



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT
SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis
Mostaganem



كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

N° d'ordre : M.../GE/2021

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN : Électrotechnique

Filière : Énergies renouvelables en Électrotechnique

Par : **Boucif Souad**

Chaib Djamaia

**ETUDE ET EVALUATION DU POTENTIEL EOLIEN DANS LA REGION DE KSAR
CHELLALA**

Soutenu le / / 2021 devant le jury composé de :

| | | | |
|-----------------------|------------------------------|----------------|-------------|
| Président : | Mr BENOUALI Abdelhak | MAA | UMAB |
| Examineur : | Mr MISSOUM Ibrahim | MCB | UMAB |
| Encadreur : | Mr BEKKOUCHE Benaissa | Pr | UMAB |
| Co-encadreur : | MARIH Salah | Docteur | UMAB |

Année Universitaire 2020/2021

Dédicace

C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source d'inspiration et de volonté;

À ma mère et mon père pour leurs encouragements et conseils durant la période de mes études ;

À toute ma grande famille BOUCIF

Une dédicace à tous mes amis, et pour tous ceux qui me connaissent ;

Une dédicace spéciale à tous mes amis, sans oublier les habitants de mon Village ;

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

Boucif Souad

Dédicace

Je m'incline devant Allah tout puissant qui m'a ouvert la porte du savoir et m'a aidé à la franchir.

Je dédie ce modeste travail :

À ma chère et tendre : ma mère, ma mère puis ma mère, source d'affection de courage et d'inspiration qui a autant sacrifié pour me voir atteindre ce jour.

À mon père source de respect, en témoignage de ma profonde reconnaissance pour tout l'effort et le soutien incessant qui m'a toujours apporté.

À ma famille qui m'a toujours soutenu et encouragé.

À toute la promotion d'électrotechnique ma deuxième famille qui avec elle j'ai vécu de bon moment des moments qui ont passé mais qui restent gravé pour toujours.

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

Chaïb Djamaïa

Remercîment

Nous remercions Allah de nous avoir donnée la santé, le courage et la motivation pour mener à bien notre projet de fin d'étude.

Un grand merci à notre encadreur le professeur Bekkouche Benaïssa de nous avoir pris sous son aile tout au long de ce projet à travers ces innombrables conseils, remarques et encouragement et surtout la patience dont il a fait preuve à nos égard ; merci également à notre co-encadreur Mr MERIH Sallah.

Nous tenons à remercier les membres du jury Mr BENOUALI Abdelhak et le Maître de conférence IBRAHIM Missoum d'avoir consacré de leurs temps pour la correction et l'évaluation de notre travail.

Nos sincères remerciements à tout le corps professoral de la faculté de sciences et technologies de l'université Abdel Hamid IBN BADIS de MOSTAGANEM. Particulièrement aux professeurs et enseignants du département du génie électrique.

Nous remercions nos familles pour leurs encouragements et leur confiance tout au long de ce cursus universitaire. A nos frères, sœurs et amis qui m'ont été d'une grande aide dans la réalisation de ce mémoire.

Enfin nos remerciements iront à tous nos amis, promotionnaires et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Merci à tous et toutes du fond du cœur.

Résumé

Ce travail présente une évaluation du potentiel éolien et une méthodologie de conception d'un parc éolien de 10 MW dans la région industrielle de Ksar chellala, située au sud-Est de TIARET, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et accroître la participation de l'Algérie dans l'utilisation des énergies renouvelables. Les données horaires de vent de 10 ans qui correspondent au potentiel éolien du site ont été analysées, telles que : les directions des vents dominants, la distribution de probabilité, les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne du vent et le potentiel de puissance. Le site a une vitesse annuelle moyenne du vent de 15,24 à 18,70 m/s à 10 m de hauteur, et suffisamment d'espace pour localiser les éoliennes. Une étude comparative a été menée entre les technologies d'éoliennes pour améliorer l'efficacité du site et sélectionner la technologie appropriée. Une étude technico-économique et environnementale a été réalisée par le logiciel HOMER. Enfin, ce travail fournit un bon indicateur pour la construction d'un parc éolien à Ksar chellala.

ملخص :

يقدم هذا العمل تقييمًا لإمكانات الرياح ومنهجية تصميم لمزرعة رياح بقدرة 10 ميغاوات في المنطقة الصناعية بقصر الشلال ، الواقعة جنوب شرق تيارت ، لتحسين جودة خدمة شبكة الكهرباء وزيادة مشاركة الجزائر في استخدام الطاقات المتجددة. تم تحليل بيانات الرياح لكل ساعة لمدة 10 سنوات المقابلة لإمكانات الرياح بالموقع ، مثل: اتجاهات الرياح السائدة ، وتوزيع الاحتمالات ، ومعلمات Weibull ، ومتوسط سرعة الرياح وإمكانات الطاقة. يبلغ متوسط سرعة الرياح السنوية في الموقع من 15.24 الى 18.70 متر في الثانية على ارتفاع 10 م ، ومساحة كافية لتحديد موقع توربينات الرياح. أجريت دراسة مقارنة بين تقنيات توربينات الرياح لتحسين كفاءة الموقع واختيار التقنية المناسبة. تم إجراء دراسة فنية اقتصادية وبيئية بواسطة برنامج HOMER أخيرًا، يوفر هذا العمل مؤشرًا جيدًا لإنشاء مزرعة رياح في قصر الشلال.

Sommaire

| | |
|---|----|
| Introduction générale | 1 |
| Chapitre I : Généralité sur le vent et méthodologie d'évaluation du potentiel éolien | |
| I.1 Introduction..... | 3 |
| I.2 Définition du gisement éolien | 3 |
| I.3 Origine du vent | 3 |
| I.3.1 La mesure du vent | 4 |
| a. Direction | 4 |
| b. La vitesse | 5 |
| c. Indicateurs biologiques | 5 |
| I.3.2 Eléments de mesure de la vitesse du vent | 6 |
| a. Les anémomètres et girouettes | 6 |
| b. La manche à air (manche à vent) | 7 |
| c. Anémomètre à hélice | 7 |
| d. Anémomètre à moulinet | 8 |
| e. Le mat de mesure | 8 |
| I.4. Éléments atmosphérique et influence sur le vent | 9 |
| a. Structure atmosphérique | 9 |
| b. Couche limite atmosphérique (CLA) | 10 |
| I.5 Influence thermique du sol: les brises | 11 |
| I.6 Impact mécanique du relief : obstacles en montagne | 12 |
| I.7 Classification du vent | 12 |
| I.8 Variation spatiale (atlas de l'Algérie) | 13 |
| I.9 Les objectifs de notre travail | 14 |
| I.10 Méthodologie d'évaluation d'un potentiel éolien..... | 14 |
| I.11 Estimation préliminaire d'un site éolien | 14 |
| I.12 L'organigramme de la méthodologie conception | 15 |
| I.13 Extrapolation du vent. | 15 |
| I.13.1 Définition mathématique de l'extrapolation | 17 |
| I.13.2 Extrapolation verticale du vent | 18 |
| I.13.2.1 loi de puissance | 18 |
| a. Extrapolation verticale de la vitesse du vent | 18 |
| b. Loi de puissance Justus C.G et Milhail 1976 | 19 |
| c. Extrapolation verticale des parametres de Weibull | 19 |
| c.1 Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail | 19 |
| c.2 Modèle d'extrapolation de Mikhail modifie | 20 |
| c.3 Extrapolation verticale de la vitesse moyenne | 20 |
| I.13.2.2 Loi de logarithme | 20 |
| I.13.2.3 Extrapolation verticale et logiciel WAsP | 20 |
| I.13.3 Extrapolation temporelle ou règlement a long terme | 21 |
| I.13.4 Extrapolation horizontale et sillage | 21 |
| I.14 Détermination de la longueur de rugosité du sol | 22 |

| | |
|--|----|
| I.15 La courbe de puissance d'une éolienne | 22 |
| I.16 Conclusion | 24 |
| Chapitre II : modélisation du parc éolien | |
| II.1 Introduction | 25 |
| II.2 Potentiel éolien | 25 |
| II.3 Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent | 25 |
| II.3.1 Distribution de Weibull | 26 |
| II.3.2 Distribution hybride de Weibull | 27 |
| II.3.3 Distribution de Rayleigh | 27 |
| II.4 Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique de vitesse de vent | 28 |
| II.5 Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien | 29 |
| II.6 Méthodes de calcul des paramètres de Weibull..... | 29 |
| II.6.1 La méthode des moindres carrés dite graphique (GPM) | 30 |
| II.6.2 La méthode empirique de Justus (EMJ) | 31 |
| II.6.3 La méthode du moment (MOM) | 31 |
| II.6.4 La méthode de WAsP..... | 32 |
| II.7 Indicateurs de performance | 32 |
| II.8 Évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne | 33 |
| II.9 Estimation de l'énergie éolienne | 34 |
| II.10 Facteur de capacité | 34 |
| II.11 Nombre total des éoliennes à placer dans le site | 34 |
| II.12 Le générateur éolien et la courbe de puissance | 34 |
| II.12.1 Courbe de puissance théorique | 35 |
| II.12.2 Courbe de puissance réelles | 37 |
| II.13 Modélisation de la courbe de puissance | 37 |
| II.13.1 Modèle linéaire | 38 |
| II.13.2 Modèle basé sur les paramètres de Weibull | 38 |
| II.13.3 Modèles fournis par le fabricant | 39 |
| II.14 Estimation des pertes et des incertitudes | 39 |
| II.14.1 Pertes de production | 39 |
| II.14.2 Incertitudes et risques | 40 |
| II.15 chronologie de réalisation d'un parc éolien | 40 |
| II.16 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP | 41 |
| II.16.1 Méthodologie de calcul | 41 |
| II.16.2 Aperçu sur le logiciel WAsP | 41 |
| II.17 Conclusion | 42 |
| Chapitre III: Simulation et interprétation des résultats | |
| III.1 Introduction | 43 |
| III.2 Installation d'un parc éolien | 43 |
| III.3 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP | 44 |
| III.3.1 Méthodologie de calcul | 44 |
| III.3.2 Aperçu sur le logiciel WAsP | 44 |
| III.4 Résultats d'évaluation du potentiel du site et discussions | 45 |
| III.4.1 Détermination des directions dominantes du vent | 45 |

| | |
|--|----|
| III.4.2 Détermination des fréquences de la vitesse du vent | 48 |
| III.4.3 Etude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent | 48 |
| III.5 Cartographie | 51 |
| III.6.1 Simulation de ferme éolien | 53 |
| III.6.2 Description de l'éolienne choisie..... | 53 |
| III.6.3 Choix du site, disposition des éoliennes et énergie produite..... | 54 |
| III.7 Estimation du coût d'investissement des parcs éoliens..... | 55 |
| III.7.1 Coûts des études..... | 56 |
| III.7.2 Coûts d'ingénierie..... | 56 |
| III.7.3 Coûts de génie | 56 |
| III.7.4 Coût des éoliennes..... | 56 |
| III.7.5 Coût du transport..... | 57 |
| III.7.6 Coûts de raccordement électrique..... | 57 |
| III.7.7 Coûts divers..... | 57 |
| III.8 Conclusion | 58 |
| Conclusion générale | 59 |
| Bibliographie | 61 |

Liste des figures

Chapitre I : Généralité sur le vent et méthodologie d'évaluation du potentiel éolien

| | |
|---|----|
| Figure I.1 : L'influence de la force de Coriolis sur les courants d'air. | 3 |
| Figure I.2 : Rose des vents. | 4 |
| Figure I.3 : Répertoire des niveaux de déformation de Griggs-Putnam | 5 |
| Figure I.4 : Ensemble Anémomètre Girouette..... | 5 |
| Figure I.5 : Manche à air | 6 |
| Figure I.6 : Anémomètre à hélice | 6 |
| Figure I.7 : Anémomètre à moulinet | 7 |
| Figure I.8 : Le mât de mesures | 8 |
| Figure I.9 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard | 9 |
| Figure I.10: Structure de la couche limite atmosphérique | 10 |
| Figure I.11 : (A) Schéma simplifié de la brise de mer ; (B) schéma simplifier de la brise de terre | 11 |
| Figure I.12 : Mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique | 14 |
| Figure I.13: Variations temporelles de la vitesse du vent | 16 |
| Figure I.14 : Développement des éoliennes modernes..... | 17 |
| Figure I.15 : Courbe de puissance d'une éolienne. | 23 |

Chapitre II : Modélisation du parc éolien

| | |
|--|----|
| Figure II.1 : Exemple de graphe de distribution de weibull | 26 |
| Figure II.2 : Influence de valeurs du paramètre k sur la forme des distributions | 28 |
| Figure II.3 : Influence potentiel éolien calculé a partir des paramètres C et k | 29 |
| Figure II.4 : Courbe de puissance | 34 |
| Figure II.5 : Exemple de différentes éoliennes Vestas | 35 |
| Figure II.6 : Courbe de puissance réelle et théorique | 37 |

Chapitre III : Simulation et interprétation des résultats

| | |
|---|----|
| Figure III.1: La région de ksar Chellala, Tiaret , Algeria..... | 43 |
| Figure III.2: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull annuelle..... | 45 |
| Figure III.3: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison d'été..... | 46 |
| Figure III.4: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison de printemps..... | 46 |
| Figure III.5: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison d'automne..... | 47 |
| Figure III.6: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison d'hiver..... | 47 |

| | |
|--|----|
| Figure III.7 : L'évolution de la vitesse moyenne du vent en fonction des années..... | 49 |
| Figure III.8: L'évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent..... | 50 |
| Figure III.9 : L'évolution de la Densité de puissance moyenne du vent en fonction des années. | 50 |
| Figure III.10: Carte topographique en 2D de la région de Ksar Chellala..... | 51 |
| Figure III.11 : L'atlas de la vitesse moyenne du vent de la région de Ksar Chellala..... | 52 |
| Figure III.12 : L'atlas de la densité de puissance moyenne du vent de la région de Ksar Chellala..... | 52 |
| Figure III.13 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur BONUS B76..... | 53 |
| Figure III.14 : Disposition des éoliennes dans un parc d'une capacité de 10 MW..... | 54 |
| Figure III.15 : La carte des vents autour des éoliennes dans le parc..... | 54 |
| Figure III -16: Répartition des coûts d'investissement pour un parc éolien..... | 56 |

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité sur le vent et méthodologie d'évaluation du potentiel éolien

Tableau I.1: classification du vent d'après l'échelle de Beaufort12

Tableau I.2: Classes et longueurs de rugosité21

Chapitre III : Simulation et interprétation des résultats

Tableau III.1 : Coordonnées géographiques du site44

Tableau III.2 : Caractéristiques de la BONUS B76.....53

Tableau III.3 : Production énergétique totale du parc éolien de 10MW.....55

Tableau III.4: Caractéristiques des paramètres du gisement éolien à l'entrée de chaque voilure et la production énergétique de chaque éolienne.....55

Tableau III.5 Estimation du cout d'un parc éolien de puissance nominale de 10 MW.....57

Nomenclature

| | |
|--|----------|
| Z_0 Paramètre de rugosité du sol | m |
| Z_1 La hauteur du mât de mesure | m |
| Z_2 La hauteur de l'éolienne | m |
| Z_3 Hauteur a extrapolé | m |
| V_1 Vitesse mesurée au niveau du mât de mesure | m/s |
| V_2 Vitesse qu'on veut déterminer | m/s |
| A Coefficient de friction | C |
| C Paramètre d'échelle de Weibull | m/s |
| A Constante | |
| B Constante | |
| k Paramètre de forme de Weibull | |
| ρ Le coefficient de corrélation entre les séries $V_{ref\ m}$ et V_{site} | Kg/m^3 |
| σ L'écart-type de la série extrapolée sur la période de mesure | |
| ϵ Un terme aléatoire selon la loi normale | |
| $f(V)$ La distribution en fréquences des vitesses mesurées | |
| \bar{V} La vitesse moyenne du vent | |
| δ L'écart type des données observées de la vitesse du vent | |
| γ La fonction gamma | |
| ρ La densité de l'air | Kg/m^3 |
| \bar{V}_3 La vitesse cubique moyenne du vent | m^3 |
| E_{pf} Facteur de modèle énergétique | Wh/m^2 |
| $RMSE$ L'erreur quadratique moyenne | |
| \hat{p} La probabilité des vents supérieurs à la moyenne | |
| RPE L'erreur relative en pourcentage entre la valeur prédite et la valeur observée | |
| Z_g La hauteur géométrique moyenne | m |
| P L'énergie éolienne | Wh/m^2 |
| S Surface de la voile | m^2 |
| P_z La densité de l'énergie éolienne au-dessus du niveau du sol | W/m^2 |
| E_B L'énergie éolienne générée à un endroit donné | Wh/m^2 |
| F La fréquence correspondant à la vitesse du vent V | |
| T Nombre d'heures pour un nombre de journée d'une période définie | |
| V_{cut-in} Vitesse d'enclenchement | m/s |
| V_{rated} Vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue | m/s |
| $V_{cut-off}$ Vitesse de déclenchement | m/s |
| P_{rated} puissance nominale | W /m^2 |
| A l'aire balayée par le rotor | m^2 |
| C_p le facteur de puissance | |
| P_{90} production qu'on est sûr à 90 % de dépasser | |

| | |
|---|-------------------|
| <i>AEP</i> Énergie annuelle produite | kWh |
| <i>COE</i> coût de l'énergie | \$ / kWh |
| <i>a1</i> Coefficient empirique du modèle de Chang | |
| <i>a2</i> Coefficient empirique du modèle de Chang | |
| <i>a3</i> Coefficient empirique du modèle de Chang | |
| <i>a4</i> Coefficient empirique du modèle de Chang | |
| <i>P_e</i> Puissance d'éolienne | W /m ² |
| <i>v_d</i> Vitesse de démarrage | m/s |
| <i>v_n</i> Vitesse nominale | m/s |
| <i>v_m</i> Vitesse maximale | m/s |
| <i>P_{er}</i> Puissance nominale d'une éolienne | W /m ² |

Introduction générale

La consommation d'énergie ne cesse d'augmenter de manière exponentielle ces dernières décennies en raison de l'explosion de la demande par les récepteurs industriels.

Nous citons, par exemple, la réalisation des récepteurs spéciaux utilisés pour effectuer des opérations difficiles et complexes ainsi que l'électrification des transports et des champs agricoles. En plus de cette consommation d'énergie élevée, actuellement notre société exige beaucoup de confort pour une vie un meilleure. En conséquence, cela a provoqué une augmentation significative des rejets de fumées contenant du dioxyde de carbone et de l'oxyde d'azote par les centrales thermiques, provoquant une pollution environnementale accrue.

Alors après plusieurs sommets et congrès scientifiques et politique le monde a compris que la stratégie efficace se résume dans la diversification des ressources énergétiques par le développement des énergies renouvelables.

En Algérie, pays du Nord de l'Afrique, nous constatons que la production d'électricité repose presque entièrement sur l'exploitation et la transformation des énergies fossiles. Par son emplacement géographique, notre pays possède un très important gisement solaire particulièrement au Sud. Un grand programme de promotion des énergies renouvelables est en cours de réalisation, pour produire 22 000 MW d'énergie éclectique propre d'ici 2030, dont, 5010 MW seront générés par l'énergie éolienne.

Alors, l'objectif de ce travail présentera une relance de développement de cette technologie basée sur des outils numériques modernes de calculs pour une continuité de la vision algérienne du développement de l'énergie éolienne. Il consiste à rechercher un site approprié pour l'installation d'un parc éolien et d'évaluer son potentiel en utilisant les méthodes scientifiques, les logiciels de conception, d'optimisation et les caractéristiques des nouvelles turbines de vent. D'après notre première constatation des critères préliminaires du choix des sites et principalement la disponibilité des bases de données du vent et la demande forte d'énergie qui cause beaucoup de problèmes au réseau électrique central. Notre prospection est arrêtée sur le choix d'un site situé à ksar chellala, au sud-est de Tiaret. Ce site se justifier par la présence de plusieurs cirières favorables tel que l'existence d'une station météorologiques de mesure des vitesses de vent et les perturbations du réseau central.

En générale la méthodologie de dimensionnement d'un site éolien contient plusieurs étapes. Elle commence par l'analyse statistique des mesures et la détermination de la vitesse moyenne du vent. En suite la détermination la configuration optimale et la technologie de la turbine éolienne compatible pour améliorer l'efficacité du site. L'estimation de la capacité de production et sa relation avec l'équipement installé est une étape cruciale dans le processus de conception d'une centrale éolienne. Une mauvaise estimation de la production peut engendrer des pertes économiques importantes.

Les données utilisées en termes de vitesse et de direction du vent ont été enregistrées à 10m de hauteur, au niveau du réseau de l'Office Nationale de la Météorologique (ONM). Par ailleurs, le Programme WAsP (Wind Atlas Analysis and application Program) a été utilisé pour l'établissement de la carte éolienne de la région étudiée ainsi que pour la simulation de la production énergétique du parc éolien.

Notre travail est réparti comme suite :

Dans la première, nous présenterons des généralités sur le phénomène du vent. En premier lieu nous définirons le vent, les différentes forces qui le régissent et les différents types de vent, et ses caractéristiques.

Après cette partie introductive, la deuxième partie critiquera les méthodes d'évaluation du potentiel. On commence par la revue générale des méthodes employées actuellement dans l'industrie éolienne pour évaluer le potentiel éolien. Les méthodes d'extrapolation du profil du vent. Des modèles et la modélisation statistique des distributions de vent par la distribution de Weibull et la détermination de ces paramètres seront cités.

La dernière partie de notre travail sera consacrée a la présentation de l'ensemble des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans la régions de ksar el chellala.

Nous présenterons le programme WAsP avec les différentes données que nous allons les collectées. Nous y présenterons les résultats de l'étude statistique établie au niveau du mât de mesure, à 10m de hauteur. Cette partie sera en fonction des années, des mois et des heures de la journée pour le site étudié. Par ailleurs, nous présenterons la carte de vent tracés pour la région, que la simulation de la production énergétique des éventuelles fermes éoliennes au niveau du site.

**Chapitre I : Généralités sur le
vent et méthodologie d'évaluation
du potentiel éolien**

I.1 Introduction

Le vent en tant qu'élément naturel présente une certaine propriété dont la force principale est la production d'une puissante source d'énergie utilisée depuis longtemps par l'homme. Son utilisation se concentrait principalement sur la navigation des voiliers, faisant tourner les pales des hélices des moulins pour moulinier le grain. Aujourd'hui, il est principalement utilisé pour produire de l'électricité. L'éolien reste aujourd'hui encore le plus utilisé grâce à sa simplicité technique et son meilleur rendement. Les éoliennes ont une durée de vie acceptable et sont généralement obsolètes après 20 à 30 ans d'utilisation.

Alors pour bien maîtriser toutes les notions nécessaires à la compréhension de ce phénomène naturel qui représente le début du processus de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, Dans la première partie de ce chapitre nous allons décrire la physionomie du vent, son origine, ses caractéristiques, sa mesure, et sa composition. Il faut préciser que l'atmosphère terrestre n'est autre que la réapparition du phénomène du vent.

La deuxième partie sera consacrée à la méthodologie d'évaluation du potentiel éolien, parce qu'une bonne exploitation de ces bases de données exige des compétences et un savoir faire des techniques statistiques, de traitement des mises à jour et une maîtrise des logiciels numériques. Quoique les modèles mathématiques d'optimisation de toutes ces sources d'énergies renouvelables sont basés sur le rendement et la puissance électrique produite.

I.2 Définition du gisement éolien

Le vent constitue une ressource énergétique inépuisable mais incertain. L'installation d'une éolienne ne se fait pas d'une façon aléatoire, et ne se fait pas dans n'importe quel endroit, elle doit répondre à des critères bien définis. Généralement des études sont réalisées pour déterminer les caractéristiques des sites. Le potentiel éolien d'un site est défini comme l'énergie que l'on peut extraire d'une éolienne ou d'un parc éolien durant une période donnée (précisément une année) de fonctionnement sur ce site. Pour évaluer la capacité du vent, vous devez répartir la vitesse du vent sur le site. En outre, lors de la détermination de l'emplacement d'un parc éolien spécifique, d'autres paramètres doivent être pris en compte et il est obligatoire que l'évaluation des ressources éoliennes varie à partir d'une estimation générale de l'énergie moyenne présente dans le vent sur une grande superficie et également suivie d'une évaluation régionale puis du calcul de la production d'énergie annuelle moyenne dans un générateur éolien spécifique pour un emplacement spécifique [1].

I.3 Origine du vent

Généralement l'énergie du rayonnement solaire absorbée par la terre à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Donc cela provoque une variation de température entre deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre [2,3].

Le vent est donc causé par la circulation de masses d'air entre les zones de basse pression (dépression) et de haute pression (anticyclone). Le vent a un apport très important dans la connaissance climatique des régions. Il est responsable de la naissance des forces aérodynamiques de motorisation des turbines éolienne, donc, il représente une source appréciable d'énergie.

Ces déplacements sont directement impactés par la force de Coriolis qui s'exerce perpendiculairement à la direction du mouvement vers l'est dans l'hémisphère nord et vers l'ouest dans l'hémisphère sud voir figure(I.1).

La prédiction de la direction des vents dominants pourrait être facilement connue si ces derniers n'étaient pas perturbés par les orages, les obstacles naturels tels que les montagnes ou les dépressions cycloniques.

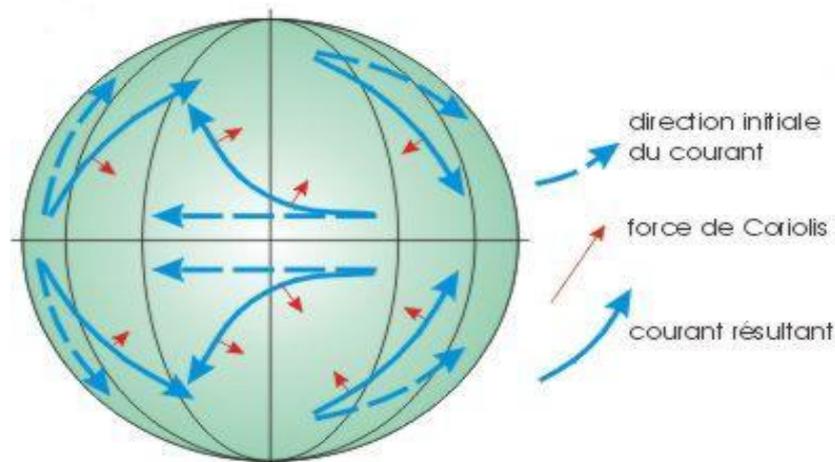


Figure. I.1 : L'influence de la force de Coriolis sur les courants d'air.[4]

I.3.1 La mesure du vent:

Elle est caractérisée par deux éléments essentiels, la direction et la vitesse en m/s ou en nœuds [5] :

a- La direction:

Le mot «direction» en parlant du vent, veut dire l'endroit d'où parvient le vent.

Un vent d'ouest est un vent dont le souffle provient de l'ouest et un vent du nord est un vent dont le souffle provient du nord.

Les directions du vent sont déterminées par un graphe que l'on appelle rose des vents, comme il est présenté sur la figure (I-2).Ce graphe est obtenu en divisant une circonférence en plusieurs parties égales comptées à partir du Nord dans le sens des aiguilles d'une montre [6].

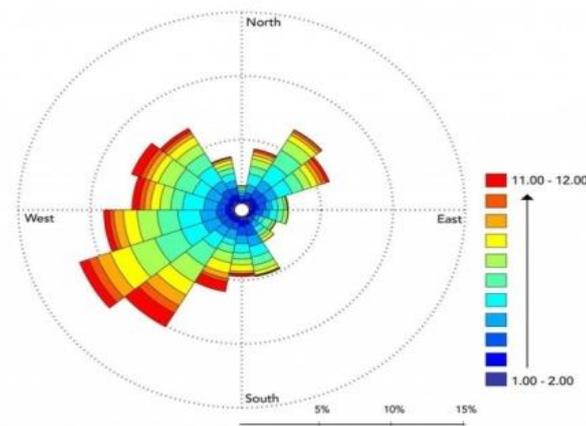


Figure I.2: Rose des vents.[7]

b- La vitesse:

La vitesse du vent est exprimée en mètres par seconde m/s ou par d'autres unités suivant la relation suivante :

$$1 \text{ m/s} = 3,6 \text{ Km/h} = 1,94 \text{ nœuds}$$

Les instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont appelés des anémomètres. Pour l'usage météorologique, on se sert couramment des anémomètres à rotation qui sont des sortes de moulinets légers à axe horizontal ou vertical dont la vitesse de rotation est proportionnelle à la vitesse du vent comme le montre la figure(I.4). Certains anémomètres sont dotés d'un dispositif électrique permettant l'enregistrement de la vitesse du vent, à distance (anémographe)[6].

c- Indicateurs biologiques :

Généralement lorsqu'aucune donnée n'est disponible, les arbres et les arbustes sont souvent considérés comme un bon indicateur du vent. Lorsque les conditions sont difficiles ces vents forts peuvent être influencés et des déformations peuvent survenir. Cette force des vents peut créer des difformités au niveau des arbres et de leurs branches ce qui montre le degré de déformation dû au vent, ainsi que l'amplitude de l'indicateur de déformation de Griggs-Putnam, calculé suivant la figure (I-3), représente par les bandes de vitesse du vent correspondantes.

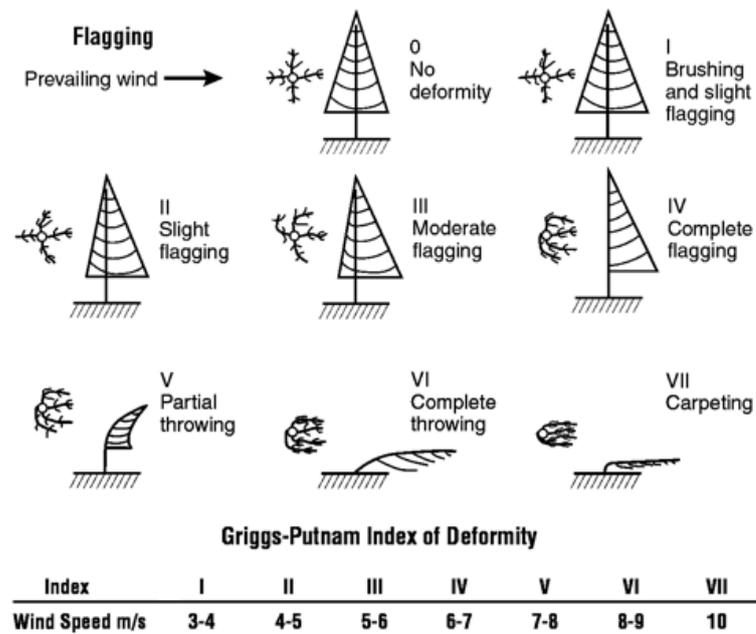


Figure I.3 : Répertoire des niveaux de déformation de Griggs-Putnam[7].

La variation des vents étant très fréquente, il nous est difficile de lire les données collectées à un endroit précis, et ceci peut influencer sur la crédibilité des mesures. Pour éviter des erreurs d'appréciation, nous devons utiliser des logiciels spécifiques tels que : WAsP, WINDPRO, WINDOGRAPHER.

I.3.2 Éléments de mesure de la vitesse du vent

a. Les anémomètres et les girouettes :

De manière générale, les anémomètres doivent être posés sur un mât de 10 mètres de haut.

Un anémomètre se compose de trois petites coupelles installées sur des bras horizontaux régulièrement espacés et équipé d'un dispositif de comptage de tours. La vitesse de rotation de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent. Il indique aussi la direction du vent grâce à une girouette associée dans le dispositif. D'où la dénomination Anémomètre

Girouette) comme il est représenté par la figure (I-4) [11].



Figure I.4:Ensemble Anémomètre Girouette [8]

b- La manche à air (manche à vent)

La manche à air est un instrument très simple qui nous indique l'origine du vent et nous donne aussi une approximation de la vitesse du vent. C'est un tube de toile souple fermé à l'une des extrémités que l'on appelle manchon, et fixé à un mât. Le vent pénètre par l'ouverture et soulève le manchon. Il y a toujours au moins trois bandes rouges et deux bandes blanches qui s'alternent. Ces bandes nous permettent d'avoir une valeur approximative de la vitesse du vent. La répartition des bandes se fait de sorte que chaque bande correspond à une vitesse de 5 nœuds (environ 9 km/h). Quand il y a cinq bandes du tube de toile complètement à l'horizontal on peut dire qu'il y a un vent d'au moins 25 nœuds (environ 45 km/h). Le tube de toile peut aussi pivoter sur son axe alors il nous permet de connaître la direction du vent. Le manchon pointe toujours vers la direction du vent, la figure (I.5) montre l'emplacement du manche.



Figure I.5: Manche à air

c- Anémomètre à hélice :

Ce dispositif est aussi couplé à une girouette, l'hélice, qui nous permet de mesurer la vitesse du vent, tourne autour d'un axe horizontal. Parmi les types d'anémomètres les moins courants, on trouve des anémomètres constitués de deux hélices tournant autour de deux axes fixes, horizontaux et perpendiculaires. La force et la direction du vent sont calculées en corrélant les vitesses de rotation des deux hélices. C'est également le cas sur les éoliennes la figure (I.6) indique ce dispositif[9].



Figure I.6 : Anémomètre à hélice

d- Anémomètre à moulinet (ou de Byram) :

L'anémomètre à moulinet est un instrument mesurant la vitesse du vent par la rotation d'un moulinet à axe horizontal ou vertical. Le principe est similaire à l'anémomètre à hélices à part que les hélices sont remplacées par des pales. La différence essentielle entre ces deux types est que le moulinet est un capteur planaire (il mesure la composante du vecteur vent sur un plan perpendiculaire à son axe de rotation) alors que l'hélice est un capteur logique mesurant la projection du vecteur vent sur son axe de rotation. Il existe des anémomètres portatifs qu'un opérateur peut utiliser facilement en tout endroit.

La figure(I.7) présente un anémomètre à moulinet le plus souvent utilisé [10] et [11].



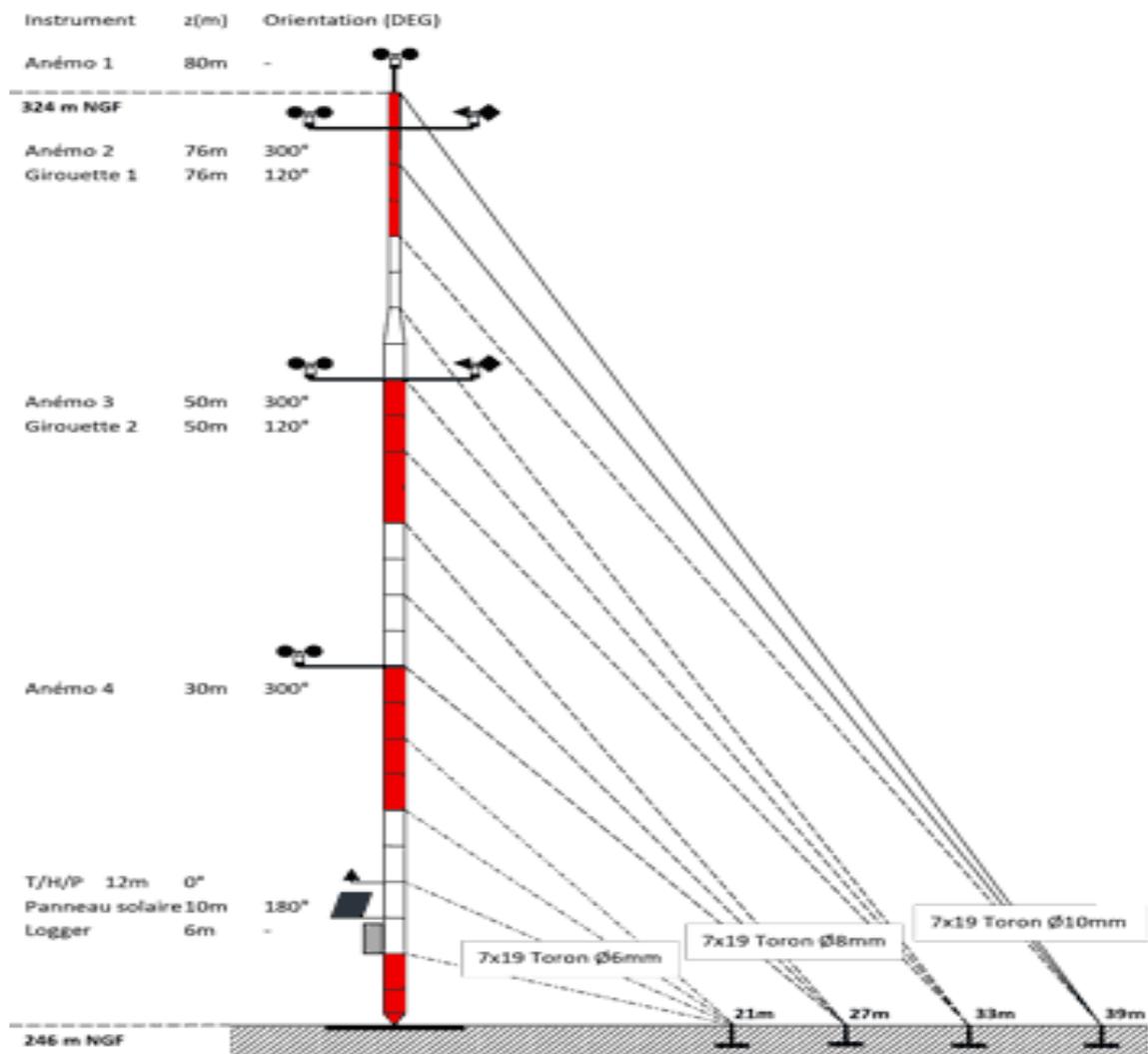
Figure I.7 : Anémomètre à moulinet

e- Le mât de mesures:

Les mâts de mesure de vent sont conçus en treillis de sections triangulaires haubanées de différentes hauteurs en utilisant des haubans d'acier très résistants [12]. Il est nécessaire d'implanter des mâts dans des sites conformément aux critères pour mesurer les paramètres du vent et en respectant les critères suivants [13]:

- Le mât de mesure doit obéir à une hauteur de 10 m et sur un terrain dégagé.
- Un mât doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.
- Un objet est considéré comme un obstacle s'il présente une largeur angulaire supérieure à 10° .
- Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5m dans un rayon de 100m autour du mât
- Les obstacles de hauteur inférieure à 2m peuvent être négligés.
- Un changement de relief dans un rayon de 100 m est aussi considéré comme un obstacle
- Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8m.

La figure (I-8) illustre le montage d'un mât de mesures.



I.8 : Le mât de mesures [14].

I.4 Éléments atmosphériques et influence sur le vent

a. Structure atmosphérique [15]

L'atmosphère standard se compose de deux parties essentielles, comme est indiqué sur la figure (I-9). La première partie est la troposphère sa limite inférieure est le sol et sa limite supérieure est appelée la tropopause, son épaisseur est de l'ordre de 10 kilomètres. La deuxième est la stratosphère représente 20% au-dessus de la tropopause.

L'air qui constitue l'atmosphère terrestre est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides, concentrés dans la troposphère. Dans cette région, le déplacement de l'air, par rapport à la surface terrestre, appelé vent résulte de l'équilibre entre les forces de ce milieu. Une partie élémentaire d'air dans ce milieu est soumise à la réaction de quatre forces majeures:

- La force gravitationnelle (l'attraction mutuelle des corps);

- La force due au gradient de pression (dû à la différence des pressions);
- La force de Coriolis qui est le résultat de la rotation de la terre au tour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent
- Les forces de frottements qui traduisent la friction turbulente de l'air avec le sol

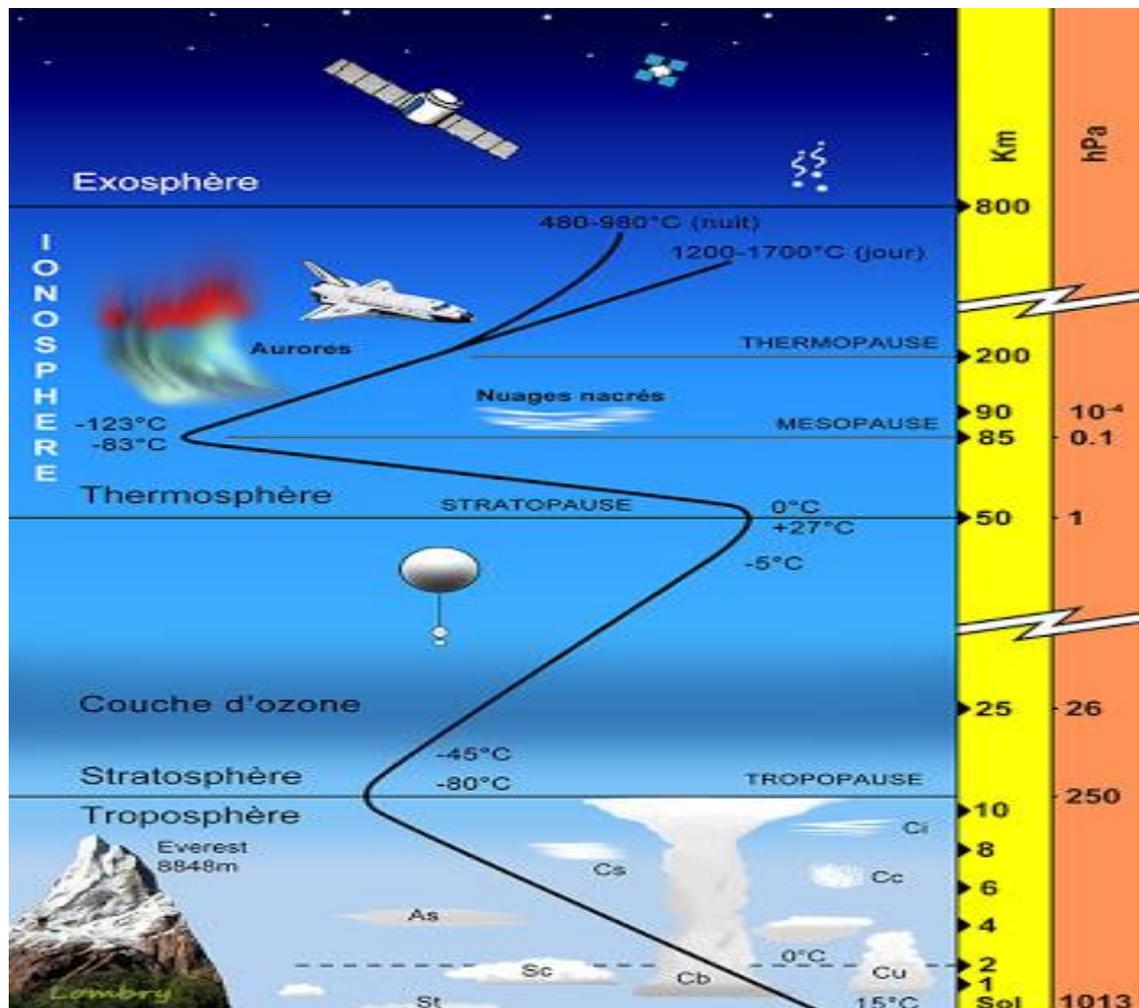


Figure I.9 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard. [16]

b. Couche limite atmosphérique(CLA):

La couche limite atmosphérique[17] possède une épaisseur d'environ un kilomètre. Elle est la couche qui contient 10% du volume de la masse d'air totale. Le déplacement d'air est régi par le gradient de pression. Cette couche est contrôlée et modifiée partiellement par le frottement aérodynamique de la surface du sol et par l'importance de la stratification de la densité d'air qui résulte des différences de températures entre la surface du sol et l'air ambiant.

Elle est fonction de plusieurs paramètres, tels que, la vitesse du vent, la rugosité des sols et l'ensoleillement variable suivant les lieux, les saisons et l'heure de la journée. A côté de la surface terrestre, la présence du sol perturbe l'écoulement de l'air et crée une forte turbulence (vent)

alors que dans l'atmosphère libre, l'air sous l'action des forces de pression et de Coriolis est uniforme, horizontal et sa vitesse est constante (vent géostrophique).

I.5 Influence thermique du sol:

- Les brises

La notion de vent et de brise est mal interprétée dans le langage courant, on confond généralement entre vent et brise. Pour le météorologue, il s'agit pourtant de circulations d'air tout à fait différentes. Comme il a été précédemment défini, le vent se situe à l'échelle météorologique, il a pour moteur les anticyclones et les dépressions, par contre la brise est un phénomène local, d'origine convective [18].

- Brise de terre et brise de mer:

Durant la journée la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, ce qui provoque un soulèvement de l'air chaud qui se dirige ensuite vers la mer.

Ce qui engendre une dépression près de la surface de la terre, attirant ainsi l'air froid provenant de la mer, c'est ce que l'on appelle la **brise de mer**. Vers le tard, il se produit souvent une période calme ou la température de la terre et celle de la mer se rejoignent.

Par contre, la nuit le phénomène inverse s'installe et le vent commence à souffler dans le sens inverse, c'est ce que l'on appelle la **brise de terre**.

En général, la vitesse du vent est moins importante que celle de la brise de mer car la différence de température entre la terre et la mer est moins importante la nuit. La mousson qui souffle en Asie du Sud-Est est en effet une brise de mer alternant avec une brise de terre à grande échelle, sa direction varie en fonction des saisons. Les figures ((I.10.A) et (I.10.B) symbolisent ce phénomène.

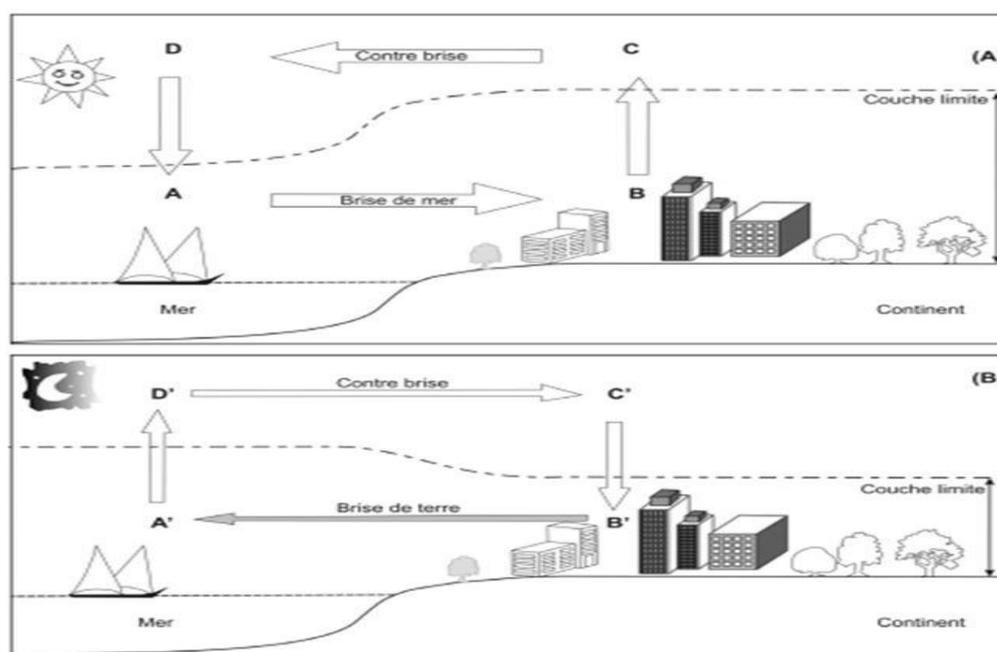


Figure I.10: (A) Schéma simplifié de la brise de mer ; (B) schéma simplifié de la brise de terre [19].

Les parcs éoliens sont souvent situés près de la côte pour profiter des fluctuations quotidiennes normales de la vitesse du vent résultant de la brise de mer ou sur terre. Alors que de nombreux parcs éoliens on shore et parcs éoliens offshore ne comptent pas sur ces vents, un parc éolien near shore est un type de parc éolien offshore situé sur les eaux côtières peu profondes pour tirer profit des deux brises marines et terrestres.

I.6 Impact mécanique du relief: obstacles en montagne

L'observation sur le terrain montre que les vents transcendent dans une certaine mesure les barrières isolées, mais une fois la barrière formée par le relief suffisamment développée, le courant d'air doit souvent passer sur la plus grande partie de sa longueur. Sur une pente "sous le vent", l'air monte provoquant une montée du courant; Le levage est appelé rampe et est souvent utilisé pour le glissement la figure(I.11) illustre le phénomène.

Ensuite, pour suivre son mouvement, l'air descend, le long de la pente opposée, on l'appelle encore «sous vent», et il devient en mouvement avec une turbulence assez importante qui forme des courants descendants et des tourbillons .Sous le vent, l'écoulement épouse rarement le profil du relief. Il décolle de celui-ci et devient tourbillonnaire.

Donc si l'on rencontre souvent des vitesses de vent accélérées sur les collines, c'est à cause de la différence de pression existant à l'avant et à l'arrière de celles-ci. Ainsi, le vent se trouve comprimé par la colline à la face exposée au vent, pour s'étendre ensuite, une fois passé le sommet, vers la zone de basse pression du côté sous le vent de la colline.

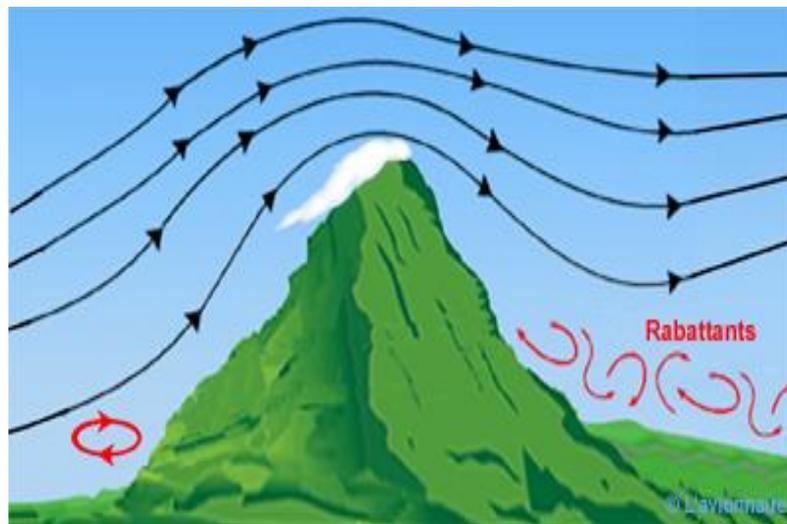


Figure I.11 : mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique [20]

I.7 Classification du vent

En fonction de sa vitesse et de son impact, on classe le vent d'après l'échelle de l'amiral Beaufort, créé en 1805. Cette classification est basée sur des intervalles de vitesse comme est expliqué sur le tableau(I.1).

Tableau I.1: classification du vent d'après l'échelle de Beaufort

| Degré | Vitesse (m/s) | Effet au sol | Effet sur l'eau |
|--------------------------------------|----------------|--|--|
| 0. Calme | <1 | Pas de vent, la fumée monte verticalement | Comme un miroir |
| 1. Brise | De 0,6 à 9,8 | La fumée fléchit, Les feuilles bougent, branches bougent | Calme plat, Petites vagues courtes, Vaguelettes, Vagues moyennes, moutons, embruns éclaboussures |
| 2. Vent frais | De 9,9 à 12,4 | Les grosses branches s'agit et on le sent dans les maisons | Grosses vagues avec écume |
| 3. Vent fort | De 12,5 à 15,2 | Il agite les branches et gêne la marche | Très grosses vagues avec écume |
| 4. Bourrasque ou coup de vent | De 15,3 à 21,5 | Il casse les branches et agite de gros arbres, Il arrache les tuiles des toits | Vagues hautes, embruns et visibilité réduite, Lames avec écume épaisse, visibilité |
| 5. Tempête | De 21,6 à 29 | Il arrache et abat les arbres, Il provoque des dégâts énormes | Grosses lames, mer blanchâtre, visibilité très réduite, Très grosses lames, la mer est couverte d'écume, visibilité proche du zéro |
| 6. Ouragan | Plus de 29 | Destruction générale de tout ce qu'il rencontre | Mer totalement blanche, visibilité nulle, lames exceptionnellement hautes |

I.8 Variation spatiale (atlas de l'algerie)

Actuellement beaucoup de pays ont établi leurs recueils de cartes géographiques de vents généralement établis à l'aide du logiciel WASP développé par le Laboratoire Riso au Danemark. Ce logiciel permet, à partir des données mesurées au sol, d'établir une interpolation spatiale tout en prenant en considération les conditions du sol, à savoir, la topographie, la rugosité et les obstacles [21] [22],[23],[24], [25] et [26]. De nombreux chercheurs algériens ont travaillé sur l'évaluation du potentiel du vent afin de produire des réservoirs géographiques de vent, par exemple, nous les citons :

- En 2016, les chercheurs LOUSSA et al. ont estimé les ressources éoliennes disponibles dans la région *Ksar Chellala en utilisant WASP* pour identifier les sites venteux adaptés aux installations éoliennes les plus productives [27].
- En 2016, ABDESLAME et al. Dans ces travaux ont utilisé les données éoliennes pendant dix ans sur 4 sites situés dans les hauts plateaux algériens, à savoir Sétif, Ksar Chellala, Msila et Tiaret, pour évaluer la production annuelle de puissance électrique d'un parc éolien d'une capacité installée de 8 MW sur chaque site en Algérie [28] ;
- En 2020, Salah Marih et al. ont présenté une évaluation du potentiel éolien et une méthodologie de conception d'un parc éolien de 10 MW dans la région industrielle d'Arzew, située au nord-ouest de l'Algérie, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et accroître la participation de l'Algérie à l'utilisation des énergies renouvelables.

I.9 LES OBJECTIFS DE NOTRE TRAVAIL

Notre objectif consiste à faire une évaluation optimale du potentiel éolienne du site dans la région Ksar Chellala au sud de Tiaret.

L'évaluation du potentiel d'un site éolien comme Ksar chellala nécessite :

- Des campagnes de mesure durent généralement au moins douze mois, au cours desquelles les données de mesure du vent sont collectées en continu à intervalles réguliers sans interruption ;
- Les données de stations météorologiques à proximité de site doivent être exploitées au maximum car elles permettent de nous donner une idée sur les véritables valeurs réelles de vent car les conditions météorologiques varient d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre ;
- La détermination des directions dominantes du vent aide dans le choix de la direction d'implantation des éoliennes du parc ;
- La vérification de l'efficacité d'installation des différentes technologies d'éoliennes pour valider l'efficacité en termes de production d'énergie au niveau de site doit être simulée par des outils numériques modernes tels que Wasp.

Ces étapes scientifiques seront clôturées par une étude technico- économique pour estimer du prix de l'électricité produite par le parc, et son influence environnementale coté d'émission des gaz polluants.

I.10 Méthodologie d'évaluation d'un potentiel éolien

Cependant la bonne exploitation de ces bases de données exige des compétences et un savoir faire des techniques statistiques, de traitement des mises à jour et une maîtrise des logiciels numériques. Quoique les modèles mathématiques d'optimisation de toutes ces sources d'énergies renouvelables sont basés sur le rendement et la puissance électrique produite.

I.11 Estimation préliminaire d'un site éolien [1]

L'évaluation préliminaire d'un parc éolien dépend de plusieurs critères. Étant donné que chaque site a ces propre conditions qui dépend de sa nature, sa position, son encombrement, influences externes, et de l'historique du comportement de son énergie primaire. Les différents critères préliminaires standards de choix d'un site appliqués dans plusieurs études de conception sont résumés comme suit :

- La vérification de l'historique du comportement des vents du site pendant au moins une décennie est très essentielle.
- Pour une meilleure estimation, il est préférable d'avoir une position haute et éloignée des habitations pour installer une éolienne car sa puissance dépend fortement de sa position.
- Écartés les endroits où le vent est trop chaotique.
- Assurer la présence de la plage de vitesse moyenne du vent parce que les éoliennes peuvent être utilisées lorsque la vitesse du vent est supérieure à 10 et moins de 20 km / h.
- Une analyse d'un an de la production éolienne est réalisée sur site par simulateur.

- D'autres critères supplémentaires, mais aussi importants s'ils sont disponibles, comme des sites spécifiques qui sont très favorables et garantissent de bons rendements :

➤ **L'effet tunnel ou effet Venturi :**

Les vents sont toujours plus forts sur les cols entre deux montagnes ou entre deux grands édifices. L'air est comprimé et donc la vitesse augmente considérablement pour maintenir le flux d'air stable. De plus, le vent maintient également une trajectoire stable. Ces zones sont très propices aux éoliennes.

➤ **La mer et les lacs sont des emplacements privilégiés :**

Il n'y a pas d'obstacle au vent et donc, même à basse altitude, les vents sont à un rythme considérable.

La configuration d'un parc éolien :

La figure(I.12) illustre le schéma standard d'une ferme éolienne raccordée au réseau électrique ;

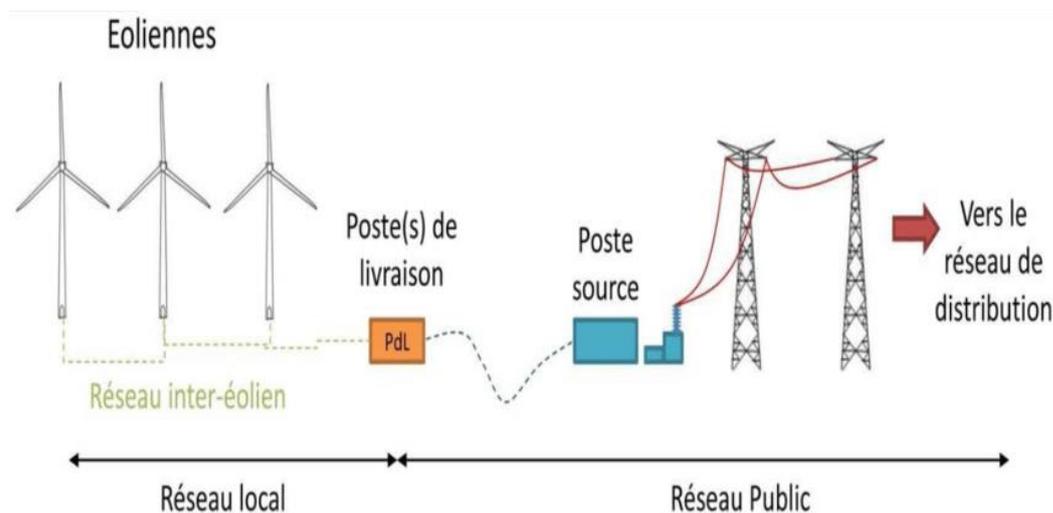


Figure I.12 : configuration du système électrique éolien [29]

I.12 L'organigramme de la méthodologie conception [30]

La méthodologie d'évaluation et de dimensionnement d'un parc éolien dépend d'un algorithme spécifique. Étant donné que chaque concepteur doit tracer un algorithme propre qui dépend des critères site et de son énergie primaire. L'organigramme appliqué dans plusieurs études de conception que nous avons adopté est illustré par la figure I.14. Ce dernier contient plusieurs étapes, mais en réalité, selon les cas, ces étapes ne sont pas toujours effectuées dans le même ordre selon le logiciel utilisé, certaines peuvent être omises, et plusieurs sont souvent regroupées.

Le processus d'évaluation commence par:

Étape 01 : La mesure du vent sur le site considéré ;

La courbe de puissance donne la relation entre le vent au moyeu de l'éolienne et la puissance fournie par l'éolienne. Cependant, le problème est que les calculs ne sont pas effectués précisément au niveau du moyeu

des futures éoliennes, c'est pourquoi l'estimation du potentiel commence par plusieurs étapes d'extrapolation des calculs de vent initiaux ;

Étape 2 :L'extrapolation verticale tient compte du fait que le mât de mesure est généralement inférieur à celui du moyeu de l'éolienne ;

Étape 3 :L'extrapolation temporelle permet de prendre en compte le fait que les mesures effectuées sur une période d'environ un an ne sont pas intrinsèquement indicatives d'une année moyenne en raison de la variabilité interannuelle du vent. Pour cela, nous utilisons une autre base de données du vent, disponible pour une position proche du site sur un grand nombre d'années, appelée "référence long-terme";

Étape 4 :L'extrapolation horizontale permet de prendre en compte le fait que les éoliennes ne seraient pas montées au même point de mât, mais à quelques dizaines ou centaines de mètres. Pour ce faire, nous nous appuyons sur la topographie du site et les positions d'éoliennes dans le parc;

Étape 5 : La courbe de puissance des éoliennes permet d'estimer la puissance brute de ce vent.

Les pertes doivent être déduites de cette production brute afin de réaliser un revenu net. Les premières pertes à éliminer sont les pertes dues aux effets de sillage dans un parc, c'est-à-dire la réduction du vent arrivant sur une éolienne en raison de la présence d'autres éoliennes en amont. Ces pertes sont corrélées avec la géométrie du parc, les statistiques de vent (de grande importance directionnelle) et la courbe de puissance des éoliennes. Les autres pertes sont liées au processus de fabrication et sont déterminées par des pourcentages d'erreur normaux donnés par les fabricants.

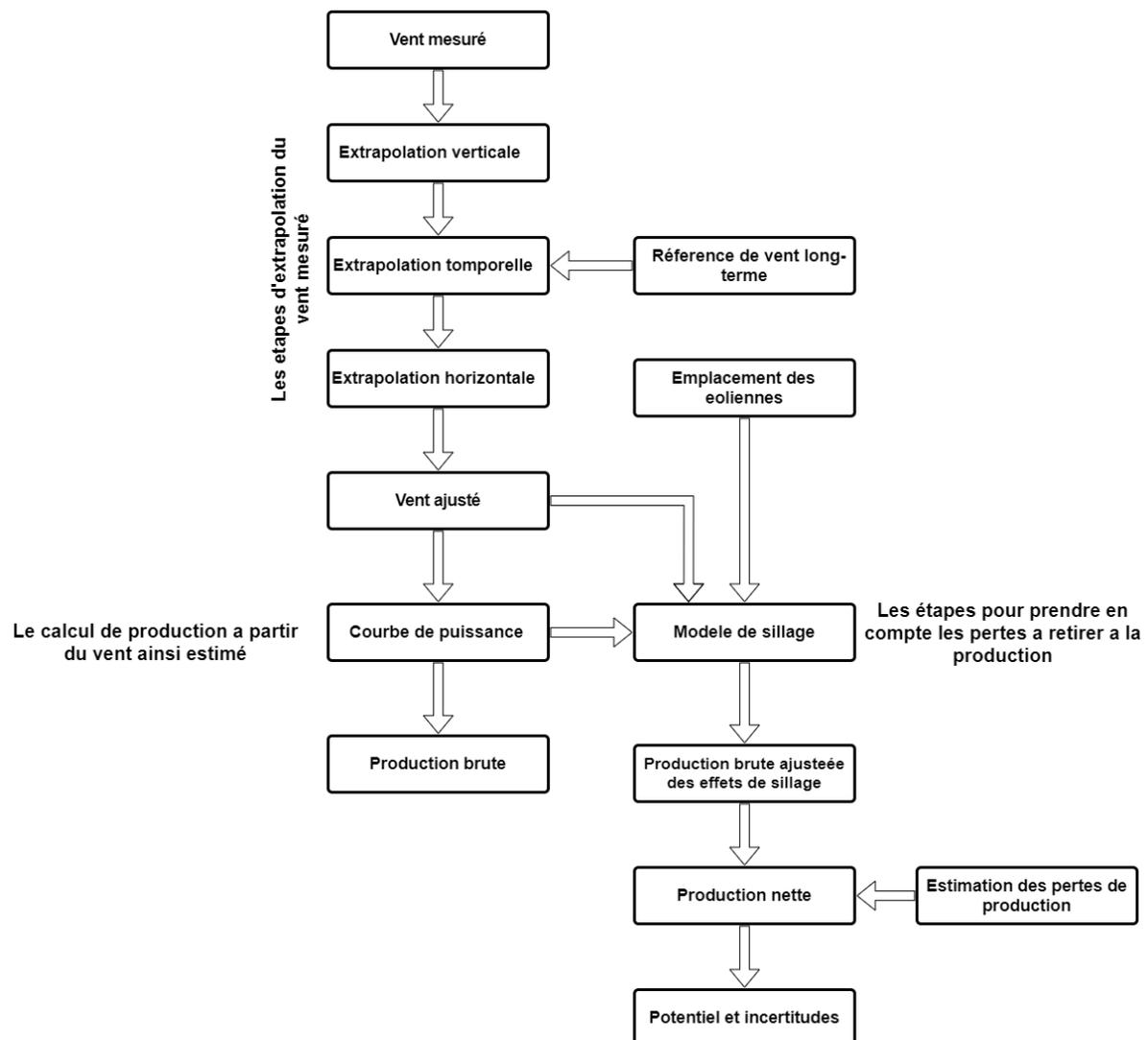


Figure I.13 : Organigramme de la chaîne méthodologique pour l'évaluation du potentiel éolien [30]

NB :

- Différents logiciels sont disponibles pour aider à cette éventuelle évaluation, dans leur ensemble ou uniquement pour certaines phases ;
- La distribution de Weibull est très fréquemment utilisée pendant ces phases d'extrapolation du vent pour modéliser l'état de vitesse du vent ;

I.13 Principe des différentes extrapolations du vent

I.13.1 Définition mathématique de l'extrapolation

En mathématiques, L'extrapolation est un calcul qui consiste également à estimer la valeur inconnue a partir d'autres variables étudiées. Dont on ne dispose pas d'équation, ce calcul est réalisé en dehors du domaine d'étude fourni par l'échantillon en utilisant le modèle mathématique obtenu [31]. Il être constatable dans la mesure où le modèle calculé n'est réellement applicable que dans le domaine d'étude. En dehors de cet intervalle, rien ne prouve que le modèle mathématique retenu soit toujours valable. En statistique, c'est un procédé qui consiste à prolonger une série statistique en introduisant à la suite des termes connus un terme nouveau qui obéit à la règle de la série [32].

Cette approche est utilisée dans la modélisation de la vitesse du vent à une hauteur équivalente à celle de la turbine éolienne. En effet, les données de vitesse du vent utilisées sont généralement celles des anémomètres placés sur le mât de mesure [33].

I.13.2 Extrapolation verticale du vent

L'extrapolation verticale du vent est une première étape de détermination de la vitesse du vent à hauteur de moyeu à partir des mesures de vent effectuées à plusieurs hauteurs le long du mât. La figure(I.14) explique ce principe où V_1 et V_2 représente les vitesses mesurées aux altitudes z_1 et z_2 par les anémomètres et le profil mesuré est modélisé par une loi puis extrapolé à la hauteur z_3 , hauteur du moyeu de l'éolienne pour avoir la valeur équivalente de la vitesse du vent V_3 [30].

Pour cela, nous utilisons une loi destinée à représenter le profil vertical du vent. Les deux lois largement utilisées sont la loi de la force, qui est empirique mais donne de bons résultats tout en étant très simple, et la loi du logarithme résultant de la théorie des couches limites. Les mesures permettent de calculer les paramètres qui ajustent le mieux le profil mesuré avec la loi utilisée pour une extrapolation ultérieure.

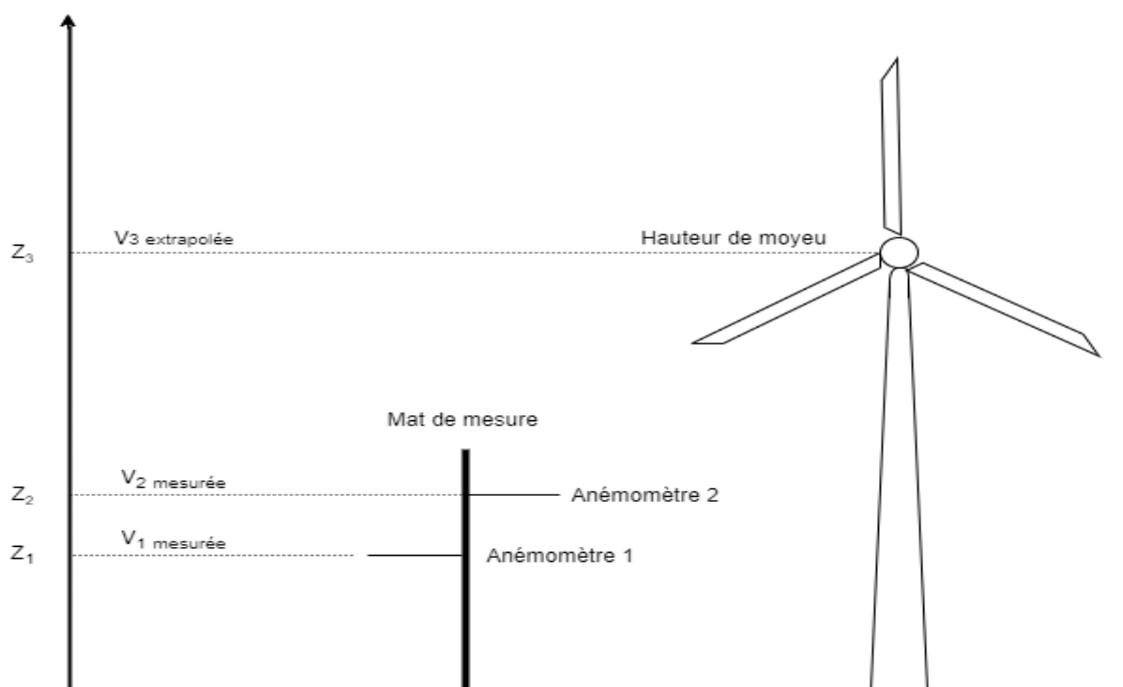


Figure I.14: Principe de l'extrapolation verticale

I.13.2.1 Loi de puissance [34]

a. Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Cette fonction représente la variation de la vitesse de vent en fonction de la hauteur à la puissance coefficient α représente le facteur de frottement.

L'expression de la loi en puissance est donné par :

$$V(z) = c z^\alpha \quad (I.1)$$

Prenent le logarithme des cotés de l'équation (I.1) pour deux hauteurs z_1 et z_2 , dont on connaît le vent, respectivement V_1 et V_2 , on peut calculer l'exposant α avec :

$$\alpha = \frac{\ln(\bar{v}_2) - \ln(\bar{v}_1)}{\ln(z_2) - \ln(z_1)} \quad (I.2)$$

Ces lois sont calibrées généralement sur le profil de vent moyen. C'est pourquoi l'équation (I.2) dépend de \bar{V}_1 et \bar{V}_2 , qui sont des moyennes de V_1 et V_2 . Donc avec la formule (I.3) on obtient ainsi le coefficient moyen α , qui permet d'extrapoler les mesures de la hauteur z_2 à la hauteur z_3 .

$$\hat{V}_3 = V_2 \left(\frac{z_3}{z_2} \right)^\alpha \quad (I.3)$$

la valeur de α est toujours choisie comme 1/7 (ou 0,14) dans le cas des atlas éoliens à 10 m.

Cas approximative:

$$C = \left(\frac{z_1}{z_2} \right)^{0.2796 \ln z_1} \quad (I.4)$$

$$\alpha = 0.90169 + 0.10528 \ln z_1 - 0.05502 \ln z_2 - 0.006424 \frac{\ln z_1}{\ln z_2}$$

b. Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976 [34]

La formule d'estimation du coefficient de friction α pour tracer le profil vertical permettant ainsi d'extrapoler instantanément les vitesses du vent s'écrit sous la forme suivante:

$$V(z_2) = V(z_1) \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (I.5)$$

$$\alpha = a + b \ln V_1$$

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

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)} \quad (I.6)$$

$$b = \frac{-0.088}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)} \quad (I.7)$$

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln V_1}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)} \quad (I.8)$$

c. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

c.1 Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail

Les deux chercheurs sont proposés, aussi, pour une altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation suivantes :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z_1}{10} \right)}{1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z_2}{10} \right)} \quad (I.9)$$

$$\frac{c_1}{c_2} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^m \quad (I.10)$$

$$m = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)} \quad (\text{I.11})$$

c.2 Modèle d'extrapolation de Mikhail modifié [35]

Les expressions d'extrapolation des paramètres proposés pour une extrapolation à partir d'un niveau quelconque sont représentées par l'équation (I.5), en modifiant l'exposant.

$$m_1 = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} + \frac{0.0881 \ln(1-C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (\text{I.12})$$

c.3 Extrapolation verticale de la vitesse moyenne

En raison de l'étroite corrélation entre la vitesse moyenne du vent et le paramètre d'échelle de Weibull, les relations utilisées pour extrapoler la vitesse instantanée du vent peuvent être utilisées pour calculer la vitesse moyenne V_2 , à partir d'une vitesse moyenne V_1 définie en Z_1 [36].

$$\frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (\text{I.13})$$

I.13.2.2 Loi logarithmique

L'expression de la loi en logarithme est :

$$V(z) = \frac{V^*}{0.4} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (\text{I.14})$$

Où les paramètres V^* et z_0 ne dépendent pas de l'altitude. En appliquant cette équation pour deux hauteurs z_1 et z_2 on peut calculer le paramètre z_0 :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (\text{I.15})$$

$$\ln(V_2) = \frac{\bar{V}_2 \ln(z_1) - \bar{V}_1 \ln(z_2)}{\bar{V}_2 - \bar{V}_1} \quad (\text{I.16})$$

Puis extrapoler le vent de la hauteur z_2 à la hauteur z_3 :

$$\hat{V}_3 = V_2 \frac{\ln(z_3) - \ln(z_0)}{\ln(z_2) - \ln(z_0)} \quad (\text{I.17})$$

Avec les mêmes notations que précédemment

Avec :

- Z_1 : hauteur du mât de mesure
- Z_3 : hauteur de l'éolienne
- V_1 : vitesse mesuré au niveau du mât de mesure
- V_2 : vitesse qu'on veut déterminer

I.13.2.3 L'extrapolation verticale et le logiciel WASP.

Le logiciel WASP peut également être utilisé pour effectuer une extrapolation verticale. Dans ce cas, ce n'est pas une formule simple mais elle est également basée sur l'équation (I.17) qui représente le profil théorique du vent dans des conditions de stabilité neutre. WASP utilise des mesures à une

seule hauteur et également une carte de rugosité locale, il connaît donc le paramètre Z_0 en amont du mât pour chaque direction de l'onde. Il en déduit V^* , la vitesse de frottement qui caractérise l'écoulement à une altitude plus élevée, sans être dérangé par l'air. Puis par le cycle inverse, à la hauteur et à la position désirée [37], il descend du vent d'altitude au vent près de la surface. Ce déplacement se fait en parallèle avec l'extrapolation horizontale. Dans ce contexte, nous avons utilisé le logiciel WAsP, avec une les données du vent à une hauteur de 10 m récoltées par la station de métrologie de la région de ksar challala. La vitesse du vent à une hauteur supérieure et égale à la hauteur du moyeu des éoliennes utilisées est évaluée par WAsP en utilisant l'extrapolation verticale, et pour balaye tout le site en étude, l'extrapolation horizontale est utilisée.

I.13.3 Extrapolation temporelle où règlement à long terme.

C'est un processus qui nous permet d'affiner les mesures de vent dans une base de données en tenant compte de la variabilité interannuelle. Sinon, le concepteur peut facilement se tromper dans son estimation du site. Donc soit la production moyenne est surestimée si ce dernière est basée dans ces calculs sur les valeurs d'une année très venteuse. Ou si l'année n'est pas très venteuse, il peut réduire la capacité du site.

I.13.4 Extrapolation horizontale et sillage

Afin que l'éolienne ne soit pas installée à l'emplacement exact du mât de mesure, une extrapolation horizontale sera effectuée. Un logiciel prenant en compte la topographie du site sera utilisé pour modéliser localement les flux autour du point de mesure. Cette procédure est également utilisée pour tester différentes configurations du parc et ainsi positionner les éoliennes dans les endroits les plus venteux tout en minimisant le sillage des turbines les unes sur les autres.

De fait l'extrapolation horizontale n'est jamais réalisée seule ; elle est en général combinée aux étapes du calcul de la production brute et de la production ajustée des effets de sillage.

On prend en compte les caractéristiques techniques des éoliennes (leur courbe de production) et leurs emplacements respectifs, afin de calculer la production énergétique en tenant compte du sillage. On obtient ainsi le chiffre de la production brute ajustée des effets de sillage.

Un des logiciels les plus utilisés pour cette étape est WAsP. Il utilise les caractéristiques de rugosité du terrain et les équations théoriques régissant le profil vertical du vent pour estimer le vent géostrophique, au-dessus de la couche limite, à partir des mesures à un endroit et une hauteur précise. Ensuite le procédé inverse permet de redescendre du vent géostrophique au vent proche de la surface, aux emplacements et hauteurs désirés. Les limites de cette méthode sont le fait que le site de mesure et le site étudié doivent être soumis au même régime de vent. En plus de la rugosité, WAsP modélise les obstacles et l'orographie, mais le terrain ne doit tout de même pas être trop complexe car il ne prend en compte aucun aspect non linéaire du flux de vent.

I.14 Détermination de la longueur de rugosité du sol

La longueur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan où s'applique la condition d'adhérence et où le vecteur vent moyen est égal au vecteur nul. Elle dépend, pour chaque direction, de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles et de la distance sur laquelle ces deux conditions s'appliquent. Il peut y avoir des variations significatives de la longueur de rugosité selon les saisons, dues par exemple aux feuilles ou à une couverture neigeuse. Une des caractéristiques d'un site de mesure du vent est donc sa longueur de rugosité dans chaque direction. Le calcul exact de la longueur de rugosité est délicat [38]. Une forte rugosité ralentit considérablement la vitesse du vent, ainsi, la jungle ou le paysage urbain ralentiront le vent plus que les paysages de plaine. Par contre, la surface de la mer à une rugosité encore plus faible n'a que très peu d'influence sur l'écoulement de l'air. Alors que l'herbe longue, les buissons et les arbrisseaux freinent aussi considérablement le vent. On se réfère en général à deux notions lorsque l'on évalue le potentiel éolien d'un endroit donné par la classe de rugosité et sa longueur de rugosité.

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

Deux études du même chercheur ont abordé la rugosité des terrains, où l'on distingue plusieurs tableaux qui classifient la longueur de rugosité en fonction de la nature du terrain. Le tableau(I.2) rapporte les zones les plus couramment utilisés, il est facile de constater la différence entre eux et le meilleur exemple lié à leur différence est présenté dans la valeur de la rugosité attribuée aux grandes villes et les zones fortement boisées. L'une des solutions pour permettre d'obtenir des valeurs de rugosité assez fiable est de procéder à des estimations en prélevant des mesures à au moins deux hauteurs différentes dans le même lieu. [39]

Tableau I.2: Classes et longueurs de rugosité [39]

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

I.15 La courbe de puissance d'une éolienne

Une éolienne est caractérisée par une courbe de puissance représentant la relation entre la vitesse du vent et la quantité d'énergie électrique générée, en fonction de diverses limites. Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de coupe, il y a trop peu de puissance pour faire tourner les pales de

l'éolienne, et il n'y a pas donc d'électricité générée. Dès que la vitesse du vent est suffisamment élevée, l'énergie électrique est générée, lors de quoi la quantité d'énergie dépend de la vitesse du vent au cube et linéairement de la surface des pales en rotation. Un petit changement de vitesse du vent aura donc un impact important sur la production d'énergie.

Afin d'éviter d'endommager le train d'entraînement de la turbine, chaque éolienne a une limite de vitesse du vent (vitesse de sortie nominale), résultant en une production d'énergie constante (puissance de sortie nominale). Si la vitesse du vent est supérieure et dépassera le seuil, le système qui provoquera l'arrêt immédiat de la turbine afin d'éviter tout dégât à l'éolienne. Figure I.15.

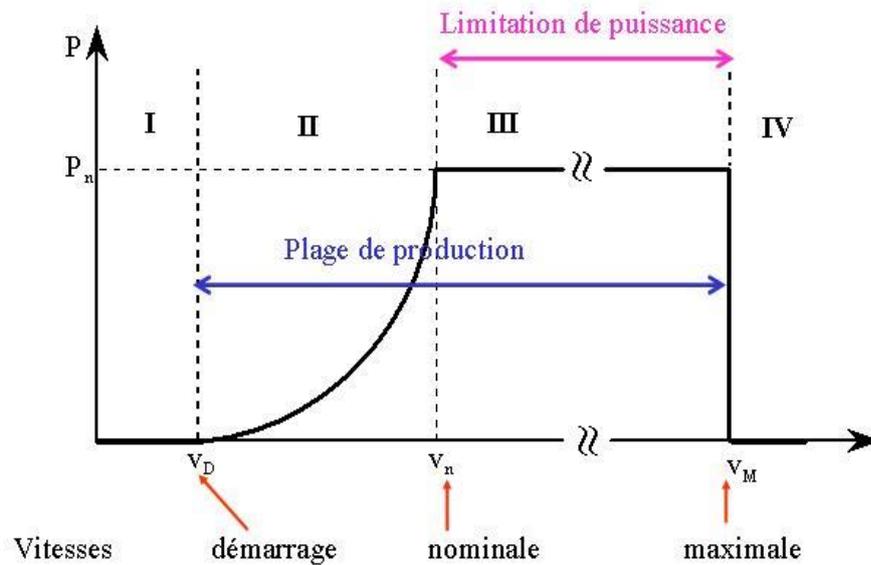


Figure I.15 : Courbe de puissance d'une éolienne

I.16 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons énumérer les principales définitions et caractéristiques du vent. Il nous a permis d'approfondir nos connaissances dans les phénomènes régissant le vent et le développement des technologies éoliennes. A travers les documents consultés, nous avons conclu qu'un projet éolien malgré la propreté de son énergie a un impact sur son environnement tel que le milieu naturel et social. Il présente aussi des perturbations techniques des transmissions radioélectriques.

La revue de la méthodologie employée pour estimer le potentiel éolien montre que les méthodes sont très diverses selon les industriels et qu'elles comportent beaucoup d'étapes pour estimer le vent au niveau des éoliennes puis calculer la production et enfin les pertes. Chaque étape fait intervenir des modélisations ou des approximations, donc susceptible d'introduire des erreurs dans le calcul.

Les points qui posent particulièrement problème sont les méthodes utilisées pour estimer le vent par des extrapolations verticales, horizontales et temporelles du vent mesuré sur le site. Comme l'énergie est liée au cube de la vitesse mais que la courbe de puissance n'est pas linéaire, les erreurs sur le vent sont triplées pour un site peu venté. Finalement nous avons conclu que l'évaluation du potentiel éolien d'un site contient plusieurs étapes de calcul fondés sur des bases de donnés de cinq ans minimum de travail sans interruption. Donc chaque étape à besoin d'une modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent ce défini l'objectif de notre prochain chapitre.

Chapitre II :
Modélisation du parc éolien

II.1 Introduction:

Un grand nombre de méthodes ont été discutées dans la littérature pour concevoir un modèle de distribution de la vitesse du vent. En fait, plus d'une loi de probabilité montre que cette distribution sera rapprochée de la fonction de densité générale. La loi la plus utilisée est la loi de Weibull.

Notre objective dans ce chapitre, consiste à tester les résultats d'application de cette dernière loi sur la distribution du vent, et les approches de calcul de ces paramètres. Nous aborderons aussi les projections de la production annuelle d'énergie de Weibull.

Dans cette perspective, nous commencerons par identifier divers paramètres liés au vent, tels que la modélisation mathématique de la distribution de fréquence du vent, et l'analyse des méthodes de calcul des paramètres de Weibull, afin de déterminer la taille du parc éolien.

Par conséquent, pour réaliser un dimensionnement optimal, des informations sur l'influence de ces paramètres d'une part, sur la distribution statistique des vitesses du vent et d'autre part sur la qualité du potentiel éolien seront obligatoires. Une étude sera décrite pour évaluer l'intensité moyenne de l'énergie éolienne. Nous présenterons les différentes approches de modélisation des courbes de puissance et d'estimation des pertes et des incertitudes.

Enfin, une chronologique de réalisation d'un parc éolien sera établie.

II.2 Potentiel éolien

Le potentiel du vent dans une région donnée se calcul à partir des distributions de sa vitesse moyenne. Lorsqu'on dispose de mesures de vent, l'information peut être représentée sous forme d'histogramme Ce dernier illustre la variation de la fréquence relative des vitesses de vent. La modélisation de la distribution de la vitesse du vent se fait à partir de plusieurs modèles [40], utilisés pour ajuster les distributions de la vitesse du vent sur une période de temps. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull [41].

II.3 Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent

Afin d'évaluer le potentiel d'énergie éolienne d'un site, il est important de déterminer la distribution de fréquence de vitesse du vent. Les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle.

Les modèles habituels sont :

- La distribution de Weibull.

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

II.3.1 Distribution de Weibull

La loi de distribution de Weibull est un cas particulier de la distribution gamma généralisée. Elle a été utilisée pour la première fois en 1963 par le chercheur **Davenport** pour le calcul des contraintes exercées par le vent, qui a conclu, à l'époque, que cette méthode offre un bon ajustement aux données expérimentales [42]. C'est en 1974 que le scientifique **Justus** l'a utilisé pour l'énergie éolienne.

La fonction de Weibull peut être décrite par deux ou trois paramètres. Afin de se conformer aux standards de l'industrie éolienne, la majorité des pratiquants utilisent la fonction de Weibull à deux paramètres. La modélisation de la distribution de la fréquence des vents sur un site éolien est communément décrite par une distribution de Weibull. Elle a été utilisée pour l'analyse statistique des données mesurées sur le terrain. L'expression mathématique de cette distribution reliant la densité de puissance en fonction de la fréquence cumulée de cette distribution est donnée par:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{II.1})$$

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

La figure II.1 présente le graphe de la distribution de Weibull et la densité de puissance [43]

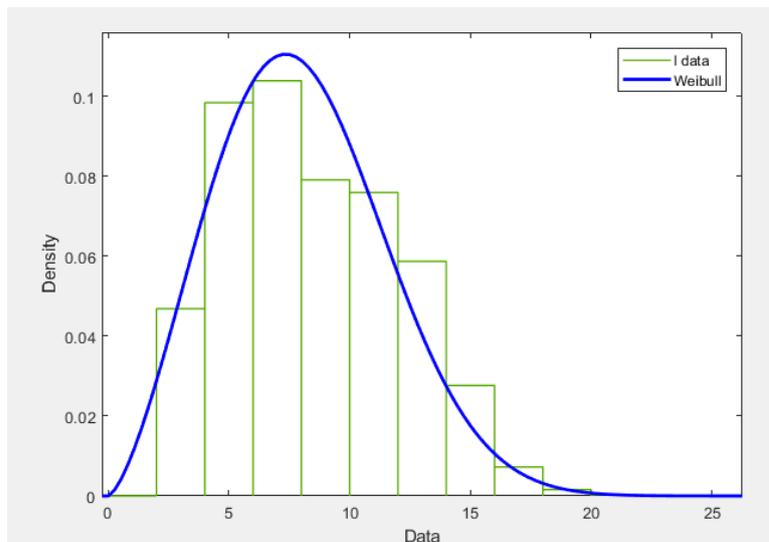


Figure II.1:Exemple de graphe de distribution de weibull

La fonction de répartition est donnée par [44]

$$\begin{cases} F(v \leq v_x) = \int_{-\infty}^{v_x} f(v). dv = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v_x}{C} \right)^k \right] \\ F(v \geq v_x) = \int_{v_x}^{+\infty} f(v). dv = \exp \left[- \left(\frac{v_x}{C} \right)^k \right] \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

La vitesse moyenne du vent V_m calculée en fonction des paramètres de Weibull s'écrit sous la forme suivante :

$$V_m = C. \Gamma \left[1 + \frac{1}{K} \right] \quad (\text{II. 3})$$

Bien que les vents modérés soient plus fréquents, la fonction de probabilité de Weibull révèle que des vitesses de vent moyennes élevées se produisent rarement. Dans le cas donné de la figure (II.1), la vitesse maximale du vent est très probablement d'environ 6 m / s tandis que la vitesse normale du vent est de 7,5 m / s. Ainsi, la distribution de Weibull peut faciliter de nombreux calculs requis par l'analyse des données de vent.

II.3.2 Distribution hybride de Weibull

La modélisation de Weibull est générale en ce sens qu'elle englobe les distributions exponentielles ou de Rayleigh qui ne sont que des cas particuliers de cette fonction. Donc, La distribution hybride de Weibull est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes est supérieure ou égale à 15% et que le facteur k se rapproche de la valeur 1 sur un site donné comme est montré sur la figure (II.2). Cette proportion ne peut en effet être ignorée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue éolien.

Cette distribution est donné par :

$$\begin{cases} f(v) = (1 - ff_0) = \left(\frac{k}{C} \right) \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] \text{ pour } v > 0 \\ f(v) = (ff_0) \text{ pour } v = 0 \end{cases} \quad (\text{II.4})$$

ff_0 est la fréquence des vents calmes.

II.3.3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh représente le cas où le facteur de forme k est égal à 2, comme est indiqué sur la figure(II.2). Sa densité de probabilité est donnée par :

$$F(v) = \int_{-\infty}^v f(v). dv = 2 \left(\frac{v}{C^2} \right) \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^2 \right] \quad (\text{II.5})$$

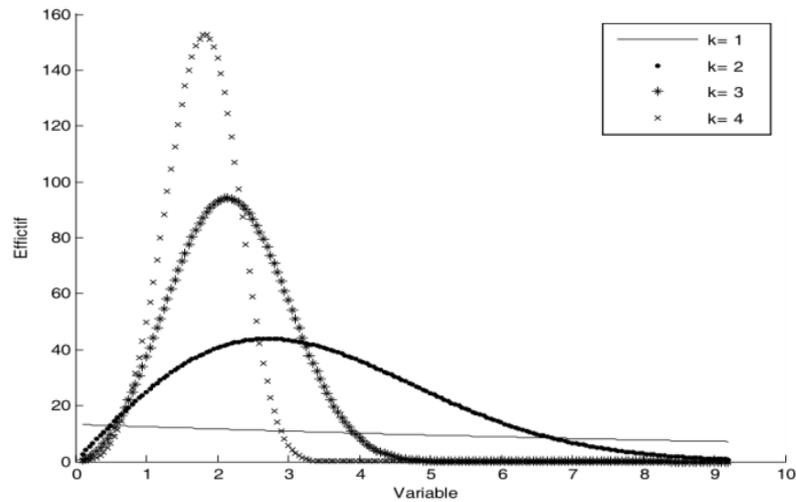


Figure II-2 : Influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions [45]

II.4 Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent

Le facteur de forme k et le facteur d'échelle C de la loi de Weibull ont des influences différentes sur la distribution statistique des vitesses de vent. Le facteur d'échelle C est relié directement à la vitesse moyenne du vent par la relation (II.2) et (II.5). 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 des 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.

II.5 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 C et k permettent d'accéder directement aux caractéristiques du potentiel éolien. La figure II-3 montre un exemple du calcul de la puissance pour un couple de paramètres C et k . Pour une rentabilité optimale des éoliennes, les valeurs de C devraient être comprises entre 6 et 15m/s [46]. 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 [47]. Avec C constant, et à k supérieur à 1,5 les distributions étalées offriront un meilleur potentiel que les distributions pointues.

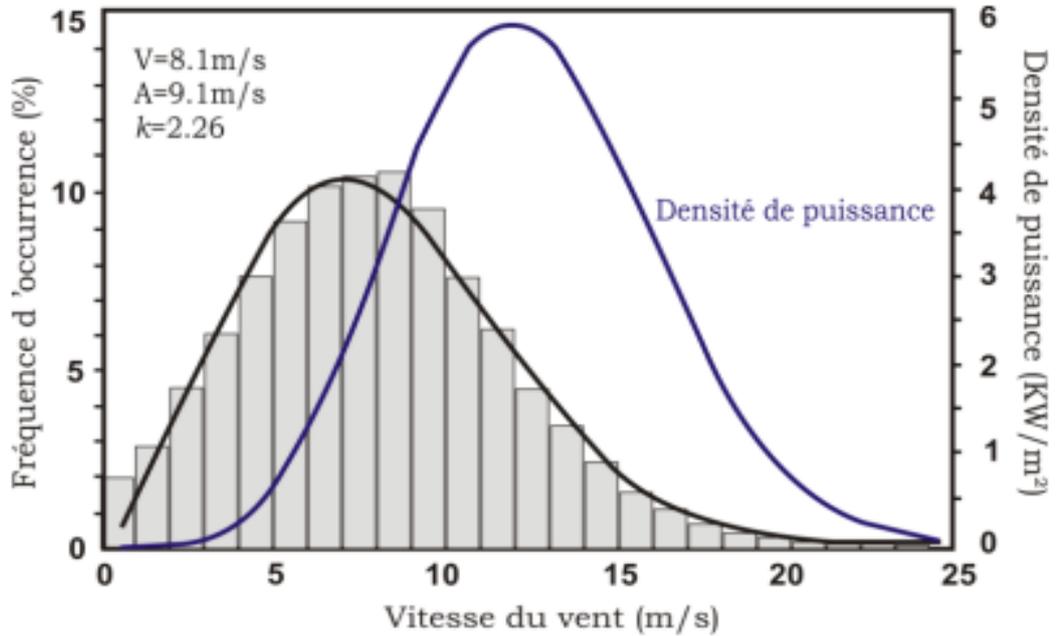


Figure II.3 : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres C et k [45]

II.6 Méthodes de calcul des paramètres de Weibull

La mesure des données de vitesse du vent recueillies sur un site est souvent vague pour fournir une image simple de l'énergie éolienne potentielle disponible sur celui-ci. Par conséquent, il est important de calculer les principaux paramètres qui permettent une évaluation rapide des caractéristiques de puissance cachée des données de vitesse du vent mesurées[46] [47][48]. Le vent étant une valeur d'événement stochastique, une fonction statistique serait préférable pour expliquer la variabilité des vitesses du vent. La fonction de distribution de probabilité (PDF) de la distribution à deux paramètres de Weibull (équation (II.1)) est couramment utilisée pour décrire la distribution des vitesses de vent régulièrement mesurées sur une période d'un mois, d'un an ou plus [49][50].

$$F(v) = \int_{-\infty}^v f(v). dv = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] \tag{II.6}$$

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i = C \cdot \Gamma \left[1 + \frac{1}{K} \right] \tag{II.7}$$

$$\delta = \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2 \right]^{\frac{1}{2}} = C \cdot \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{K} \right) - \Gamma^2 \left[1 + \frac{1}{K} \right] \right]^{\frac{1}{2}} \tag{II.8}$$

Où :

- \bar{V} : est la vitesse moyenne du vent ;
- δ : est l'écart type des données observées de la vitesse du vent
- Γ : est la fonction gamma définie par l'intégrale d'Euler du second type.

La densité de l'énergie éolienne est une mesure importante pour évaluer la capacité des ressources éoliennes et pour définir la quantité d'énergie éolienne à différents niveaux de vitesse du vent dans une zone spécifique. La connaissance de la densité de l'énergie éolienne est également utile pour évaluer l'efficacité des éoliennes et nommer les éoliennes optimales. La densité de l'énergie éolienne est la somme de l'énergie du site qui peut être convertie en électricité à l'aide des éoliennes. En effet, l'équation (II.9) [51] exprime l'énergie cinétique moyenne disponible sur un site par unité de temps et par unité de surface :

$$P = \frac{1}{2} \rho \int_0^{+\infty} V^3 f(v) \cdot dv = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left[1 + \frac{3}{K} \right] \quad (\text{II.9})$$

Où :

- ρ : est la densité de l'air (kg.m-3) ;
- V : est la vitesse du vent ;
- $f(V)$: est la fonction de distribution de probabilité de Weibull ;
- \bar{V}^3 : est la vitesse cubique moyenne du vent.

Dans la littérature, d'autres méthodes sont introduites pour mesurer les paramètres de la fonction de distribution de Weibull K et C. Dans cette analyse, huit approches sont choisies pour l'évaluation comparative, y compris la méthode graphique (GPM), la méthode empirique Justus (EMJ), la méthode empirique Lysen (EML), la méthode du facteur de modèle énergétique (EPFM), la méthode du maximum de vraisemblance (MLM), la présente (MOM), la méthode hybride (HM) et la méthode de WAsP. Des descriptions de ces huit méthodes sont brièvement données dans les paragraphes suivants.

II.6.1 Méthode des moindres carrés dite graphique (GPM)

Les graphiques sont obtenus par la fonction de distribution cumulative. Dans ce type de distribution, les données de vitesse du vent sont interpolées en ligne droite, en utilisant le principe des moindres carrés. L'équation de cette approche peut être interprétée avec une double transformation logarithmique comme suit [51] [52] :

$$\ln\{-\ln[1 - f(v)]\} = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(C) \quad (\text{II.10})$$

Cette méthode est souvent utilisée pour déterminer les paramètres de Weibull C et K en discrétisant la fonction f(V) en fréquences f_1, f_2, \dots, f_n et en fréquences cumulées $p = f_1, p_2 = p_1 + f_2, \dots, p_n = p_{n-1} + f_n$. En prenant les logarithmes, à savoir $x_i = \ln(V_i)$ et $y_i = \ln[-\ln(1 - p_i)]$, on obtient une droite $y = ax + b$ dont on ajuste les coefficients par régression linéaire. On accède ainsi aux paramètres c et k (Justus et al., 1978 ; Garcia et al., 1998 ; Ulgen and Hepbasli, 2001):

$$k = a$$

$$C = \exp\left(-\frac{b}{a}\right)$$

II.6.2 Méthode empirique de Justus (EMJ)

Sur la base de la méthode empirique introduite par Justus [53], les paramètres K et C sont calculés, respectivement par les équations suivantes:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1.086} \quad (\text{II.11})$$

$$C = \left(\frac{V}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}\right) \quad (\text{II.12})$$

II.6.3 Méthode du moment (MOM)

La méthode des moments peut être utilisée comme alternative à la méthode du maximum de vraisemblance[54], dans ce cas, les paramètres K et C sont déterminés par les équations suivantes :

$$\bar{V} = C \cdot \Gamma\left[1 + \frac{1}{K}\right] \quad (\text{II.13})$$

$$\delta = C \cdot \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right) - \Gamma^2\left[1 + \frac{1}{K}\right]\right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.14})$$

$$C = \left[\frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3}{\Gamma\left[1 + \frac{3}{K}\right]}\right]^{\frac{1}{3}} \quad (\text{II.15})$$

II.6.4 La méthode de WASP

Cette technique est introduit de la méthode des moments : elle fait intervenir toujours \bar{V}^3 et non pas la moyenne mais la probabilité des vents supérieurs à la moyenne, notée $\hat{p} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n 1\{V_i > \bar{V}\}$ [57] Il en résulte l'équation suivante:

$$\ln(-\ln(\hat{p})) - k \left[\ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i\right) - \frac{1}{3} \ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3\right) + \frac{1}{3} \Gamma\left[1 + \frac{3}{K}\right] \right] = 0 \quad (\text{II.16})$$

Cette équation (II.16) est résolue de façon itérative pour déterminer K puis, de même qu'avec la méthode des moments, C est calculé avec l'équation (II.15).

Les études qui comparent différentes méthodes d'ajustement de la distribution de Weibull montrent que les résultats, notamment l'énergie finale, peuvent change significativement selon la méthode employée [55,56].

II.7 Indicateurs de performance

L'erreur quadratique moyenne (RMSE), le coefficient de corrélation R^2 , l'erreur relative (RPE) et l'erreur quadratique moyenne relative (RRMSE) sont généralement utilisés pour évaluer les performances de chaque méthode.

Le paramètre RMSE, dont la valeur idéale est zéro (0), fait la différence entre la valeur prédite ou attendue x_i et la valeur observée y_i pour les échantillons de données [54,56]. Elle est donnée par l'équation (II.17)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (II.17)$$

Le coefficient de corrélation avec une valeur idéale d'un (1) donne l'association entre les valeurs prévues ou attendues et celles observées [57][58]. Il est donné par la relation (II.18).

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i) \cdot (y_i - \bar{y}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i)^2 \cdot (y_i - \bar{y}_i)^2}} \quad (II.18)$$

L'erreur relative en pourcentage (RPE) entre la valeur prédite et la valeur observée est donnée par l'équation (II.19), est jugée appropriée si sa valeur absolue est inférieure ou égale à 10% [54].

$$RPE(\%) = 100 \left(\frac{y_i - x_i}{y_i} \right) \quad (II.19)$$

Le RRMSE est obtenu en divisant le RMSE des caractéristiques de vitesse du vent (moyennes, écarts-types et densités de puissance de la vitesse du vent) obtenues par les valeurs moyennes mesurées comme suit:

$$RPMSE(\%) = 100 \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^N y_i} \quad (II.20)$$

Différentes plages de RRMSE sont définies pour représenter la précision des modèles [59][60][61]:

- Excellent pour $RRMSE < 10\%$;
- Bon pour $10\% < RRMSE < 20\%$;
- Juste pour $20\% < RRMSE < 30\%$;

- Mauvais pour RRMSE > 30%.

II.8 Évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne

La caractéristique la plus importante du vent est la densité de puissance de l'énergie éolienne. Il représente la quantité d'énergie générée par le vent. Par exemple, supposons une coupe transversale à travers laquelle le vent souffle perpendiculairement [62], l'énergie éolienne est donnée par l'équation suivant

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{II.21})$$

Où, ρ est la densité de l'air en fonction de la pression (altitude), de la température et de l'humidité. On pense qu'elle est constante, car sa variabilité n'affecte pas significativement l'estimation des ressources éoliennes.

La densité moyenne de l'air utilisée pour chaque site dépend de son altitude. La densité de distribution de l'énergie éolienne donne la distribution de l'énergie éolienne à différentes vitesses de vent. Ceci est obtenu en multipliant la densité d'énergie éolienne par la probabilité de chaque vitesse du vent comme suit:

$$\frac{P(v)}{s} f(v, k, C) = \frac{1}{2} \rho v^3 f(v, k, C) \quad W/m^3 \text{ s} \quad (\text{II.22})$$

En utilisant l'équation (II.22) pendant une période d'étude, les paramètres C et K peuvent être utilisés par cette expression pour estimer mensuellement ou annuellement la quantité d'énergie éolienne par unité de surface [63] :

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (\text{II.23})$$

De plus, l'extrapolation de la puissance moyenne à une hauteur inférieure à 100 m, la densité de l'énergie éolienne au-dessus du niveau du sol est donnée comme suit:

$$P_Z = P_{10} = \left(\frac{Z}{10} \right)^{3\alpha}, \quad \alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{r_0}\right)}, \text{ pour } Z_0=10\text{m} \quad (\text{II.24})$$

II.9 Estimation de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne générée à un endroit donné peut être estimée à partir des mesures du vent. En fait, l'énergie éolienne annuelle exprimée en kWh / m² est calculée comme suit, en utilisant la limite Betz:

$$E_B \left(\frac{\text{kwh}}{\text{m}^2 \text{ an}} \right) = 3.56 \sum f_i v_i^3 \quad (\text{II.25})$$

Où, f est la fréquence correspondant à la vitesse du vent V, centre de classe i.

Ce calcul peut être effectué en utilisant la distribution de Weibull, en obtenant l'équation suivante [64] :

$$\frac{E}{S} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k}\right) \cdot T \quad (\text{II.26})$$

II.10 Facteur de capacité

La relation du facteur de capacité est donnée par :

$$C(\%) = \frac{100 \times P_{moy}}{P_{max}} \quad (\text{II.27})$$

II.11 Nombre total des éoliennes à placer dans le site

Conditions à respecter : [65]

$$(N1 + 1) \times 10 H < I$$

$$(N2 + 1) \times 3 D < L$$

$$N = N1 \times N2$$

- ◆ I = Dimension du terrain perpendiculaire à la direction prédominante du vent
- ◆ L = Dimension du terrain parallèlement à la direction prédominante du vent
- ◆ D = Diamètre du rotor de la machine
- ◆ H = Hauteur du pylône
- ◆ N1 = Nombre d'aérogénérateurs par rangée
- ◆ N2 = Nombre de rangée d'aérogénérateurs
- ◆ N = Nombre total d'aérogénérateurs à placer sur le site.

II.12 Le générateur éolien et la courbe de puissance

Nous utilisons la courbe de puissance pour estimer la quantité puissance générée par une éolienne. Ceci indique l'énergie cinétique générée par le vent et n'est pas spécifique à toutes les éoliennes. Pour les modèles d'éoliennes, il existe deux méthodes différentes, à savoir l'utilisation du modèle de courbe de puissance disponible dans la littérature ou l'utilisation de courbes réelles pour lesquelles la méthode d'interpolation est appliquée. Nous présentons plusieurs modèles de la courbe de puissance, dans ce qui suit. Chaque courbe à ses propres paramètres [66]:

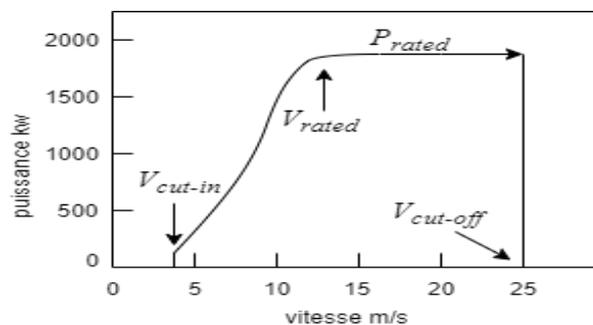


Figure II.4 : Courbe de puissance

- V_{cut-in} – vitesse d'enclenchement; (V_d)

- V_{rated} – vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue; (V_n)
- $V_{cut-off}$ – vitesse de déclenchement ; (V_m)
- P_{rated} – puissance nominale. (P_{er})

II.12.1 Courbes de puissance théorique [37]

Une courbe de puissance d'éolienne est l'équation qui donne puissance électrique du générateur en fonction de la vitesse du vent V :

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho S C_p(V) V^3 \quad (\text{II.28})$$

où P est la puissance délivrée en W,

ρ est la densité de l'air en $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$,

S est l'aire balayée par le rotor (πR^2 pour une éolienne de rayon R) en m^2 ,

C_p est le facteur de puissance (*power coefficient*), caractéristique de l'éolienne.

Le facteur de puissance fait référence à la proportion d'énergie que l'éolienne est capable de produire à partir du vent incident. Sa valeur théorique moyenne est de $16/27$ ou environ $0,59$. C'est ce qu'on appelle la limite Betz, qui se réfère au fait que l'éolienne ne peut pas "arrêter" le vent complètement. En réalité, cette valeur n'est jamais atteinte, d'une part parce que le calcul de la limite de Betz est simplifié et ne tient pas compte de toutes les contraintes, et d'autre part parce que les éoliennes ne sont pas efficaces à 100%. Le facteur de puissance varie avec la vitesse et atteint environ $0,45$ à son maximum [67]. La figure (II.5) présente un exemple de courbe de puissance théorique des modèles éoliennes Vestas).

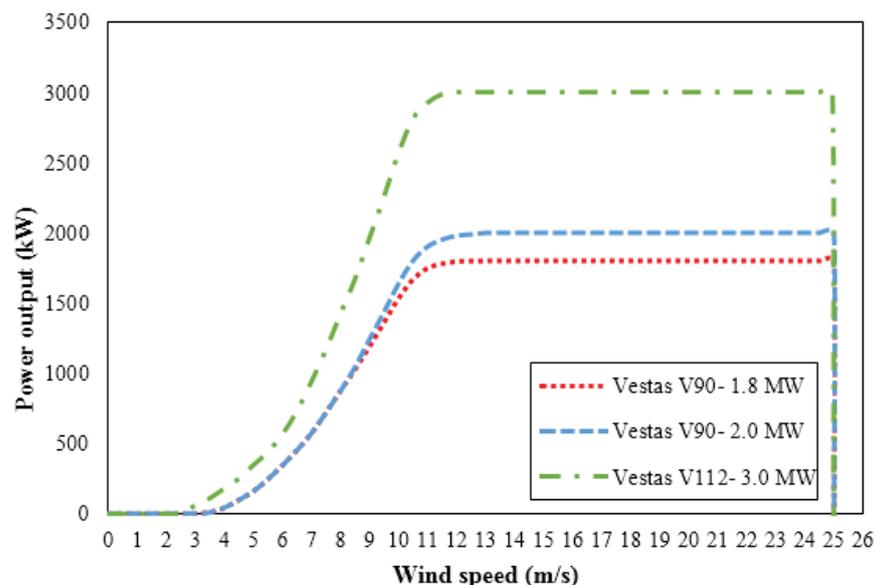


Figure II.5 : Exemple des différentes éolienne Vestas.

L'expression mathématique d'une courbe de puissance peut être bornée comme suite :

$$P(V) \begin{cases} 0 & \text{si } V < V_{in} \\ a(V) & \text{si } V_{in} \leq V < V_r \\ P_r & \text{si } V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & \text{si } V > V_{out} \end{cases} \quad (\text{II.29})$$

Où, dans le cas de la courbe de la figure(II.5) :

$P_r = 2$ MW est la puissance nominale (la puissance installée de l'éolienne).

$a(V)$ est un polynôme de degré 6 interpolé à partir des valeurs de puissance données par pas de 1 $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ par le constructeur :

$$a(V) = a_0 + a_1V + a_2V^2 + a_3V^3 + a_4V^4 + a_5V^5 + a_6V^6 \quad (\text{II.30})$$

Et dont les paramètres sont :

$$a_0=45.49, \quad a_1=-2.188 \cdot 10^3, \quad a_2=4.181 \cdot 10^4, \quad a_3=-4.0894 \cdot 10^5, \quad a_4=2.2000 \cdot 10^6, \quad a_5=-6.1086 \cdot 10^6 \text{ et} \\ a_6=6.8576 \cdot 10^6$$

L'éolienne ne produit rien, la courbe de puissance est nulle :

- Quand le vent est trop faible, c'est-à-dire en dessous de V_{in} , la vitesse de démarrage ou "cut-in", qui est typiquement de $4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$;
- Quand le vent est trop fort, au-dessus de V_{out} la vitesse de coupure "cut-out", qui est typiquement de $25 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, en arrêter l'éolienne ou en limiter la puissance afin de la protéger des vents violents en plaçant les pales en drapeau et réduisant ainsi la prise au vent

Entre "cut-in" et "cut-out", la courbe de puissance est :

- Une rampe jusqu'à la vitesse nominale V_r (typiquement $12 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$)
- Constante à partir de la vitesse nominale et jusqu'à la vitesse de coupure. L'éolienne produit alors sa puissance nominale P_r , typiquement 2 MW.

II.12.2 Courbes de puissance réelles [37]

Les courbes de puissance données par les constructeurs d'éoliennes sont conformes à des conditions standards rarement rencontrées en pratique. C'est pourquoi toute une littérature a basé sur la modélisation des courbes de puissance observées, avec de nombreuses approches différentes, du simple polynôme ajusté à la courbe moyenne observée, aux approches non paramétriques comme les réseaux de neurones [68].

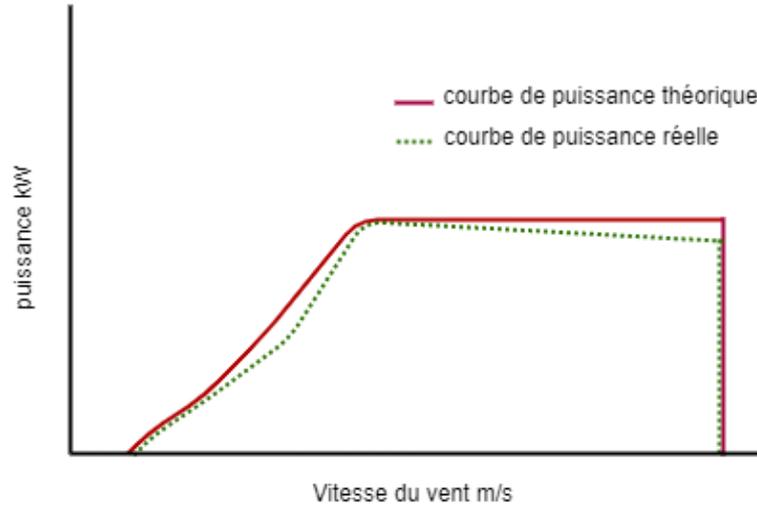


Figure II.6: Courbes de puissance réelle et théorique

II.13 La modélisation de la courbe de puissance

Nous présentons dans cette partie, les différentes techniques de modélisation de la courbe de puissance. Quoique pour ces différents modèles, la puissance utilisée a été réduite, c'est-à-dire divisés par la puissance nominale pour généraliser cette étude puisqu'elle est indépendante de la puissance de la machine. [66]

II.13.1 Modèle linéaire

Dans ce modèle que la courbe de puissance est morcelé en trois tronçons linéaire. Ainsi la courbe de la puissance réduite est exprimée par trois fonctions comme il est illustré par équations (II.30), le premier montre le fonctionnement de l'éolienne avec une vitesse faible où l'éolienne ne produise aucune puissance, la deuxième partie de la courbe est simulée à une fonction linéaire et le dernier tronçon représente une fonction constante indépendante de la variation de la vitesse [66].

$$\begin{cases} P = 0 & V \leq V_{cut-in} \\ P = a + bV & V_{cut-in} < V \leq V_{rated} \\ P = 1 & V_{rated} < V < V_{cut-off} \end{cases} \quad (II.31)$$

où les coefficients a et b s'obtiennent par :

$$\begin{cases} a = \frac{V_{cut-in}}{V_{rated}V_{cut-in}} \\ b = \frac{1}{V_{rated}V_{cut-in}} \end{cases} \quad (II.32)$$

Quoique dans notre recherche, nous avons remarqué qu'il ya des études scientifiques qui ont montrés que ce modèle donne une surestimation de l'efficacité des éoliennes [69], mais, néanmoins il est toujours utilisé dans les études de systèmes hybrides [70].

II.13.2 Modèle basé sur les paramètres de Weibull

En utilisant le modèle proposé par Powell et Borowy et al[69] [71] la puissance électrique moyenne à la sortie de l'éolienne peut être calculée à partir des équations suivantes:

$$\begin{array}{ll} P_e=0 & \text{pour } v < v_d \\ P_e=a-bv^k & \text{pour } v_d < v < v_n \end{array} \qquad \begin{array}{ll} P_e=P_{er} & \text{pour } v_n < v < v_m \\ P_e=0 & \text{pour } v > v_m \end{array} \quad (\text{II.33})$$

Ou

$$a = \frac{P_{er} v_d^k}{v_d^k - v_n^k} \text{ et } b = \frac{P_{er}}{v_n^k - v_d^k} \quad (\text{II.34})$$

Comme les autres modèles, ce modèle souffre aussi de précision du fait que, plusieurs éoliennes ont des formes différentes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et de puissance nominale. Ainsi, aucun ensemble d'équations caractéristiques généralisées ne peut exactement reproduire la performance de toutes les éoliennes.

II.13.3 Les modèles fournies par le fabricant

Pour réaliser ce modèle, les chercheurs ont développé les équations caractéristiques en ajustant la courbe de puissance réelle de l'éolienne en utilisant la méthode des moindres carrés. Pour assurer une meilleure précision de l'ajustement, au moins trois équations quadratiques sont utilisées dans l'intervalle de production de l'éolienne. Ce modèle simule le tronçon de fonctionnement de l'éolienne par trois polynômes de seconds degrés où la variation de la puissance en fonction de la vitesse est basée sur la détermination des constantes de chaque polynôme. Comme est montré par l'équation (II.34) [72][73].

$$\begin{array}{ll} P_e = 0 & \text{pour } v < v_d \\ P_e = a_1 v^2 + b_1 v + c_1 & \text{pour } v_d \leq v < v_1 \\ P_e = a_2 v^2 + b_2 v + c_2 & \text{pour } v_1 \leq v < v_2 \\ P_e = a_3 v^2 + b_3 v + c_3 & \text{pour } v_2 \leq v \leq v_m \\ P_e = 0 & \text{pour } v > v_m \end{array} \quad (\text{II.35})$$

Où a_1 , b_1 et c_1 , etc. sont les coefficients des équations quadratiques.

La puissance de sortie de l'éolienne est calculé par interpolation des valeurs de données fournies par le fabricant, en utilisant l'interpolation cubique (spline).

$$\begin{aligned}
P_e &= 0 && \text{pour } v < v_d \text{ ou } v \geq v_m \\
P_e &= a_1 v^3 + b_1 v^2 + c_1 v + d_1 && \text{pour } v_d < v < v_1 \\
P_e &= a_2 v^3 + b_2 v^2 + c_2 v + d_2 && \text{pour } v_1 < v < v_2 \\
P_e &= a_i v^3 + b_i v^2 + c_i v + d_i && \text{pour } v_{i-1} \leq v \leq v_n \\
P_e &= P_{er} && \text{pour } v_n \leq v < v_m
\end{aligned} \tag{II.36}$$

Où i est le nombre de fonctions d'interpolation cubique correspondant au $i+1$ valeurs de la vitesse du vent et la puissance correspondante. a_1, b_1, c_1 et d_1 sont les coefficients polynômiales des fonctions d'interpolation cubique, lesquels dépendent de la courbe de puissance de l'éolienne choisie.

Il a été constaté que ce modèle offre plus de précision, pour les éoliennes ayant une courbe de puissance assez lisse; tandis que, pour les turbines ayant des courbes de puissance pas trop lisse, le modèle basé sur la méthode des moindres carrés est le mieux adapté.

II.14 Estimation des pertes et les incertitudes

II.14.1 Pertes de production [37]

Ils sont notamment imputables à:

- ✓ l'indisponibilité de la production:
 - arrêts programmés pour la réparation d'éoliennes,
 - arrêts de pannes sur une éolienne;
- ✓ pertes électriques (transformateur, câbles etc.) ;
- ✓ mauvaises performances de l'éolienne;
- ✓ pertes environnementales telles que :
 - arrêts ou mauvaises performances imputables du gel,
 - Limiter la vitesse des pales et donc la puissance à certaines heures pour répondre aux exigences relatives notamment au bruit des éoliennes, à l'impact des ombres portées ou à la sécurité des chauves-souris.

Toutes ces pertes sont déterminées par des pourcentages standards basés sur la production brute et éliminées afin d'atteindre la production nette, c'est-à-dire la capacité éolienne du site.

II.14.2 Incertitudes et risque [37]

La production nette obtenue grâce aux calculs est considérée comme la moyenne des résultats possibles et est appelée P50. Au sens économique, le risque est évalué par les incertitudes concernant cette valeur potentielle.

Les incertitudes concernent:

- la distribution du vent (sur le calcul lui-même et sur chacune des étapes d'extrapolation),
- l'estimation des pertes de rendement.

Elles sont estimées par des pourcentages (généralement standard), globalement ou pour chaque étape. L'incertitude complète est notée comme une fraction de l'entrée, et on suppose que la distribution des sorties est Gaussienne avec un écart-type égal à celui de σ . Ainsi, le terme de P_{90} , production qu'on est sûr à 90 % de dépasser, est donnée par :

$$P_{90} = P_{50} (1 - 1.28 \sigma) \quad (\text{II.37})$$

II.15 Chronologique de réalisation d'un parc éolien

Les projets éoliens sont des opérations à long terme car cela prend généralement environ 10 ans à partir du début de la prospection sur un site et de l'achèvement du parc, avec la durée des procédures administratives, et qui à ce moment génère des éoliennes pour plus de 20 ans. Ils sont également des opérations financières massives avec un investissement initial très élevé, pour une flotte de cinq éoliennes de 2 MW, généralement environ 12 millions d'euros [37].

L'arrangement financier est basé sur le potentiel calculé à partir des mesures de vent effectuées sur le site avant l'installation des éoliennes. La capacité correspond à la production électrique moyenne projetée pour les années de service du parc, pour mesurer les revenus futurs générés par les ventes d'électricité, et donc la rentabilité finale du projet.

En résumé un projet contient cinq phases de réalisation :

La première étape concerne la prospection du site et les mesures sur site pendant une année au minimum pour couvrir les variations saisonnières ;

La seconde phase est réservée aux démarches administratives et aux signatures des contrats avec les différents participants ;

La troisième phase est une phase cruciale elle concerne la construction du parc. Cette étape contient plusieurs opérations successives telque le piquetage par les topographes, le transport matériel, la pose des turbines et l'installation électrique ;

La quatrième phase est la gestion de la production de la puissance électrique et la maintenance du parc;

La dernière démarche concerne le démantèlement et le renouvellement des turbines après 25 ans

II.16 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP ;

II.16.1 Méthodologie de calcul

Pour mener à bien cette étude et faciliter la simulation des paramètres du site, nous avons utilisé le logiciel WAsP[38], avec une base de données des paramètres de vent récoltées pendant dix ans par la station de métrologie de la région de ksar Chellala . La vitesse et la direction du

vent à une hauteur de 10 m du sol ont été recueillies entre le 01/01/2010 et le 31/12/2020 pour trois heures par jour. Ces données ont été utilisées pour évaluer la puissance du vent et le potentiel énergétique, en évaluant les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et de son profil vertical.

II.16.2 Aperçu sur le logiciel WAsP[38]

WAsP est un logiciel de prédiction des conditions de vent, de la ressource éolienne et de production d'énergie éolienne. Ce logiciel permet l'analyse de toutes les séries de mesures de la vitesse et de la direction du vent. Une fonction de distribution de Weibull lisse aux fréquences estimées pour fournir des paramètres d'échelle et de forme pour chaque secteur. Le programme prend en considération l'effet de différentes conditions de surface, les effets de sillage dus aux constructions et aux autres obstacles, et la modification du vent imposée par des variations spécifiques de la hauteur de la surface autour du mât de mesure de vent en question. Au fil des années, WAsP est devenu un des standards de l'industrie en matière d'extrapolation de la ressource éolienne. Ce modèle est maintenant utilisé dans plus de 110 pays à travers le monde.

II.17 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les méthodes d'analyse statistique de la distribution de la fréquence du vent. De plus, la distribution globale de la vitesse du vent (celle de toutes les vitesses disponibles mesurées sur un site).

Nous avons également discuté des différentes méthodes de détermination des paramètres de Weibull.

À propos du calcul de la production d'énergie annuelle de Weibull en kW / an ou des fréquences de vitesse du vent estimées.

La méthodologie utilisée pour estimer le potentiel éolien indique que les procédés sont très variés selon les constructeurs et qu'elles comportent plusieurs étapes pour estimer le vent au niveau du moyeu de l'éolienne, puis mesurer le rendement et éventuellement les pertes. Chaque étape nécessite une modélisation ou des approximations et ainsi, des erreurs sont susceptibles d'être introduites dans le calcul.

Cependant les points les plus apprêtés sont les méthodes utilisées pour estimer le vent par extrapolations verticales, horizontales et temporelles du vent mesuré au sol.

En fait, tout le calcul des performances est basé sur ce vent projeté à la fin de ces mesures d'extrapolation, mais de petites erreurs sur le vent peuvent avoir un effet majeur sur le calcul de la production.

Puisque l'énergie est connectée au cube de vitesse mais que la courbe de puissance n'est pas linéaire, les erreurs de vent sont multipliées par un facteur compris entre 1,5 (pour un site très venteux) et 3 (pour un site peu venteux) lorsque nous entrons en production.

Chapitre III :
Simulation et interprétation des
résultats

III.1 Introduction

Ce chapitre on présentera une évaluation du potentiel éolien et l'exécution de la méthodologie de conception d'une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW dans la région de Ksar Chellala, située au nord-ouest Algérien, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et augmenter la participation de l'Algérie dans l'utilisation des énergies renouvelables. Les données du vent horaires, de 10 ans (2010-2020) correspondant au potentiel éolien du site ont été analysés, tel que: les directions dominantes du vent, la distribution de probabilité, les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne et le potentiel de puissance.

Le site a une vitesse annuelle moyenne de vent de 5,43 m/s à 10m hauteur, et assez d'espace pour implanter les turbines. Dans le but d'un test de production énergétique et d'améliorer l'efficacité du site on a choisi la technologie BONUS B76 2MW. L'estimation de l'énergie produite avec l'utilisation de logiciel WAsP a été confirmée.

Pour mener à bien cette analyse, nous allons étudier les points suivants :

- Détermination du potentiel du site par le logiciel WAsP.
- Etablir la cartographie du site.
- L'estimation de l'énergie produite par un parc de 5 turbines de BONUS 2MW par le logiciel WAsP.

III.2 Installation d'un parc éolien

La région de Ksar Chellala est une commune algérienne de la wilaya de Tiaret. Elle est située à 116 km à l'Est de Tiaret et à 240,06 km² au Sud d'Alger dans les Hauts-plateaux.

Le gisement éolien du site

La région de Ksar Chellala présente un couloir constamment balayé par les vents. Les directions des vents mesurées soufflent en grande partie entre Nord et Ouest

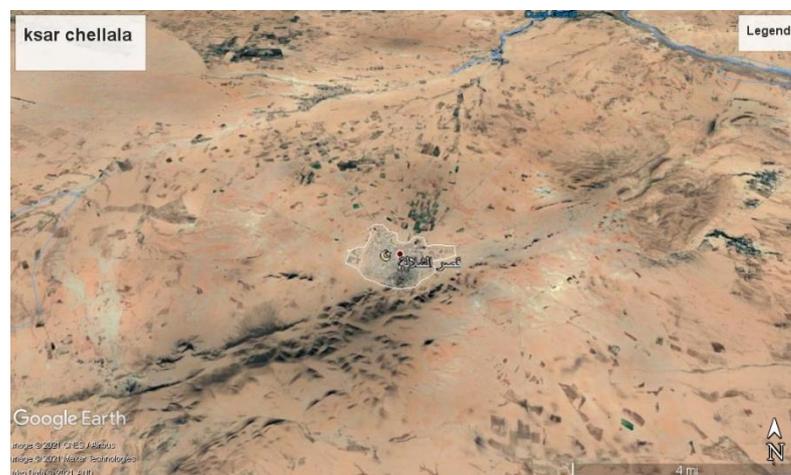


Figure III.1 : La région de Ksar Chellala, Tiaret, Algériane

Tableau III.1 : Coordonnées géographiques du site**Les données**

Les données sur trois heures de la vitesse et de la direction du vent collectées à 10 m du sol à la station météorologique de Ksar Chellala, les coordonnées de la station météorologique et les années de mesures sont présentées dans le tableau (III.1)

Les données ont été utilisées pour évaluer les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et du profil vertical de la vitesse du vent, ainsi que pour évaluer l'énergie éolienne et le potentiel énergétique.

III .3 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP**III.3.1 Méthodologie de calcul**

Pour mener à bien cette étude et faciliter la simulation des paramètres du site, nous avons utilisé le logiciel WAsP, avec une base de données des paramètres de vent récoltées pendant dix ans par la station de métrologie de la région de Ksar Chellala . La vitesse et la direction du vent à une hauteur de 10 m du sol ont été recueillies entre le 01/01/2010 et le 31/12/2020 pour trois heures par jour. Ces données ont été utilisées pour évaluer la puissance du vent et le potentiel énergétique, en évaluant les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et de son profil vertical.

III.3.2 Aperçu sur le logiciel WAsP

WAsP est un logiciel de prédiction des conditions de vent, de la ressource éolienne et de production d'énergie éolienne. Ce logiciel permet l'analyse de toutes les séries de mesures de la vitesse et de la direction du vent. Une fonction de distribution de Weibull lisse aux fréquences estimées pour fournir des paramètres d'échelle et de forme pour chaque secteur. Le programme prend en considération l'effet de différentes conditions de surface, les effets de sillage dus aux constructions et aux autres obstacles, et la modification du vent imposée par des variations spécifiques de la hauteur de la surface autour du mât de mesure de vent en question. Au fil des années, WAsP est devenu l'un des normes de l'industrie pour l'extrapolation de la ressource éolienne. Ce modèle est maintenant utilisé dans plus de 110 pays à travers le monde.

III.4 Résultats d'évaluation du potentiel du site et discussions :

Pour identifier et évaluer le potentiel du site de Ksar Chellala, nous avons :

- *Déterminé les directions dominantes du vent.
- *Déterminé les fréquences de la vitesse du vent.
- *Étudie l'amplitude et la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

III.4.1 Détermination des directions dominantes du vent

Toutes les études du vent sont basées sur deux facteurs principaux, la rose du vent et l'histogramme de fréquence, d'après ces deux derniers on peut déterminer la nature et l'efficacité du vent dans le site étudié, et à la fin de cette analyse on peut juger si ces résultats sont prometteurs pour une installation éolienne. Les roses du vent sont les courbes de base pour déterminer les directions dominantes du vent, et les histogrammes qui montrent la fréquence de chaque vitesse enregistrée durant la période d'étude de janvier 2010 à décembre 2020. Pour déterminer les directions dominantes du vent, nous avons fait une étude saisonnière et une autre annuelle de toutes les directions du vent en utilisant le logiciel WAsP durant cette période.

Nous avons choisi une étude annuelle et une autre saisonnière pour identifier les changements entre les saisons et définir la meilleure en termes de champ de vent pour ce site. La simulation par WAsP nous a permis de représenter la rose des vents pour chaque saison comme est montré sur les figures de (III.2) à (III.6)

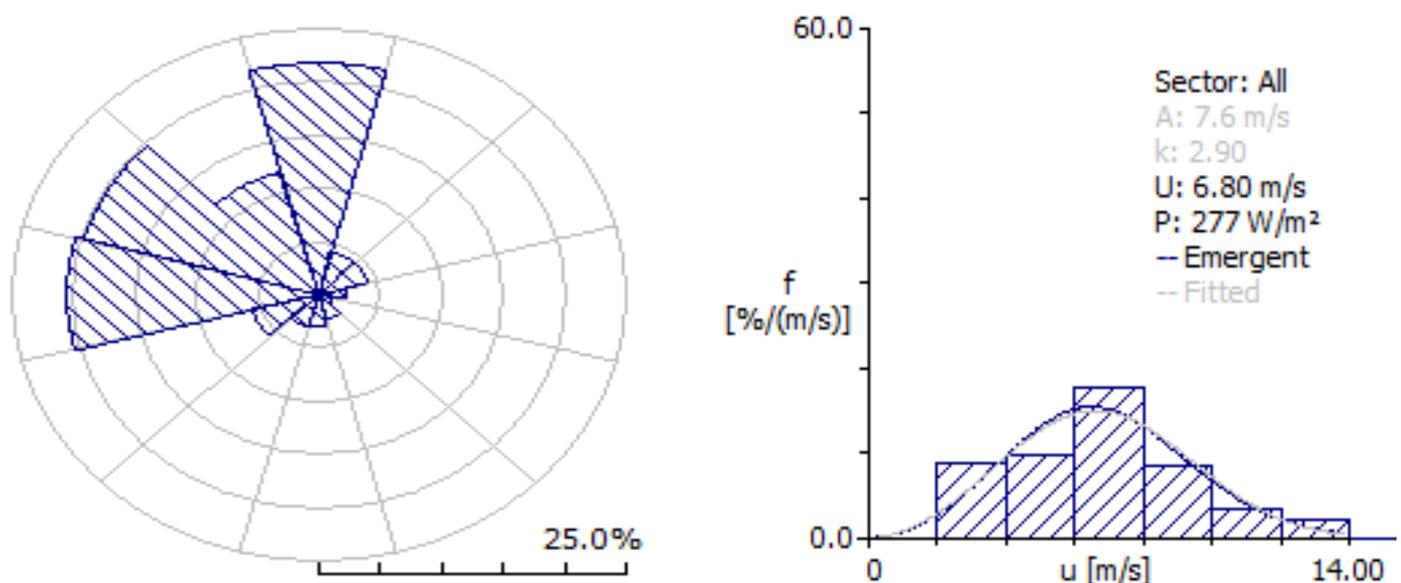


Figure III.2: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull annuelles

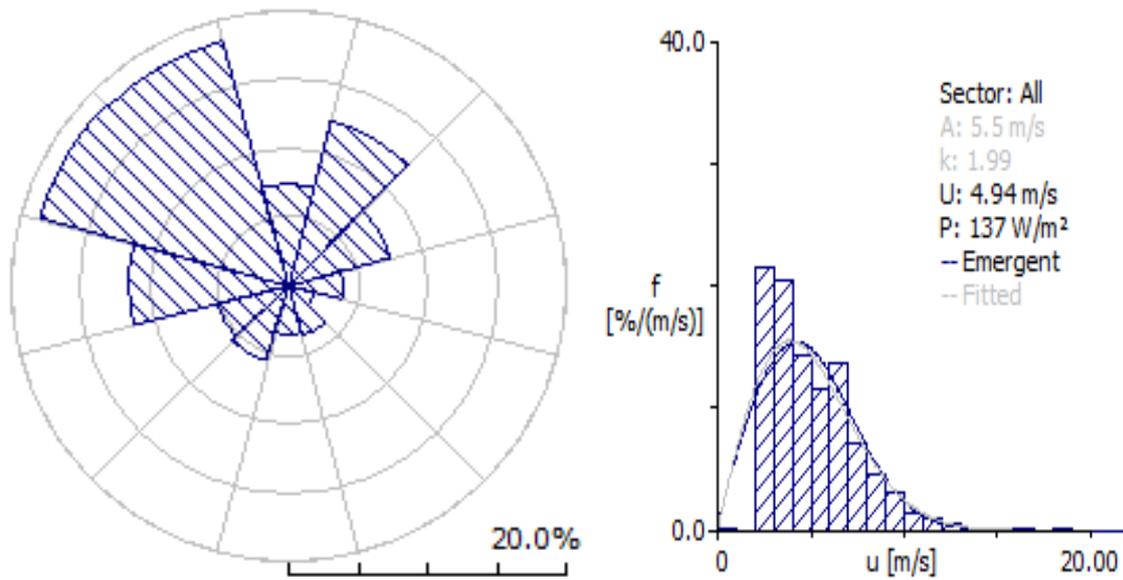


Figure III.3: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison d'ete

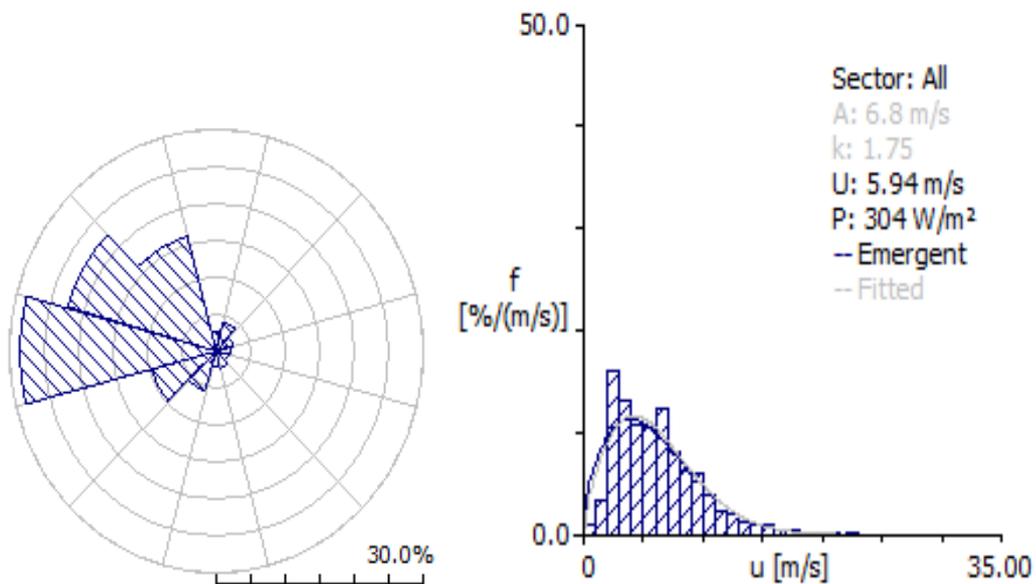


Figure III.4: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison de printemps

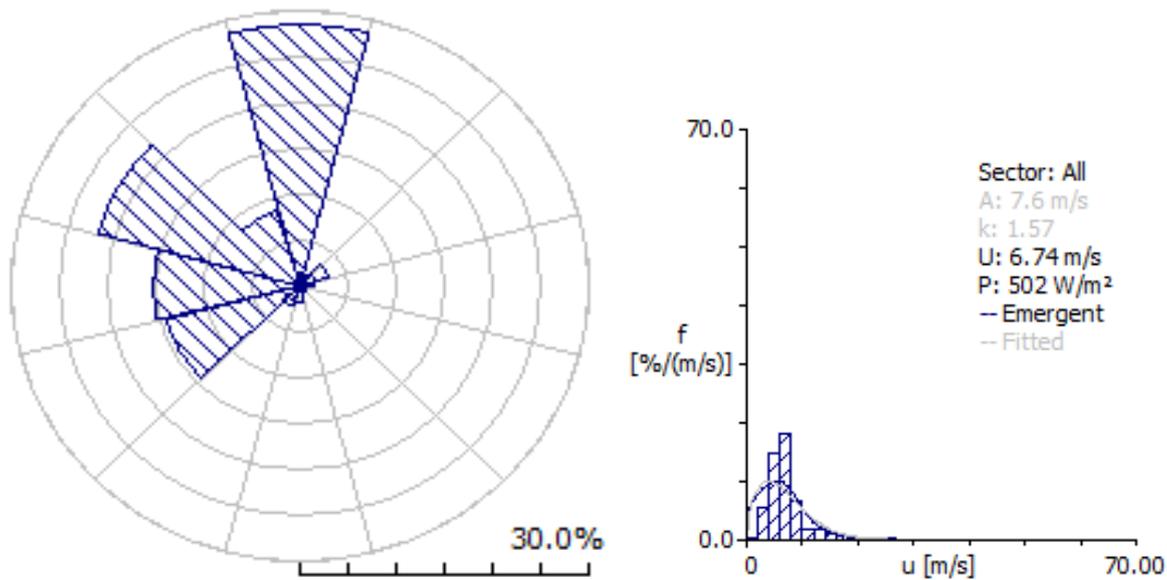


Figure III.5: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison d'automne

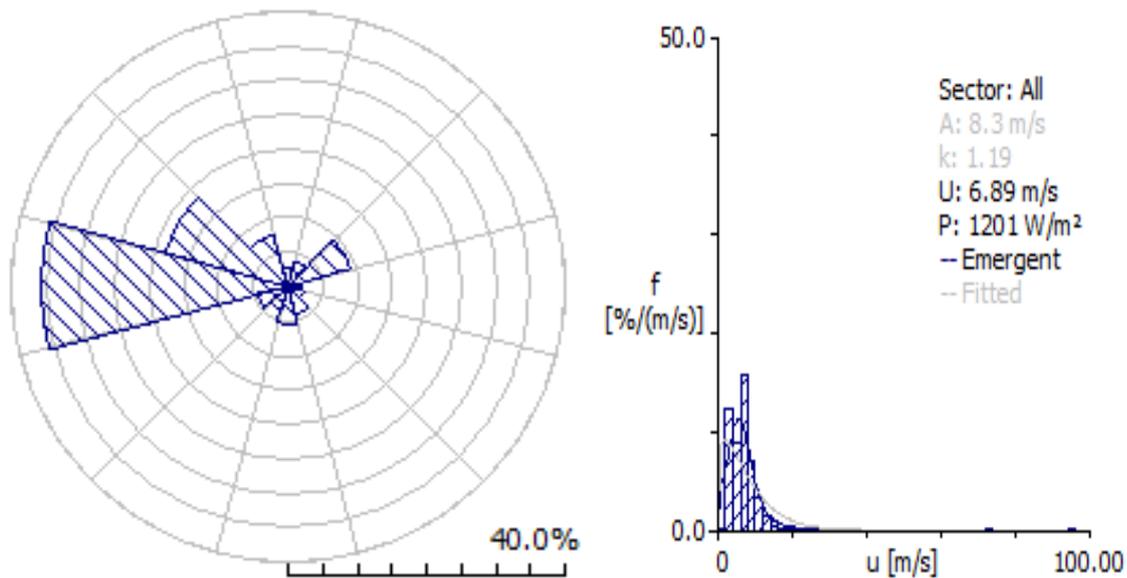


Figure III.6: Rose du vent et Histogramme de la distribution de Weibull pour la saison d'hiver

Selon l'analyse des roses des vents pour chaque saison en fonction des vents dominants, nous avons observé que les vents dominants du Ouest (O) en hiver et en printemps pouvaient atteindre 35%. Alors que l'automne a des hautes fréquences du côté Nord avec des fréquences de 28%, et pour l'été cote Nord-Ouest (N-O), au taux de 18%.

D'après cette analyse saisonnière on peut conclure que nous avons des directions dominantes du vent entre le Nord (N) et l'Ouest (N) pour le site de Ksar Chellala.

Alors, à partir de l'analyse annuelle, nous avons enregistré les mêmes directions dominantes, 28% du vent du nord et 26% de l'ouest (O) comme est illustré sur la figure (III.2).

L'analyse annuelle a confirmé ce qu'on a déjà conclu dans l'analyse saisonnière, ces résultats sont la base qui détermine le choix de la direction d'implantation des éoliennes dans notre site pour extraire la puissance la plus élevée.

III.4.2 Détermination des fréquences de la vitesse du vent.

Après la détermination des directions dominantes du vent, nous avons étudié à l'aide des histogrammes de Weibull la variation de la vitesse du vent.

Les figures de (III.2) a (III.6) présentent les graphes de la distribution de Weibull et les histogrammes de fréquence de la vitesse du vent saisonnière et annuelle.

Alors, l'examen des figures, montre que l'automne a des fréquences maximales qui dépassent 18% pour une vitesse de 5 m/s à 7 m/s avec une plage de variation de vitesse du vent qui peut atteindre 25 m/s. Tandis que, la saison d'hiver a un large intervalle de fréquences maximale avec une stabilité pour les valeurs de vitesse comprises entre 4 m/s et 8 m/s, et la variation de la vitesse du vent peut atteindre 18 m/s. Le printemps présente des fréquences maximales qui dépassent 15% pour une vitesse de 3 m/s à 8 m/s avec une plage de variation de vitesse du vent qui peut atteindre 25 m/s. Généralement, l'été offre des vents de 15% dans une large plage de 3 m/s à 7 m/s.

D'après ces analyses saisonnières on remarque que notre site donne une stabilité de données dans toutes les saisons, des fréquences importantes sur presque le même intervalle de 3m/s à 8 m/s durant toute l'année, qui est présenté dans la distribution annuelle illustrée par la figure (III.2). Ainsi que la majorité des éoliennes débitent à la vitesse de 3m/s, notre site montre des données très prometteuses pour l'installation éolienne.

Lors de l'interprétation des résultats saisonniers et annuels du site de Ksar Chellala, nous avons constaté la stabilité des données saisonnières et la présence de hautes fréquences lorsque la vitesse est comprise entre 3 m / s et 8 m / s. Ceci est un bon indicateur pour nous sur le potentiel éolien dans cette région.

III.4.3 Etude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

L'évaluation du potentiel éolien de chaque site étudié repose sur deux caractéristiques principales : l'amplitude de la vitesse moyenne du vent et sa stabilité.

La variation temporelle de la vitesse du vent a été illustrée par les figures (III.7), (III.8) et (III.9) pour les changements annuels, mensuels, respectivement.

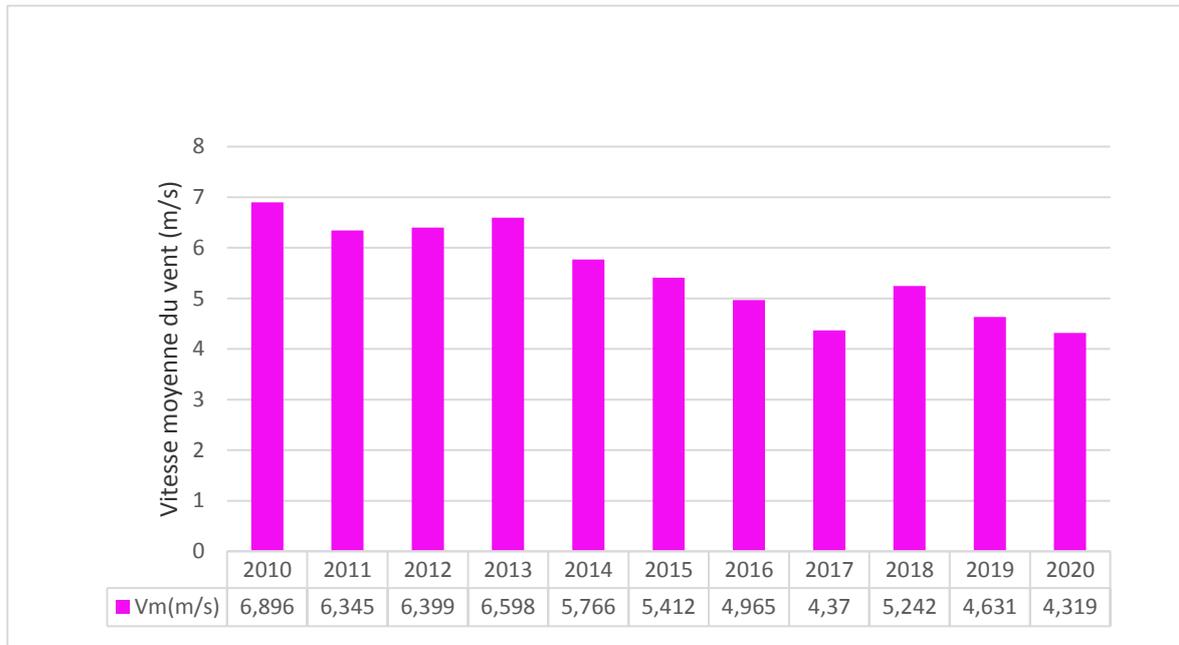


Figure III.7 : L'évolution de la vitesse moyenne du vent en fonction des années.

A partir de la présentation de la période de dix ans (montré par la figure (III.7)), on a observé que la variation par ans de la vitesse du vent est comprise entre 4,31 m / s et 6,89 m / s. Cette variation montre que la région de Ksar Chellala assure des vitesses du vent importantes pour l'exploitation éolienne.

Pour la stabilité du vent, le paramètre k varie de 1,19 à 1,99 pour l'étude saisonnière. Ces valeurs indiquent que vent a une stabilité moyenne et variable d'une saison à une autre.

La présentation mensuelle (illustrée da la figure (III.8)) a montré que la vitesse du vent a une valeur élevée dans la période de novembre à mai. D'autre part, le profil du vent est stable dans les autres mois de l'année, en ce qui concerne les vitesses moyennes sont toujours supérieures à 4,52 m / s.

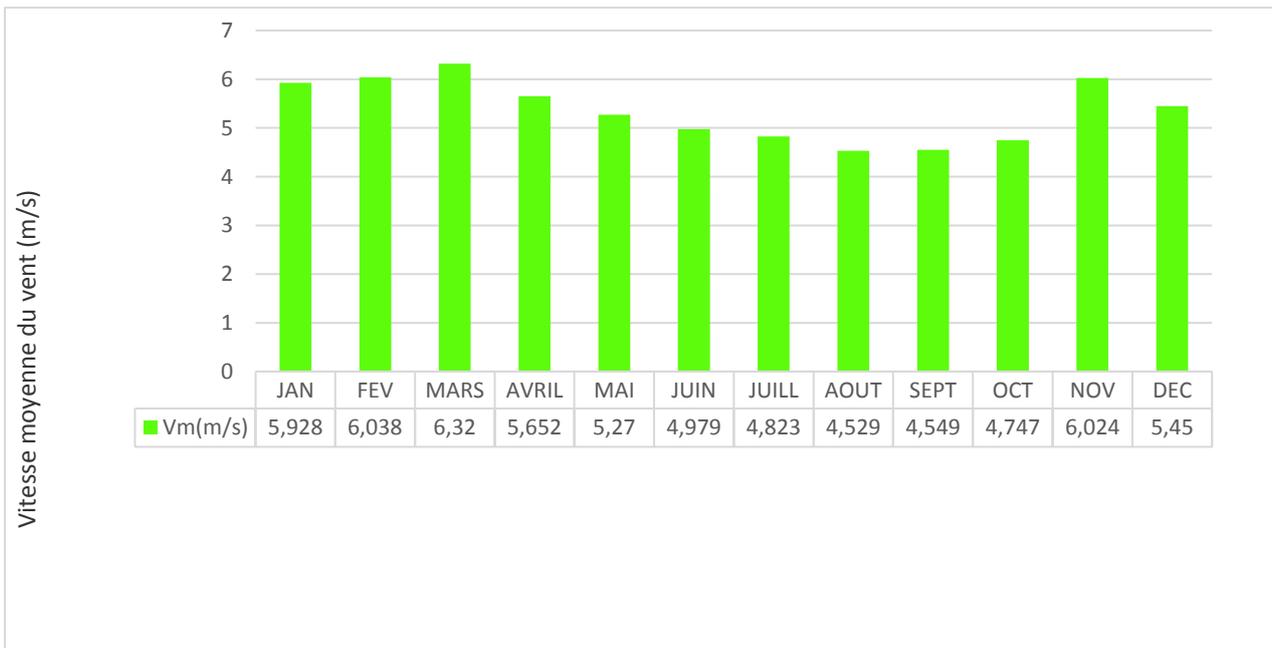


Figure III.8: L'évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent.

Le paramètre k de Weibull est de valeur de 2,9. Cependant toutes les courbes ont une tendance similaire de la vitesse du vent pour la distribution de Weibull.

La figure (III.9) présente la variation annuelle de la densité de puissance estimée du site étudié.

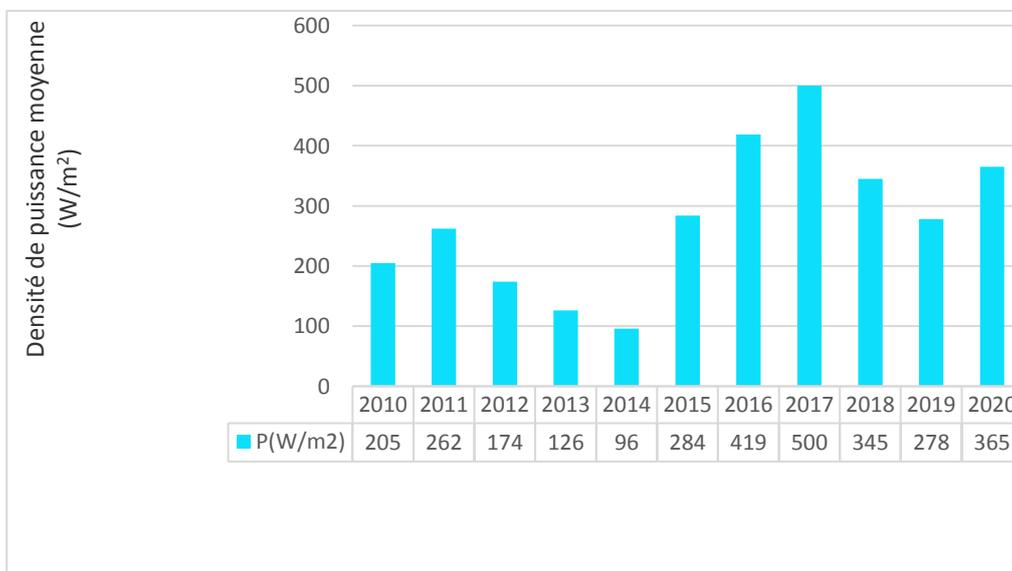


Figure III.9 : L'évolution de la Densité de puissance moyenne du vent en fonction des années.

La densité de puissance varie au cours de la période d'étude (janvier 2010 - décembre 2020) entre $96 \text{ W} / \text{m}^2$ et $500 \text{ W} / \text{m}^2$. Nous remarquons que les valeurs de densité de puissance minimale sont enregistrées pour les années 2013 et 2014, alors que la valeur maximale est en 2017.

On peut conclure qu'il n'y a pas de période dans le site étudié où la vitesse du vent ne dépasse pas $4,5 \text{ m} / \text{s}$. cette valeur de vitesse est très prometteuse pour les installations éoliennes, donc notre site a un gisement éolien acceptable et stable.

III.5 Cartographie

Pour exprimer le gisement éolien de notre site, il faut établir la carte du vent de ce site, et avant tracer cette dernière, Une carte numérique du terrain en fonction de l'altitude a été chargée à partir de la base de données en libre accès NASA SRTM (Earth Resources Observation and Science (EROS) Center) pour être utilisée sur le Logiciel WAsP.

Une fois les données statistiques du vent, la topographie, il a été établi par le logiciel WAsP la carte des vents sur la région de Ksar Chellala à 10 m de hauteur. Cette dernière est illustrée dans la figure (III.11).

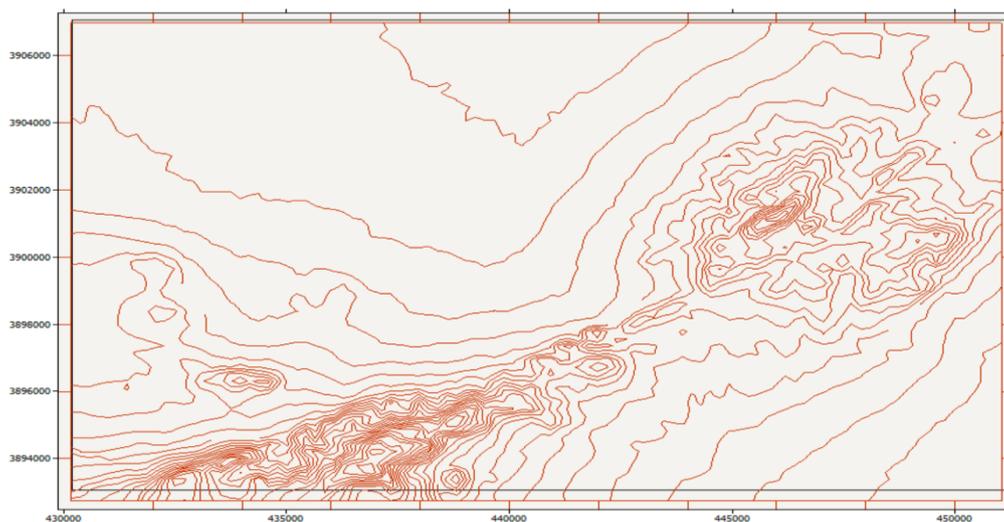


Figure III.10: Carte topographique en 2D de la région de Ksar Chellala

Nous remarquons qu'à 10 m de hauteur, la vitesse du vent varie de $1,5$ à 19 m/s . une grande partie de la région est balayée par une vitesse comprise entre 4 et 9 m/s . Nous remarquons d'un autre côté une région assez distinguée par une grande vitesse du vent qui avoisine les 17 m/s , dans le Sud de la région étudiée.

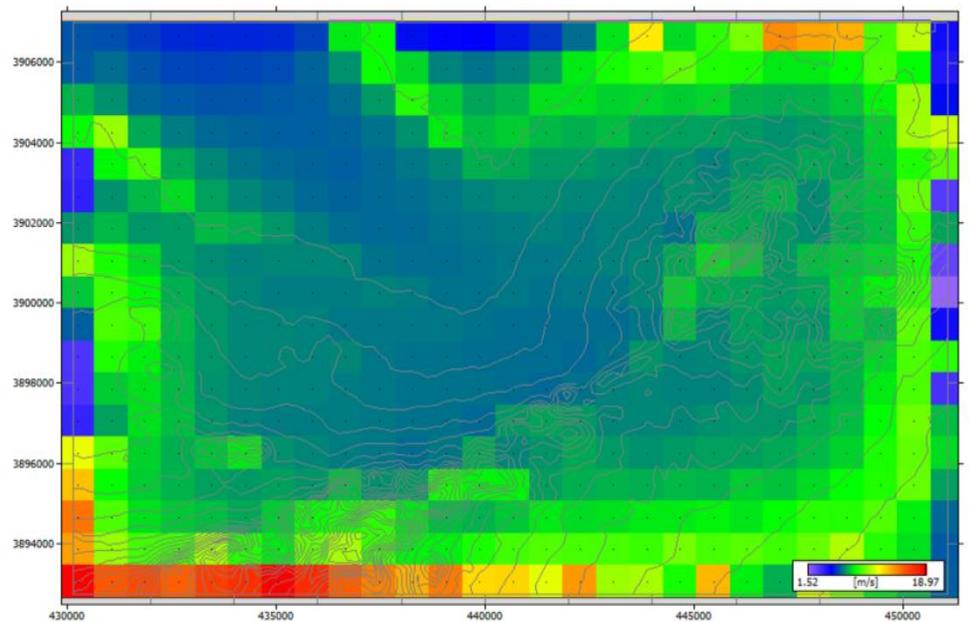


Figure III.11 : L'atlas de la vitesse moyenne du vent de la région de Ksar Chellala

La cartographie de la densité de puissance moyenne est un autre paramètre important dans l'étude du potentiel éolien dans une région. A cet effet, la Figure (III.12) fait ressortir la densité de puissance moyenne annuelle sur toute la région étudiée avec une résolution de 1000m. Ainsi, nous remarquons que le potentiel éolien présent varie dans une gamme allant de 222 W/m² dans les régions au plus faible potentiel éolien et atteint 1338 W/m² dans les régions au plus fort potentiel éolien. Par ailleurs, et en coordination avec l'étude de la vitesse moyenne, la figure illustre clairement l'existence des régions à fort potentiel, en termes de densité de puissance moyenne, surtout la partie sud de la région étudiée de Ksar Chellala.

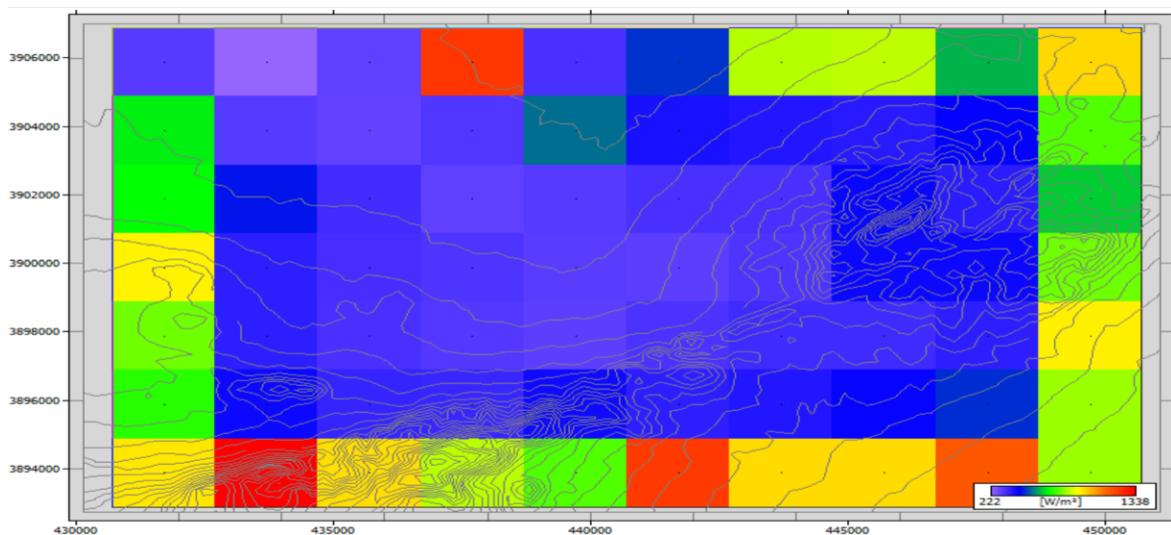


Figure III.12 : L'atlas de la densité de puissance moyenne du vent de la région de Ksar Chellala

III.6.1 Simulation de ferme éolienne

Dans cette section, nous présentons la simulation de la production énergétique d'un parc éolien par le logiciel WAsP. A cet effet, les caractéristiques de l'éolienne choisie pour simulation, ainsi que la région choisie pour l'implantation de la ferme éolienne sont présentées.

III.6.2 Description de l'éolienne choisie

Le constructeur retenu pour le projet est un constructeur danois BONUS Energy A/S. L'éolienne est la BONUS B76 d'une puissance nominale de 2MW. C'est une éolienne tripale dont les caractéristiques techniques sont présentées dans le Tableau III.2 et sa courbe de puissance est donnée sur la Figure (III.13).

Tableau III.2 : Caractéristiques de la BONUS B76

| | |
|----------------------------|------|
| Puissance nominale [KW] | 2000 |
| Diamètre du rotor [m] | 76 |
| Hauteur du hub [m] | 80 |
| Vitesse de démarrage [m/s] | 4 |
| Vitesse nominale [m/s] | 15 |
| Vitesse d'arrêt [m/s] | 25 |

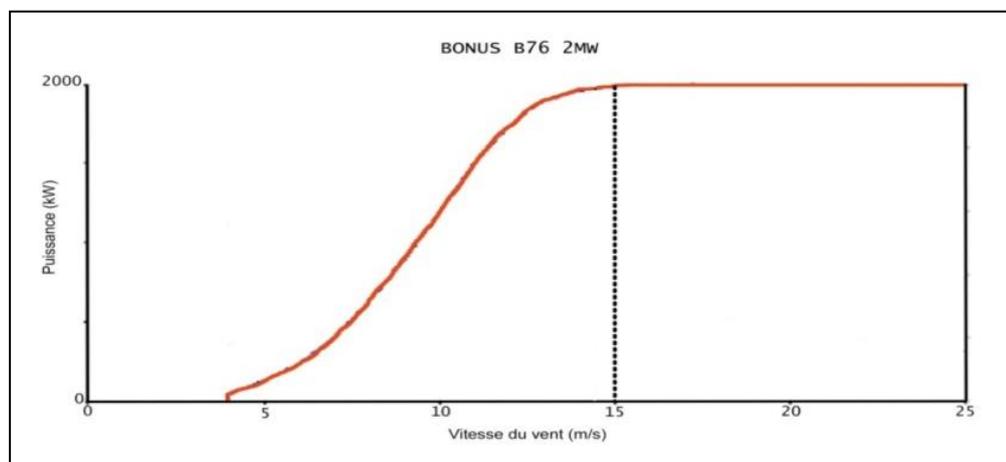


Figure III.13 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur BONUS B76

III.6.3 Choix du site, disposition des éoliennes et énergie produite

Le site en question se trouve au Sud dans un champ loin des habitants pour éviter l'influence de bruit ; la vitesse est au voisinage de 17 m/s. Après avoir raffiné le calcul et l'analyse avec le logiciel WAsP sur le site en question, nous présentons la cartographie de la vitesse du vent de l'endroit sur la figure (III.15) avec l'emplacement éventuel du parc éolien

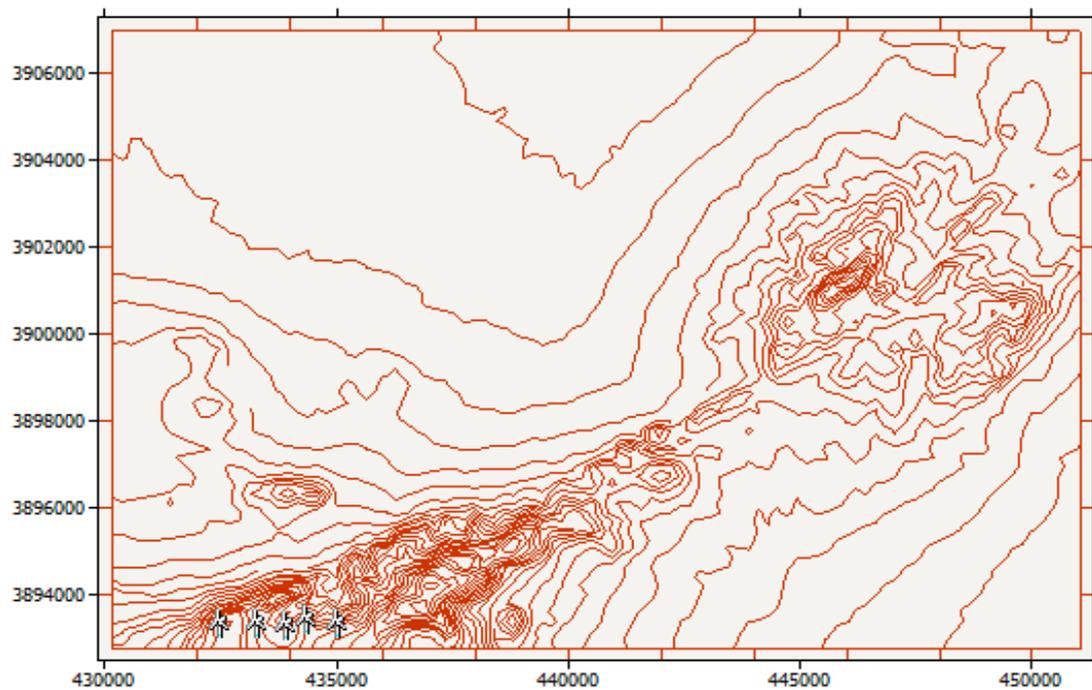


Figure III.14 : Disposition des éoliennes dans un parc d'une capacité de 10 MW

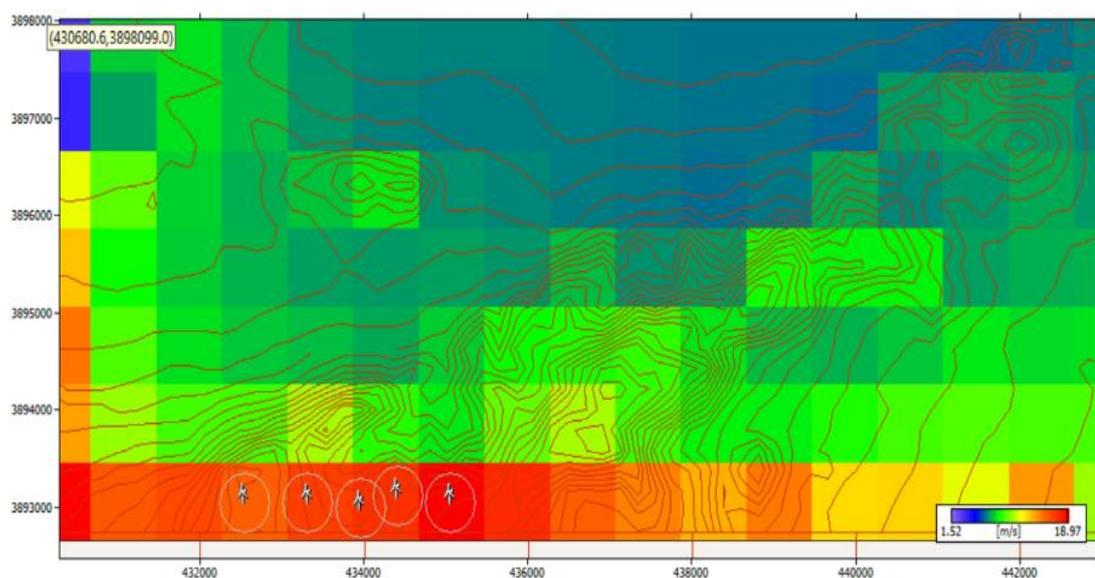


Figure III.15 : La carte des vents autour des éoliennes dans le parc

Tableau III.3 : Production énergétique totale du parc éolien de 10MW

| Parameters | Total | Moyenne | Minimum | Maximum |
|-----------------|--------|---------|---------|---------|
| Nette AEP [GWh] | 43.739 | 8.748 | 8.263 | 9.398 |
| Brute AEP [GWh] | 43.818 | 8.764 | 8.286 | 9.427 |
| Pertes [%] | 0.18 | - | - | - |

Tableau III.4 : Caractéristiques des paramètres du gisement éolien à l'entrée de chaque voilure et la production énergétique de chaque éolienne

| Site | Location [m] | V [m/s] | Elévation | Nette AEP[GWh] | Pertes [%] |
|-------------------|----------------------|---------|-----------|----------------|------------|
| Turbine 01 | (435058.0,3893053.0) | 18.70 | 1142.447 | 8.263 | 0.27 |
| Turbine 02 | (434412.8,3893117.0) | 15.95 | 1067.024 | 9.103 | 0.28 |
| Turbine 03 | (433961.1,3892988.0) | 16.25 | 1095.638 | 9.398 | 0.31 |
| Turbine 04 | (433315.9,3893053.0) | 15.54 | 1066.575 | 8.404 | 0.03 |
| Turbine 05 | (432541.7,3893053.0) | 15.24 | 981.1573 | 8.571 | 0.02 |

Nous remarquons ainsi qu'à l'entrée des 5 éoliennes, la vitesse moyenne annuelle varie de 15,24 à 18,70m/s. Quant à la production énergétique annuelle nette, elle varie de 8,263 à 9,398 GWh/an. Le taux de perte dû à l'effet de sillage montre que le maximum a été subit par l'éolienne n° 3 avec 0,31% alors que la perte la plus faible est de l'ordre de 0,02%. Du Tableau III.3 qui donne la production énergétique annuelle totale du parc éolien nous remarquons que le taux de perte total dû à l'effet de sillage est de 0,18%, induisant ainsi une production énergétique annuelle totale brute de 43.818 GWh/an à une production énergétique annuelle totale nette de 25,295GWh/an.

III.7 Estimation du coût d'investissement des parcs éoliens

La répartition des coûts d'investissement C_i entre les différents sites peut varier d'un projet à l'autre, notamment selon le nombre d'éoliennes. En effet, pour les grands parcs, il est possible de réaliser certaines économies.

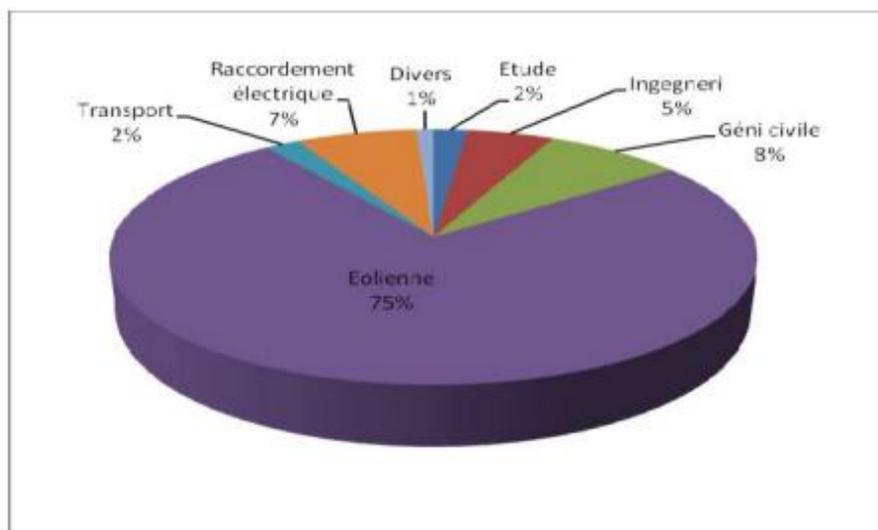


Figure III -16: Répartition des coûts d'investissement pour un parc éolien.

III.7.1 Coûts des études

Les Coûts des études représentent environ 2% du coût global. Ils couvrent les frais d'étude de faisabilité, la planification, les plans de construction du site, l'étude du potentiel éolien et le choix optimal de l'emplacement de l'éolienne (ou du parc éolien) sur le site, les frais de déplacement, et les frais imprévus.

III.7.2 Coûts d'ingénierie

Ils s'élèvent généralement à 5 % du montant total de l'investissement éolien et comprennent les études de sol, le calcul des structures, la coordination et la gestion de chantier.

III.7.3 Coûts de génie civil

Ils représentent environ 8 % du coût total d'un investissement éolien et recouvrent la réalisation des fondations, l'aménagement et réaménagement des chemins d'accès pour le chantier et l'établissement de l'aire de montage.

III.7.4 Coût des éoliennes.

Il peut varier sensiblement en fonction du type d'éoliennes, de la disponibilité en stock et du coût des matières premières (acier, ...). La variation peut atteindre jusqu'à 25 à 30 % du prix. Cet écart est loin d'être négligeable car le coût total d'achat des éoliennes représente généralement 75 % du coût total du projet.

III.7.5 Coût du transport

En général, le coût du transport est fonction de la distance, du volume et du poids de l'ensemble des composants et équipements. Pour notre étude on suppose que le Coût du transport est constant pour tous les sites, et égal à 2% du coût total du projet.

III.7.6 Coûts de raccordement électrique

Ils s'élèvent en moyenne à 7 % du coût total du projet. Ils peuvent varier en fonction de la présence, à proximité du site, d'un poste de transformation d'électricité et de sa capacité d'accueil pour l'injection sur le réseau de l'électricité produite par le parc éolien. Ils incluent les coûts des différents raccordements inter-éoliens au poste de transformation et l'installation de cabine.

III.7.7 Coûts divers

Englobent les coûts relatifs au raccordement téléphonique, au terrain, au balisage, Ils constituent environ 1 % du coût global.

Nous avons estimé le cout d'un parc éolien de puissance nominale de 10 MW, dans le site de notre étude.

Les détails de coût de notre étude sont donnés dans les Tableau III.5.

Tableau III.5 Estimation du cout d'un parc éolien de puissance nominale de 10 MW

| | Parc de 5 BONUS B76 | |
|-------------------------|---------------------|-------------|
| Capacité du parc kW | 10,000 | |
| Couts | % | \$ |
| Etude | 2 | \$20,800 |
| Ingénierie | 5 | \$52,000 |
| Génie civile | 8 | \$83,200 |
| Eolienne | 75 | \$780,000 |
| Transport | 2 | \$20,800 |
| Raccordement électrique | 7 | \$72,800 |
| Divers | 1 | \$10,400 |
| Totale | 100 | \$1,040,000 |
| Cout d'un kWh | | \$0.041 |

III.8 Conclusion

A travers ce chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans la région de Ksar Chellala comprenant aussi l'estimation de la production énergétique annuelle d'un parc éolien d'une puissance nominale de 10MW, installé sur les hauteurs situées dans le côté sud de la région. Le parc éolien comprenait 5 aérogénérateurs de type BONUS B76.

Le travail présenté qui a été effectué en grande partie par le Logiciel WAsP, a en outre permis d'estimer le potentiel éolien disponible dans la région de Ksar Chellala où il a été possible d'établir la carte des vents à 10m pour en déduire les régions les plus ventées. Par ailleurs, différents paramètres nécessaires dans l'étude du gisement éolien ont été présentés, tels que la rose des vents, l'histogramme de la vitesse du vent, les deux paramètres de Weibull, l'évolution de la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance moyenne, en fonction des années et des mois. Nous avons estimé le cout d'un parc éolien de puissance nominale de 10 MW, dans le site de notre étude avec un cout d'un kWh de \$0.041.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'étude de la ressource éolienne dans la région de Ksar Chellala, au sud de la wilaya de Tiaret. Dans un premier temps nous avons établi la description de la source énergétique primaire qui est définie par le vent et ses caractéristiques qui a été suivie par une brève présentation de l'atmosphère.

Par la suite, nous avons décrit les aérogénérateurs, leurs types et leurs différents domaines de fonctionnement.

Nous avons par ailleurs présenté les différents modèles pour l'étude statistique d'un gisement éolien, en décrivant entre autres, la distribution de Weibull et l'extrapolation verticale de la vitesse du vent.

Aussi, il s'agissait de s'entraîner sur l'utilisation du programme WAsP, et de maîtriser ses fonctions. Cet outil nous a permis d'estimer rapidement le potentiel éolien de la zone étudiée. Nous avons présenté les résultats de notre travail qui a compris une étude statistique sur la distribution des vents de la région de Ksar Chellala par rapport aux années, mois et heures. Les résultats statistiques nous ont permis de tracer la carte des vents et de la densité énergétique moyenne à 10m de hauteur. Ainsi, ses résultats obtenus sont résumés comme suit :

- Détermination des directions dominantes du vent entre le Nord (N) en termes de fréquence 28 % et l'Ouest (N) en termes de fréquence 26% pour le site de Ksar Chellala ;

- Analyse de la variation par ans de la vitesse du vent est comprise entre 4,31 m / s et 6,89 m / s. Cette variation montre que la région de Ksar Chellala assure des vitesses du vent importantes pour l'exploitation éolienne ;

- Déduire l'intervalle de variation du paramètre k, qui varie de 1,19 à 1,99 pour l'étude saisonnière. Ces valeurs indiquent que le vent a une stabilité moyenne et variable d'une saison à une autre ;

- L'étude mensuelle a montré que la vitesse du vent a une valeur élevée dans la période de novembre à mai. D'autre part, le profil du vent est stable dans les autres mois de l'année, en ce qui concerne les vitesses moyennes sont toujours supérieures à 4,52 m / s ;

- D'après les données de la période (janvier 2010 - décembre 2020), nous avons constaté que la densité de puissance varie entre 96 W / m² et 500 W / m² ;

- Tenant compte d'un taux de perte total dû à l'effet de sillage est de 0,18%, induisant ainsi une production énergétique annuelle totale brute de 43.818 GWh/an, alors la production énergétique annuelle totale nette obtenu est de 25,295GWh/an ;

- Sur la base de l'évolution de la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance moyenne, en fonction des années et des mois. Nous avons estimé le cout d'un parc éolien de puissance nominale de 10 MW, dans le site de notre étude avec un cout d'un kWh de \$0.041 ;

Finalement, cette étude du potentiel de cette région a montrée, qu'il est possible de réaliser, une ferme éolienne moyenne, pour la contribution à la production d'énergie électrique et augmenter le taux d'utilisation des énergies renouvelable par l'Algérie.

Bibliographie

- [1] KEBIR Mohammed, « Etude et analyse des données météorologiques en particulier le vent dans la région d'Adrar » Mémoire de Master, Université Abou Bekr Belkaïd-Tlemcen 2011
- [2] Carson D.J., « Boundary Layer Meteorology, Introduction Lectures ». Workshop on An Atmospheric Area Modelling, ICTP, 1990.
- [3] Ensalem R., « Climatologie Générale », Ed. ENP, Alger 1989.
- [4]<http://tpe-ouragans-1s4.e-monsite.com/pages/la-rotation-des-ouragans/la-force-de-coriolis.html>
- [5] Document tout savoir sur la météo (www.meteofrance.fr) (Le 20/02/2017).
- [6] Ressources éducatives (www.meteocentre.com) (Le 20/02/2017).
- [7] <http://www.nooutage.com/wind.htm>
- [8] S.M. Boudia. Optimisation de l'Éstimation du gisement éolien par simulation numérique dans la region cotière de l'ouest algerien ; cas de Beni-Saf. Thèse de Magister. Université de Tlemcen, 2009
- [9] <http://parc-eolien-des-arbus.fr/tout-le-monde-en-parle/>
- [10] <http://www.rzs-hm.si/people/Mark.Zagar/work/arpege/lien5-4-3.html>
- [11] www.palais-decouverte.fr
- [12] Mr. MARIH Salah, «Optimisation d'un parc éolien en vue de son intégration au réseau électrique Algérien Soutenu», Thèse de doctorat, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables arzew 2005-2010.
- [13] Nicolas Fichaux,« EVALUATION DU POTENTIEL EOLIEN OFFSHORE ET IMAGERIE SATELLITALE », Thèse de doctorat, Ecole des mines de Paris, Ecole Doctorale, 2003.:
- [14] J. P. Costes, Simulations numériques des écoulements atmosphériques sur sols fortement hétérogènes. Thèse de doctorat, Université de Nantes, 1996.
- [15] <https://lhypercube.arep.fr/aeraulique/cfd-urbaine/>.
- [16] <http://www.rzs-hm.si/people/Mark.Zagar/work/arpege/lien5-4-3.html>
- [17] LECONTE, Philippe, RAPIN, Marc, et SZECHENYI, Edmond. Eoliennes. Techniques de l'ingénieur. Génie mécanique, 2001, no BM4640, p. BM4640. 1-BM4640.
- [18] R. BELLIARD, R. FORGEAT, A. HEMOND, « Météorologie Aérienne» Tomel, Service de la formation en aéronautique, Paris.
- [20] LECONTE, Philippe, RAPIN, Marc, et SZECHENYI, Edmond. Eoliennes. Techniques de l'ingénieur. Génie mécanique, 2001, no BM4640, p. BM4640. 1-BM4640.

- [21] Pacific Northwest Laboratory, « Wind Energy Ressource Atlases », Vol. 1 et 2 PNL– 3194. Pacific Northwest Laboratory Richland, Washington, D.C., USA, 1981, ces atlas, [24]
- [22] Troen I. et E.L. Petersen, « European Wind Atlas », Riso National Laboratory, Roskilde, Danmark, 1989.
- [23] Phillips, G.T., « A Preliminary Users Guide for the NOABL Objectives Analysis Code », rapport interne, Science Application Inc., California, USA. 1979.
- [24] Peterson E.L. et Ib Troen, « Development of a method for Wind Climate Analysis for Non-mountains Terrain in Europe » European Wind Energy Conference, Hamburg, 1984.
- [25] Peterson E.L., Ib Troen et N. G. Motersen, « The European Wind Energy Resources, Recueil European Community Wind Energy Conference and Exhibition » Denmark, 1988
- [26] Troen Ib, « On Diagnostic Wind Field Models ». College on atmospheric Boundary Physics', ICTP, Trieste, 1990.
- [27] Louassa S, Guerri O, KasbadjiMerzouk N, Merzouk M. Wind resources estimation and performance evaluation of two wind farms in an Algerian arid zone. In: 2016 International Renewable And Sustainable Energy Conference (IRSEC). Marrakech, Morocco: IEEE; 2016; pp. 444–449.
- [28] Sidi Mohamed Boudia, Joao Andrade Santos. Assessment of large-scale wind resource features in Algeria. Energy 2019, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116299>
- [29] Khaled Ziane. Analyse, Evaluation et Réduction des Risques d'un Parc Eolien. Sciences de l'ingénieur [physiques]. Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed, 2017.
- [30] Bénédicte Jourdir. Ressource éolienne en France métropolitaine : méthodes d'évaluation du potentiel, variabilité et tendances. Climatologie. Ecole Doctorale Polytechnique, 2015. Français.
- [31] http://unt-ori2.crihan.fr/unspf/2010_Limoges_Vignoles_StatsDescriptives/co/03-4-4%20interpolation-extrapolation.html
- [32] <https://lexique.netmath.ca/extrapolation-lineaire/>
- [33] Janie Coulombe, Évaluation de la modélisation et des prévisions de la vitesse du vent menant à l'estimation de la production d'énergie annuelle d'une turbine éolienne, Université de Montréal, 2015
- [34] Justus C.G. et A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5, 1976
- [35] Mikhail A.S, « Height Extrapolation of Wind Data » Transaction of ASME, vol. 107, pp. 10-14, 1985

[36] C. G. Justus and A. Mikhail, Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Statistics, Geophysical Research Letters, 3:5 (1976) 261-264

[37] Petersen, E. L., N. G. Mortensen, L. Landberg, J. Højstrup et H. P. Frank, 1998. Wind power meteorology. Part I: climate and turbulence. Wind Energy 1 (S1):p. 25–45. doi: 10.1002/(SICI)1099-1824(199804)1:1+<25::AID-WE4>3.0.CO;2-D. (Cité en pages 15 et 24).

[38] Michel Leroy , N° 35 ; Classification d'un site Août 2009 - mise à jour septembre 2012
DIRECTION DES SYSTEMES D'OBSERVATION, Meteo France

[39] ALLAL Fatima, etude des modèles d'évaluation verticale de la vitesse du vent, universite mohamed boudiaf - m'sila, 2018

[40] Kostas Philippopoulos, Despina Deligiorgi, and George Karvounis, Wind Speed Distribution Modeling In The Greater Area Of Chania, Greece, International Journal of Green Energy, 9: 174–193, 2012

[41] W. Weibull, "A statistical distribution function of wide applicability," Journal of Applied Mechanics, n°18, pp. 293-297, 1951

[42] Aref Lashin, Ahmed Shata « analyse de potentiel énergétique éolien en Port-Said », Énergies renouvelables et de l'énergie durable Avis, Egypt, www.elsevier.com/locate/rser, 2012

[43] « Wind Turbine Control Systems » Springer, imprimé en allemand, 2007.

[44] G. Al Zohbi, P. Hendrick et P. Bouillard « Evaluation du potentiel d'énergie éolienne au Liban » Revue des Energies Renouvelables, liban, 2014.:

[45] Pavia Edgar G. and O'Brein James J., 1986: Weibull statistics of wind speed over the ocean. J. Clim Appl. Meteor., 25, 1324 – 1332

[46] Genc, A., Erisoglu, M., Pekgor, A., Oturanc, G., Hepbasli, A., & Ulgen, K. (2005). Estimation of wind power potential using Weibull distribution. Energy Sources, 27(9), 809–822.

[47] Lu, L., Yang, H., & Burnett, J. (2002). Investigation on wind power potential on Hong Kong islands?an analysis of wind power and wind turbine characteristics. RenewableEnergy, 27(1), 1–12.

[48] Salami, Akim Adekunle, Ajavon, A. S. A., Kodjo, M. K., & Bedja, K.-S. (2013). Contribution to improving the modeling of wind and evaluation of the wind potential of the site of Lome: Problems of taking into account the frequency of calm winds. Renewable Energy, 50, 449–455.

[49] Ajavon, A. S. A., Salami, A. A., Kodjo, M. K., & Bédja, K.-S. (2015).

- [50] Safari, B. (2011). Modeling wind speed and wind power distributions in Rwanda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 925–935.
- [51] Celik, A. N. (2003). Energy output estimation for small-scale wind power generators using Weibull-representative wind data. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 91(5), 693–707.
- [52] Dorvlo, A. S. S. (2002). Estimating wind speed distribution. *Energy Conversion and Management*, 43(17), 2311–2318.
- [53] Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A., & Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*, 17(3), 350–353.
- [54] Rocha, P. A. C., de Sousa, R. C., de Andrade, C. F., & da Silva, M. E. V. (2012). Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. *Applied Energy*, 89(1), 395–400
- [55] Carta, J. A., P. Ramírez et S. Velázquez, 2009. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (5): p. 933–955. doi: 10.1016/j.rser.2008.05.005. (Cité en pages 22, 24, 50, 55 et 84).
- [56] Akdağ, S. A., & Dinler, A. (2009). A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *Energy Conversion and Management*, 50(7), 1761–1766.
- [57] Leung, D. Y. C., & Yang, Y. (2012). Wind energy development and its environmental impact: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 1031–1039
- [58] Stevens, M. J. M., & Smulders, P. T. (1979). The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering*, 132–145
- [59] Jamieson, P. D., Porter, J. R., & Wilson, D. R. (1991). A test of the computer simulation model ARCWHEAT1 on wheat crops grown in New Zealand. *Field Crops Research*, 27(4), 337–350
- [60] Li, M.-F., Tang, X.-P., Wu, W., & Liu, H.-B. (2013). General models for estimating daily global solar radiation for different solar radiation zones in mainland China. *Energy Conversion and Management*, 70, 139–148.
- [61] Mohammadi, K., Alavi, O., Mostafaeipour, A., Goudarzi, N., & Jalilvand, M. (2016). Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power density. *Energy Conversion and Management*, 108, 322–335.

- [62] Quan, P., & Leephakpreeda, T. (2015). Assessment of wind energy potential for selecting wind turbines: An application to Thailand. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2015.05.002>
- [63] Emeksiz, C., & Demirci, B. (2019). The determination of offshore wind energy potential of Turkey by using novelty hybrid site selection method. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100562>
- [64] Keyhani, A., Ghasemi-Varnamkhasti, M., Khanali, M., & Abbaszadeh, R. (2010). An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran, Tehran. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.09.009>
- [65] H. Faïda, J. Saadi, M. Khaïder, S. El Alami et M. Monkade , Etude et analyse des données du vent en vue de dimensionner un système de production d'énergie éolienne Cas d'un site au nord du Maroc. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°3 (2010) 477 – 483
- [66] Ludmil Stoyanov, Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables, UNIVERSITE DE CORSE PASQUALE PAOLI, 2011
- [67] Carrillo, C., A. F. Obando Montaña, J. Cidrás et E. Díaz-Dorado, 2013. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21 : p. 572–581. doi: 10.1016/j.rser.2013.01.012. (Cité en page 25).
- [68] Lydia, M., S. S. Kumar, A. I. Selvakumar et G. E. Prem Kumar, 2014. A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30: p. 452–460. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.030. (Cité en page 27).
- [69] Powell, W.R., (1981). An analytical expression for the average output power of a wind machine. *Solar Energy*, vol. 26, pp. 77-80, 1981.
- [70] Gabler, H., Luther, J., (1988). Wind-solar hybrid electrical supply systems. Results from a simulation model and optimization with respect to energy pay back time. *Solar & Wind Technology*, vol. 5, Issue 3, pp. 239-247, 1988.
- [71] Borowy, B.S., Salameh, Z.M., (1994). Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system. *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 9, pp. 482-488, 1994.
- [72] Diaf, S., Haddadi, M., Belhamel, M., (2006). Analyse technico économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar. *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 9, n 3, pp. 127-134, 2006.
- [73] Hocaoglu F.O., Gerek O.N, Kurban M, A novel hybrid (wind–photovoltaic) system sizing procedure, *Solar Energy* 83 2019–2028, 2009.