

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université d'Adrar
Faculté des sciences et de la technologie
Département des sciences de la matière



Mémoire de Fin d'Etudes en vue de l'Obtention du Diplôme de
Master en Physique Energétique

Thème

Etude et simulation du gisement du vent sur le Site
d'Adrar.

Soutenu le :01/06/2014

Présenté par :

Zebiri Djamila

Bardjlaghi Zahra

Membres de jury :

Président :

Encadré par :

Pr. BenAtiallah Ali

Examineurs

Mr. Mansori Ismail



REMERCIEMENTS

Nous remercions dieu tout puissant pour la volonté,
La santé et la patience qu'il nos a donné durant toutes ces
Années d'étude.

Nous remercions Dr. Benattilah ali, qui accepté de nous encadrer, et nous lui exprimons particulièrement toutes notre reconnaissance pour avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques, ses qualités et sa constante disponibilité.

Nous remercions sincèrement :

Monsieur Maouedj Rachid d'avoir accepté présider notre mémoire ; Monsieur Kassab Lahcène et. Khelifi Cherif d'avoir accepté d'examiner notre mémoire.

Notre remerciement a :

Mr : Babahadj et Kohaili

Merci à toute les personne que je n'ai pas citées et qui ont participe de prés ou de loin à la a réalisation de ce travail.

ZEBIRI DJAMILA



Dédicace

Je dédie ce modeste travail:

A ma chère mère Mabroka qui me donne tout les aidées et le courage et la volonté

A mon père Abed El kader

Ames chères sueurs :Aicha ,Fatiha ,Khadîdja , Hourya ,Latifa

Zohar et ces enfants , ammalallah et ces enfants , Fatima et ces enfants .

Et mes frères :Abed Elmalike ,Mustapha ,Abed Allah.

A toutes les familles :Zebiri.

Ames amis : Khadîdja , Hourya , Hadda ,tout Habitants Reggane (Taourite)

Ames collègue: Zohra Bardjlaghi et votre famille .

A tout les enseignants et les étudiants master énergie renouvelable.

Djamila

DEICACES

A tous ceux qui ont sacrifié à leur
temps pour la science et a

Tous ceux qui utilisent la science
pour le bien et la prospérité de
L'humanité.



Sommaire

Sommaire

Sommaire

| | |
|-----------------------------|---|
| Remercient | |
| Dédicace | |
| Liste de figure | |
| Liste de tableaux | |
| Introduction générale | 2 |

Chapitre I : généralité sur du vent

| | |
|---|----|
| I.1 Introduction | 3 |
| I.2 le vent..... | 3 |
| I.3 Caractéristiques du vent..... | 3 |
| I.3.1 Le vent géostrophique..... | 4 |
| I.3.2 Le vent thermique..... | 5 |
| I.3.3 Le vent solaire..... | 7 |
| I.3.4 Les polygones de brise..... | 7 |
| I.3.5 Le coefficient de pénétration..... | 8 |
| I.4 la mesurer la vitesse du vent et la direction du vent | 8 |
| I.4.1 L'anémomètre..... | 8 |
| I-4-1-1 anémomètres a rotation..... | 8 |
| I-4-1-2 anémomètres a pression..... | 9 |
| I-4-1-3 Anémomètre a variation de section..... | 9 |
| I-4-1-4 Anémomètre a ultrasons..... | 10 |
| I.4.2 Les manches à air..... | 10 |
| I.4.3 La sonde..... | 10 |

Sommaire

| | |
|--|----|
| I.4.4 Le théodolite..... | 10 |
| I.5 Les records..... | 10 |
| I.6. Origine du vent..... | 11 |
| I.6.1 La force de gradient de pression..... | 11 |
| I.6.2 La force de CORIOLIS..... | 11 |
| I.6.3 Les forces de frottements..... | 11 |
| I.7 Le vent se stabilise dans une direction tangente aux isobares..... | 12 |
| I.8 Les grands systèmes de vent..... | 13 |
| I.9 dépressionnaires..... | 13 |
| I.9.1. Les vents locaux..... | 14 |
| I.9.1.1 Les vents de vallée à grande échelle..... | 14 |
| I.9.1.2 L'onde..... | 14 |
| I.9.1.3 Les brises de pente..... | 15 |
| I.9.1.4 Les brises de bord de mer..... | 15 |
| I-10- Critères de choix des sites éoliens..... | 16 |
| I-11- Choix d'un site éolien..... | 18 |
| I-12-1- Recherche d'une vue dégagée..... | 18 |
| I-12-2 Raccordement au réseau..... | 18 |
| I-12-3 Renforcement du réseau électrique..... | 19 |
| I-12-4 Infrastructure..... | 19 |
| I-12-5 Risques liés à l'usage de données météorologiques..... | 19 |
| I-13- l'Office National de la Météorologie (O.N.M)..... | 20 |
| I.14-Conclusions..... | 20 |
| Bibliographie..... | 21 |

Chapitre II :énergie du vent

| | |
|--|----|
| II .1 Introduction..... | 23 |
| II.2 Principes et Eléments Constitutifs d'une Eolienne..... | 23 |
| II.2.1 Définition de L'énergie Eolienne..... | 23 |
| II.2.2 Historique de L'éolien..... | 23 |
| II.2.3 Données Chiffrées sur l'éolien..... | 24 |
| II.2.3.1 Compétition de l'éolien..... | 24 |
| II.2.3.2 Evolution des Coûts de Production..... | 26 |
| II.2.4 Constitution d'une Eolienne « Classique »..... | 29 |
| II.2.5 Modes d'installation et Différents Types d'éoliennes..... | 30 |
| II.2.5.1 Les différents types d'éoliennes..... | 30 |
| ❖ Les raisons pour choisir une grande éolienne..... | 31 |
| ❖ Les raisons pour choisir une éolienne plus petite..... | 31 |
| II-6 fonctionnement d'une pale d'éolienne..... | 35 |
| II.6.1 Description d'une aile ou d'une pale d'éolienne..... | 35 |
| II.6.2 Triangle des Vitesses sur une Pale d'éolienne..... | 36 |
| II.6.3 Systèmes de Régulation de Vitesse d'une Eolienne..... | 37 |
| II-6-3-1 Système à Décrochage Aérodynamique " Pitch "..... | 37 |
| II-6-3-2 Système à Décrochage Aérodynamique "Stall"..... | 38 |
| II-6-3-3 Système a Décrochage Aérodynamique "Active Stall"..... | 38 |

Sommaire

| | |
|--|----|
| II.7 Production éolienne..... | 38 |
| II.8 descriptif différents composants d'une nacelle..... | 41 |
| II.9 les avantages et inconvénients de l'énergie..... | 41 |
| II.9.1 les avantages..... | 41 |
| II.9.2 les inconvénients..... | 42 |
| II.10 conclusion..... | 43 |
| Bibliographie..... | 44 |

Chapitre III : Modélisation du vent

| | |
|--|----|
| III-1 Introduction..... | 47 |
| III-2 Loi de distribution statistique..... | 48 |
| III-2.1 Détermination la vitesse du vent moyenne..... | 51 |
| III-3 Détermination des paramètres statistiques du vent..... | 52 |
| III-3-1 Vitesse modale..... | 52 |
| III-3-2 Vitesse médiane..... | 52 |
| III-3-3 Vitesse moyenne..... | 52 |
| III-3-4 La densité de puissance..... | 53 |
| III-4 Modélisation du générateur éolienne..... | 55 |
| III.4.1 Modèles de la caractéristique puissance vitesse..... | 55 |
| III.4.1.1 Modèle linéaire..... | 55 |
| III.4.1.2 Modèle quadratique..... | 56 |

Sommaire

| | |
|--|----|
| III.4.1.3 Modèle cubique..... | 56 |
| III.5 Analyse des résultats..... | 59 |
| III.5 .1.Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent | 59 |
| III.5 .2.Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien.. | 60 |
| III.5.3 Influence de la hauteur du moyeu sur la production d'énergie éolienne.. | 60 |
| III.5.4 Influence de la taille de l'éolienne sur la production d'énergie..... | 61 |
| III.6 Conclusion..... | 62 |
| Bibliographie..... | 63 |

Chapitre IV : potentiel du vent

| | |
|--|----|
| IV.1 Introduction..... | 67 |
| IV.2 POTENTIEL EOLIEN D'ADRAR..... | 67 |
| IV.2.1 Situation..... | 67 |
| IV-2.1 La région d'Adrar..... | 68 |
| IV-2-2 Le Relief..... | 69 |
| A) Les Plateaux..... | 69 |
| B) Les Ergs..... | 69 |
| C) Les Sebkha..... | 69 |
| IV-2-3 Climatologie..... | 70 |
| A) Les Températures..... | 70 |
| B) B) Les Vents..... | 70 |
| IV-3 Modèles d'ajustement | 70 |
| IV-3-1 Distribution de Weibull..... | 70 |
| IV-3-2 Distribution hybride de Weibul..... | 71 |

Sommaire

| | |
|---|----|
| IV-3-3 Distribution de Rayleigh..... | 71 |
| IV-4 Détermination des paramètres de Weibull..... | 71 |
| IV-4-1- La méthode graphique..... | 72 |
| IV-4-2-La méthode du maximum de vraisemblance..... | 73 |
| IV-5 Résultats et interprétation..... | 73 |
| A) méthode l'écart type et vitesse moyenne..... | 73 |
| IV-7-1 La rose des vents..... | 76 |
| IV-7-2 Extrapolation des paramètres de Weibull..... | 77 |
| IV-7-3 Puissance du Vent..... | 78 |
| IV-7-4 Estimation de l'énergie générée..... | 79 |
| IV-8- Interprétation..... | 81 |
| IV.9 Les vitesses mensuelles et les paramètres de Weibull | 81 |
| IV.10. Conclusion..... | 85 |
| Bibliographie..... | 86 |
| Conclusion générale | 87 |

Liste de figure

Chapitre I

| | |
|--|----|
| Figure (I.1) : Séquence de vent mesuré sur le site du « Petit Canal » (Guadeloupe) et sa distribution de probabilité..... | 4 |
| Figure (I-2): Le vent géostrophique..... | 5 |
| Figure (I-3): Les forces de frottements..... | 12 |
| Figure (I -4): Le vent se stabilise dans une direction tangente aux isobares..... | 12 |
| Figure (I -5): Les vents de vallée à grande échelle..... | 14 |
| Figure (I -6): Les brises de pente..... | 15 |
| Figure (I -7): Les brises de bord de mer..... | 16 |

Chapitre II

| | |
|--|-----|
| Figure (II-1): Photographie de deux moulins à vent..... | 24 |
| Figure (II-2): Evolution de la puissance éolienne installée dans le monde en G25 | |
| Figure (II-3) : Parcs en Europe en 2003 en MW | 26 |
| Figure (II-4): Evolution de la puissance moyenne unitaire des machines et baisse des coûts du kWh (conditions : amortissement sur 20 ans, taux d'intérêt : 5%/an)..... | 27. |
| Figure (II-5): Principaux composants d'une éolienne | 29 |
| Figure (II-6) : variation de masse de la nacelle en fonction de diamètre du rotor..... | 30 |

| | |
|--|----|
| Figure (II-7):variation de la masse d'une pale en fonction de diamètre du rotor | 30 |
| Figure (II-8) : Différents types d'éoliennes..... | 32 |
| Figure (II-9): Schéma de principe du rotor de Savonius..... | 33 |
| Figure (II-10):Schéma du rotor de Darrieus..... | 34 |
| Figure (II-11):Types d'éoliennes à axe horizontal..... | 35 |
| Figure (II-12) : Description d'une pale d'éolienne..... | 35 |
| Figure (II-13) : Triangle des vitesses et vent relatif..... | 36 |
| Figure (II-14):Système d'orientation des pales..... | 37 |
| Figure (II-15): Flux d'air sur un profil de pale " stall "..... | 38 |
| Figure (II-16): Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW..... | 39 |
| Figure (II -17): Constitution d'une nacelle..... | 40 |

Chapitre III

| | |
|---|----|
| Figure (III- 1): Histogramme des vitesses du vent..... | 47 |
| Figure (III-2) Distribution de Weibull..... | 50 |
| Figure (III- 3) Distribution de puissance..... | 55 |
| Figure (III. 4): Courbes de puissances des éoliennes..... | 58 |
| Figure(III-5) : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres A et K..... | 60 |
| Figure (III-6): Production d'énergie d'une ferme éolienne de 12 MW avec différentes puissances nominales d'éoliennes (à une hauteur de 50 m)..... | 62 |

Chapitre IV

| | |
|---|----|
| Figure (IV-1) : Carte de La région d'Adrar..... | 68 |
| Figure(IV-2): Carte topographique de La région d'Adrar..... | 69 |
| Figure(IV-3) : histogramme des fréquences et la courbe de Weibull pour Adrar..... | 76 |
| Figure(IV-4): rose de vent pour le site d'Adrar..... | 77 |
| Figure(IV-5) : La courbe de puissance (C_e) pour NORDEX N90-2500 LS 2500..... | 79 |
| Figure(IV-6) : La courbe de coefficient de rendement (C_e) et coefficient trainée (C_t) pour NORDEX N90-2500 LS 2500 | 79 |
| Figure (VI-7) la variation de la vitesse en fonction des mois..... | 82 |
| Figure (VI-8) la variation de puissance moyenne en fonction des mois..... | 82 |
| Figure (VI-9): la variation du vent en fonction du temps dans mois (16, 17, 18, 19, 20,21 avril 2013)..... | 84 |

Liste des tableaux

Chapitre II

| | |
|--|-----------|
| Tableau (II-1) : Les éléments de coût recueillis auprès des constructeurs..... | 28 |
| Tableau (II-2) : classification des turbines éoliennes..... | 31 |

Chapitre III

| | |
|---|----|
| Tableau (III- 1): Données techniques des éoliennes Nordex..... | 57 |
| Tableau (III-2): Valeurs des coefficients statistiques de différents types d'éoliennes..... | 59 |
| Tableau (III-3): Production d'énergie annuelle des éoliennes commerciales.... | 61 |

Chapitre IV

| | |
|---|----|
| Tableau(IV-1) : distribution de fréquences par secteur..... | 74 |
| Tableau(IV-2) : histogramme des frequencies..... | 75 |
| Tableau(IV-3) : Extrapolation des paramètres de Weibull de 10 à 80 de hauteur..... | 78 |
| Tableau (IV- 4) : Estimation de l'énergie générée pendant une année..... | 80 |
| le tableau(IV- 5):distribution la vitesse et la puissance par les mois..... | 81 |
| tableau(IV-6): étude la variation vitesse de vent(5 jours de moi Avril 2013)... | 83 |
| tableau(IV-7) : Moyennes mensuelles de la vitesse du vent (en mètres par seconde et dixièmes). | 85 |

Nomenclature:

g : intensité de pesanteur en $m.s^{-2}$

f : paramètre de Coriolis non nul qui vaut $2.\omega.\sin.F$

F : latitude du point considéré en m

dz : différence d'indice entre 2 isohypses

dl : distance entre deux isohypses en mètre

V_{gs} : vent géostrophique au niveau de pression P_s

V_{gb} : vent géostrophique au niveau de pression P_b

Z_b : altitude b

Z_a : altitude a

p_a : masse volumique de l'air sec

R_a : constante spécifique du gaz en présence d'un air sec

T_{vm} : température virtuelle

G : norme du champ de pesanteur

$f(V)$: la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

K : facteur de forme sans dimension.

A : facteur d'échelle (m/s).

ff_0 : fréquence de vents calmes.

V_m : vitesse moyenne (m/s)

σ : écart type (m/s).

z_1, z_2 : Altitudes (m)

n : vecteur scalaire.

ρ : la masse volumique de l'air au niveau de la mer

S : la section du tuyau ou l'aire balayée par le rotor (m^2)

v : vitesse du vent (m/s)

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

C_e : Coefficient de rendement de la puissance.

N : nombre d'heurs par année

$P(V_i)$: La puissance effective de l'éolienne à une vitesse V_i .

$f(V_i)$: la probabilité à une vitesse V_i .

n : nombre d'intervalle.

V_i : vitesse initial en m/s.

P : puissance d'énergie en watt.

P_m : puissance moyenne en watt.

Introduction générale



Introduction générale

Introduction générale

Face à une demande croissante d'énergie et à l'épuisement à plus ou moins long terme des énergies fossiles, différentes solutions de substitution ont été envisagées. Suite aux crises pétrolières, certains pays ont mené une politique orientée vers le nucléaire alors que d'autres ont massivement utilisé les énergies renouvelables avec l'adoption de l'éolien.

Les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente.

D'autre part, les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel.

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie. Des recherches sont en cours dans le domaine de la fusion des noyaux atomiques qui, éventuellement, pourraient être une solution énergétique du futur, mais l'avenir de cette filière et encore moins son avènement ne sont assurés.

Les types de modèles utilisés dans le domaine des énergies nombreux, parmi les Énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie renouvelables sont d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...). Pendant des siècles, l'énergie éolienne a été utilisée pour fournir un travail mécanique. L'exemple le plus connu est le moulin à vent. En 1888, Charles F. Brush construit une petite éolienne pour alimenter sa maison en électricité, avec un stockage par batteries.

La première éolienne « industrielle » génératrice d'électricité est développée par le danois Poule La Cour en 1890, pour fabriquer de l'hydrogène par électrolyse.

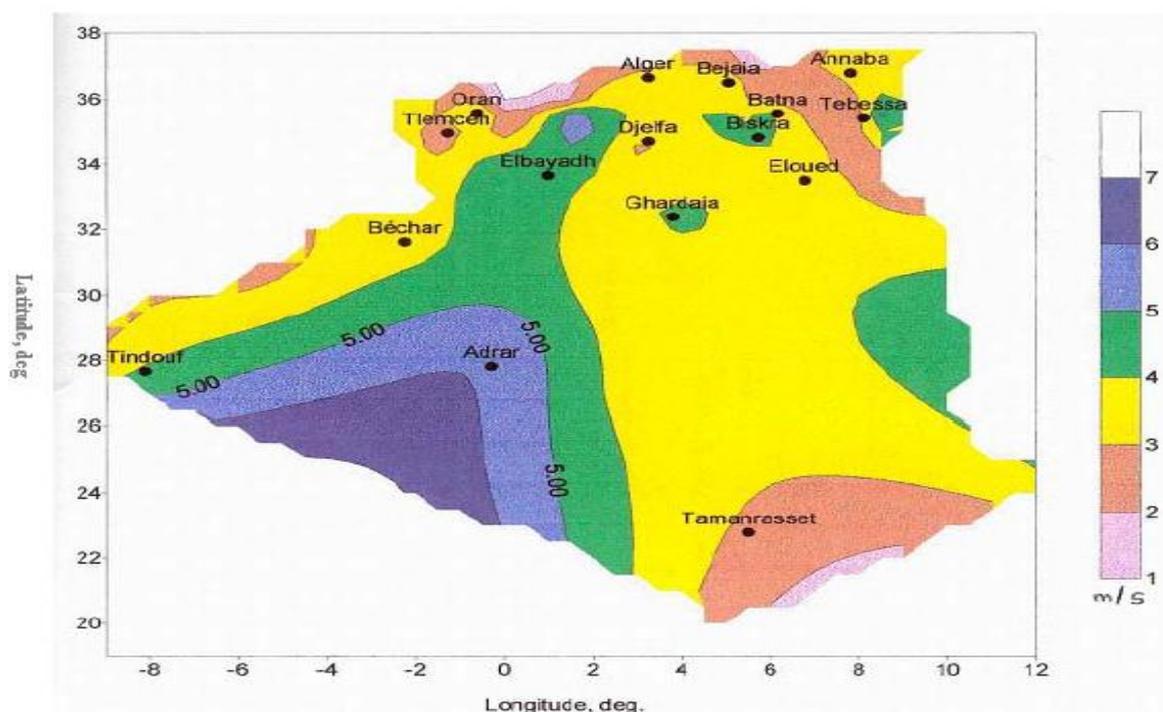
Dans les années suivantes, il crée l'éolienne L ykkegard , dont il aura vendu 72 exemplaires en 1908.

En raison de la nature fluctuante du vent, l'éolien ne peut être considéré que comme une source d'énergie de complément et non de remplacement des solutions classiques.

Introduction générale

Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne. L'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur mondial avec une production de 14.6 GW en 2003, l'Espagne est au deuxième rang avec 6.4 GW, les USA au troisième rang avec 6.3 GW et le Danemark au quatrième rang avec 3.1 GW. La France est au dixième rang européen avec 0.253 GW. L'Union Européenne avec 4,15 GW.

En Algérie, on a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s, voir carte des vents). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux.



Carte préliminaire des vents de l'Algérie.

Pour le site de d'Adrar, le potentiel éolien étant très fort alors que le potentiel solaire semble plus satisfaisant. Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière éolienne qui semble une des plus prometteuse avec dans notre pays.

- Une généralité sur le vent est présentée dans le premier chapitre.
- Le second chapitre comporte la description des éolien et énergie du vent. Dans le troisième chapitre nous donnons les résultats de modélisation du vent .et dernièrement nous présent la simulation en utilisant logiciel MATLAB et l'interprétation général.

Introduction générale

- Enfin, nous terminons notre mémoire par une conclusion générale suivie de quelques perspectives envisagées dans nos travaux futurs.

Chapitre 1 :

Généralité sur du vent

I-1 Introduction:

Sous l'action des différences de pression atmosphérique continuellement variables qui existent sur notre planète, l'air ne peut jamais être au repos mais se déplace pratiquement en permanence. Le courant correspondant constitue le vent. Le vent est défini par sa direction et sa vitesse.

I-2 Le vent

Le vent est généralement appliqué aux déplacements naturels horizontaux de l'atmosphère (mouvement d'air). Les mouvements de direction verticale sont appelés des courants. Les vents sont produits par les différences de pressions atmosphériques engendrées principalement par les gradients de température. Les variations de la distribution des pressions et des températures sont dues essentiellement à une distribution inégale de l'énergie solaire sur la surface de la terre, et aux différences des propriétés thermiques des surfaces des continents et des océans. Quand les températures de régions voisines deviennent inégales, l'air le plus chaud tend à s'écouler par dessus l'air le plus froid (le plus lourd). La direction des vents générés de cette façon est généralement grandement modifiée par la force de Coriolis résultant de la rotation de la terre. Voyons d'un peu plus près les caractéristiques du vent. [1]

I-3 Caractéristiques du vent

Le vent est causé par le déplacement de la masse d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres parties, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. C'est pourquoi, le vent est une grandeur stochastique, intermittente qui dépend d'un ensemble de facteurs tels que la situation géographique, l'altitude, la température et la hauteur de captage.

Les caractéristiques du vent déterminent non seulement la quantité d'énergie qui s'applique à la turbine mais également les contraintes de fonctionnement (turbulences, valeurs extrémales,...) qui jouent aussi sur la durée de vie. En réalité, le vent est mesuré par un anémomètre complété par une girouette qui génère les grandeurs fondamentales que sont la vitesse et la direction. On utilise très souvent des distributions statistiques (distribution de Weibull ou de Rayleigh) générées à partir de campagnes de mesures à long terme qui

permettent d'offrir une vision cohérente de l'efficacité du gisement pour les études sur les aérogénérateurs. Une caractéristique importante de la ressource de vent est sa variabilité ou intermittence. Le vent est en effet fortement variable, tant géographiquement que temporellement. En outre, cette variabilité est amplifiée par la relation cubique qui existe entre vent et puissance générée par la turbine éolienne. La représentation dynamique du gisement est ainsi une problématique à part entière. Pour cela, à partir des distributions statistiques corrélées à une modélisation stochastique de la turbulence, il est possible de générer une séquence temporelle de la vitesse du vent, par exemple par inversion de la distribution. Dans la Figure (I. 1), nous présentons l'exemple d'une séquence de vent réelle, extraite par une méthode de classification de la vitesse du vent. Cette extraction est basée sur des données mesurées durant plusieurs mois sur le site « Petit Canal » en Guadeloupe, cette démarche consiste à extraire des profils temporels, ici de 10 minutes, qui respectent au mieux les caractéristiques probabilistes (moments d'ordre 1 à n) du gisement.

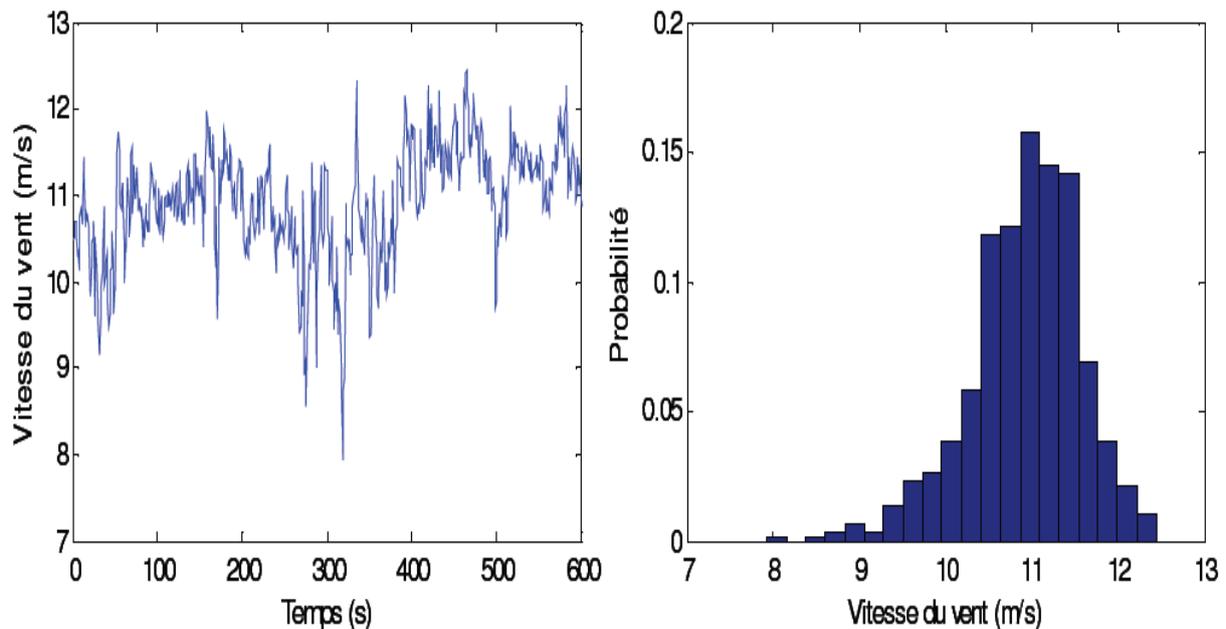


Figure (I.1) : Séquence de vent mesuré sur le site du « Petit Canal » (Guadeloupe) et sa distribution de probabilité [1]

Le vent possède des caractéristiques bien précises ; il y a en fait 2 types de vent : le vent géostrophique et le vent au sol (le vent tel que nous le ressentons).

I-3-1 Le vent géostrophique

Le vent géostrophique V_g concerne les hautes altitudes et est composé de deux forces la force de Coriolis F_c et la force de pression F_p comme indiquées sur les schémas ci-dessous :

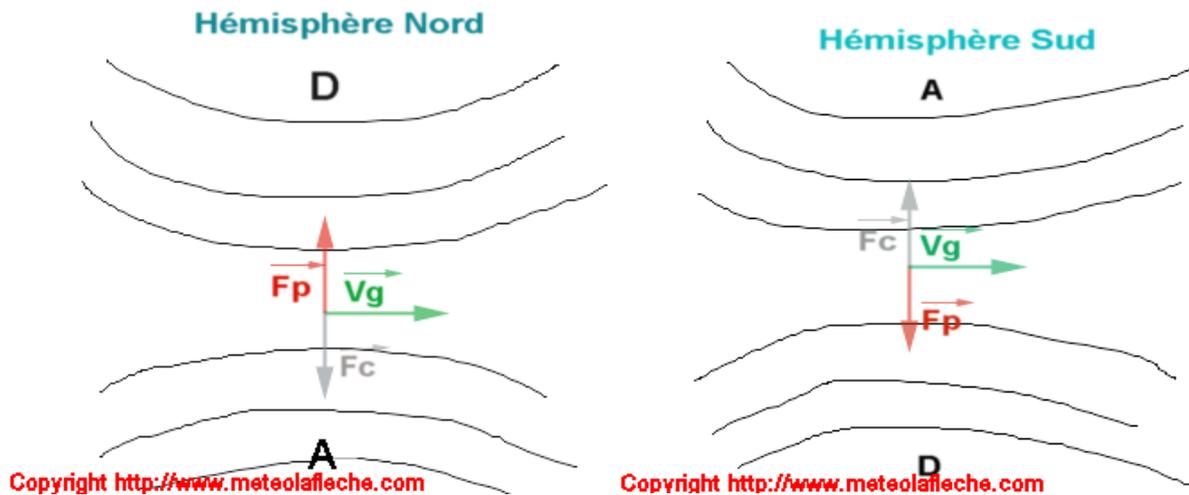


Figure (I-2): Le vent géostrophique [1]

Le vent géostrophique découvert par le mathématicien physicien français Pierre Simon Laplace (1749-1827) est une assez bonne approche de la vitesse du vent telle que nous le ressentons : le vent géostrophique se calcule à partir d'une carte d'isohypses (même altitude) et de la loi de Laplace :

$$V_g = (g / f) (dz / dl) \quad (I-1)$$

g : intensité de pesanteur en $m.s^{-2}$

f : paramètre de Coriolis non nul qui vaut $2.\omega.\sin.F$

ω : vitesse angulaire de rotation de la Terre en $rad.s^{-1}$: $0,73.10^{-4}$

F : latitude du point considéré en $^{\circ}$

dz : différence d'indice entre 2 isohypses

dl : distance entre deux isohypses en mètre

Sachez que le vent géostrophique est toujours tangent aux isohypses et même aux isobares (lignes d'égales pressions) selon la loi de Buys-Ballot (météorologiste néerlandais 1817-890); et est, si vous avez réussi à faire le calcul, 1,5 fois supérieur à la vitesse du vent ressenti.[1]

I-3-2 Le vent thermique

Le vent thermique noté V_t est une approximation du vent géostrophique et est définie de la manière suivante :

$$V_t = V_{gs} - V_{gb} \quad (I-2)$$

V_{gs} : vent géostrophique au niveau de pression P_s

V_{gb} : vent géostrophique au niveau de pression P_b

Or, la direction du vent géostrophique est dépendant de la composante z d'un repère élaboré par des vecteurs orthogonaux (x,y,z)

De plus, la loi de Laplace s'écrit $dP = -p_a g dz$

D'où :

$$Z_b - Z_a = [(R_a \cdot T_{vm}) \ln (P_b/P_s)] / G \quad (\text{I-3})$$

Z_b : altitude b

Z_a : altitude a

p_a : masse volumique de l'air sec

R_a : constante spécifique du gaz en présence d'un air sec

T_{vm} : température virtuelle

G : norme du champ de pesanteur

D'où $V_t = [(R_a \ln (P_b/P_s)) (k \text{ vectoriel grad } (T_{vm}))] / f$

Après détermination de la vitesse de vent au sol, il ne reste plus qu'à indiquer dans votre prévision météorologique la force associée à la vitesse du vent; c'est pour cela que je vous rappelle l'échelle anémométrique (parce que nous mesurons la vitesse du vent avec un anémomètre) de Beaufort (créée par l'amiral anglais, François Beaufort en 1802): [1]

| Force | Vitesse du vent (km / h) | le temps en mer | le temps à l'intérieur des terres |
|-------|--------------------------|--|--|
| 0 | <1 | la mer ne bouge pas d'un poil. | les fumées des usines s'élèvent normalement |
| 1 | 1 à 7 | de petites vaguelettes apparaissent sur l'eau. | les girouettes ne bougent pas ; les fumées des usines sont légèrement déviées de leur trajectoire. |
| 2 | 8 à 12 | les vagues atteignent 20 cm de hauteur. | les feuilles et les girouettes commencent à bouger. |
| 3 | 13 à 20 | les vagues atteignent 60 cm de hauteur. | les drapeaux se déploient. |
| 4 | 21 à 30 | les vagues atteignent 1 m de hauteur. | les feuilles se baladent dans le ciel. |
| 5 | 31 à 41 | les voiles sont gonflées. | les grandes branches des arbres commencent à bouger. |
| 6 | 42 à 50 | les vagues peuvent atteindre 3 m de hauteur. | les fils électriques et les fils téléphoniques bougent. |

| | | | |
|----|-------------|---|--|
| 7 | 51 à 61 | les vagues atteignent 4 m de hauteur. | la marche face au vent devient difficile ; les parapluies se retournent. |
| 8 | 62 à 76 | les vagues peuvent atteindre 6 m de hauteur. | le vent souffle en tempête ; la marche face au vent quasi impossible. |
| 9 | 77 à 88 | les vagues atteignent 8 m de hauteur. | les cheminées des maisons sont emportées. |
| 10 | 89 à 104 | les vagues atteignent 10 m de hauteur. | les arbres commencent à être déracinés. |
| 11 | 105 à 120 | les vagues atteignent 12 m de hauteur. | les dégâts n'épargnent quasiment personne. |
| 12 | plus de 120 | les vagues peuvent atteindre 15 m de hauteur. | un véritable ouragan. |

I-3-3 Le vent solaire

Fluide assimilé à un plasma formant un espace (atmosphère du soleil) dans lequel se trouve la Terre et son atmosphère.

En électromagnétisme des milieux, le plasma de température $T = 50\,000\text{ K}$ ($T = 50\,275,25^\circ\text{C}$) est constitué d'hydrogène sous forme de protons et d'électrons émis par la couronne solaire avec :

- Une vitesse d'environ 200 km / s
- Une densité de 10 en moyenne dans un volume équivalent à 1 cm cube : une très faible concentration de particules permettant des transferts énergétiques uniquement par échanges radiatifs.

I-3-4 Les polygones de brise

Créée par le météorologiste, c'est une indication de l'évolution du vecteur vent à chaque altitude. Elle tient compte des paramètres suivants :

- Pression atmosphérique (seulement les valeurs supérieures ou égales à 1015 hPa).
- Précipitations (si quantité équivalente à 0 mm).
- Nébulosité moyenne de la journée.
- Pas de Stratus présents à 15h.
- Vent moyen inférieur ou égal à 30 km / h. [1]

I-3-5 Le coefficient de pénétration

Les véhicules qu'ils volent (avions), qu'ils flottent (bateaux) ou qu'ils roulent (voitures) subissent les effets de la vitesse du vent apparent (vitesse dépendant de la vitesse des véhicules par rapport à la direction du vent et à la vitesse du vent).

Ainsi, nous mettons en évidence le coefficient de pénétration dans l'air d'un corps (noté C_x) qui ne dépend que de la forme du corps dans l'espace : plus le C_x diminue, plus la résistance de l'air diminue et moins nous consommons de l'énergie.

Nous en avons un parfait exemple sur la manière de courir qui fait que nous pourrions parcourir une distance plus ou moins grande .

Un autre exemple concerne les voitures de formule 1 dont les concepteurs modifient l'aérodynamisme pour que l'air circule plus facilement au sein des véhicules et diminuer ainsi les consommations en essence.

Continuons dans les courses avec en altitude une concentration en molécules d'air moins importante diminuant la résistance de l'air : c'est pour ça que la plupart des records du monde dans le domaine du sport sont battus en altitude comme en cyclisme à La Paz (Bolivie). [1]

I-4 Mesurer la vitesse et la direction du vent

La vitesse du vent est mesurée par 4 instruments météorologiques. [1]

I-4-1 L'anémomètre

L'anémomètre a été inventé par le physicien anglais Robert Hooke (1635-1703); c'est un anémomètre utilisé par les marins pour mesurer la vitesse du vent quand ils sont en mer ou même par des particuliers : vous pouvez vous balader avec votre anémomètre dans votre poche. Il en existe plusieurs types. On peut les classer en quatre catégories principales : les anémomètres à rotation, à pression, à variation de résistance et à ultrasons.

I-4-1-1 anémomètres a rotation [5]

Les types les plus connus sont les anémomètres à coupelles de papillon et Robinson, l'anémomètre à ailettes obliques de Jules Richard et l'anémomètre à gouttières d'Ailleret construit par la compagnie des compteurs.

Les premiers équipent pratiquement toutes les stations météorologiques. Ils sont généralement insensibles aux vents de vitesse inférieure à 1 m/s tandis que l'anémomètre Richard plus sensible est surtout un appareil de laboratoire.

L'anémomètre Ailleret a été spécialement conçu pour la mesure de l'énergie éolienne. On peut lui associer un compteur ou un enregistreur qui indique directement l'énergie théoriquement utilisable.

I-4-1-2 anémomètres a pression [5]

Nous citerons l'anémomètre à boule à cadran, les anémomètres à tube de Pitot (exemple l'anémomètre dine), les anémomètres à rafales ERA de l'Electrical Research Association et l'anémomètre Best-R-omani.

Les anémomètres à rafales ERA et l'anémomètre Best-Romani ont été conçus pour mesurer les vents d'intensité rapidement variable.

Dans les anémomètres ERA, la traînée du vent s'exerçait sur des sphères et provoquait des déplacements horizontaux ou verticaux.

I-4-1-3 Anémomètre a variation de section

Il se compose d'un tube tronconique vertical sur l'axe duquel se meut un disque en plastique léger en son centre qui tourne autour d'une tige qui le traverse.

A la base de ce tube sur le côté au voisinage de la petite section se trouve un orifice que l'on orient en direction du vent. La pression dynamique soulève le disque jusqu'à ce que le poids équilibre les forces aérodynamiques qui diminuent lorsque le disque monte par suite

d'élargissement de la section de l'écoulement. La paroi extérieure de l'anémomètre porte une graduation sur laquelle on lit les vitesses[5].

I-4-1-4 Anémomètre a ultrasons

Ce sont les plus récents et les plus modernes. On peut les classer en anémomètres 2D et anémomètres 3D. Leur fonctionnement est basé sur la mesure de la durée de transmission des ondes ultra soniques entre un émetteur et récepteur[5].

I-4-2 Les manches à air

Utilisé dans l'aéronautique pour que les pilotes repèrent la vitesse du vent, les manches à air sont les instruments météorologiques les plus rentables (parce que peu coûteux) ; Comment ça marche ? Si le manche est déployé comme ci-dessus, la vitesse du vent est de 50 km / h ; par contre, si le manche à air est entièrement déployé, la vitesse du vent peut dépassée facilement les 90 km / h.

I-4-3 La sonde

Envoyé dans le ciel pour mesurer la vitesse du vent (ainsi que d'autres paramètres météorologiques) par l'intermédiaire d'un ballon gonflé à l'hélium.

I-4-4 Le théodolite

Idéal pour mesurer la vitesse du vent en altitude : il suit la trajectoire du ballon sonde tout en déterminant son angle de déviation de sa position initiale, sa vitesse de déplacement.

I-5 Les records

En France : 320 km / h au sommet du Mont Ventoux.

Dans le monde : 410 km / h au Mont Washington (États-Unis).

Ce sont des vitesses de vent mesurées ; dans la réalité, la vitesse du vent peut aller au-delà des 500 km / h . Or aucun instrument météorologique à l'heure actuelle ne peut mesurer ces vitesses de vent.

Le vent, plus précisément sa vitesse, nous permet de déterminer des prévisions à des échéances plus ou moins longues (voir prévision amateur). La direction du vent joue aussi un facteur important quant à la température ressentie lorsque le vent souffle (facteur de vent givrant).[1]

I-6 Le Origine du vent

Le vent est un déplacement d'air horizontal dû à des différences de pression entre les points de la surface de la terre.

Le vent résulte de l'action de trois types de forces sur l'air en mouvement:

I-6-1 La force de gradient de pression

Elle est due à la différence de pression entre les points de la surface de la terre. Elle entraîne l'air des hautes vers les basses pressions. Plus les différences de pression sont importantes et plus cette force est importante. En pratique lorsque l'on observe les isobares d'une carte météo, plus elles sont rapprochées et plus le vent est fort.

I-6-2 La force de Coriolis

Tout objet en mouvement dans l'hémisphère nord est dévié vers sa droite. (C'est le contraire dans l'hémisphère sud). Les particules d'air n'y font pas exception. Lors de son déplacement des hautes vers les basses pressions, l'air est dévié vers la droite dans l'hémisphère nord et vers la gauche dans l'hémisphère sud. [2]

I-6-3 Les forces de frottements

Lors de son mouvement, l'air frotte contre les autres particules d'air et le sol. Cela entraîne des forces s'opposant à son mouvement. Elles ne le dévient pas mais le freinent.

L'action de ces trois forces a pour conséquence de stabiliser la direction du vent :

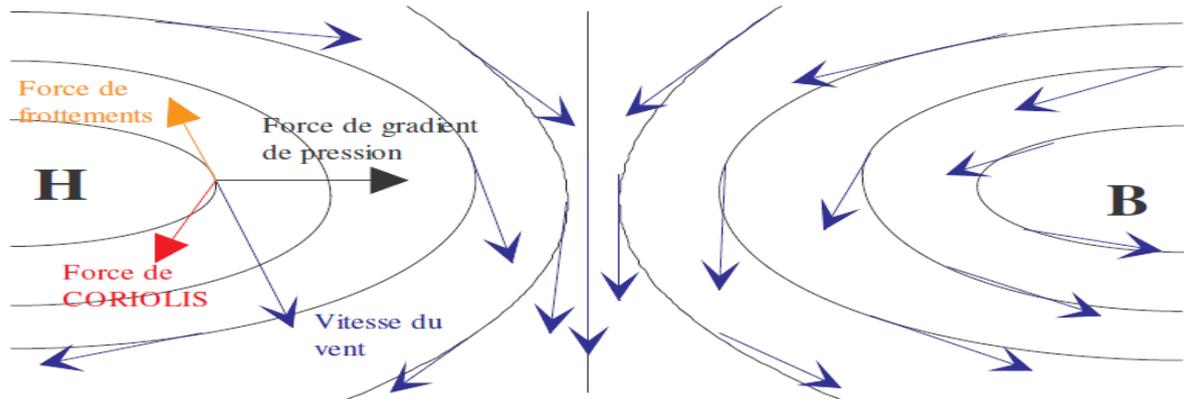


Figure (I-3) : Les forces de frottements [2]

I-7 -Le vent se stabilise dans une direction tangente aux isobares

En réalité, il les coupe légèrement vers l'intérieur dans les dépressions et vers l'extérieur dans les anticyclones. Dans l'hémisphère nord il tourne dans le sens horaire (sens des aiguilles d'une montre) autour des anticyclones et dans le sens anti-horaire autour des dépressions. Dans l'hémisphère sud [2]

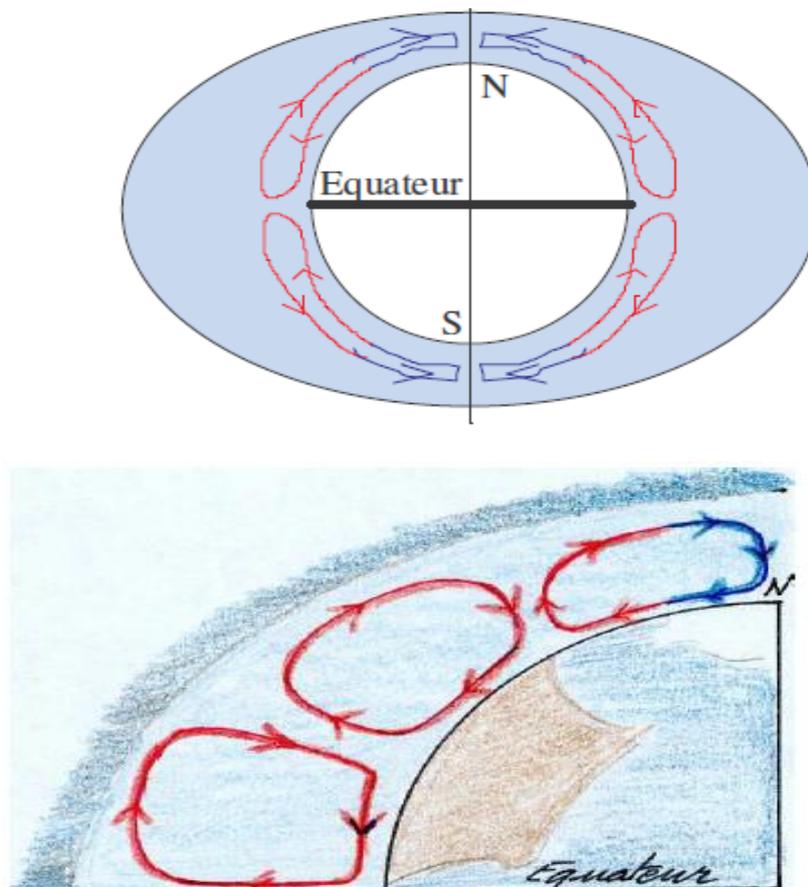


Figure (I-4) : Le vent se stabilise dans une direction tangente aux isobares [2]

I-8 Les grands systèmes de vent

Nous avons vu que les points situés à l'équateur sont plus chauffés que les points situés aux pôles. Ceci entraîne des différences de température et de pression entre l'air équatorial et l'air polaire.

L'air équatorial s'échauffe et monte alors, poussé par de l'air plus froid. En s'élevant, il refroidit et redescend au niveau des pôles. Il en résulte donc une circulation à l'échelle de la planète entre l'air polaire et l'air équatorial. L'air en mouvement forme ce que l'on appelle une cellule convective. Si cette vision des choses n'est pas tout à fait fautive, elle est trop simple et il faut la préciser. Examinons ce qui se passe à l'échelle d'un quart de planète sur le schéma ci-contre. L'air équatorial n'atteint pas le pôle. Il se refroidit avant et redescend.

De même, l'air polaire n'atteint pas l'équateur. Il se réchauffe en chemin et monte plus tôt. Il se forme donc 2 cellules convectives. Une d'air équatorial et une d'air polaire. En pratique, il en existe une troisième d'air tempéré entre les deux. Ce modèle de la circulation atmosphérique générale traduit assez correctement ce qui se passe à l'échelle de la planète. Les cellules convectives ainsi représentées sont appelées les cellules de HADLEY.

En tenant compte de la force de CORIOLIS, on peut en déduire les vents dominants au sol au niveau de la planète et les zones plutôt anticycloniques ou plutôt. [3]

I-9 dépressionnaires

- au niveau des pôles les vents dominants soufflent de l'Est
- dans les zones tempérées les vents dominants sont d'Ouest
- dans la zone équatoriale, les alizés soufflent de l'Est
- les pôles sont sous l'influence de hautes pressions tandis qu'une ceinture de dépressions s'établit à environ 30° de latitude et une ceinture d'anticyclones à environ 60° de latitude.

Ces conclusions sont valables dans les deux hémisphères.

Il existe également un vent d'altitude très important : le jet Stream. Ce vent souffle d'Ouest en est sur une bande de quelques centaines de kilomètres de largeur et à une altitude d'environ 10000 m.

Sa vitesse atteint fréquemment 200 à 300 km/h. Les pilotes de ligne en tiennent compte pour profiter de sa vitesse s'ils vont d'Ouest en est ou au contraire pour l'éviter si leur route est en sens inverse. [2]

I-9-1 Les vents locaux

Dans certaines régions le relief influence beaucoup les vents. Soit parce qu'il canalise le vent ou parce qu'il engendre des brises de pente ou de vallée. De même en bord de mer les variations de températures diurnes et nocturnes entraînent des brises de terre ou brise de mer.

I-9-1-1 Les vents de vallée à grande échelle

La présence de reliefs peut canaliser le vent et l'obliger à s'engouffrer dans des vallées. En France, il existe deux cas de vents forts canalisés par le relief sur de grandes distances :

- dans la vallée du Rhône : lorsque le vent s'engouffre dans la vallée du Rhône en provenance du Nord, il est accéléré par effet venturi. Il en résulte un vent fort et turbulent orienté nord-sud qui souffle jusqu'en Camargue et que l'on appelle le mistral.

- entre les Pyrénées et le massif central, le vent est canalisé de Toulouse à Carcassonne.

Lorsque le mistral souffle dans la vallée du Rhône, le vent souffle alors dans cette région d'Ouest en c'est le contraire.

Brevet d'Initiation Aéronautique est (de Toulouse à Carcassonne). On l'appelle la tramontane.

Il arrive que le vent vienne de la Méditerranée et s'engouffre alors d'est en Ouest (de Carcassonne à Toulouse). On l'appelle alors le vent d'Autan. [4]

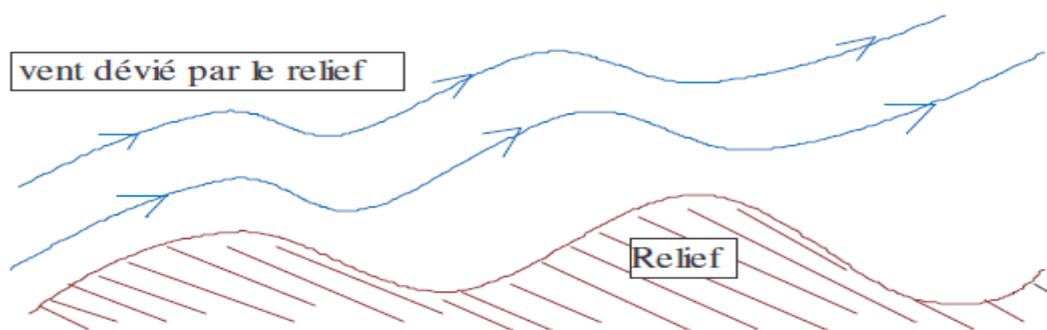


Figure (I-5) : Les vents de vallée à grande échelle [2]

I-9-1-2 L'onde

Lorsque le vent aborde un relief perpendiculairement à son flan, il est dévié vers le haut par celui-ci. Si plusieurs reliefs alignés dans la même direction (perpendiculaire au vent) sont régulièrement espacés, le vent "rebondit" sur les reliefs successifs en donnant des ascendances pouvant monter très haut. Les vélivoles recherchent ce type de régime de vent qui leur permet d'atteindre des altitudes très importantes. Sur les contreforts des Alpes l'onde est assez fréquente. En revanche, il faut la mériter car avant de parvenir dans ce vent laminaire, il faut

traverser des turbulences en amont du relief. Seuls les bons pilotes peuvent se permettre de l'exploiter. [3]

I-9-1-3 Les brises de pente

En montagne, lorsque le soleil matinal réchauffe les fonds de vallée, leur température augmente plus vite que celle des sommets. Il se crée alors des courants ascendants le long des pentes.

Le vent part de la vallée pour monter vers les sommets. Ce vent commence à monter en régime vers le milieu de matinée et forçit jusqu'au début d'après midi. Il faiblit ensuite pour tomber en fin d'après midi. Lorsque le soleil disparaît derrière les reliefs environnants, les pentes à l'ombre se refroidissent et la brise se fait alors descendante. La brise montante s'établit plus vite sur les versants exposés au soleil dès le matin et la brise descendante s'installe plus vite sur les versants à l'ombre plus tôt dans l'après-midi. [2]

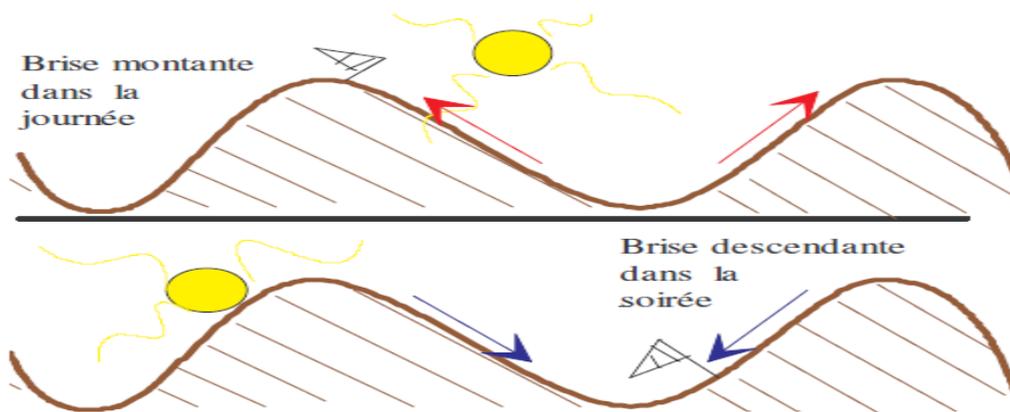


Figure (I-6) : Les brises de pente [2]

I-9-1-4 Les brises de bord de mer

En bord de mer, les jours ensoleillés, il existe un phénomène comparable aux brises de pentes, la brise de mer et la brise de terre. Dans la journée, le sol capte mieux les rayonnements solaires que la mer. Il s'échauffe donc plus et plus vite que l'eau. L'air à son contact se chauffe et s'élève. Il est alors remplacé par de l'air plus froid en provenance de la mer. Il s'établit donc un vent qui souffle depuis la mer vers la terre. On l'appelle brise de mer.

Elle s'établit dans la matinée et se renforce tant que le sol s'échauffe. Quand le soleil descend sur l'horizon, le vent faiblit. [3]

Lorsque le soleil se couche, la mer cède très lentement son énergie alors que le sol, se refroidit très rapidement. L'air au-dessus de la mer est alors réchauffé par rapport à celui au-dessus du sol. Les mouvements de convection s'inversent et la brise s'installe de la terre vers la mer. On l'appelle brise de terre. Elle est plus dangereuse que la brise de mer car elle tend à éloigner du rivage les embarcations ou les aéronefs et il faut lutter contre le vent pour rentrer. [2]

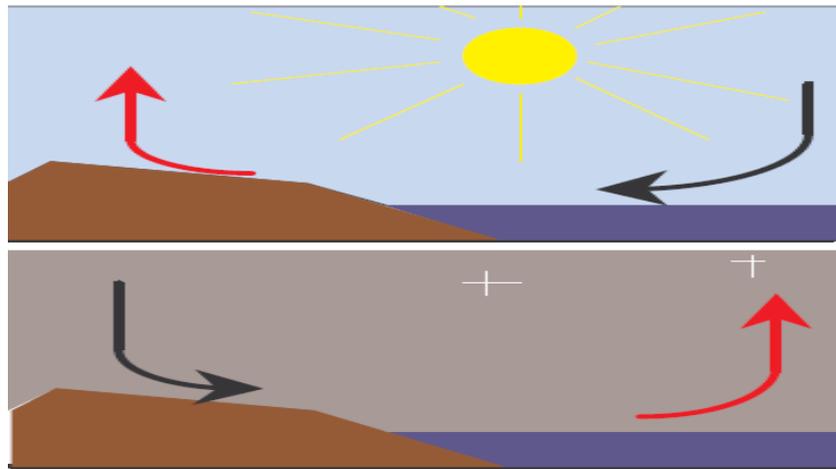


Figure (I-7) : Les brises de bord de mer [2]

I-10- Critères de choix des sites éoliens

Avant d'implanter une ou plusieurs éoliennes, l'observation du potentiel éolien, c'est-à-dire l'histoire des vents du site, depuis au moins une décennie, est fondamentale. De plus, pour avoir une idée des variations durant l'année, une étude de la répartition du vent est réalisée sur place pendant cette période [7,8].

En général, un lieu en hauteur et éloigné des habitations est privilégié pour la mise en place de l'éolienne car son efficacité dépend grandement de son emplacement.

En effet, la puissance fournie augmente avec le cube de la vitesse du vent, et les sites seront d'abord choisis en fonction de la permanence de vents de force suffisante. Un site avec des vents d'environ 30km/h en moyenne sera toujours bien meilleur (de l'ordre de 8 fois) qu'un autre site avec des vents de 15km/h en moyenne.

Un autre critère important pour le choix du site est la constance de la vitesse et de la

direction du vent, autrement dit la turbulence dû vent. En effet, en règle générale, les éoliennes sont utilisables quand la vitesse du vent est supérieure à une valeur comprise entre 10 et 20km/h, sans toutefois atteindre des valeurs excessives qui conduiraient soit à la destruction de l'éolienne, soit à des coûts de construction et de maintenance prohibitifs. La vitesse du vent doit donc être comprise le plus souvent possible entre ces deux valeurs pour un fonctionnement optimal de l'éolienne. De même, l'axe de rotation de l'éolienne doit rester le plus clair du temps parallèle à la direction du vent. Même avec un système d'orientation de la nacelle performant, il est donc préférable d'avoir un vent le moins fluctuant possible dans sa direction pour obtenir un rendement optimal.

Certains sites sont ainsi à proscrire car le vent est trop turbulent : la proximité d'obstacles (arbres, bâtiments, escarpements...).

On recherche habituellement les sites propices à l'installation d'éoliennes en observant les arbres et la végétation. Le site est intéressant s'ils sont constamment courbés par les vents. Une autre façon de procéder est d'utiliser une carte de la vitesse des vents, ou des données accumulées par une station météorologique proche.

Certains sites bien spécifiques sont particulièrement propices à un bon rendement :

- L'effet tunnel ou effet Venturi : au niveau des cols entre deux montagnes, ou entre deux grands bâtiments, le vent est souvent plus fort. L'air est comprimé entre les montagnes ou les bâtiments, et, pour garder un débit d'air constant, la vitesse augmente donc considérablement. De plus, le vent garde souvent une direction constante. Ces lieux sont donc très appropriés pour les éoliennes. Le problème est qu'ils sont souvent restreints. et qu'il est difficile d'y placer une grande quantité d'éoliennes.
- La mer et les lacs sont aussi des emplacements de choix [9]: il n'y a aucun obstacle au vent, et donc, même à basse altitude, les vents ont une vitesse importante. La proximité d'une côte escarpée, en revanche, créera également des turbulences à éviter.

L'évaluation régionale s'inscrit dans une phase que nous appellerons de pré-siting. Selon [10], cette phase fait la synthèse du point de vue environnemental, légal, sociologique et de l'évaluation régionale du potentiel. Elle permet le choix d'une zone préférentielle d'implantation d'éoliennes. Les données de potentiel éolien issues de l'évaluation régionale proviennent de modèles d'interpolation des données statistiques de vent issues du traitement de plusieurs dizaines d'années de données du réseau météorologique. Ces modèles permettent,

à terre, l'obtention des cartes de potentiel éolien à petite échelle spatiale (haute résolution spatiale).

La phase de siting comprend l'analyse fine de la zone sélectionnée [6], permettant par exemple l'optimisation du placement des machines. Cette phase consiste en l'implantation d'un mât de mesure sur le site, de façon à en évaluer les caractéristiques fines à différentes altitudes et de connaître les micro-variations de la ressource éolienne ainsi que le comportement du profil de vitesses de vent. Ceci implique une campagne de mesure de longue durée mais offre la certitude d'une bonne connaissance du site.

I-11- Choix d'un site éolien

Des données météorologiques [11], reproduites de préférence en forme d'une rose des vents sur 30 ans, seront probablement le meilleur guide, mais ces données ne sont que très rarement collectées sur le site exact en question, et de plus, comme nous l'expliquerons un peu plus loin, on doit pour plusieurs raisons toujours se servir de données météorologiques avec beaucoup de prudence.

S'il y a déjà des éoliennes à proximité, leur production d'électricité constitue un indicateur excellent de la ressource éolienne locale. Dans des pays comme le Danemark et l'Allemagne où l'on trouve souvent des éoliennes dispersées un peu partout dans le pays, les constructeurs sont le plus souvent en mesure de fournir des résultats de production à base de calculs éoliens réalisés sur le site en question.

I-12-1- Recherche d'une vue dégagée

Il faut de préférence avoir une vue aussi dégagée que possible dans la direction des vents dominants. De même, il faut qu'il y ait aussi peu d'obstacles et une rugosité aussi faible que possible dans cette direction.

Si de plus, vous réussissez à trouver une colline à pentes douces, il est même possible d'obtenir un effet accélérateur.

I-12-2 Raccordement au réseau

Les grandes éoliennes doivent évidemment être raccordées au réseau électrique.

Lorsqu'il s'agit de projets éoliens de moindre envergure, il est donc primordial que l'éolienne soit installée relativement près d'une ligne électrique de 10 à 30 kilovolts (kV) afin d'éviter que les coûts de pose de nouveaux câbles ne soient exorbitants.

Evidemment, la question de savoir qui va payer pour l'extension des lignes électriques n'est pas sans importance dans ce contexte.

Les générateurs des grandes éoliennes modernes produisent normalement de l'électricité à 690 V. Un transformateur situé soit à côté de l'éolienne, soit à l'intérieur de sa tour, convertit l'électricité en haute tension.

I-12-3 Renforcement du réseau électrique

Le réseau électrique près de l'éolienne installée doit être mis en état de recevoir l'électricité qu'elle produit. Si beaucoup d'éoliennes ont déjà été raccordées au réseau, il est possible qu'il faille le renforcer en posant un plus grand câble qui sera éventuellement raccordé plus près d'une station de transformation à haute tension.

I-12-4 Infrastructure

Lors de l'élaboration d'un projet éolien, il faut toujours tenir compte des coûts liés à l'établissement des fondations des éoliennes et à la construction d'un chemin permettant aux camions lourds de gagner le site.

I-12-5 Risques liés à l'usage de données météorologiques

Les météorologues recueillent déjà des données météorologiques pour leurs prévisions du temps et pour l'aviation. Très souvent, ces données sont également utilisées pour évaluer les conditions éoliennes générales dans une région déterminée.

Cependant, des mesures précises de la vitesse du vent - et donc de l'énergie éolienne - sont bien plus importantes pour la réalisation d'un projet éolien que c'est le cas lorsqu'il s'agit de faire des prévisions du temps.

Ainsi, la vitesse du vent se trouve très influencée par la rugosité de la zone environnante, par les obstacles avoisinants (arbres, phares, bâtiments,...) et par les contours du terrain local.

A moins que vous ne fassiez des calculs qui compensent les conditions locales prévalant à l'endroit où les mesures météorologiques ont été réalisées, il est très difficile de faire des estimations de la ressource éolienne sur un site donné, même lorsque celui-ci est situé à proximité de la station météo. Dans la plupart des cas, on risque de sous-estimer le potentiel éolien si l'on se sert de données météorologiques sans les ajuster pour le site en question.

I-13- l'Office National de la Météorologie (O.N.M)

L'Office National de la Météorologie (O.N.M) est un établissement public à caractère industriel et commercial sous la tutelle du ministère des transports et son siège est situé à Alger.

L'Office a pour mission la mise en œuvre de la politique nationale dans le domaine de la météorologie et ce, en liaison avec les institutions concernées. Il doit également contribuer à la sécurité et au développement des secteurs socio-économiques.

Il est chargé entre autre d'assurer l'acquisition, le traitement, l'exploitation et la diffusion des données météorologiques nationales et internationales (en relation avec l'OMM, l'office mondial de la météorologie).

I-14-Conclusions

Dans ce chapitre on a présenté la définition du vent, quelque caractères du vent, comment détermine la direction du vent et aussi la méthode pour mesuré la vitesse du vent.

Bibliographies

Références bibliographiques

- [1] encyclopédie encarta 2008.
- [2] « Initiation à l'aéronautique » T. du PUY de GOYNE, Y. PLAYS, P. LEPOURRY, J. BESSE Editions CEPADUES. Cours de météorologie de l'Ecole de l'Air « Manuel du pilote d'avion – vol à vue », SFACT Editions CEPADUES
- [3] « Initiation à l'aéronautique » T. du PUY de GOYNE, Y. PLAYS, P. LEPOURRY, J. BESSE Editions CEPADUES. Cours de météorologie de l'Ecole de l'Air
- [4] « Manuel du pilote d'avion – vol à vue », SFACT Editions CEPADUES
« Manuel du pilote – vol à voile », SFACT Editions CEPADUES
- [5] les éoliennes (théorie, conoption et calcul pratique).
- [6] I. Troen et E. L. Petersen, European Wind Atlas. Laursen Toender ed., Danemark, 1989, ISBN 87-550-1482-8, pp. 656.
- [7] <http://www.ademe.fr/bretagne/actionsphares/energiesrenouvelables>, « Les actions phares de la délégation en Bretagne de l'A.D.E.M.E ».
- [8] O. Langlois, « Raccordement d'éoliennes de petite puissance intégrées au bâtiment », Contrat avec EDF R&D, DEA Génie Electrique de l'INPT, Septembre 2002.
- [9] <http://www.windturbin.com>
- [10] H. Garrad & partners, Tractebel Energy Engineering, Risoe National Laboratory, Kvaerner Oil & Gas, Energi & Miljoe Undersoegelser, "Offshore Wind energy. Ready to power a sustainable Europe, Final Report. Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe," Delft University Wind Energy Research Institute (DUWIND), Delft, Pays-Bas, Réf: DUWIND 2001.006, 2001.
- [11] M. Ben medjahed, « Gisement éolien de la région côtière de Béni Saf Et son impact sur l'environnement », mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelable URMER Tlemcen. 2008.

Chapitre2 :

Energie éolienne

II.1 Introduction

Les sources renouvelables d'énergie, permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés où un grand nombre d'individus est dépourvu de tout apport énergétique, ne pouvant ainsi satisfaire aucun besoin même minime et améliorer ses conditions de vie. Faisant appel à des sources d'énergie universellement répandues, nécessitant un minimum de maintenance, la solution éolienne représente le plus souvent le choix économique et technologique idéal pour les régions ou installations isolées.

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement.

Pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), mais aussi la Lune (marée) et la Terre (énergie géothermique).

Soulignons que le caractère renouvelable d'une énergie dépend non seulement de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée.

II.2 Principes et Eléments Constitutifs d'une Eolienne

II.2.1 Définition de L'énergie Eolienne

L'énergie d'origine éolienne fait partie des énergies renouvelables. L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : celle-ci est alors convertie en énergie mécanique elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique accouplée à la turbine éolienne. Ce couplage mécanique peut être soit direct si turbine et génératrice ont des vitesses du même ordre de grandeur, soit réalisé par l'intermédiaire d'un multiplicateur dans le cas contraire. Enfin il existe plusieurs types d'utilisation de l'énergie électrique produite : soit elle est stockée dans des accumulateurs, soit elle est distribuée par le biais d'un réseau électrique ou soit elle alimente des charges isolées. Le système de conversion éolien est également siège de pertes : à titre indicatif, le rendement est de 59 % au rotor de l'éolienne, de 96% au plus prendre en compte les pertes de la génératrice et des éventuels systèmes de conversion [1]

II.2.2 Historique de L'éolien

Depuis l'Antiquité, les « moulins à vent » convertissent l'énergie éolienne en énergie mécanique, généralement utilisée pour moulin du grain Figure (II-1). De nos jours, on trouve encore des éoliennes couplées à des pompes à eau, souvent utilisées pour irriguer des zones sèches, assécher des zones humides ou abreuver le bétail. L'arrivée de l'électricité donne

l'idée à « Poul La Cour » en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisé (dans les années 40 au Danemark, 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. Cette technologie a été quelque peu délaissée par la suite et il faudra attendre la crise pétrolière de 1974 qui a relancé les études et les expériences sur les éoliennes. [1]



Figure (II-1): Photographie de deux moulins à vent[1]

II.2.3 Données Chiffrées sur l'éolien

II.2.3.1 Compétition de l'éolien

Le potentiel des filières énergétiques renouvelables est sous-exploité. La figure (II-2) montre que les améliorations technologiques ont favorisé l'installation de l'énergie éolienne qui évolue de manière exponentielle, L'Europe est le leader sur le marché mondial de l'éolien Cette production assure la consommation électrique d'environ 10 millions de personnes. Trois facteurs ont contribué à rendre la solution éolienne plus compétitive:

les nouvelles connaissances et le développement de l'électronique de puissance; et l'amélioration des performances en aérodynamique pour la conception des turbines éoliennes; et le financement des Etats pour l'implantation de nouvelles éoliennes. [1]

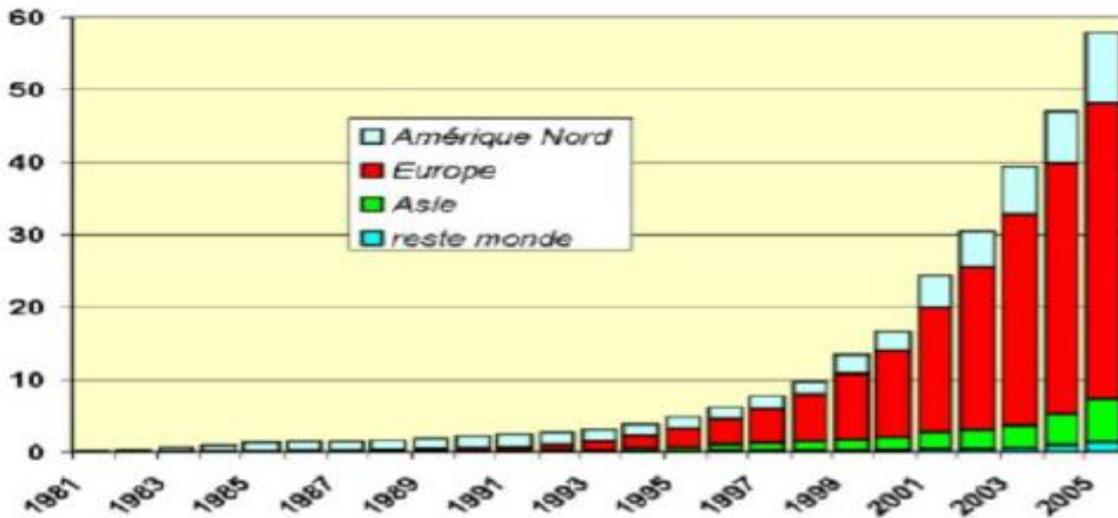


Figure (II-2): Evolution de la puissance éolienne installée dans le monde en G[1]

La raison de cette évolution est le protocole de Kyoto qui engage les pays signataires à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Cet accord a participé à l'émergence de politiques nationales de développement de l'éolien et d'autres énergies également car les éoliennes n'émettent pas de dioxyde de carbone. La répartition de l'énergie éolienne en Europe est donnée dans La figure (II-3) : l'Allemagne est le leader sur le marché européen malgré un ralentissement de ses installations en 2003 ; l'Espagne, en deuxième position, continue d'installer intensivement des parcs éoliens ; le Danemark est en troisième position avec le développement de l'offshore et renouvelle les éoliennes de plus de 10 ans.

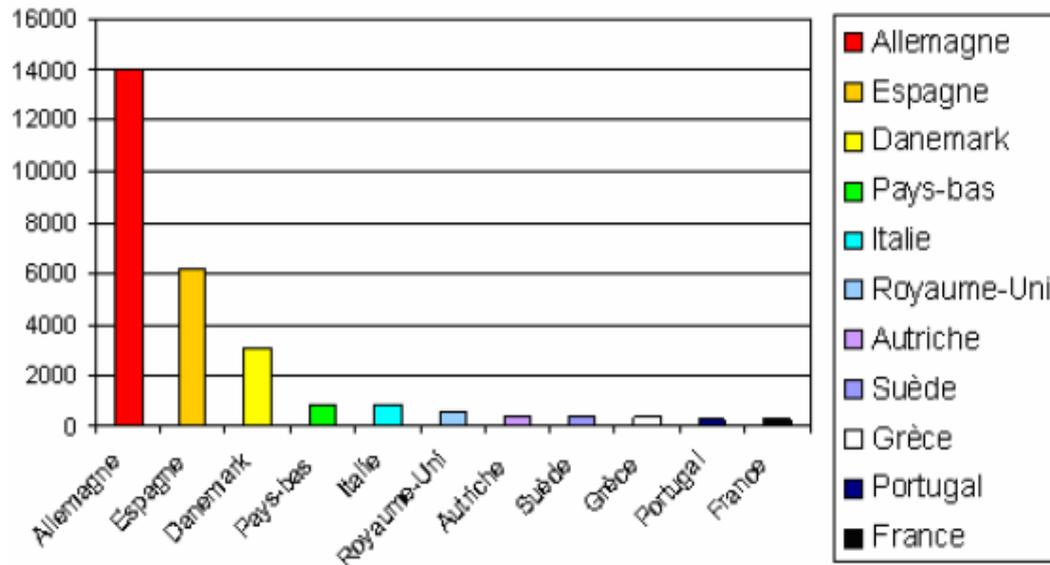


Figure (II-3) : Parcs en Europe en 2003 en MW[1]

II.2.3.2 Evolution des Coûts de Production

On estime que le coût d'installation d'un kW est d'environ 1000 euros. Les progrès technologiques et la production accrue d'éoliennes ces dernières années permettent de diminuer ce chiffre régulièrement figure (II-4). Le prix de revient du kWh dépend du coût de l'installation de l'éolienne ainsi que de la quantité d'électricité produite par an. Ce prix varie en fonction du site et diminue avec les avancées technologiques L'accroissement de la puissance moyenne des éoliennes et du volume des ventes (18 MW cumulés en 1981 et 10 GW en 1998) a conduit à une forte baisse du coût de production du kWh éolien et à des retours d'investissement de plus en plus courts. Selon les tarifs de rachat, le temps de retour est compris entre 4 ans (Allemagne) et 10 ans (Canada), en France, il varie entre 6 et 7 ans [1]

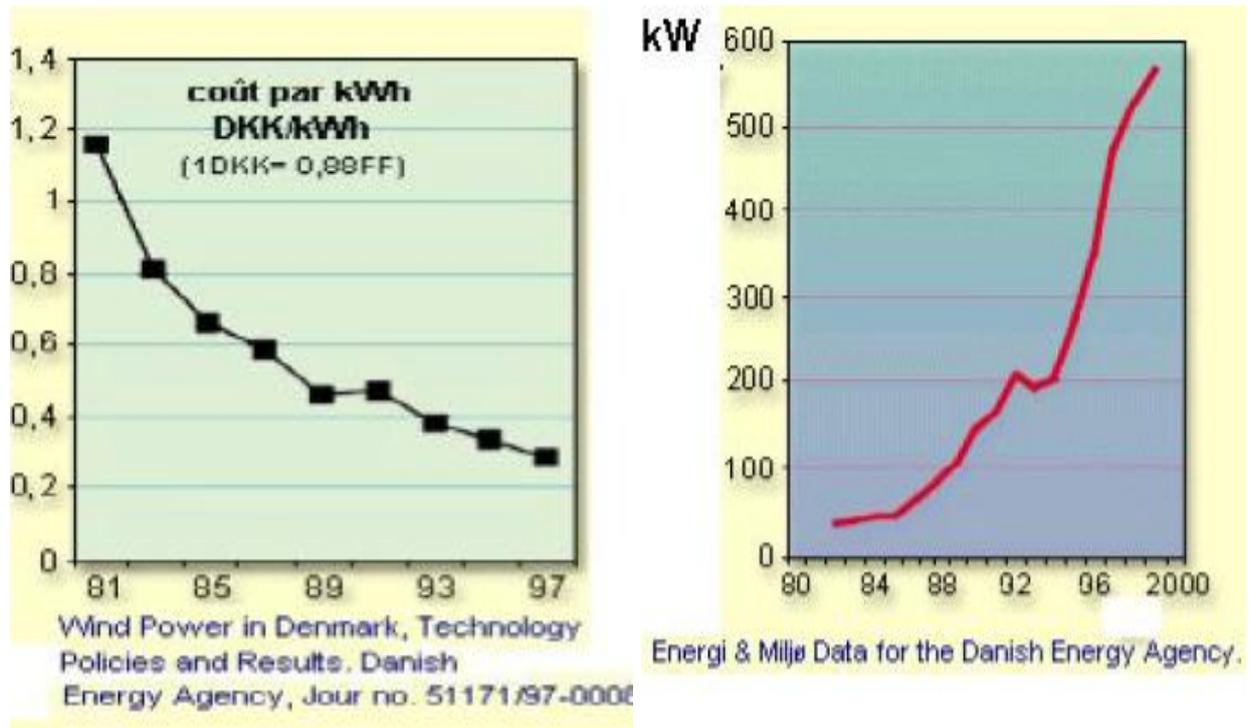


Figure (II-4): Evolution de la puissance moyenne unitaire des machines et baisse des coûts du kWh (conditions : amortissement sur 20 ans, taux d'intérêt : 5%/an) [1]

Le coût global d'investissement dans une ou plusieurs éoliennes intègre :

- les études et le dimensionnement de l'installation ;
- l'obtention des autorisations nécessaires pour construire et raccorder au réseau électrique.
- l'achat du générateur et de sa tour.
- l'achat des équipements permettant de relier en toute sécurité l'éolienne et le réseau électrique. [1]

Les éléments de coût recueillis auprès des constructeurs sont fournis dans le tableau suivant:

| Société | Type | Prix (Euro) | Composants |
|---------------------------|-------------------|-------------|--|
| AOC | AOC 15/50 50Hz | 70110 | Turbine, Mât (24m) |
| Auroville Energy Products | AWS 1500 | 5572 | Turbine, Mât (18, 21 ou 23m), Batterie, Inverter |
| | AEP 5000 | 18161 | Turbine, Mât, Batterie, Inverter |
| | AEP 10 000 | 30122 | Turbine, Mât, Batterie, Inverter |
| Bergey Windpower Company | XL1 | 2657 | Turbine, Mât (20m) |
| | BWC 1500 | 4428 | Turbine |
| Eoltec | Sirocco 5,5-6 | 12000 | Turbine |
| | Windrunner E10-25 | 30000 | Turbine |
| Fortis Windenergy | Espada 800 | 4126 | Turbine, Mât (12-24m), controller |
| | Passaat 1400 | 4747 | Turbine, Mât (12-24m), controller |
| | Montana 5000 | 12840 | Turbine, Mât (18m), controller |
| | Alize 10 000 | 47900 | Turbine, Mât (18-36m), controller |
| Furhländer | FL 30 | 76000 | Turbine, Mât (18-27m) |
| | FL 100 | 165000 | Turbine, Mât (35m) |
| | FL 250 | 269000 | Turbine, Mât (41,5-50m) |
| Gual | Statoeolien GSE 4 | 16000 | Tout compris |
| Kestrel Wind Turbines | Kestrel 600 | 1711 | Turbine, Mât (9m) |
| | Kestrel 800 | 2170 | Turbine, Mât (9m) |
| | Kestrel 2000 | 4400 | Turbine, Mât (9m) |
| | Kestrel 600 | 1711 | Turbine, Mât (9m) |
| | Kestrel 800 | 2170 | Turbine, Mât (9m) |
| | Kestrel 2000 | 4400 | Turbine, Mât (9m) |
| Provenenergy | WT600 | 4555,2 | Turbine, Mât (12m) |
| | WT2500 | 9767,4 | Turbine, Mât (11m) |
| | WT6000 | 16738,9 | Turbine, Mât (15m) |
| | WT15000 | 33434 | Turbine, Mât (15m) |

Tableau (II-1) : Les éléments de coût recueillis auprès des constructeurs [1]

II.2.4 Constitution d'une Eolienne « Classique »

Une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux:

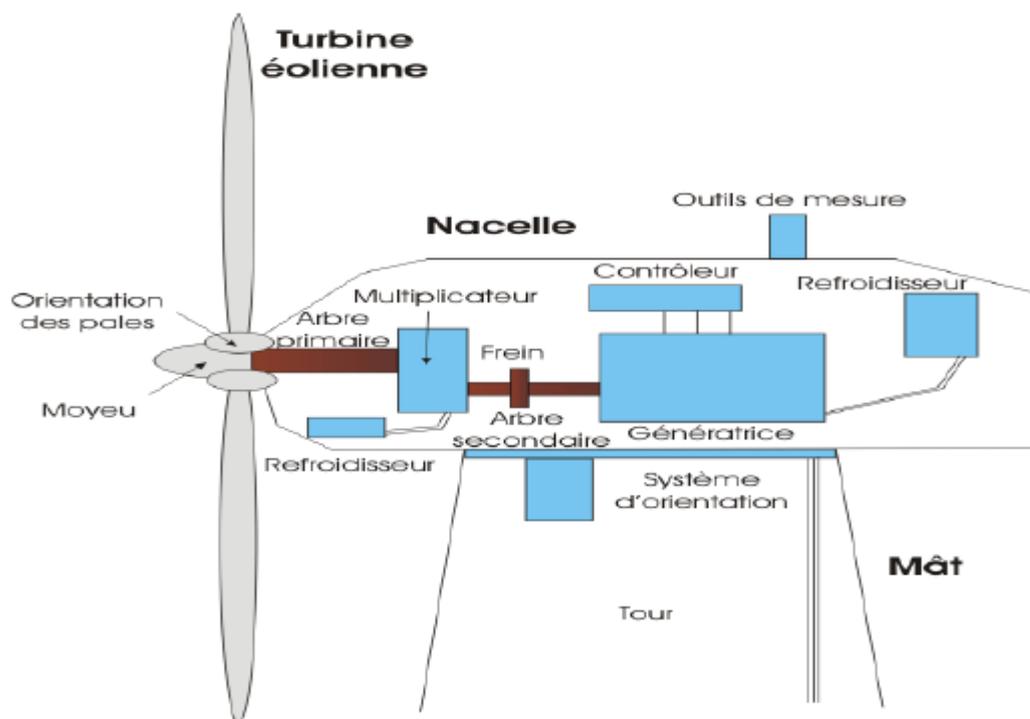


Figure (II-5): Principaux composants d'une éolienne [1]

- **Le mât** : généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en oeuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité.

Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (Ex. éolienne Nordex N90 2,3 MW : diamètre de 90 m, mât de 80 m de hauteur).

- **La nacelle** : abrite tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres, roulements, multiplicateur, frein à disque et aérodynamique qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela s'ajoute la système de refroidissement à air ou à eau, l'anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

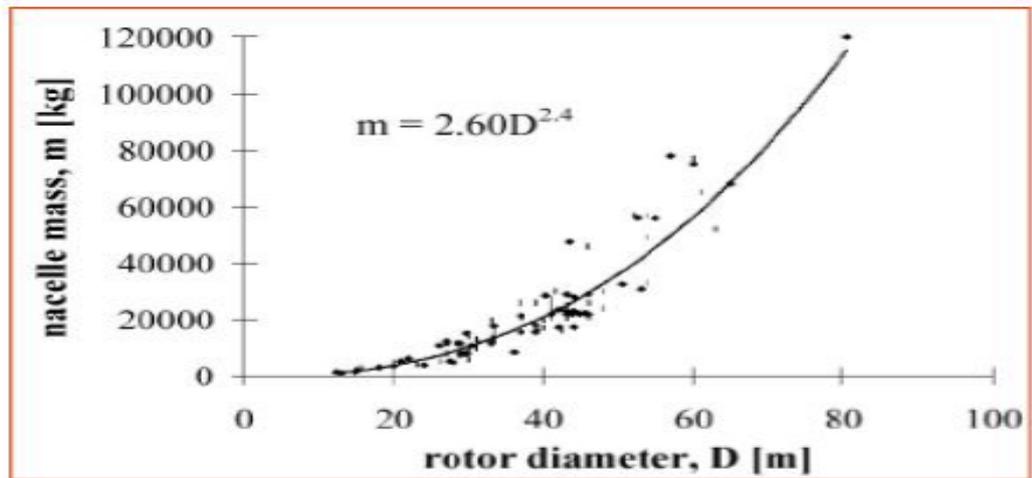


Figure (II-6) : variation de masse de la nacelle en fonction de diamètre du rotor. [1]

- **Le rotor** : formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constitués ; actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique. L'augmentation du diamètre du rotor va accroître la masse des pales comme indique Figure (II-7) [1]

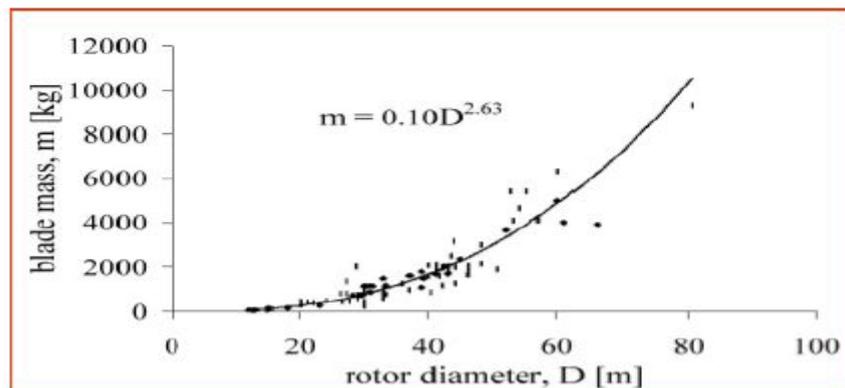


Figure (II-7):variation de la masse d'une pale en fonction de diamètre du rotor[1]

II.2.5 Modes d'installation et Différents Types d'éoliennes

II.2.5.1 Les différents types d'éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Le tableau (II-2) présente une classification des turbines éoliennes.

| ECHELLE | DIMÉTRE DE L'HÉLICE | PUISSANCE DELIVRÉE |
|---------|---------------------|--------------------|
| Petite | Moins de 12 m | Moins de 40 KW |
| Moyenne | 12 m à 45 m | De 40 KW à 1 MW |
| Grande | 46 m et plus | 1 MW et plus |

Tableau (II-2) : classification des turbines éoliennes [9].

❖ Les raisons pour choisir une grande éolienne

1- Le principe des économies d'échelle vaut évidemment également pour les éoliennes. Ainsi, une grande éolienne produit normalement de l'électricité à un moindre coût qu'une petite. La raison pour cela est que les coûts de fondations, de construction, de raccordement au réseau et d'autres composants de l'éolienne (le système contrôle commande, p.ex.) sont plus ou moins les mêmes, quelque soit la taille de l'éolienne.

2- Les grandes éoliennes sont particulièrement appropriées à l'installation en mer. Le coût des fondations n'augmente pas proportionnellement avec la taille de l'éolienne, et les coûts d'entretien sont dans une large mesure indépendants de la taille.

3- Dans les zones où il est difficile de trouver des sites pour plus qu'une seule éolienne, une grande éolienne avec une tour haute tire mieux partie de la ressource éolienne qu'une petite.

❖ Les raisons pour choisir une éolienne plus petite

1- Il arrive que le réseau électrique local soit trop faible pour supporter la production électrique d'une grande éolienne. C'est souvent le cas dans les parties les plus extérieures du réseau où la densité de la population et les besoins en électricité est très basse.

2- La production d'électricité est moins fluctuante dans un parc éolien composé de plusieurs petites éoliennes, étant donné que les variations du vent sont aléatoires, ayant donc tendance à s'annuler. Et en plus, comme déjà mentionné, le choix d'éoliennes plutôt petites peut se révéler avantageux dans un réseau électrique faible.

3- Les coûts liés à l'usage de très grandes grues et à la construction de chemins suffisamment robustes pour supporter le transport des composants de l'éolienne constituent un autre facteur qui, dans certains endroits, rend plus économique le choix de petites éoliennes.

4- Avec plusieurs éoliennes d'une moindre puissance, on assure la répartition du risque en cas de défaillance temporaire d'une éolienne (p.ex. par suite d'une foudre).

Des considérations esthétiques du paysage peuvent parfois dicter le choix d'éoliennes plus petites. Cependant, il faut savoir, que la vitesse de rotation d'un grand rotor est en général beaucoup moins rapide que celles d'un petit, ce qui a pour résultat qu'une seule grande éolienne attire souvent moins l'attention que plusieurs petites.

On distingue aussi le "grand éolien", qui concerne les machines de plus de 250 KW, de l'éolien de moyenne puissance (entre 36 KW et 250 KW) et du petit éolien (inférieur à 36 KW et 250 KW) et du petit éolien (inférieur à 36 KW)



Figure (II-8) : Différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal :

➤ **Eoliennes à axe vertical**

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles et il s'agit d'une turbine à axe vertical de forme cylindrique qui peut facilement être installée sur le toit d'une maison moderne et dont les avantages sont : faible impact visuel, pratiquement pas de bruit et très grande tolérance aux vents forts [12].

Il existe des systèmes grâce auxquels les ailes se décalent plus ou moins pour augmenter l'étendue des vitesses d'action. Si la vitesse du vent est basse, les ailes sont complètement déployées, si la vitesse est trop forte, les ailes sont complètement fermées et l'éolienne forme un cylindre.

Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. Selon [8] Elle vous permet de placer la génératrice, le multiplicateur, etc. à terre, et vous n'avez pas besoin de munir la machine d'une tour. Avantages théoriques d'une machine à axe vertical sont les suivantes :

- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les inconvénients principaux sont les suivants :

- L'efficacité globale des éoliennes à axe vertical n'est pas impressionnante.
- L'éolienne ne démarre pas automatiquement. Cependant, ceci ne constitue qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est alors possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne).

Les deux types des structures d'éoliennes à axe vertical les plus répandues reposent sur les principes de traînée différentielle ou de la variation cyclique d'incidence :

- ✚ **Le rotor de Savonius:** dont le fonctionnement est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes Figure (II-9). Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble. [1]

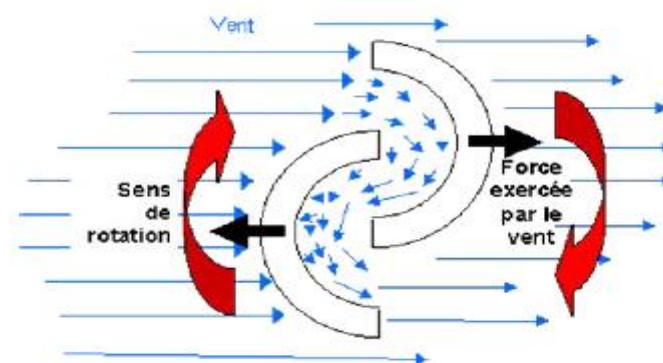


Figure (II-9): Schéma de principe du rotor de Savonius[1]

* **Le rotor de Darrieus**: est basé sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil, placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif figure (II-10).



Figure (II-10):Schéma du rotor de Darrieus[1]

➤ **Eoliennes à Axe Horizontal**

Plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles sont constituées d'une à trois pales profilées aérodynamiquement figure (II-10). Le plus souvent le rotor de ces éoliennes est tripale, car trois pales constituent un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipales. Les éoliennes à axe horizontal sont les à axe vertical ; elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques.

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal figure (II-10):

Amont : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.

Aval : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto orientable. La disposition turbine en amont est la plus utilisée car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manoeuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité. Les pales des éoliennes à axe horizontal

doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.[1]

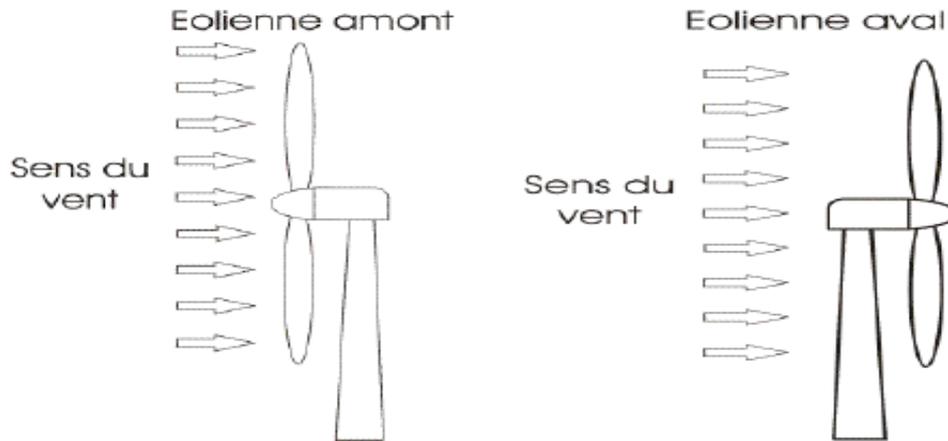


Figure (II-11):Types d'éoliennes à axe horizontal[1]

II-6 Fonctionnement d'une Pale d'éolienne

Une pale d'éolienne extrait l'énergie cinétique du vent et la transforme, grâce à sa connexion avec le rotor, en mouvement de rotation. Le phénomène de portance aérodynamique est au cœur du principe de fonctionnement.[1]

II.6.1 Description d'une aile ou d'une pale d'éolienne

La Figure (II-11) décrit une pale d'éolienne et identifie les différentes zones avec la terminologie appropriée

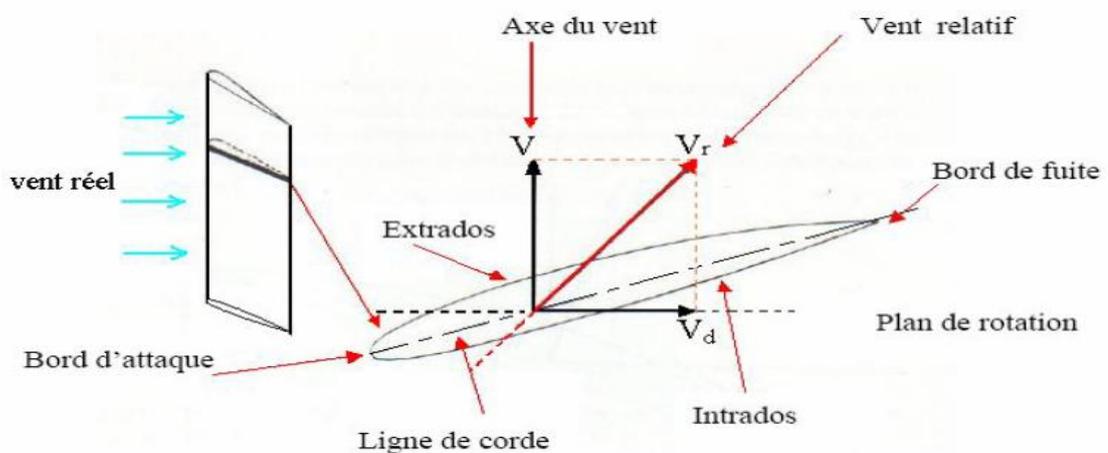


Figure (II-12) : Description d'une pale d'éolienne. [1]

II.6.2 Triangle des Vitesses sur une Pale d'éolienne

Supposons qu'il n'y ait pas de vent et que la pale tourne malgré tout. Lors de sa rotation, la pale « voit » du vent arriver parallèlement à son plan de rotation. C'est le même phénomène que si vous rouliez à vélo lorsqu'il n'y a pas de vent. Vous sentez le vent « créé » par votre déplacement. Ce vent souffle dans votre visage.

Supposons maintenant que la pale ne tourne pas et que le vent souffle : la pale « voit » le vent arriver selon la direction du vent. Pour reprendre l'image de notre cycliste, vous ne roulez pas et le vent souffle sur votre côté. Vous ressentez donc le vent selon sa direction.

Supposons enfin que le vent continue de souffler dans la même direction et que la pale tourne dans son plan de rotation. La pale « voit » maintenant un vent qui est une combinaison des deux vents précédent, à savoir le vent réel et le vent dû à la rotation. Dans le cas de notre cycliste, ceci revient à rouler vite avec un vent de côté. Vous ressentez une combinaison du vent de face et de celui de côté. Ce vent de combinaison est le vent relatif. La figure (II-12) illustre le concept du vent relatif « v_u » par la pale.[1]

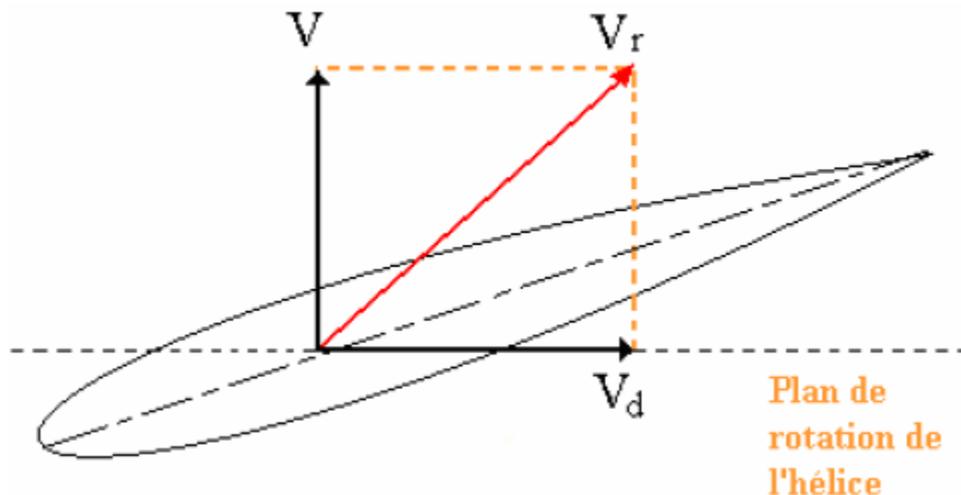


Figure (II-13) : Triangle des vitesses et vent relatif. [1]

Ou :

V : vent qui souffle réellement.

V_d : vent dû à la rotation.

V_r : vent de combinaison ou vent relatif.

V_r est la résultante de V et V_d . La construction de résultantes forme un triangle, d'où le nom de triangle des vitesses. Lors du mouvement de rotation des pales, chaque point appartenant

aux pales se déplace sur un cercle. Le rayon r du cercle, correspond à la distance depuis le centre de rotation.

Plus le rayon du cercle sur lequel le point se trouve est grand, plus le point devra parcourir de distance à chaque tour, et donc, plus sa vitesse tangentielle, V_d , sera élevée. On peut écrire que, pour un régime, ω , de rotation des pales la vitesse tangentielle V_d sera :

$$V_d = r \cdot \omega$$

Tous les points d'une même pale n'ont donc pas la même vitesse tangentielle. Comme le vent relatif est une combinaison de la vitesse tangentielle et de la vitesse du vent, chaque section de la pale, selon sa distance du centre de rotation, ne « voit » pas le même vent relatif. Chaque section de la pale ayant un vent relatif différent, il faut que l'angle d'attaque soit lui aussi différent si l'on souhaite avoir la portance maximale dans chaque section. Afin de remplir cette condition, la pale est vrillée ou possède un gauchissement géométrique. Dans bien des cas, les pales des éoliennes de petite puissance, moins de 5 kW, ne possèdent pas de gauchissement géométrique. L'angle d'attaque est donc optimal pour une partie seulement de la pale. Des raisons de simplicité de fabrication et de coût peuvent expliquer ce choix.[1]

II.6.3 Systèmes de Régulation de Vitesse d'une Eolienne

II-6-3-1 Système à Décrochage Aérodynamique " Pitch



Figure (II-14):Système d'orientation des pales[1]

Ce système de régulation pivote les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent pour que les pales soient toujours positionnées à un angle optimal par rapport au vent, de façon à extraire la puissance maximale à tout moment figure (II-13).C'est à dire il faut que varier l'angle de calage des pales pour profiter au maximum du vent instantané et limiter la puissance pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale.

II-6-3-2 Système à Décrochage Aérodynamique "Stall"

Ce type de régulation est utilisé pour la plupart des éoliennes car il a l'avantage de ne pas nécessiter de pièces mobiles et de système de régulation dans le rotor. Les pales de l'éolienne sont fixes par rapport au moyeu de l'éolienne. Elles sont conçues spécialement pour subir des décrochages lors de vents forts. Le décrochage est progressif lorsque le vent atteint sa vitesse critique figure (II-14).

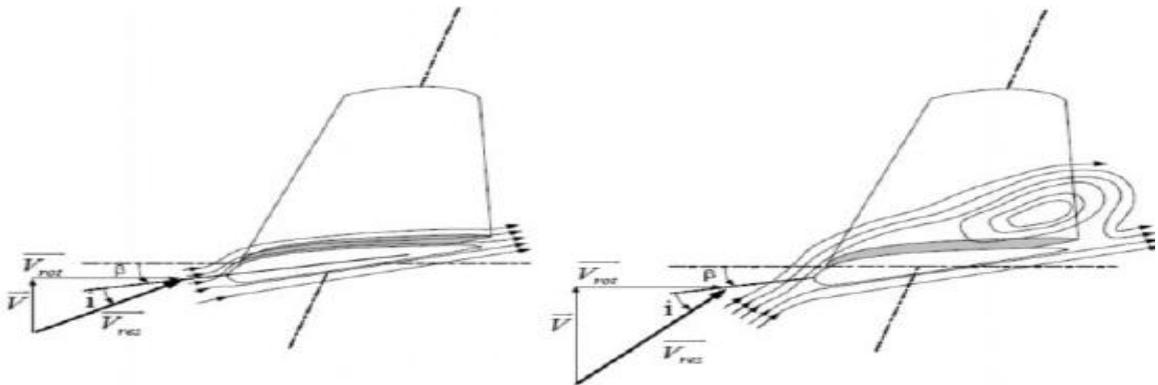


Figure (II-15): Flux d'air sur un profil de pale "stall" [1]

II-6-3-3 Système à Décrochage Aérodynamique "Active Stall"

Ce dernier type de régulation vise à utiliser les atouts de la régulation « stall » et de la régulation « pitch » afin de contrôler de manière plus précise la production d'électricité. Ce système est dit à régulation active par décrochage aérodynamique. On l'utilise pour les éoliennes de fortes puissances. [1]

II.7 Production éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. L'énergie récupérée est fonction de la vitesse du vent et de la surface mise face au vent. L'utilisation de cette énergie est soit directe (mouture, pompage) soit indirecte (production d'électricité via un générateur). Deux applications sont possibles : la production d'électricité et le pompage éolien.

La production d'électricité (aérogénérateur): Ces systèmes demandent une bonne technicité. Si l'on excepte l'Inde et la Chine, peu de pays en développement en fabriquent. Les projets exigent des sites ventés et des niveaux d'investissement élevés. au Maroc ou en Mauritanie, car ces applications sont variables selon la vitesse du vent et la taille des pales.

Le pompage éolien : Les pompes éoliennes sont d'une puissance généralement inférieure à 10 KW. C'est une technologie ancienne avec de nombreuses variantes à travers le monde. Elle demande des vents de 3 à 4 mètres par seconde au minimum [3]

Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers.

Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion Allemande, Scandinave et Espagnole, on comptait en 2000 environ 15 GW de puissance installée. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27 GW pour 40 GW de puissance éolienne installée dans le monde.

En prévision, pour l'année 2010, on peut espérer une puissance éolienne installée en Europe de l'ordre 70 GW.

Parmi les avantages de la production éolienne, le Coût de fonctionnement est relativement faible [4]

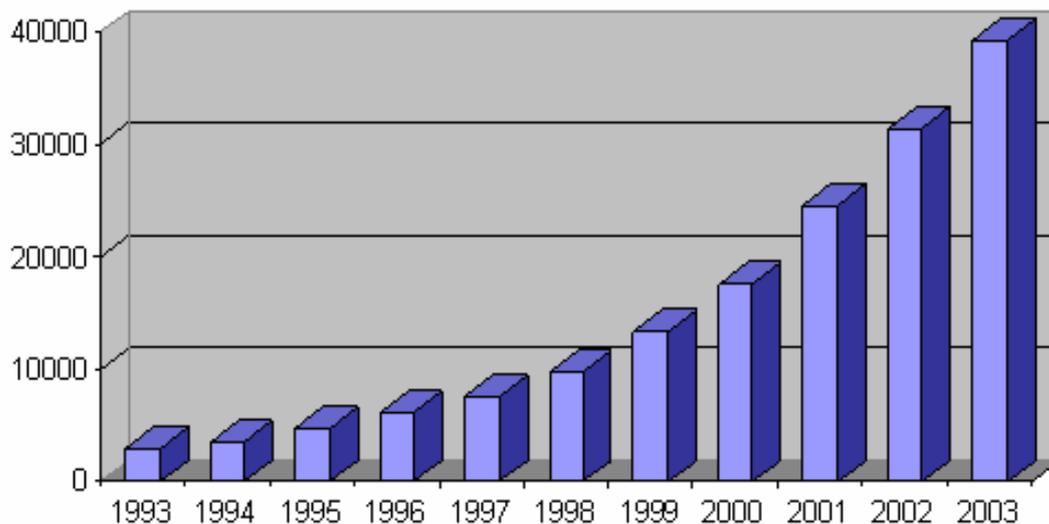


Figure (II- 16) : Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW. [1]

II.8 descriptif différents composants d'une nacelle

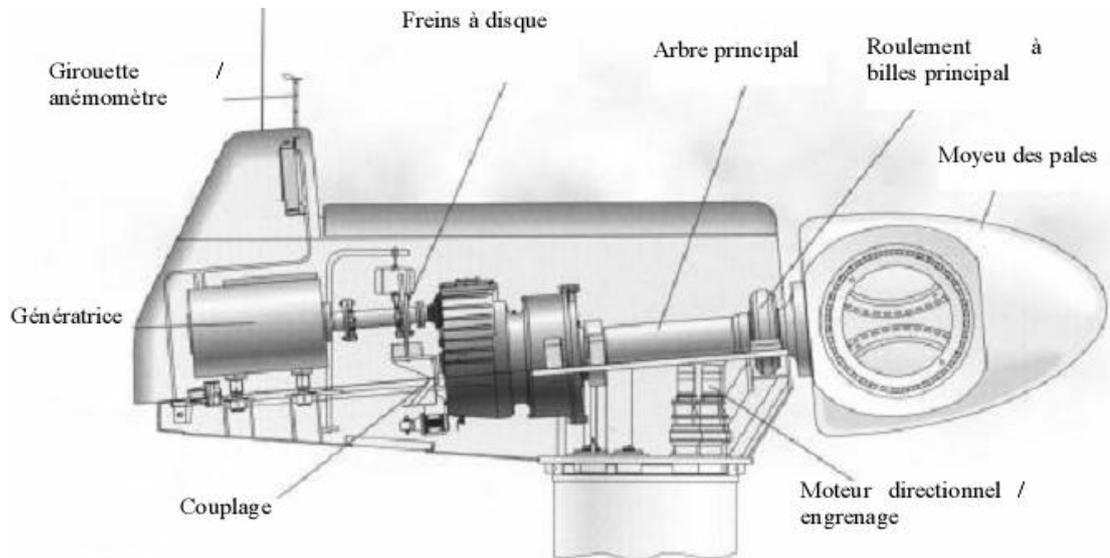


Figure (II-17) : Constitution d'une nacelle[1]

Les différents composants d'une nacelle [8] :

- ❖ Le multiplicateur de vitesse : IL sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre Primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique.
- ❖ L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine.
- ❖ La génératrice: c'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.
- Un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble « rotor plus nacelle » face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir.

- Divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile. Grâce à un système de supervision et contrôle d'une éolienne peut être arrêtée automatiquement et très rapidement en cas de nécessité. La sécurité du fonctionnement des éoliennes est ainsi assurée en continu.
- dans le cas des éoliennes produisant de l'électricité, un poste de livraison situé à proximité du parc éolien permet de relier ce parc au réseau électrique pour y injecter l'intégralité de l'énergie produite [8].

II.9 les avantages et inconvénients de l'énergie

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

II.9.1 les avantages

- 1- L'énergie éolienne, propre, fiable, économique [14], et écologique, c'est une énergie qui respecte l'environnement [5].
- 2- Bien que ne pouvoir envisager de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut toutefois proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO₂, etc. ... [8].
- 3- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, gratuit, et inépuisable [16].
- 4- Chaque mégawatheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO₂ rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique [5].
- 5- Parmi toutes les sources de production d'électricité, celle d'origine éolienne subit de très loin le plus fort taux de croissance [9].
- 6- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs [13].
- 7- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique [13].
- 8- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace [10].

9- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales [10].

10- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles [6].

11- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables [2], selon l'article [11].

Le coût de l'éolienne a diminué presque 90% depuis le début des années 80. Le coût de l'énergie éolienne continue de diminuer grâce aux percées technologiques, à l'accroissement du niveau de production et à l'utilisation de grandes turbines [6].

12- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà [13].

13- L'énergie éolienne se révèle une excellente ressource d'appoint d'autres énergies, notamment durant les pics de consommation, en hiver par exemple [10].

II.9.2 les inconvénients

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

1- L'impact visuel: Ca reste néanmoins un thème subjectif [13]. Des images de synthèse sont élaborées pour montrer l'impact visuel. Dans la plus grande majorité des cas, les enquêtes réalisées montrent une réelle acceptation des populations voisines ou visitant un site éolien [8].

2- Les bruits mécaniques ou aérodynamiques ont été réduits par l'utilisation de nouveaux profils [7], extrémités de pale, mécanismes de transmission etc. et ne sont plus une gêne, même proche des machines (50-60 dB équivalent à une conversation). Une distance d'environ huit fois le diamètre permet de ne plus distinguer aucun bruit lié à cette activité (< 40 dB). De plus, il faut souligner que le bruit naturel du vent, pour des vitesses supérieures à 8 m/s, a tendance à masquer le bruit rayonné par l'éolienne [8].

3- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux en étant un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ou la nuit. Les oiseaux peuvent alors entrer en collision avec celles-ci. Plus le parc éolien est dense plus ce risque est grand. Des lumières sur les pales peuvent réduire ce danger.

Cependant, aucune étude sérieuse ne semble actuellement avoir démontré la réalité du danger pour les oiseaux [10].

4- La source d'énergie éolienne étant stochastique [2], la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suit, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.

5- Les systèmes éoliens coûtent généralement plus cher à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien [15]. Selon l'article de [9], il a fallu plusieurs décennies pour réaliser des éoliennes silencieuses, esthétiques et résistantes aux conditions météorologiques très capricieuses.

II.10 conclusion

Une brève description sur les systèmes éoliens a été présentée dans ce chapitre. Comme beaucoup d'énergies renouvelables, le gisement éolien mondial est considérable puisqu'il est très supérieur à la consommation énergétique actuelle de l'humanité. Cependant le développement de son exploitation dépendra, non pas des difficultés technologiques surmontées actuellement côté pratique, mais de données économiques et politiques favorisant ou non les diverses formes d'énergies exploitables.

Et on peut dire aussi que l'éolienne est une source de production d'énergie qui représente dans certains cas l'une des meilleures solutions adaptées. Et ne consomme aucun combustible et ne participe pas à l'effet de serre. Vue l'importance de l'énergie éolienne on s'intéressera dans les chapitres suivants à la conception et la simulation d'un modèle pédagogique d'une éolienne avec une génératrice synchrone à aimant permanent.

Bibliographies

Références bibliographiques:

- [1] mémoire : présentation pour obtenir le diplôme de magister physique école doctorale (énergies renouvelables) thème étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne par : khaled ferkous soutenu le 27/05/2009
- [2] R. Ramakumar, Albrecht Naeter, « Role of renewable energy in the développement and électrification of remote and rural areas », IEEE – PES général meeting Denver, Colorado, USA, June 6 à12, 2004.
- [3] O. Carlson, A. Grauers, J. Svensson, A. Larsson, « A comparison of electrical Systems for variable speed operation of wind turbines », European wind energy conf., 1994, p. 500-505
- [4] A. Mirecki, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », thèse de doctorat, de l'institut national polytechnique de Toulouse, 5 avril 2005
- [5] J. Chen, C. Nayar, L. XU, « Design and FE analysis of an outer-rotor PM generator for directlycoupled wind turbine applications », proceeding of the IEEE industry applications conference, New York, USA, 1998, vol 1, pp. 387-394.
- [6] J.W. Smith, J.A. Taylor, D. L. Books, R.C. Dugan, « Interconnection studies for wind generation », conference papers IEEE2004, paper N° 04 C3, pp. C3-1.C3-8.
- [7] Technique de l'ingénieur D 3 960
- [8] S El Aimani, « Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, l'université des sciences et technologies de Lille (USTL).
- [9] Bernard Multon, Gael Robin, Marie Ruellan, Hamid Ben Ahmed, « 3ème situation énergétique mondiale à l'aube du millénaire. Perspectives offertes par les ressources renouvelables », revue 3Ei No36 mars 2004, pp. 1-14.
- [10] A.G. Kladas, M. P. Papadopoulos, J. A. Tegopoulos, « Multi-pole permanent magnet generator design for gearless wind turbine applications », proceeding of the IEEE industry applications conference, New York, USA, 1998, vol. 1, pp. 387-394.

- [11] R. Ramakumar, P. Chiradeja, « Distributed generation and renewable energy systems 3 », 2002, 37th intersociety energy conversion engineering conference, IECEC 2002 paper N° 20027, pp. 716-724
- [12] E. Muljadi, C.P. Butterfield, Yih-Huei Wan, « Axial flux, modular, permanent-magnet generator with a toroidal winding for wind turbine applications », IEEE industry applications conference, St Louis, november 5-8, 1998.
- [13] H. Ben Ahmed, « Généralités sur l'énergie éolienne et convertisseurs associés et convertisseurs associés », séminaire électrotechnique de l'académie de Rennes, 9 mars 2004.
- [14] T. Grignoux, R. Gibert, P. Neau, C. Buthion, « Eoliennes en milieu urbain -État de l'art », janvier 2006, pp. 1-129
- [15] J. Chen, C. Nayar, L. XU, « Design and FE analysis of an outer-rotor PM generator for directlycoupled wind turbine applications », proceeding of the IEEE industry applications conference, New York, USA, 1998, vol 1, pp. 387-394.
- [16] R. Michaux, P. Letellier, « Les machines discoïdes à champs axial dans les systèmes de production électrique », revue de l'électricité et de l'électronique, N° 3, mars 1997, pp. 37-42.

Chapitre 3 :

Modélisation du vent

III-1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent et pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne normalisée. Dans un premier temps nous aborderons l'étude du potentiel éolien. Nous allons définir la distribution de Weibull, une fonction à deux paramètres qui a l'avantage de nous permettre l'interprétation des résultats. L'influence des paramètres de Weibull sur la distribution statistique des vitesses du vent sera donnée avec la présentation des méthodes utilisées pour leur détermination. La deuxième partie abordera les différents modèles pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent et des deux paramètres de Weibull. Dans la troisième partie de ce chapitre nous présenterons les méthodes utilisées pour évaluer la densité de puissance, la densité énergétique moyenne sur un site donné ainsi que la puissance moyenne et l'énergie pouvant être extraite d'une éolienne type. Nous avons présenté dans la dernière partie la classification modèles, largement utilisée pour répertorier les sites étudiés en fonction de leur potentiel 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 (un à dix ans), sont nécessaires. Une fois qu'une série de mesures des vitesses du vent est disponible pour une période suffisamment longue, on peut représenter ces données sous forme d'un histogramme (figure III-1), où la fréquence relative (statistique) est tracée en fonction de la vitesse du vent.

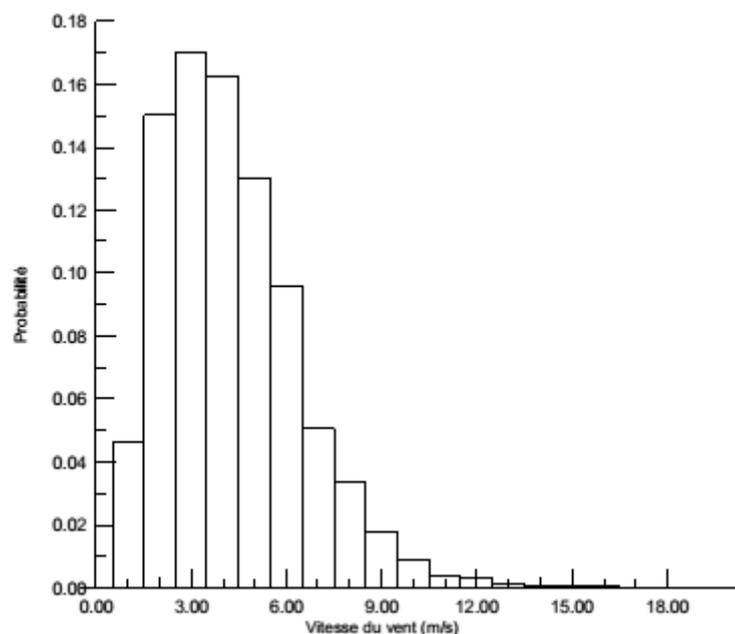


Figure (III- 1): Histogramme des vitesses du vent[1]

III-2 Loi de distribution statistique [1]

Théoriquement, si les intervalles de la vitesse du vent sont rendus de plus en plus petits, l'histogramme se transforme en fonction de densité de probabilité.

L'utilisation d'une fonction continue au lieu d'un histogramme, permet de calculer les Paramètres statistiques analytiquement (comme la vitesse moyenne, la médiane etc..).

Une approche pratique, pour obtenir la fonction de densité de probabilité, est d'utiliser une distribution statistique connue, semblable à l'histogramme obtenu.

La connaissance de la loi de distribution statistique de la vitesse du vent à partir des données mesurées du vent est utile pour les applications de l'énergie éolienne, car l'utilisation d'une représentation analytique de la loi de distribution présente des avantages certains.

C'est cette distribution approchée qui est utilisée dans les formules de la turbine au lieu de l'histogramme complet, ce qui simplifie grandement le calcul de la puissance produite par la turbine.

Dans le cas des données de vent, la loi de distribution de Gauss ainsi que celle de Rayleigh sont souvent inadéquates pour représenter statistiquement les vitesses du vent.

Une meilleure idée est d'utiliser la distribution de Weibull. Ce modèle qui a un aspect plus général, dans lequel les lois de Gauss et de Rayleigh sont incluses comme des cas particuliers, est très commode pour représenter statistiquement les vitesses du vent.

Cette distribution statistique théorique donne généralement une bonne approximation de la plupart des histogrammes des vitesses de vent. Pour ces raisons, on décrit généralement les variations du vent sur un site donné par la distribution de Weibull, les avantages du modèle de Weibull à deux paramètres ont été pointés par Justus [25].

D'autres modèles de Weibull à trois paramètres ont été aussi suggérés par Stewart.

Le premier atlas de vent qui utilise la distribution de Weibull a été réalisé pour le Danemark par Petersen. Cet atlas est adapté surtout pour l'estimation de la puissance disponible du vent. La loi de distribution de Weibull (la densité de probabilité) s'exprime au moyen de la formule suivante:

$$p(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k} \quad (III - 1)$$

Qui comporte deux paramètres:

k est le paramètre de forme (sans dimension) caractérisant la dissymétrie de la distribution.

A est le paramètre d'échelle (dimension d'une vitesse), ce paramètre d'échelle est proportionnel à la vitesse moyenne.

Dans le cas où le paramètre de forme k est égal à 2, on obtient la distribution de Rayleigh.

La distribution de Weibull tend à varier, tant en forme qu'en valeur moyenne et on Remarque d'après la figure (III-2) que la distribution des vitesses du vent est oblique, donc asymétrique.

La fréquence cumulée correspondante, qui exprime la probabilité pour que la vitesse du vent soit inférieure à une valeur donnée V_x , est obtenue en intégrant l'équation (III-1):

$$F(V_x) = P(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} P(V) dV = 1 - e^{-\left(\frac{V_x}{A} \right)^k} \quad (III - 2)$$

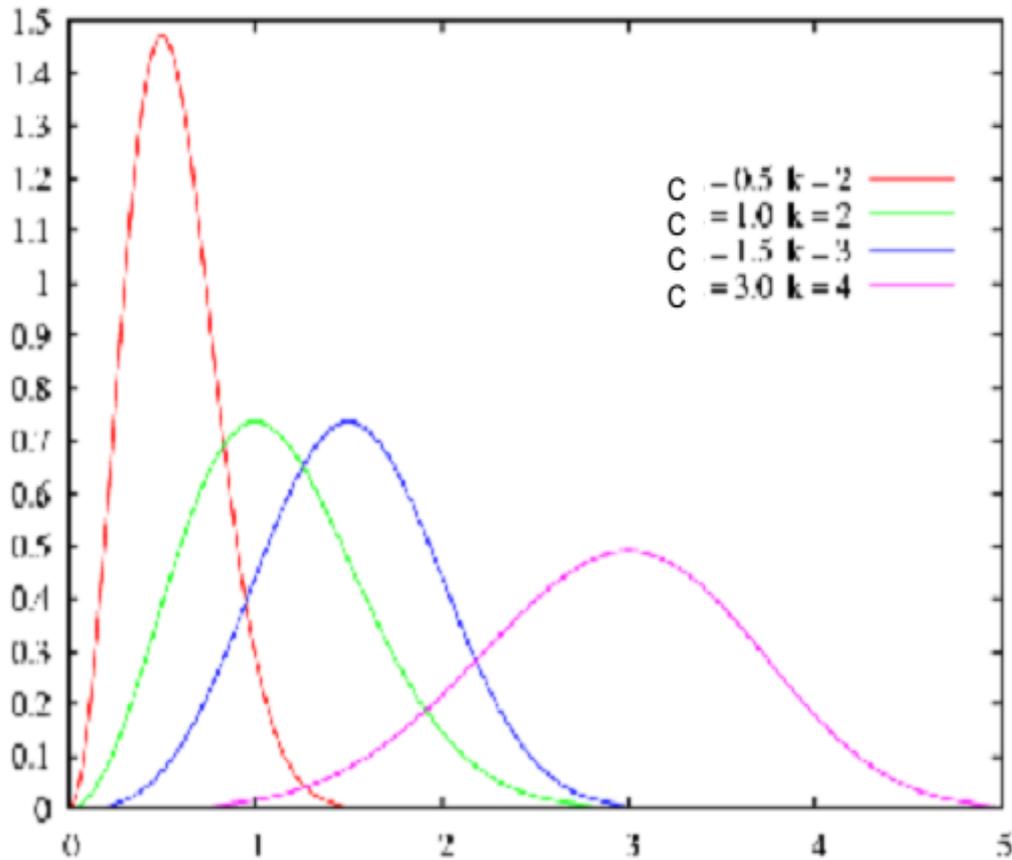


Figure (III-2) Distribution de Weibull [1]

De la même façon, la probabilité pour que la vitesse du vent soit supérieure à une valeur donnée V_x est :

$$P(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} P(V)dV = 1 - P(V \leq V_x) = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^k} \quad (\text{III-3})$$

3)

La probabilité pour que la vitesse du vent soit comprise entre deux valeurs données V_x et V_y est :

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} P(V)dV = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_y}{A}\right)^k} \quad (\text{III-4})$$

La distribution de Weibull est une distribution à deux paramètres (A et k), qui permet de déterminer quelques propriétés importantes de la distribution du vent en fonction de ces paramètres.

III-2.1 Détermination la vitesse du vent moyenne :

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 A (m/s) qui renseigne sur la 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. Sa densité de probabilité se présente sous la forme :

La densité de probabilité représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

$$f(V) = \left(\frac{K}{A}\right) \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^K} \quad (III - 5)$$

La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante s'écrit sous la forme suivante :

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^K} \quad (III - 6)$$

Pour $K=3.6$ on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne. Pour $K=1$, on obtient une loi exponentielle [5] et on obtient la distribution de Rayleigh qui est un cas particulier de la distribution de Weibull pour $K=2$ [13].

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

$$V_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (III-7)$$

En remplaçant $f(v)$ par sa formule on obtient :

$$V_m = \int_0^{\infty} v \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^K} dv \quad (III - 8)$$

La formule donnée peut être arrangée comme suit :

$$V_m = K \int_0^{\infty} \left(\frac{v}{A}\right)^k e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^K} dv \quad (III - 9)$$

En posant : $x = \left(\frac{v}{A}\right)^k$ on obtient : $dv = \frac{A}{K} x^{\left(\frac{1}{k}-1\right)} dx$

En remplaçant dans l'équation III.5, on obtient :

$$V_m = A \int_0^{\infty} e^{-x} x^{1/k} dx \quad (III-10)$$

Sachant que la formule Gamma s'écrit sous la forme suivant :

$$\Gamma_n = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (III - 11)$$

En posant :

$$n = \frac{1}{k} + 1 \quad (III-12)$$

La vitesse moyenne du vent peut s'écrire sous la forme suivante :

$$V_m = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (III-13)$$

III-3 Détermination des paramètres statistiques du vent [1]

Dans cette partie les différents paramètres statistiques du vent sont définis:

III-3-1 Vitesse modale

La valeur de la vitesse la plus fréquente (pour laquelle la probabilité est maximale) est dite la valeur modale de la distribution.

III-3-2 Vitesse médiane

L'équation (III.2) permet de déduire la médiane V_m de la vitesse du vent en résolvant l'équation:

$$\frac{1}{2} = e^{-\left(\frac{V_m}{A}\right)^k} \quad (III - 14)$$

$$V_m = A (\ln 2)^{\frac{1}{k}} \quad (III - 15)$$

III-3-3 Vitesse moyenne

La vitesse moyenne du vent est donnée par l'expression:

$$V_m = \int_0^{\infty} VP(V) dV = A \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (III - 16)$$

Où Γ est la fonction gamma, définie par la relation:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad (III - 17)$$

Avec $x > 1$

Le rapport de la vitesse médiane et la vitesse moyenne dépendent uniquement de k :

$$\frac{V_m}{V} = \frac{(\ln 2)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (III - 18)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - V_m)^2 P(V) dV = A^2 \left(\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right) \quad (\text{III-19})$$

III-3-4 La densité de puissance :

La puissance disponible du vent par unité de surface, varie proportionnellement avec le cube de la vitesse du vent, comme suit:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (\text{III-20})$$

Où ρ est la masse volumique de l'air, P est la puissance disponible du vent par unité de surface.

En multipliant la puissance de chaque vitesse de vent par la probabilité de l'occurrence de cette vitesse selon la distribution de Weibull, on obtient la distribution de l'énergie éolienne à des différentes vitesses de vent, cette dernière distribution est appelée aussi la densité de puissance.

On remarque que la nouvelle distribution obéit à la loi de Weibull, mais change de forme comparée à la distribution précédente, du fait que ce sont les vents forts qui contiennent le plus d'énergie.

Il est important de noter qu'à des vitesses de vent supérieures à la vitesse moyenne sur le site en question que l'on trouve la plus grande partie de l'énergie éolienne récupérable.

La majeure partie de l'énergie éolienne est captable à des vitesses de vent deux fois supérieures à la vitesse de vent la plus fréquente.

La méthode utilisée pour estimer l'énergie éolienne potentielle sur divers site d'un territoire, consiste à calculer la puissance éolienne moyenne disponible par unité de surface:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle \quad (\text{III-21})$$

Où $\langle V^3 \rangle$ est la valeur moyenne de V^3 .

Pour bien évaluer les ressources en énergie éolienne, des cartes de puissance éolienne moyenne disponible sont établies pour divers pays et régions.

A partir de ces données, il est possible de déduire l'énergie éolienne moyenne disponible sur une année, exprimée en kWh/m², en multipliant la puissance moyenne par 8760 (qui est le nombre d'heures par année). De la même façon il est possible d'obtenir l'énergie éolienne moyenne mensuelle.

L'inventaire de l'énergie éolienne effectué à l'échelle nationale et régionale permettrait de tirer des conclusions utiles, en ce qui concerne les sites énergétiquement intéressants.

Si on connaît uniquement la vitesse moyenne du vent V_m , l'énergie éolienne moyenne disponible ne peut être estimée sauf si on dispose d'informations supplémentaires sur la fonction de distribution de la vitesse du vent $p(V)$.

D'où la nécessité de calculer la moyenne du cube de la vitesse du vent, $\langle V^3 \rangle$:

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^\infty V^3 p(V) dv = A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \tag{III-22}$$

Le coefficient d'irrégularité, $\frac{\langle V^3 \rangle}{V_m^3}$ dépend uniquement de k :

$$\frac{\langle V^3 \rangle}{V_m^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{3}{k}\right)} \tag{III-23}$$

Ce coefficient n'est pas constant pour les lois de distribution des vitesses, mais il est en général compris 1,5 et 3 et sa valeur moyenne est proche de 2 [25].

Une propriété intéressante de la distribution de Weibull est la suivante: si V est une distribution Weibull de paramètres k et A, alors V élevé puissance m (V^m) est aussi une distribution Weill, ayant un paramètre de la forme $\frac{K}{m}$ et un paramètre de l'échelle C_m .

Cette propriété est utile, car elle est appliquée pour estimer la distribution de puissance du vent. Cette règle est vérifiée dans la formulation précédente, équation (III-22).

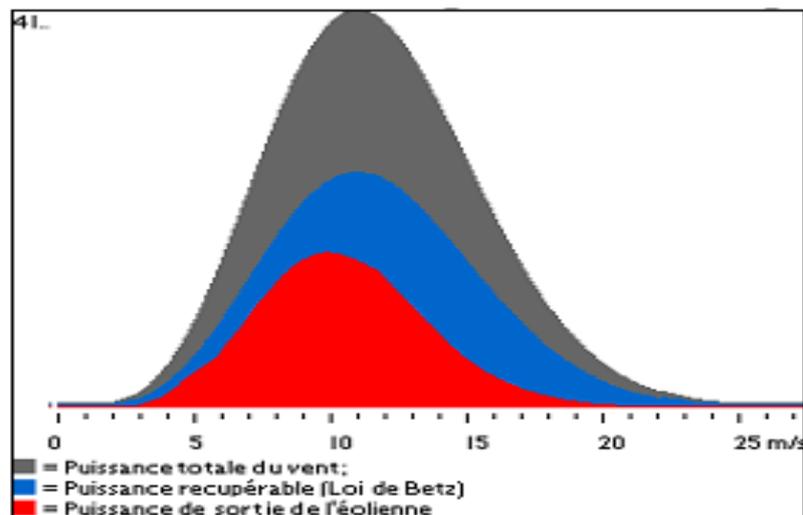


Figure (III- 3) Distribution de puissance [1]

III-4 Modélisation du générateur éolienne

L'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la distribution des vitesses du vent et de sa courbe caractéristique puissance-vitesse.

La technologie utilisée et la taille de la machine sont les deux principaux paramètres dont dépend la caractéristique puissance-vitesse de la machine. Par conséquent, les modèles de puissance des éoliennes qui ont été développés dans la littérature rendent plus ou moins compte de la réalité selon la machine considérée.

Cette section présente quelques modèles.

III.4.1 Modèles de la caractéristique puissance vitesse

Tous les modèles considèrent que la puissance produite par une éolienne est nulle dans les intervalles de vitesse du vent $V < V_d$ et $V > V_c$ et elle est maintenue constante et nominale pour l'intervalle $V_n < V < V_c$.

V_d , V_n et V_c sont respectivement la vitesse de démarrage, la vitesse correspondante à la puissance nominale et la vitesse de coupure de la machine.

Pour l'intervalle de vitesses du vent $V_d < V < V_n$, la puissance fournie par l'éolienne est fonction de la vitesse du vent et c'est dans cet intervalle que ces modèles diffèrent.

III.4.1.1 Modèle linéaire

Ce modèle est décrit par l'équation suivante : [3,4]

$$P_{ge} (V) = \begin{cases} P_{n,ge} \times \frac{V-V_d}{V_n-V_d} & V_d \leq V \leq V_n \\ P_{n,ge} & V_n \leq V \leq V_c \\ 0 & V \leq V_d \text{ et } V \geq V_c \end{cases} \quad (\text{III-24})$$

$P_{n,ge}$: est la puissance nominale de l'éolienne, V : est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.

III.4.1.2 Modèle quadratique

Pour l'estimation de la puissance de sortie de l'éolienne, les auteurs tiennent compte en plus des paramètres caractéristiques de l'éolienne (vitesse de démarrage, vitesse nominale et puissance nominale), des paramètres de la distribution de Weibull caractérisant la distribution de la vitesse du vent. [5,6]

A cet effet, la puissance générée par l'éolienne est estimée en utilisant l'équation suivante

$$P_{ge} (V) = \begin{cases} P_{n,ge} \times \frac{V^k - V_d^k}{V_n^k - V_d^k} & V_d \leq V \leq V_n \\ P_{n,ge} & V_n \leq V \leq V_c \\ 0 & V \leq V_d \text{ et } V \geq V_c \end{cases} \quad (\text{III-25})$$

Où k est le paramètre de forme caractérisant la forme de la distribution de fréquence des vitesses. En utilisant la distribution de Rayleigh pour les vitesses du vent caractérisée par un facteur de forme égal à 2, ce modèle se transforme en un modèle quadratique qui peut être décrit par l'équation suivante [7].

$$P_{ge} (V) = \begin{cases} P_{n,ge} \times \frac{V^2 - V_d^2}{V_n^2 - V_d^2} & V_d \leq V \leq V_n \\ P_{n,ge} & V_n \leq V \leq V_c \\ 0 & V \leq V_d \text{ et } V \geq V_c \end{cases} \quad (\text{III} - 26)$$

III.4.1.3 Modèle cubique

D'autres modèles ont exprimé la puissance produite par l'éolienne par un polynôme d'ordre trois fonctions de la vitesse du vent comme montré ci-dessous :

$$P_{ge} (V) = \begin{cases} (A_1 V^3 - B_1)P_{n,ge} & V_d \leq V \leq V_n \\ P_{n,ge} & V_n \leq V \leq V_c \\ 0 & V \leq V_d \text{ et } V \geq V_c \end{cases} \quad (\text{III} - 27)$$

$$A_1 = \frac{1}{V_n^3 - V_d^3} \tag{III - 28}$$

$$B_1 = \frac{V_d^3}{V_n^3 - V_d^3} \tag{III - 29}$$

En plus des modèles cités ci-dessus, la puissance de sortie de l'éolienne peut être estimée par l'interpolation des valeurs des données fournies par le constructeur. [8,9]

L'interpolation linéaire est certainement la méthode la plus simple, mais l'interpolation par splines cubiques [23] est souvent la méthode préférée à l'interpolation polynomiale car elle permet d'avoir des résultats similaires en utilisant des polynômes de degrés inférieurs.

La vitesse du vent varie en fonction de la hauteur. Dans cette étude, l'extrapolation verticale de la vitesse du vent est approchée par une loi de puissance. Les différents modèles utilisés pour l'estimation de la puissance de sortie de l'éolienne sont appliqués aux données des trois éoliennes (N43/250, N29/600, N54/1000) fournies par les constructeurs.

Les caractéristiques techniques des éoliennes Nordex sont présentées dans le Tableau (III- 1):

| Type de l'éolienne | N29/250 | N43/600 | N54/1000 |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Puissance nominal.kw | 250 | 600 | 1000 |
| Vitesse démarrage. m/s | 3-4 | 3-4 | 3-4 |
| Vitesse nominale. m/s | 15.5 | 13.5 | 14 |
| Vitesse coupure. m/s | 25 | 25 | 25 |
| Diamètre rotor. m | 29.7 | 43 | 54 |
| Hauteur moyeu. M | 30, 40,50 | 40, 50,60 | 50, 60,70 |

Tableau (III- 1): Données techniques des éoliennes Nordex[10]

La figure 4 montre les caractéristiques puissances-vitesses de ces trois éoliennes, à partir des données des constructeurs, ainsi que les résultats de simulation de ces caractéristiques issus des différents modèles.

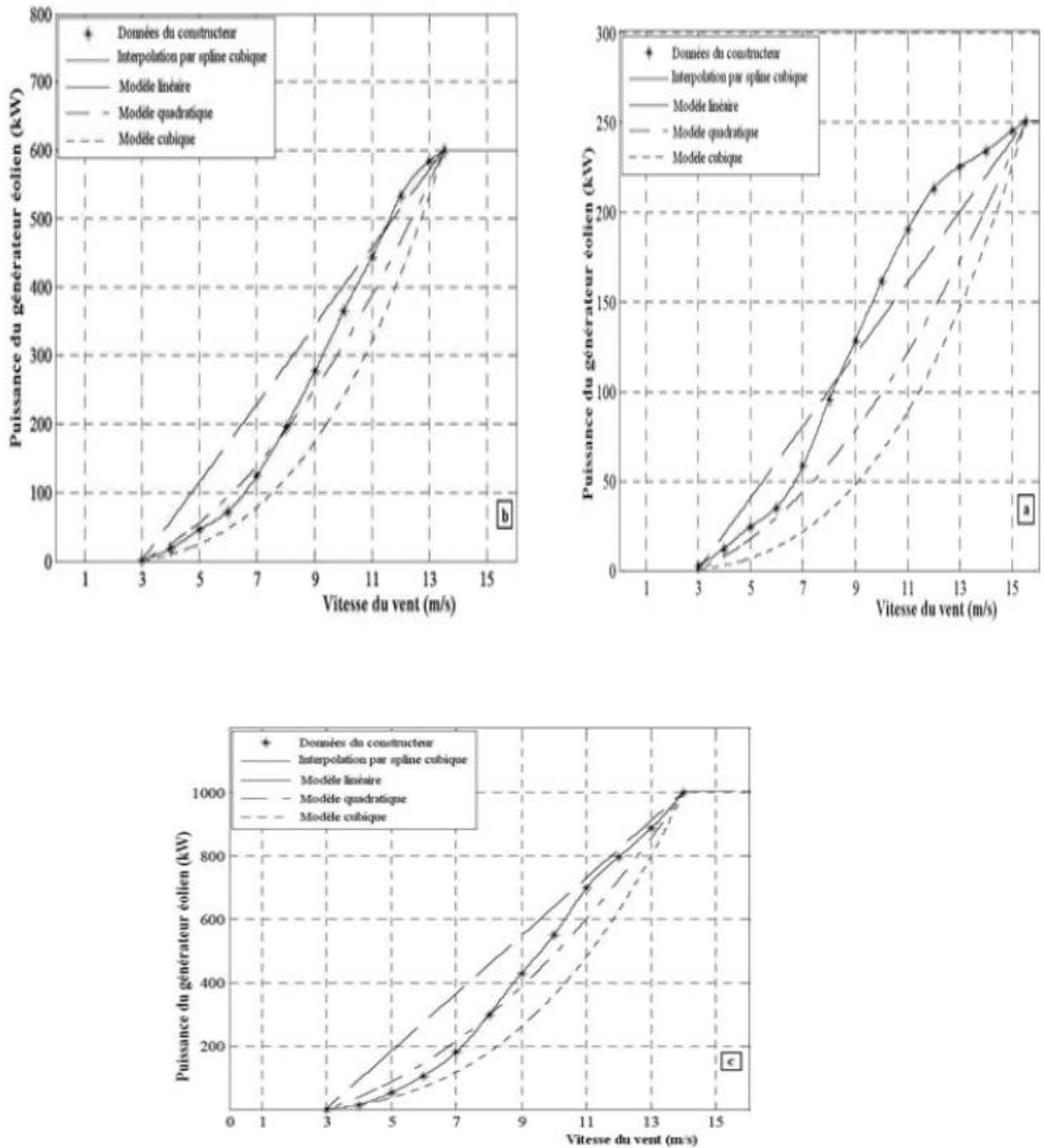


Figure (III. 4): Courbes de puissances des éoliennes[10]

a) Nordex N29/250, b) Nordex N43/600, c) Nordex N54/1000 Une comparaison de ces modèles est effectuée sur la base des coefficients statistiques: l'erreur relative moyenne (ERM) et l'erreur moyenne quadratique relative (EMQR). Ces résultats montrent qu'il n'existe aucun modèle mathématique qui soit adapté à ces trois éoliennes.

Cependant, le modèle linéaire quadratique est le mieux adapté pour les deux éoliennes N29/600 et N54/1000, quant à l'éolienne N43/250, elle s'adapte mieux au modèle linéaire. De plus, on constate que les deux modèles quadratique et cubique sous estiment la puissance ($EMQR < 0$). [10]

Le Tableau 5 résume les valeurs des coefficients statistiques de différents modèles présentés et cela pour différents types d'éoliennes.

| Type d'éolienne | | N43/250 | N29/600 | N54/1000 |
|--------------------|------|---------|---------|----------|
| $P_{n,ge}$, kW | | 250 | 600 | 1000 |
| Modèle linéaire | ERM | -0.037 | 0.184 | 0.198 |
| | EMQR | 0.151 | 0.248 | 0.254 |
| Modèle quadratique | ERM | -0.254 | -0.067 | -0.04 |
| | EMQR | 0.317 | 0.135 | 0.111 |
| Modèle cubique | ERM | -0.413 | -0.258 | -0.209 |
| | EMQR | 0.49 | 0.312 | 0.283 |

Tableau (III-2): Valeurs des coefficients statistiques de différents types d'éoliennes[10]

III.5 Analyse des résultats

Afin de déterminer l'énergie fournie par la ferme éolienne avec ses différentes configurations, nous avons étudié l'influence de deux principaux paramètres; la hauteur du moyeu et la taille de la machine utilisée. [10]

III.5 .1.Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent

Le facteur de forme et le facteur d'échelle de la loi de Weibull ont des influences différentes sur la distribution statistique des vitesses de vent. Le facteur d'échelle est relié directement à la vitesse moyenne du vent par la relation. Pour une même valeur de k , l'augmentation de la valeur de c représente une augmentation de la valeur moyenne. C'est-à-dire une augmentation du nombre de vitesses de vent élevées et une diminution du nombre de vitesses faibles. La courbe de distribution des vitesses de vent est alors plus aplatie et avec un maximum qui se décale vers la droite.

Par contre, si l'on augmente la valeur du paramètre k en fixant celle de c , la courbe de distribution des vitesses de vent devient plus étroite. Son maximum augmente et est décalé vers la droite. On a un plus grand nombre de vitesses de vent autour de la moyenne alors que le nombre de vitesses de vent faibles et le nombre de vitesses de vent élevées diminuent.

III.5 .2. Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien

Sachant que la puissance théorique moyenne développée par une éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse moyenne. Les paramètres de Weibull permettent d'accéder directement aux caractéristiques du potentiel éolien. La figure III-5 montre un exemple du calcul de la puissance pour un couple de paramètres V et k . Pour une rentabilité optimale des éoliennes, les valeurs de V devraient être comprises entre 6 et 15 m/s [12]. Ceci résulte des courbes de puissance optimales des éoliennes. Les valeurs optimales de k pour obtenir une forte puissance sont les valeurs proches de 1,5 de façon à ce que la distribution en puissance ait un étalement suffisant [11]. Avec k constant, et à supérieur à 1,5 les distributions étalées offriront un meilleur potentiel que les distributions pointues.

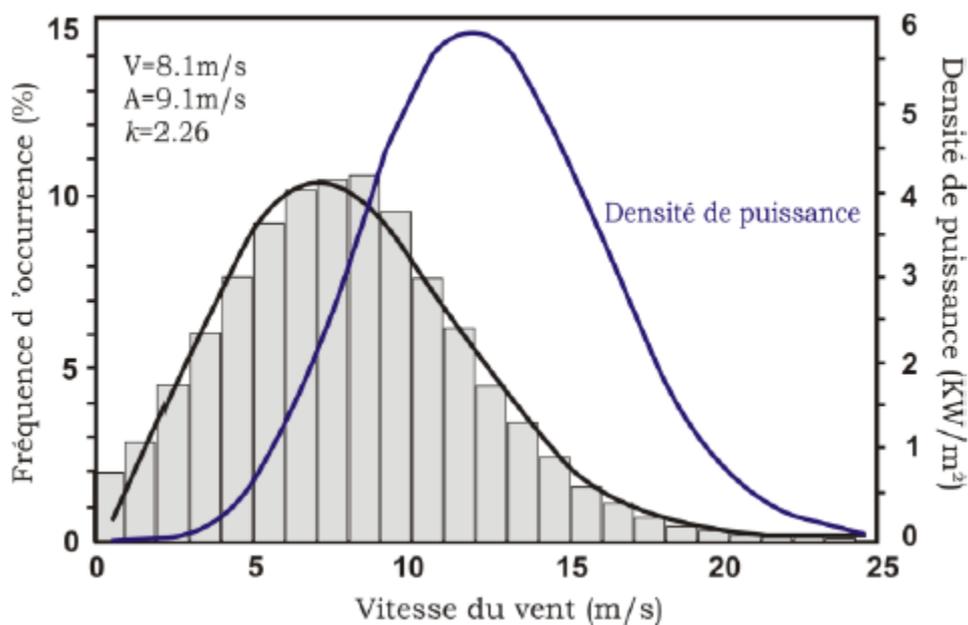


Fig. (III-5) : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres A et K [11]

III.5.3 Influence de la hauteur du moyeu sur la production d'énergie éolienne

Dans le but de montrer l'influence de la hauteur du moyeu de l'éolienne sur la Production d'énergie, nous avons déterminé l'énergie fournie par l'éolienne pour plusieurs hauteurs différentes 30, 40, 50 et 60 m. Ces hauteurs présentent les hauteurs du moyeu des éoliennes commerciales présentées dans cette étude. L'estimation de l'énergie fournie par les différentes éoliennes est basée sur le modèle de puissance d'extrapolation de la vitesse du vent [2].

Les résultats de simulation relatifs aux trois éoliennes considérées dans ce travail sont présentés dans le Tableau 6. Ces résultats montrent qu'en passant d'une hauteur de 40 m à 50 m, l'énergie produite par l'éolienne est augmentée de 6 %. Ainsi, le passage d'une hauteur de 40 à 60 m permet d'augmenter l'énergie fournie de 11 %.

| Puissance de l'éolienne, kW | Production d'énergie annuelle à différentes hauteurs | | | |
|-----------------------------|--|------|------|------|
| | 30 m | 40 m | 50 m | 60 m |
| 250 | 745 | 804 | 850 | 888 |
| 600 | * | 1835 | 1951 | 2047 |
| 1000 | * | * | 2982 | 3138 |

Tableau (III-3): Production d'énergie annuelle des éoliennes commerciales[10]

La hauteur du moyeu pour l'éolienne de 600 kW varie de 40 m à 60 m et celle pour l'éolienne de 1000 kW varie de 50 m à 70 m.

III.5.4 Influence de la taille de l'éolienne sur la production d'énergie

Une attention particulière est portée sur l'influence de la taille de l'éolienne sur la production d'énergie. En effet, la production d'énergie mensuelle a été estimée pour une ferme éolienne de 12 MW composée de 12, 20 et 48 éoliennes de puissance nominale respectivement égale 1000 kW, 600 kW et 250 avec une hauteur de 50 m.

Les résultats sont présentés dans La figure (III-6).

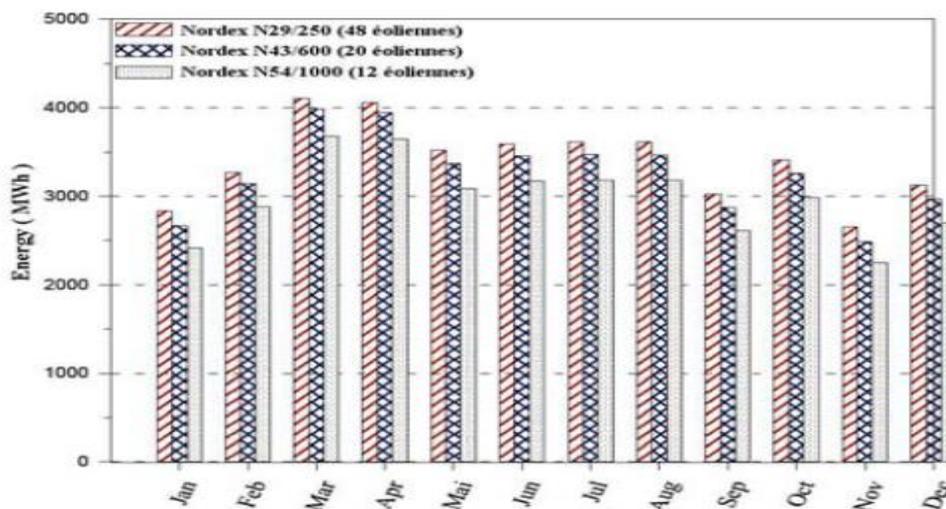


Figure (III-6): Production d'énergie d'une ferme éolienne de 12 MW avec différentes puissances nominales d'éoliennes (à une hauteur de 50 m) [2]

Cette figure montre une comparaison de la production d'énergie mensuelle produite par une ferme éolienne de 12 MW composée des éoliennes de différentes tailles.

L'analyse des résultats montre que la ferme éolienne composée de 48 machines de puissance nominale de 250 kW permet de produire plus d'énergie comparativement à celle composée des machines de puissance nominale supérieure (600 kW ou 1000 kW).

En effet, une augmentation de 14 % de la production annuelle d'énergie est constatée, quand on utilise 48 machines de 250 kW au lieu de 12 machines de 1000 kW.

II.6 Conclusion

Le choix d'un site éolien est essentiel dans un projet de production de l'énergie éolienne, car l'énergie produite dépend des ressources éoliennes de ce site. L'estimation de ces ressources présente une difficulté particulière à cause de la variabilité du vent, car la quantité d'énergie disponible dans un site varie avec la saison et l'heure du jour. Les prévisions de ces ressources ainsi que l'adaptation d'une machine à un site se basent sur la distribution statistique des vitesses du vent de ce site. Cette répartition statistique des vitesses du vent varie d'un endroit à un autre puisque qu'elle dépend des conditions climatiques locales, du paysage et sa surface.

Les caractéristiques du vent dans un site (vitesses moyenne, fréquences, directions..) aident à estimer la quantité d'énergie extraite effectivement du gisement éolien, puisque ces paramètres influent directement sur le fonctionnement des éoliennes (démarrage, arrêt, orientation, etc.)

Ces informations sont aussi nécessaires pour optimiser la conception des éoliennes dans le but de maximiser l'énergie extraite et de minimiser les coûts liés à la production d'électricité. La répartition statistique (la fréquence de chaque vitesse) est aussi nécessaire pour le calcul de la fatigue, car elle permet d'estimer le nombre de cycles de fonctionnement, pendant la durée d'utilisation de la machine.

Bibliographies

Références bibliographiques:

- [1] mémoire de magister thème modélisation, simulation optimisation d'un système hybride
- [2] Estimation de la production éolienne d'électricité dans la région d'Adrar (Saïd diaf) 2010. éolien-photovoltaïque présenté par hassini née bel ghitri houda soutenu en 2010.
- [3] H. Yang, L. Lu and W. Zhou, 'A Novel Optimization Sizing Model for Hybrid Solar Wind Power Generation System', Solar Energy, Vol. 81, N° 1, pp. 76 - 84, 2007.
- [4] H.X. Yang, L. Lu and J. Burnett, 'Weather Data and Probability Analysis of Hybrid Photovoltaic - Wind Power Generation Systems in Hong Kong', Renewable Energy, Vol. 28, N° 11, pp. 1813 -1824, 2003.
- [5] K.E. Akpinar, S. Akpinar, 'An Assessment on Seasonal Analysis of Wind Energy Characteristics and Wind Turbine Characteristics', Energy Conversion and Management, Vol. 146, N° 11-12, pp 848 - 1867, 2005.
- [6] L. Lu, H. Yang and J. Burnett, 'Investigation on Wind Power Potential on Hong Kong Islands- An Analysis of Wind Power and Wind Turbine Characteristics', Renewable Energy, Vol. 27, N° 1, pp. 1 - 12, 2002.
- [7] R. Pallabazzer, 'Evaluation of Wind Energy Potentiality', Solar Energy, Vol. 55, N° 1, pp. 49 - 59, 1995.
- [8] R. Chedid, H. Akiki and S. Rahman, 'A Decision Support Technique for the Design of Hybrid Solarwind Power Systems', IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, N° 1, pp. 76 - 83, 1998.
- [9] M.K. Deshmukh and S.S. Deshmukh, 'Modeling of Hybrid Renewable Energy Systems', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, N° 1, pp. 235 - 249, 2008.
- [10] S. Diaf, 'Intégration des Systèmes à Sources Renouvelables d'Énergie pour la Production Décentralisée d'Électricité en Site Isolé', Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, El Harrach, Alger, 2009.

[11] Tian Pau Chang, Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application, *Applied Energy* 88 (2011) 272–282.

[12] Paulo Alexandre Costa Rocha, Ricardo Coelho de Sousa Carla Freitas de Andrade, Maria Eugênia Vieira da Silva, Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil, *Applied Energy* 89 (2012) 395–400

[13] Hennessey, J.P., 1978: A comparison of the Weibull and Rayleigh distributions for estimating wind power potential. *Wind Engin.*, 2, 156–164.

Chapitre 4 :

potentiel du vent

IV.1 Introduction

L'énergie cinétique de vent constitue une ressource énergétique inépuisable mais elle est fluctuante. Pour toute installation d'une éolienne dans un endroit, il faut d'abord une étude des caractéristiques des sites [1].

Le potentiel éolien d'un site est défini par l'énergie extractible durant une période donnée (typiquement une année) de fonctionnement d'une éolienne donnée sur ce site [2]. Pour l'évaluer, il faut disposer de la distribution des vitesses de vent sur le site. De plus, lors de la définition du site d'implantation d'un parc éolien donné, d'autres paramètres doivent être pris en compte et il est nécessaire d'établir la distinction suivante:

« L'évaluation de la ressource éolienne s'étend de l'estimation générale de l'énergie moyenne contenue dans le vent au-dessus d'une vaste région – évaluation régionale – au calcul de la production d'énergie annuelle moyenne d'un aérogénérateur spécifique pour un site donné appelé choix de site (siting) ... ».

Dans le présent chapitre, le but de travail :

- Quantifier la ressource éolienne sur le site d'Adrar.
- Estimer la puissance moyenne annuelle disponible sur ce site.

IV.2. potentiel éolien D'Adrar

IV-2.1 La région d'Adrar

Le choix porte sur un site saharien, connus pour leurs besoins en eau et caractérisée par un potentiel énergétique éolien intéressant comparativement au nord du pays [3].

L'existence de la nappe albienne de l'eau dans la région d'Adrar est un avantage supplémentaire grâce à la faible profondeur du toit du réservoir. Avantage qui milite en faveur du montage mécanique, plus performant et moins coûteux pour les faibles profondeurs.

Pour les forages (donc des profondeurs importantes) la solution réside dans le pompage d'eau par aérogénérateurs.

La Wilaya d'ADRAR s'étend sur la partie du Sud Ouest Algérien et couvre une superficie globale de 427.968 Km² soit 17,98 % du territoire National, pour une population estimée à 406.318 habitants au 31.12.2008. La densité est de 0,94 habitant /km² [4].

IV-2.2. La situation géographique de la Wilaya d'Adrar:

Elle est limitée par :

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

| | |
|--------------------------------|-----------|
| Longitude | 0.28° |
| Latitude | 27.82° |
| Rugosité | 0.01 m |
| Vitesse moyenne du vent | 5.9 (m/s) |

La wilaya d'Adrar se compose de régions suivantes :

- GOURARA : région de Timimoune S = 65.203 Km² (Nord)
- TOUAT : région d'Adrar S = 205.650 Km² (Centre)
- TIDIKELT : région d'Aouléf S = 24.536 Km² (Sud-Est).
- TANEZROUFT : région de Bordj Badji- Mokhtar S = 132.579 Km² (Sud-ouest)

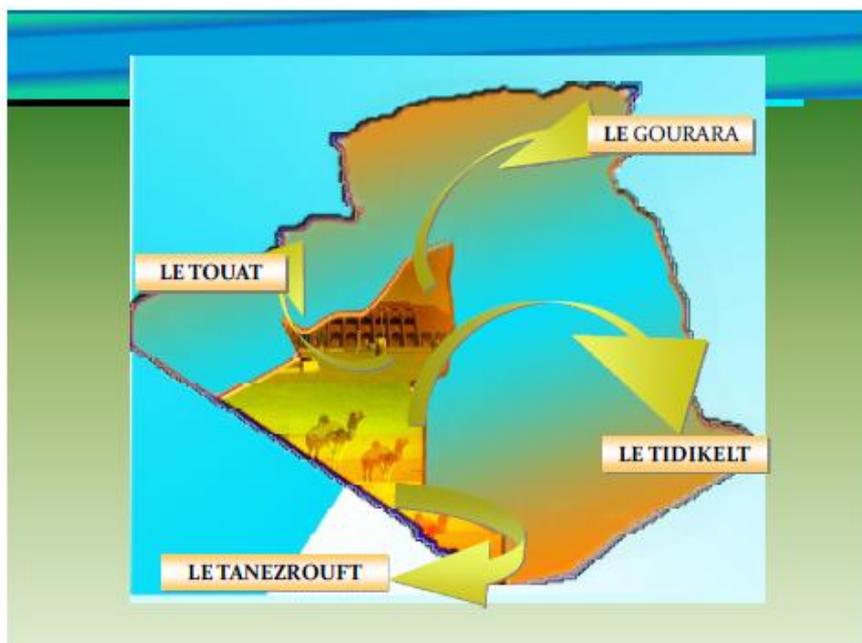


Figure IV-1 : Carte de la wilaya d'Adrar [5]

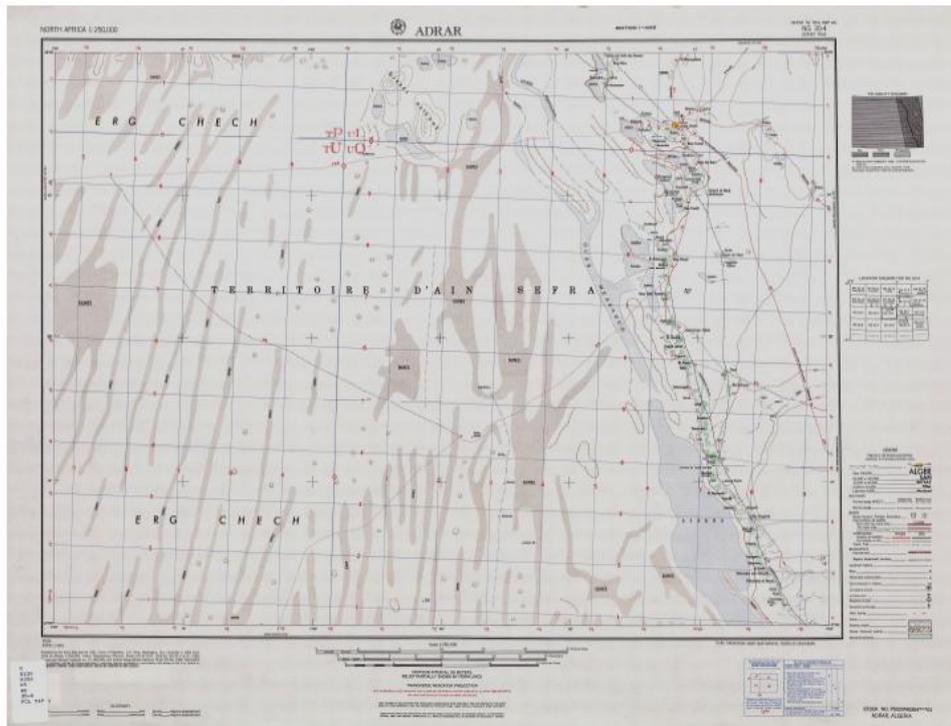


Figure IV-2 : Carte topographique de la wilaya d'Adrar [6]

IV-2-2 Le Relief

La wilaya d'Adrar est caractérisée par un relief d'aspect désertique se subdivisant en 03 grands ensembles Géomorphologiques [1] :

A) Les Plateaux

Couvrent de très grandes surfaces, et sont constituées de formation géologiques différentes.

- Crétacé inférieur du continental intercalaire.
- Crétacé supérieur secondaire marin
- Mio-Pliocène Comme exemple : Le plateau du Tanezrouft [1].

B) Les Ergs

Massifs dunaires s'étendant sur près de la moitié de la wilaya. Ils se sont formés au cours des temps quaternaires tels que le Grand Erg Occidental et l'Erg Chèche.

Véritables curiosité touristique dans la région du Gourara en particulier [1].

C) Les Sebkha

Correspondants aux puits les plus bas et appartiennent généralement aux anciens lits d'oueds très larges, elles sont formées de dépôts confluviaux gypseux.

La sebkha de Timimoune, la sebkha de Timokten, de Bouda ... [1].

IV-2-3 Climatologie

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

- Une zone semi désertiques qui part de Timimoune vers Béchar.
- Une zone désertique partant de Timimoune vers Timioauine [1].

A) Les Températures

La wilaya d'Adrar enregistre des écarts de températures considérables. En été les températures sont maximales jusqu'à 50°C (juin-juillet – août) et en hiver les températures peuvent atteindre parfois les 0°C en décembre et janvier [1].

B) Les Vents

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

Généralement, la saison du printemps (mars-avril), connaît une fréquence plus grande de vents de sable [7].

IV-3.Modèles d'ajustement

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

Les modèles usuels étant [8]:

- La distribution de Weibull;
- La distribution hybride de Weibull;
- La distribution de Rayleigh.

IV-3-1 Distribution de Weibull

La distribution de Weibull a été utilisée pour l'étude statistique des données mesurées au sol.

La densité de probabilité et la fréquence cumulée de cette distribution [8] est donne par:

$$f(V) = \left(\frac{K}{A}\right) \left(\frac{V}{A}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^K\right] \quad (\text{IV-1})$$

Avec :

- f(V) : la distribution en fréquences des vitesses mesurées.
- K : facteur de forme sans dimension (k>0) qui caractérise la forme de la distribution de fréquence.
- A : facteur d'échelle (m/s) et A > 0.

IV-3-2 Distribution hybride de Weibull

La distribution hybride de Weibull [8], est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes enregistrée

$$f(V) = (1 - ff_0) \left(\frac{K}{A}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^K\right] \quad \text{pour } V > 0 \quad (IV-2)$$

$$f(V) = ff_0 \quad \text{Pour } V > 0 \quad (IV-3)$$

ff_0 : fréquence de vents calmes.

IV-3-3 Distribution de Rayleigh

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

La densité de probabilité est donnée par :

$$f(V) = 2 \frac{V}{A^2} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^2\right] \quad (IV-4)$$

- $f(V)$: la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

- A : facteur d'échelle (m/s) et $A > 0$.

Toutefois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée. L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites.

La modélisation de Weibull est générale, en ce sens qu'elle englobe les distributions exponentielles [9].

Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence [10,11].

Afin de nous conformer aux standards de l'industrie éolienne, nous utilisons la fonction de Weibull à deux paramètres [12].

La distribution de Weibull représente bien le fait que, sur un site donné, les vents de faible intensité seront plus courants que ceux de forte intensité. Cette courbe est très intéressante pour les concepteurs de parc éolien comme pour les investisseurs car elle est significative du potentiel éolien du site [13].

IV-4. Détermination des paramètres de Weibull

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'éolien [13]. Habituellement, le facteur de forme caractérise la symétrie de la distribution

Il existe plusieurs méthodes [19- 20-21] pour analyser un régime des vents par la distribution de Weibull afin d'estimer les paramètres A et K . Citons parmi elles :

- La méthode des moindres carrés
- La méthode des moments
- La méthode de l'écart type
- La méthode du maximum de vraisemblance
- La méthode du maximum de vraisemblance modifiée

Les méthodes les plus utilisés que nous allons présenter sont la méthode des moindres carrés, dite méthode graphique et la méthode du maximum de vraisemblance.

IV-4-1- La méthode graphique

C'est une méthode graphique basée sur la fonction cumulative de Weibull, en la transformant en une forme linéaire en adoptant des échelles logarithmiques [22-23]. L'expression de la distribution cumulée de la vitesse du vent donnée dans l'équation (IV.5) peut-être réécrite sous la forme suivante :

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^K} \quad (\text{IV-5})$$

En traçant la droite qui représente le logarithme népérien de la fonction cumulative en fonction du logarithme népérien de la vitesse de vent, on obtient la relation :

Le facteur représente la pente de la droite. Le produit $-K \ln(A)$ représente l'ordonnée à l'origine.

Cette transformation logarithmique est la base de la méthode graphique et son application exige que les données de vitesse du vent soient en format de fréquence de distribution cumulative. [20]

IV-4-2-La méthode du maximum de vraisemblance

C'est une méthode itérative de détermination des paramètres de Weibull, ou et sont donnés par les relations suivante [24,25] :

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right] \quad (IV-6)$$

$$A = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{1/2} \quad (IV-7)$$

Où V_i vitesse non nulle du vent à un instant i et n le nombre de données de vitesses de vent non nulles.

Cette méthode utilise une équation algébrique non-linéaire qui ne possède pas de solution analytique. L'estimation des paramètres de Weibull via la méthode du maximum de vraisemblance est difficile parce qu'elle doit être résolue numériquement par un processus itératif. Une fois le paramètre de forme devient optimal, il est remplacé dans l'autre équation pour trouver le facteur d'échelle.

IV-5 .Résultats et interprétation

Dans ce travail on a utilisé les données météorologiques horaires du vent de la station météorologique d'Adrar (la vitesse, la direction) pour chaque jour, chaque mois pendant cinq ans (de 2006 à 2010). La méthode retenue est celle de la Distribution de Weibull avec estimation de la puissance effective d'une éolienne implantée dans cette région[1].

Pour la détermination des deux paramètres de Weibull K et A du site d'Adrar, on a utilisé la méthode :

- La méthode de l'écart type et vitesse moyenne;

A) méthode l'écart type et vitesse moyenne

Nous avons utilisé la méthode de l'écart type pour la détermination des facteurs K et A , basée sur le calcul de l'écart type des fréquences de vent et de la vitesse moyen:

Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent [13].

$$K = \left(\frac{\sigma_v}{V_m} \right) \quad (IV-8)$$

$$A = \frac{2V_m}{\sqrt{\pi}} \quad (IV-9)$$

$$K = [\sigma_m/V_m] - 1.090 \quad (IV-10)$$

V_m : vitesse moyenne (m/s)

σ : écart type (m/s).

| secteur | Paramètre de weibull pour le site D'Adrar | | | | | | | |
|---------|---|------|------|--------|-----------------|------|------|--------|
| | Méthode d'écart type et vitesse moyenne | | | | Logiciel MATLAB | | | |
| | A(m/s) | K | F(%) | V(m/s) | A(m/s) | K | F(%) | V(m/s) |
| Nord | 6.8 | 2.47 | 6 | 6.1 | 6.4 | 1.89 | 6 | 5.7 |
| NNE | 7.3 | 2.89 | 9 | 6.5 | 6.8 | 2.09 | 9 | 6.1 |
| NE | 7.5 | 3.13 | 9 | 6.7 | 7.2 | 2.40 | 9 | 6.4 |
| ENE | 8.5 | 2.99 | 14 | 7.6 | 8.1 | 2.30 | 14 | 7.2 |
| Est | 8.5 | 2.94 | 15 | 7.6 | 8.1 | 2.29 | 15 | 7.2 |
| ESE | 8.0 | 2.76 | 7 | 7.1 | 7.6 | 2.19 | 7 | 6.7 |
| SE | 8.0 | 2.84 | 3 | 7.1 | 7.5 | 2.11 | 3 | 7.6 |
| SSE | 8.2 | 2.62 | 4 | 7.2 | 7.7 | 1.99 | 4 | 6.8 |
| Sud | 7.5 | 2.72 | 5 | 6.6 | 7.1 | 2.05 | 5 | 6.3 |
| SSO | 7.6 | 2.61 | 5 | 6.7 | 7.1 | 1.91 | 5 | 6.3 |
| SO | 7.7 | 2.57 | 3 | 6.9 | 7.1 | 1.81 | 4 | 6.3 |
| OSO | 7.9 | 2.33 | 5 | 7.0 | 7.4 | 1.80 | 5 | 6.5 |
| Ouest | 8.1 | 2.29 | 7 | 7.2 | 7.9 | 1.81 | 7 | 7.0 |
| ONO | 6.7 | 0.23 | 2 | 5.9 | 3.4 | 2.02 | 2 | 5.6 |
| NO | 6.3 | 2.51 | 2 | 5.6 | 6.0 | 1.98 | 2 | 5.3 |
| NNO | 6.3 | 2.86 | 3 | 5.6 | 6.1 | 2.27 | 3 | 5.2 |
| Moyenne | 7.8 | 2.88 | 100 | 6.9 | 7.4 | 2.06 | 100 | 6.6 |

Tableau IV-1 : distribution de fréquences par secteur [1]

Les paramètres de Weibull calculés sont presque identiques avec ceux déterminés par le logiciel MATLAB.

Le Tableau IV-2 représente les fréquences d'histogramme en fonction de centre des classes des vitesses et les fréquences de Weibull.

| Centre des classes | Fréquences d'histogramme | Fréquences Weibull (%) |
|--------------------|--------------------------|------------------------|
| 0.5 | 0.02 | 1.70 |
| 1.5 | 0.08 | 5.20 |
| 2.5 | 3.50 | 8.29 |
| 3.5 | 8.92 | 10.58 |
| 4.5 | 11.33 | 11.85 |
| 5.5 | 19.35 | 12.07 |
| 6.5 | 16.58 | 11.39 |
| 7.5 | 12.42 | 10.05 |
| 8.5 | 8.57 | 8.34 |
| 9.5 | 5.64 | 6.54 |
| 10.5 | 3.80 | 4.86 |
| 11.5 | 3.14 | 3.42 |
| 12.5 | 2.52 | 2.29 |
| 13.5 | 1.80 | 1.46 |
| 14.5 | 1.03 | 0.88 |
| 15.5 | 0.59 | 0.51 |
| 16.5 | 0.23 | 0.28 |
| 17.5 | 0.09 | 0.15 |
| 18.5 | 0.13 | 0.07 |
| 19.5 | 0.09 | 0.03 |
| 20.5 | 0.06 | 0.02 |
| 21.5 | 0.03 | 0.01 |
| 22.5 | 0.06 | 0.00 |

Tableau IV-2 : histogramme des fréquences [1]

On remarque que la courbe de Weibull du site d'Adrar atteint un maximum pour la classe des vitesses, 6 et 7, puis décroît au fur et à mesure jusqu'à ce qu'elle s'annule. (Figure IV-3).

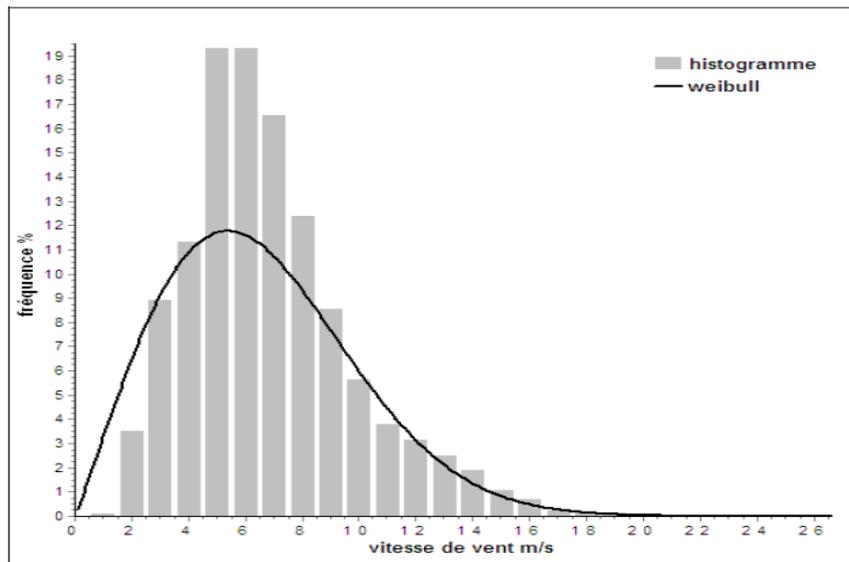


Figure IV-3 : histogramme des fréquences et la courbe de Weibull pour Adrar [1]

A partir des données mesurées, dans la station météorologique d'Adrar, pour chaque heure pendant cinq ans de 2006 à 2010 et les résultats de l'ajustement par la distribution de Weibull, les valeurs des paramètres de Weibull ont été calculés ($k = 2,06$ et $A=7,4\text{m/s}$) à 10 m du sol avec une vitesse moyenne du vent $V=6,6$ m/s.

IV-7-1. La rose des vents

Une rose des vents est un peu comme un compas de navigation qui divise l'horizon en secteurs angulaires. Pour chaque secteur, sont présentés [14,15] :

- La fréquence du vent, c'est à dire le pourcentage du temps durant lequel le vent souffle dans ce dernier
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence.
- La puissance disponible dans le vent.

La rose des vents joue un rôle très important dans la localisation de sites appropriés à l'installation d'éoliennes. Si une grande partie de l'énergie contenue dans le vent provient d'une direction particulière, il faut chercher à avoir aussi peu d'obstacles et un terrain aussi peu perturbé que possible dans cette direction.

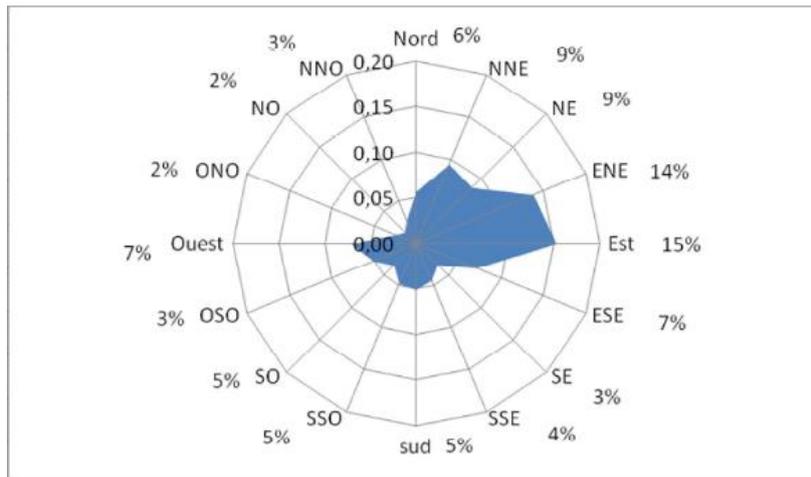


Figure IV-4: rose de vent pour le site d'Adrar [1]

✓ **Le secteur dominant est (voir la Figure IV-4):**

- le secteur Est (E) et le secteur Est Nord Est (ENE) qui représentent respectivement 15% et 14%.

✓ **Les secteurs prédominants sont:**

- les secteurs Nord Nord Est (NNE) et Nord Est (NE) avec un pourcentage de 9% pour chaque direction.

- le secteur Ouest (O) et le secteur Est Sud Est (ESE) représentent 7% respectivement.

✓ **Les faibles secteurs sont :**

- les directions Nord Ouest (NO) et Ouest Nord Ouest (ONO) représentent 2% pour chaque direction et en suite les secteurs Sud Est (SE) et Nord Nord Ouest (NNO) 3% pour chaque direction.

IV-7-2 Extrapolation des paramètres de Weibull

Justus C. G. et al. Ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation des paramètres de Weibull k_1 et A_1 en un point z_1 vers un niveau z_2 et donnée par [16] :

$$k_2 = k_1 \left[\frac{1 - 0.0881 \log \frac{z_1}{10}}{1 - 0.881 \log \frac{z_2}{10}} \right] \quad (IV - 11)$$

$$A_2 = A_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^n \quad (IV - 12)$$

Avec:

$$n = \frac{0.370 - 0.0881 \log A_1}{1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z_2}{10} \right)} \quad (IV - 13)$$

z_1, z_2 : Altitudes (m)

n : vecteur scalaire.

| Z (m) | K | A (m/s) |
|-------|------|---------|
| 10 | 2,06 | 7,4 |
| 80 | 2,52 | 15,4 |

Tableau IV-3 : Extrapolation des paramètres de Weibull de 10 à 80 de hauteur [1]

IV-7-3 Puissance du Vent

Un aérogénérateur permet d'extraire l'énergie cinétique contenue dans le vent et de la convertir en énergie mécanique ou électrique. Les centrales éoliennes de production d'électricité sont en pleine expansion. La puissance théorique de l'énergie éolienne est définie par [17]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (IV - 14)$$

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

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

v: vitesse du vent (m/s)

$$P_{\text{effr}} = c_e \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (IV - 15)$$

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

C_e : Coefficient de rendement de la puissance.

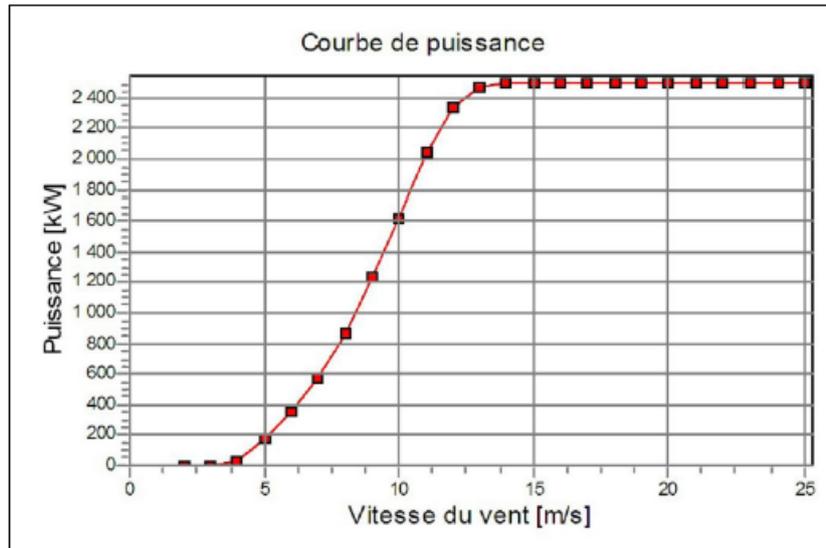


Figure IV-5 : La courbe de puissance (C_e) pour NORDEX N90-2500 LS 2500 [17]

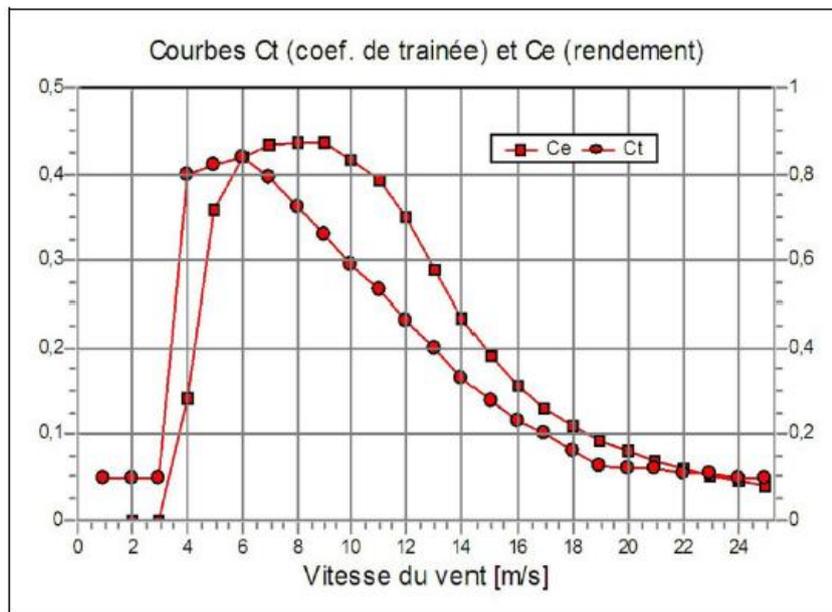


Figure IV-6 : La courbe de coefficient de rendement (C_e) et coefficient traînée (C_t) pour NORDEX N90-2500 LS 2500 [17]

IV-7-4 Estimation de l'énergie générée

Pour estimer l'énergie générée par une éolienne nous utilisons la méthode histogramme [14]. Où l'on effectue superposition de la courbe de réponse énergétique en KW, de l'historgramme de fréquences d'occurrence des classes de vent en % heures par mois et l'on multiplie terme à $f(V_i)$:

$$E = \sum_{i=1}^n P_i (V_i) \times N \quad (IV - 16)$$

N : nombre d'heurs par année

P(Vi) : La puissance effective de l'éolienne à une vitesse Vi.

f (Vi) : la probabilité à une vitesse Vi.

n : nombre d'intervalle.

On a estime l'énergie générée et la puissance à différent vitesses par une éolienne de type NORDEX N90 pendant une année (voir Tableau IV-4).

| vitesse (m/s) | puissance (kW) | énergie (MWh) |
|--------------------------------|----------------|----------------|
| 4 | 35 | 6,3 |
| 5 | 175 | 42,8 |
| 6 | 352 | 109,7 |
| 7 | 580 | 218,7 |
| 8 | 875 | 382,5 |
| 9 | 1261 | 617,1 |
| 10 | 1686 | 895,2 |
| 11 | 2087 | 1168,9 |
| 12 | 2399 | 1380,8 |
| 13 | 2500 | 1442,5 |
| 14 | 2500 | 1412,0 |
| 15 | 2500 | 1350,6 |
| 16 | 2500 | 1262,8 |
| 17 | 2500 | 1154,6 |
| 18 | 2500 | 1032,4 |
| 19 | 2500 | 902,9 |
| 20 | 2500 | 772,2 |
| 21 | 2500 | 645,9 |
| 22 | 2500 | 528,3 |
| 23 | 2500 | 422,4 |
| 24 | 2500 | 330,1 |
| 25 | 2500 | 252,2 |
| l'énergie générée total | | 16330,8 |

Tableau IV- 4 : Estimation de l'énergie générée pendant une année [1]

IV-8- Interprétation:

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

- Les vents soufflent d'une même direction à des vitesses supérieures à 10 m/s et sont très fréquents et constants, ce qui nous donne des puissances effectives élevées. Le potentiel énergétique éolien est disponible toute l'année, avec des maximums en hiver.
- La vitesse moyenne de vent dépasse le 6 m/s.
- Les paramètres de Weibull A et k sont respectivement 7.4 m/s et 2.6.
- Les vents dominant sont du secteur Est (E) et le secteur Est Nord Est (ENE) qui représentent respectivement 15% et 14% avec une vitesse moyenne de 7.2 m/s pour chaque direction.
- L'estimation de l'énergie produite pendant une année par une éolienne (NORDEX N90) de puissance nominale de 2500 kW est environ 16.3 MW.

IV.9 Les vitesses mensuelles et les paramètres de Weibull :

Les résultats de simulation sont présentés dans le tableau(IV- 5) et les données obtenues de l'article M.DAHBI;A.BENATILLAH;.M.SELLAM[18].

| Mois | Vave(m/s) | k | C(m/s) | P moyenne (w/m ²) | σ/V_{moy} | Heur(%) | N heures | Vopt (m/s) |
|-----------|-----------|------|--------|-------------------------------|------------------|---------|----------|------------|
| janvier | 5.22 | 2.58 | 5.88 | 142.89 | 0.41 | 0.89 | 645 | 7.34 |
| février | 6.21 | 2.83 | 6.98 | 226.85 | 0.38 | 0.94 | 679 | 8.42 |
| mars | 6.28 | 2.27 | 7.10 | 274.84 | 0.46 | 0.89 | 642 | 9.37 |
| avril | 5.97 | 1.86 | 6.68 | 278 | 0.56 | 0.82 | 591 | 9.86 |
| mai | 6.65 | 2.15 | 7.51 | 340.97 | 0.49 | 0.87 | 627 | 10.19 |
| juin | 7.30 | 2.29 | 8.25 | 428.040 | 0.46 | 0.87 | 632 | 10.84 |
| juillet | 5.14 | 1.87 | 5.79 | 181.28 | 0.56 | 0.80 | 577 | 8.54 |
| août | 5.86 | 2.67 | 6.59 | 197.58 | 0.40 | 0.92 | 666 | 8.13 |
| septembre | 4.45 | 1.72 | 4.99 | 129.22 | 0.60 | 0.73 | 527 | 7.80 |
| octobre | 6.28 | 2.87 | 7.05 | 232.38 | 0.37 | 0.94 | 682 | 7.47 |
| novembre | 4.92 | 2.01 | 5.56 | 147.48 | 0.52 | 0.81 | 586 | 7.83 |
| décembre | 5.82 | 3.33 | 6.48 | 192.99 | 0.33 | 0.95 | 690 | 7.46 |

le tableau(IV- 5):distribution la vitesse et la puissance par les mois

selon le tableau(IV- 5), le site d'Adrar est caractérisé par :

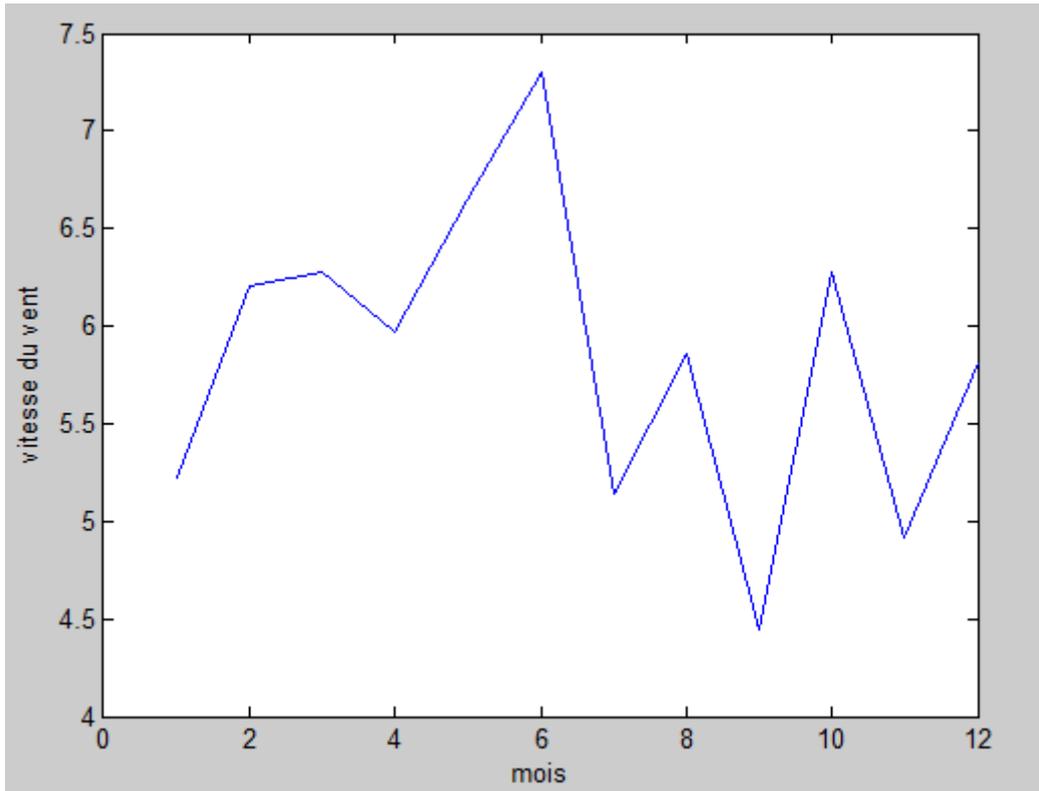


Figure (VI-7) la variation de la vitesse en fonction des mois

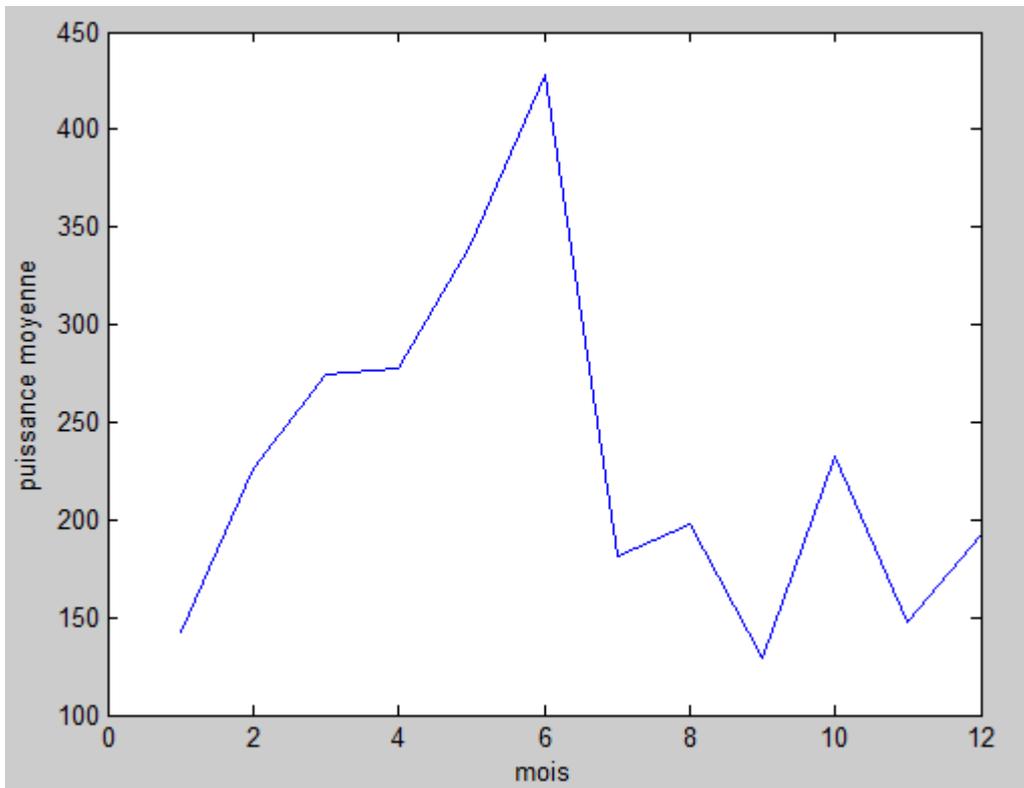


Figure (VI-8) la variation de puissance moyenne en fonction des mois

La figure (VI-7 et 8) montre que la puissance moyenne disponible est égale a 231 w/m^2 qui donne une énergie annuelle de 1774.08 kwh/m^2 . la puissance éolienne moyenne mensuelle disponible est comprise entre une valeur minimale de 128 w/m^2 en mois de septembre et une valeur maximale de 428 w/m^2 en moins de juin. Cette différence considérable de puissance est due à la différence importante de la vitesse de vent entre septembre et juin.

Les résultats montre que la vitesse moyenne et la puissance sont variable pour chaque moi a l'autre avec la même allure.

Cette variation montre que la puissance disponible ne varié pas seulement avec la vitesse moyenne mais il faut prend en considération les paramètres de Weibull.

Selon la figure(IV-7), il est noté que la vitesse de vent dépasse 4 m/s durant tout l'année, un aérogénérateur de vitesse de démarrage entre 2 m/s est convenable pour la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique.

On a choisir quelque jours a mois avril dans l'année 2013 étude la variation vitesse de vent en fonction du temps avec l'utilisation la distribution de Weibull et les résultats dans le tableau suivant :

| jours | Valeur minimale (m/s) | Valeur maximale (m/s) |
|----------|-----------------------|-----------------------|
| 16 avril | 1.07 | 13.3 |
| 17 avril | 6.5 | 15.6 |
| 18 avril | 4.9 | 12.8 |
| 19 avril | 4.9 | 15.8 |
| 20 avril | 4.4 | 14.8 |
| 21 avril | 1.4 | 9 |

tableau(IV-6): étude la variation vitesse de vent(5 jours de moi Avril 2013).

Selon tableau(IV-6) représente les figures suivant :

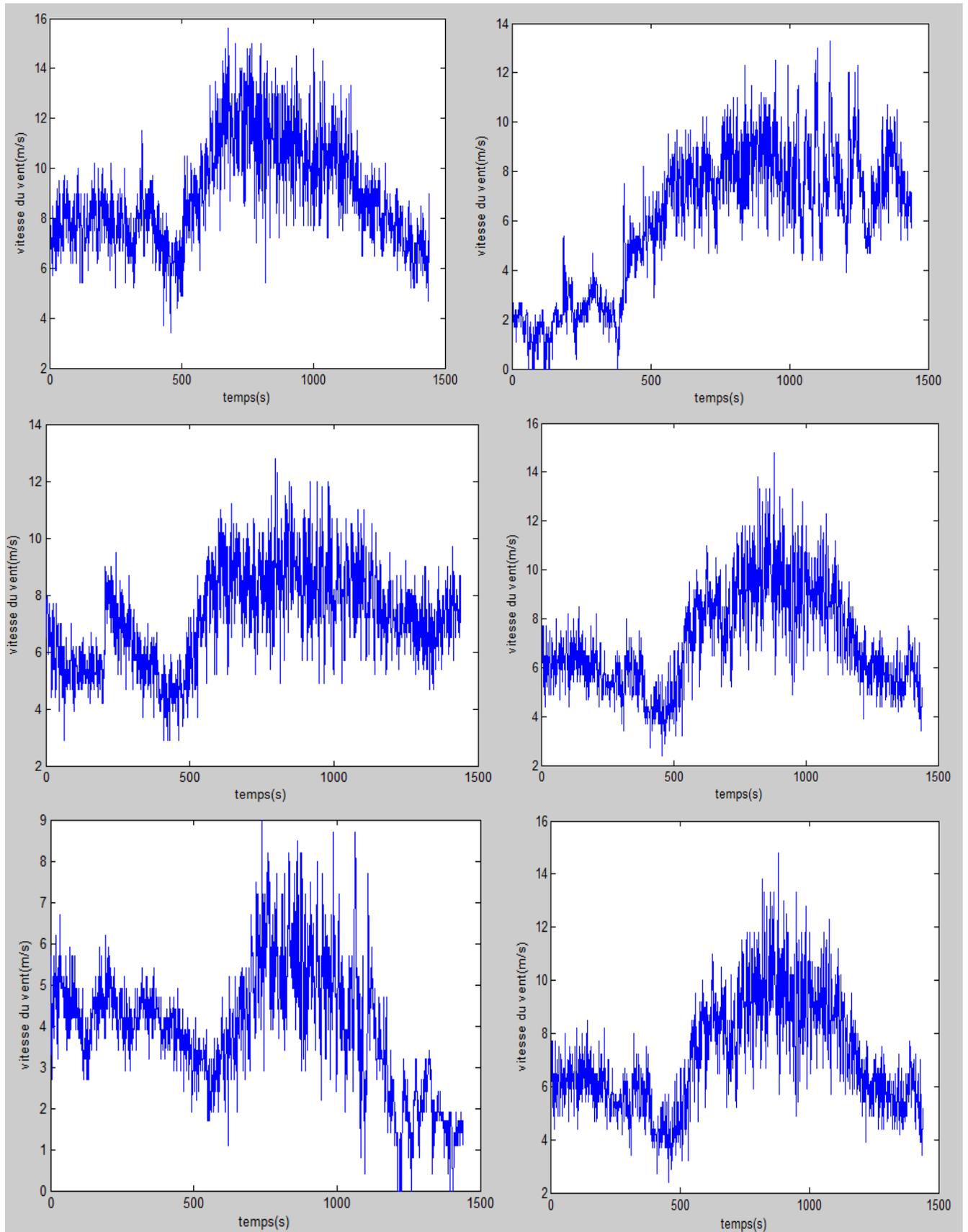


Figure (VI-9): la variation du vent en fonction du temps dans mois (16, 17, 18, 19, 20,21 avril 2013)

Les données de tableau (IV-7) obtenues à la station météorologique D'Adrar

tableau(IV-7) : Moyennes mensuelles de la vitesse du vent (en mètres par seconde et dixièmes).

| MOIS | jan | fév | Mars | Avr | Mai | Juin | Juil | Aout | Sep | Oct | Nov | Déc |
|------------|-----|-----|------|-----|-----|------|------|------|-----|-----|-----|-----|
| Paramètres | 5.7 | 5.6 | 6.6 | 6.3 | 6.0 | 5.5 | 5.8 | 5.6 | 5.6 | 5.5 | 5.3 | 4.8 |

On a remarqué la vitesse moyenne de vent dans le site d'Adrar appropriée à 6 m/s et le facteur de forme $k=2$ dans le site par cette valeur on peut déterminer le système éolien dans le site.

IV.10. Conclusion

Le traitement et l'analyse des données ont pour but de caractériser les vents qui soufflent sur un site. Le choix optimal d'implantation d'une éolienne sur un site s'appuie, entre autres, sur la connaissance des caractéristiques du vent dans la région où ce système va être implanté. La connaissance du site ne peut s'évaluer correctement sans une étude préalable de la distribution des vitesses de vent, par des méthodes statistiques appropriées. Dans ce travail, on a évalué, mensuellement, le potentiel éolien du site d'Adrar en calculant de la distribution de Weibull à travers ses paramètres (facteur de forme et facteur d'échelle). Selon les résultats de simulation, il est montré que les paramètres de Weibull influent directement sur la puissance éolienne disponible ainsi que sur la durée de production d'énergie électrique. En juin, la puissance éolienne disponible est de 428 w/m^2 avec une durée de disponibilité de 21 h par jour en septembre, la puissance éolienne disponible est de 128 w/m^2 avec une durée de disponibilité de 71 h par jour.

Les saisons les plus ventées sont le printemps et l'été. Ces saisons sont caractérisées par une grande augmentation de la température induisant l'augmentation de la consommation de l'énergie électrique ce qui permet de profiter de l'énergie éolienne pour la production de l'énergie électrique surtout pour les sites éloignés.

Bibliographies

Références bibliographiques

- [1] S. Lazaar, mémoire de Magister « Contribution à l'étude d'une station éolienne pour la production de l'électricité. Application aux sites de Tlemcen, Djelfa et Ghardaïa » Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelable URMER Tlemcen.2009.
- [2] S. Krohn (2003). Manuel de référence sur l'énergie éolienne 2ème partie : Définitions de l'énergie et de la puissance. <http://www.windpower.org/fr/stat/unitsene.htm#anchor691302>
- [3] N. Kasbadji merzouk, Thèse de doctorat (évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie) l'université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen (2006).
- [4] GENIVAR. Analyse des vents et des surcotes de tempêtes. projet de réhabilitation du brise-lames à l'entrée du port de mer de la compagnie minière Québec cartier Société en commandite ; 2007
- [5] Annuaire statistique de l'année 2008, Direction de la Planification et de l'Aménagement du Territoire, WILAYA D'ADRAR, mai 2009.
- [6] G. Solari, « Wind Speeds Statistics », Collège on atmospheric Boundary Layer and Air Pollution. ICTP, Trieste, Italie 1994.
- [7] E. G. Pavia, J. J. O'Brien, "Weibull statistics of wind speed over the ocean," Journal of Climate and Applied Meteorology, vol. 25, pp. 1324-1332, 1986.
- [8] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin, "Nationwide assessment of potential ouput from wind-powered generators," Journal of Applied Meteorology, n°15, pp. 673-678, 1976.
- [9] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber, "Methods for estimating wind speed frequency distribution," Journal of Applied Meteorology, n°17, pp. 350-353, 1978.
- [10] G. Faure et A. Bourdeau, « Rapport de projet, comparaison de modèles d'estimation éolienne sur le Liban en vue de leur intervalidation sur ce territoire » Institut National des Sciences Appliquées Département de génie Mathématique et Modélisation 2009.
- [11] I. Troen et E. L. Petersen, European Wind Atlas. Laursen Toender ed., Danemark, 1989, ISBN 87-550-1482-8, pp. 656.

[12] M. Sathyajith, Wind Energy. Fundamentals, Resource Analysis and Economics Inde, 2006

[13] B. Yousef, G. Aymeric Collecte, organisation, traitement, analyse de mesures éoliques et modélisation énergétique. Thèse doctorat; Université Tecnica Federico Santa Maria, UTFSM, Valparaso, Chili ; 2005.

[14] © NORDEX Energy GmbH Modifications techniques réservées. Tous droits réservés.

[15] <http://www.mathworks.fr>

[16] C.G. Justus and A. Mikhail, Rev, Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5(1976).

[17] T. Philippe, Th. Claude. projet technologique (étude d'une éolienne) université de Québec. (2007). TCH-090-095

[18] Evaluation du potentiel éolien dans le site d'Adrar (Algérie): caractérisation des paramètres de Weibull . M.DAHBI; A.BENATILLAH; M.SELLAM; Université de Bechar .Algérie.

[19] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber, "Methods for estimating wind speed frequency distribution," Journal of Applied Meteorology, n°17, pp. 350-353, 1978.

[20] J.V. Seguro, T.W. Lambert Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 85 (2000) 75-84

[21] Paulo Alexandre Costa Rocha, Ricardo Coelho de Sousa Carla Freitas de Andrade, Maria Eugênia Vieira da Silva, Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil, Applied Energy 89 (2012) 395–400

[22] Garcia A Torres JL Prieto E DE Francisco A (1998) Fitting wind speed distributions: a case study. Solar Energy 62(2): 139-144

[23] Hewson EW Wade JW (1977) Biological wind prospecting. Third Wind Energy workshop (CONF 770921), Washington DC, pp 335-348

[24] Stevens MJM Smulders PT (1979) The estimation of parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. Wind Engineering 3(2): 132-145

[25] Chang TJ Wu YT Hsu HY Chu CR Liao CM (2003) Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan. Renewable Energy 28:851-871

Annexe1: article M.DAHBI; A.BENATILLAH; M.SELLAM.

Annexe2: station météorologique D'Adrar.

Annexe3: unité énergie renouvelable D'Adrar

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le travail présenté dans ce mémoire de Master s'est porté sur **l'étude et simulation du gisement du vent sur le site d'Adrar et analyse des données de variation du vent** en particulier le vent dans la région d'Adrar.

Le tracé de différentes cartes de vitesses annuelles moyennes à 10m du sol, constitue un apport considérable à l'évaluation des ressources énergétiques éoliennes de l'Algérie, ce qui a permis de fournir des informations sur la répartition géographique du vent dans la région d'Adrar.

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

Dans ce travail, nous avons décrit définition globale du phénomène du vent et le climat est présentée dans le premier chapitre.

Notre étude bibliographique a été dirigée dans le deuxième chapitre sur les avancés technologiques qu'ont connues les aérogénérateurs. Les deux types d'éoliennes, les différents éléments composant une machine à axe horizontal et vertical, les avantages et les inconvénients que présente l'énergie éolienne ont été évoqués au cours de cette étude.

Après l'étude bibliographique nécessaire pour la production d'une énergie éolienne, à savoir le vent et l'aérogénérateur, il nous a été indispensable d'argumenter dans le troisième chapitre représenté la modélisation du vent et dernièrement traitement des données par les calculs numériques par logiciel MATLAB.

Nous avons donc délimité la région qui remplit un maximum des conditions favorables pour l'implantation d'une ferme éolienne D'où l'intérêt porté à la région d'Adrar dans notre étude.

Les résultats ont montré bien que le site d'Adrar présente un potentiel énergétique plus fort, et ne peuvent être rentables que pour des systèmes éoliens car cette région est un site de plus ventées en Algérie balayé par des vents locaux durant toute l'année dont la vitesse moyenne qui dépasse le 6 m/s avec une puissance nominale de 2500 kW est environ 16.3 MW pendant une année, ce qui pourra faire l'objet d'un site éolien rentable.

Néanmoins les résultats de ce modeste travail constituent les bases d'un travail à poursuivre et à améliorer pour une étude beaucoup plus approfondie qui pourra faire l'objet d'une thèse de doctorat.

Conclusion générale

Ainsi, les perspectives futures sont dans un premier temps la localisation précise de probables lieux d'implantation susceptibles de donner l'énergie optimale de la ressource éolienne en cette région, c.a.d. l'optimisation du choix de site dans cette région.

Ceci constituera une évaluation régionale du potentiel éolien, permettant de localiser les zones les plus ventées afin d'évaluer et optimiser le rendement des futurs parcs.

Pour réaliser cette évaluation régionale, il est nécessaire de disposer d'informations statistiques sur le vent local, afin d'en connaître les caractéristiques de leurs vitesses et de leurs directions pour passer ensuite à la modélisation.

Ces informations statistiques doivent être synthétisées par la rose des vents du site sur plus de cinq ans en allant jusqu'à plus de 30 ans, illustré par les paramètres de Weibull avec une bonne précision spatiale et temporelle afin d'établir les potentialités énergétiques de la région avec la variabilité temporelle des vents en fonction de différents paramètres (heure, mois, saisons, etc.).

Puis nous avons amélioré cette étude par d'autres modèles d'ajustement pour faire une comparaison avec le modèle de Weibull.

Diversifier la ressource et développer l'énergie éolienne revient à répondre aux besoins des générations actuelles sans pour cela compromettre ceux des générations futures.

Nous espérons avoir posé la première pierre dans le domaine de l'énergie éolienne à l'URMER ce qui donnera une impulsion à la recherche locale dans cet axe, en vue d'une prise de conscience de « l'après pétrole », du respect de l'environnement et du développement durable.

Résumé :

Notre travail dans ce mémoire traite une méthodologie d'évaluation du potentiel éolien d'un site pour implanter une centrale éolienne de faible puissance. Les modèles présentés, ainsi que les programmes MATLAB élaborés sur leur base permettent d'étudier la faisabilité d'un projet de système éolien autonome sur un site donné, en partant des caractéristiques du potentiel éolien de la zone de fonctionnement. Le choix optimal d'implantation d'une éolienne sur un site s'appuie, entre autres, sur la connaissance des caractéristiques du vent dans la région ou ce système va être implanté. La connaissance du site ne peut s'évaluer correctement sans une étude préalable de la distribution de la vitesse de vent, par des méthodes statistiques appropriées.

Des différentes lois statistiques caractérisant le phénomène aléatoire du vent, qui a de grandes variabilités autant temporelles que spatiales, ont été étudiées. On trouve, entre autres, une caractérisation temporelle de variabilité du vent à l'aide de la loi de weibull qui décrit la distribution statistique des fréquences de vitesses de vent.

Nous avons essayé encore, à travers ce travail, de déterminer les caractéristiques de paramètres de weibull, ainsi que la puissance éolienne moyenne disponible du site d'Adrar (sud ouest de l'Algérie) basant sur les données de vitesse de vent estimé par web site de météorologique d'Adrar et le unité énergie renouvelable de même lieu, Les simulations sont faites a l'aide du logiciel de simulation MATLAB.

Les mots clés : gisement, éolien, modélisation, simulation, région d'Adrar, distribution de weibull.

الملخص:

إن الدراسة التي قمنا بها تسجل ضمن منهجية تقدير كمون الرياح لموقع ومن اجل هرمون مضغوط أصلي (رئيسي) ريحي ضعيف الاستطاعة, عن طريق نماذج مندرجة في الموضوع وكذا أيضا برنامج ماثلاب الذي على أساسه نقوم بدراسة مشروع النظام الريحي القابل للتحقق الممرکز على موقع معطى وبالتالي خصائص جهد الريحي في دائرة عمل اختيار إنشاء متفائل للرياح على موقع مدعم من جهة أخرى لمعرفة تقسيم سرعة الرياح في منطقة بمناهج إحصائية خاصة.

هناك قوانين إحصائية خاصة متفق عليها لمعرفة الموقع حيث لا نستطيع التقدير بدقة دون دراسة سابقة (شرط مسبق) لتوزيع سرعة الرياح عن طريق علم الإحصاء بكيفية خاصة و مناسبة بمختلف قوانين علم الإحصاء المميزة لظواهر مشكوك فيه (عشوائية) للرياح بتغيرات زمنية و مكانية فنجد هذه الدراسة في الصيف من جهة اما من جهة أخرى الخصائص الزمنية التغيرية للرياح بمساعدة قوانين ويبيل الذي يعطي توزيع علم الإحصاء بمقدار الاهتزازات ففي هذه الأخيرة (تردد) لسرعات الرياح. فمن خلال هذا اقترحنا تحديد خصائص معلمة ويبيل أيضا للاستطاعة المتوسطة للرياح مهياً (جاهز) لموقع أدرار (غرب جنوب الجزائر) على أساس معطيات سرعة الرياح على التقدير من طرف موقع ويب ومحنة الأرصدة الجوية لنفس الموقع ووحدة مركز الطاقة المتجددة له أي أدرار ومحاكاة الذروة بمساعدة برنامج محاكاة ماثلاب .

الكلمات المفتاحية: منجم الرياح, النمذجية, المحاكاة, منطقة أدرار, توزيع ويبيل.