bientot-des-eoliennes-sans-pales
- [26]** www.hellodemain.com/.../vortex-souffle-un-vent-de-silence-sur-les-eoliennes-198.ht.
- [27] <https://www.fohightech.com>.
- [28] L'effet Magnus*par Gilbert Gastebois
- [29]** Aref Lashin, Ahmed Shata « analyse de potentiel énergétique éolien en Port-Said », Énergies renouvelables et de l'énergie durable Avis, Egypt, www.elsevier.com
- [30]** « Wind Turbine Control Systems » Springer, imprimé en allemand, 2007.
- [31] Pavia Edgar G. and O'Brein James J., 1986: Weibull statistics of wind speed over the ocean. J. Clim Appl. Meteor., 25, 1324 – 1332
- [32] Hennessey, J.P., 1978: A comparison of the Weibull and Rayleigh distributions for estimating wind power potential. Wind Eng
- [33] Jensen O., Petersen E. L., Troen I., 1984: "World climate applications programme: extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications," World meteorological organization, WMO/TD-No. 15.
- [34]** <http://meteo.org/phenomene/> vent date d'accès 26-04-2015.
- [35]** G. Al Zohbi, P. Hendrick et P. Bouillard « Evaluation du potentiel d'énergie éolienne au Liban » Revue des Energies Renouvelables.
- [36] Chang T.P., Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind speed energy application. Appl Energy 2011; 88: 272-82.
- [37] Seyit A. Akdag Ali Dinler. A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. Energy Conversion and Management 50, 2009, 1761-1766. Justus C.G., Hargraves W. H., Mikhail A., Graber D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. J Appl Meteorol 1978; 17, 350-3. Beurskens J. and Hjuler Jensen P. Economics of wind energy: prospects and directions, Renewable Energy World 4(4), 102-121, 2001.

- [38] Seyit A. Akdag Ali Dinler. A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *Energy Conversion and Management* 50, 2009, 1761-1766, H. Saleh , A. Abou El-Azmaly , S. Abdel-Hady, Assessment of different methods used to estimate Weibull distribution parameters for wind speed in Zafarana wind farm, Suez Gulf, Egypt, *Energy* 44 (2012) 710-719, Chang T.P., Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind speed energy application. *Appl Energy* 2011; 88: 272-82.
- [39] A.S. Akdag, A. Dinler, "A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications", *Energy Conversion and Management*, n. 50, pp. 1761–1766, 2009
- [40] Seyit A. Akdag Ali Dinler. A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *Energy Conversion and Management* 50, 2009, 1761-1766.
- [41] H. Saleh , A. Abou El-Azmaly , S. Abdel-Hady, Assessment of different methods used to estimate Weibull distribution parameters for wind speed in Zafarana wind farm, Suez Gulf, Egypt, *Energy* 44 (2012) 710-719
- [42] Fanny Coulon. Étude de l'influence de la stratification atmosphérique dans la dispersion des polluants avec un logiciel de mécanique des fluides numérique. *Météorologie*. 2010. <dumas-00600660>
- [43] Justus C.G. et A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». *Geophysical Research Letters*, vol. 3, N° 5, 1976.
- [44] Peterson E., « On the Use of Power Laws Estimates of Wind Power Potential » *J. of Applied Meteorology*, vol. 17, pp 390:394, 1978.
- [45] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin, "Nationwide assessment of potential output from wind powered generators," *Journal of Applied Meteorology*, n°15, pp. 673-678, 1976.
- [46] J.A. Businger, J.C. Wyngaard, Y. Izumi, E.F. Bradley, Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer, *J. Atmos. Sci.* 28 (1971) 181–189.
- [47] 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», Thèse de Doctorat, Université Abou BekrBelkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2013
- [48] . Tenneekes A., « The logarithmic wind profile » *J. of Atmospheric sciences*, vol. 30, pp : 234:238, 1973
- [49] C. G. Justus and A. Mikhail, Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Statistics, *Geophysical Research Letters*, 3:5 (1976) 261-264.

- [50]. Mikhail A.S. et C.G. Justus, « Comparison of Height Extrapolation Models and Sensitivity Analysis » Wind Engineering, Vol. 5, N° 02, 1981.
- [51]. Mikhail A.S, « Height Extrapolation of Wind Data » Transaction of ASME, vol. 107, pp. 10- 14, 1985.
- [52]. Monin A.S. et A.M. Obukov, « Basic Regularity in Turbulent Mixing Surfaces Layer of the Atmospheric », Akad. Nauk. S.S.S.R., Trusd Geof. Inst, 24, 151, 1954.
- [53]. Businger, J.A. « On the Structure of the Atmospheric Surface Layer ». Journal. Of Meteorology, vol. 12, pp 353:561, 1955
- [54]. Nfaoui H., J. Bahraoui Buret et A.A.M. Sayigh, « Wind Characteristics and Wind Energy Potential in Morocco », Solar Energy, N°1, pp 51-60, 1998.
- [55]. Knidiri F, A. Laaouina, M. Fabre et A. Wyatt, « L'énergies éolienne au Maroc » rapport interne au CDER, 1986.
- [56] Spera DA, Richards TR. Modified power law equations for vertical wind profiles. In: Conference and workshop on wind energy characteristics and wind energy siting, Portland, OR, USA; June 1979.
- [57] Spera DA. Wind turbine technology: fundamental concepts of wind turbine engineering. New York: ASME Press; 1994.
- [58] Poje S. et B. Cividini, « Assessment of Wind Energy Potential in Croatia » Solar Energy vol.41 N°6 pp 543 554, 1988.
- [59] G. Gualtieri, S. Secci, Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy, Renewable Energy 36 (2011) 1081-1094
- [60] M.A. Lackner, A.L. Rogers, J.F. Manwell, J.G. McGowan, A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data, Renewable Energy 35 (2010) 2340-2347
- [61] Z. Durisic, J. Mikulovic, A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP, Renewable Energy 41 (2012) 407-411
- [62] Masters GM. Renewable and Efficient Electric Power Systems. USA: John Wiley and Sons; 2004.

ملخص

كشفت دراسة الحالة الراهنة للأنظمة الطاقوية للرياح عن توجه جديد في تصنيع توربينات الرياح تعتمد على مبادئ جديدة للتشغيل. وقد سمحت الأنظمة المصممة حديثاً بإختراق إرتفاعات جد عالية (300 م - 600 م) مما يتطلب منا البحث عن نمذجة عمودية لسرعة الرياح نسمح لنا بالتنبؤ بطاقة الرياح المتوفرة على إرتفاع معين في موقع معين. تنقضي النمذجة العمودية لسرعة الرياح الإلمام الجيد بفيزياء الغلاف الجوي. وفي هذا السياق قمنا بعرض مختلف النماذج النظرية والتجريبية المتوفرة في المنشورات العلمية في هذا المجال والتي تسمح باستقراء سرعة الرياح اللحظية على علو ما إنطلاقاً من قيم مقاسة على إرتفاع متاح (10م). بالإضافة إلى ذلك أسردنا بعض النماذج التي تعطي العلاقة بين معاملي توزيع وايبل بالنسبة لإرتفاعين مختلفين أحدهما يأخذ كإرتفاع مرجعي (أي أن معاملي وايبل على هذا الإرتفاع تعتبر م علومة مسبقاً).

Résumé

L'État de l'art des systèmes éoliens a révélé une nouvelle tendance dans la fabrication des éoliennes, basée sur de nouveaux principes de fonctionnement. Les éoliennes conçues récemment ont permis la conquête des hautes altitudes (300m – 600m). Cette situation exige la modélisation verticale de la vitesse du vent pour qu'on puisse prédire le potentiel éolien à une hauteur donnée dans un lieu donné. La modélisation verticale nécessite la maîtrise de la physique de l'atmosphère. C'est dans ce sens qu'on a exposé les différents modèles théoriques et empiriques trouvés en littérature, qui permettent l'extrapolation de la vitesse du vent instantanée à une certaine altitude à partir de celle mesurée à une hauteur accessible (10m). En plus nous avons cité les modèles donnant la corrélation des deux paramètres de la distribution de Weibull pour deux hauteurs différentes, l'une supposée de référence (c.à.d. les deux paramètres sont supposés connus pour cette altitude).

Abstract

The state of art of wind systems has revealed a new trend in the manufacture of wind turbines, based on new principles of operation. The newly designed wind systems have allowed the conquest of high altitudes (300m - 600m). This situation requires vertical modeling of the wind speed to predict the wind potential at a given height in a given location. Vertical modeling needs the mastery of the physics of atmosphere. In this context we exposed the different theoretical and empirical models found in literature, which allow the extrapolation of the instantaneous wind speed at a certain altitude from that measured at an accessible altitude (10m). We also mentioned the models giving the correlation between the two parameter values of Weibull distribution for two different heights, one is supposed to be a reference (i.e. the two parameters are assumed to be known at this height).