

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDÈS
FACULTÉ DES SCIENCES DE L'INGÉNIEUR
DÉPARTEMENT : ÉNERGÉTIQUE

Mémoire de Fin d'Études

En vue de l'Obtention du Diplôme de Master en Génie Mécanique
Spécialité : Conversion d'Énergie

Thème

**Évaluation du gisement éolien dans deux régions de
l'est de l'Algérie, Jijel et Tébessa**

Réalisé par :

M^{elle} : Achouri Mahdia

M^{elle} : Khelfa Sara

Encadreur :

M^r : S.M.BOUDIA

Promoteur :

M^r : L. MANSOURI

2016 /2017

Dédicaces

On tient à dédier ce modeste travail

*A ceux qui nous ont donné la vie et qui ont toujours
veillé à notre bien-être, nos très chers parents*

*A ceux qui sont la source de notre inspiration et
notre courage,*

*A qui nous devons de l'amour et de la
reconnaissance :*

Nos chères sœurs et nos chers frères

A toute la famille et la belle famille

Aussi à nos très chères amies

A tous ceux que nous aimons

Mahdia et Sara.

Remerciements

Nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir donné courage, volonté et patience afin d'élaborer ce modeste travail jusqu'à son terme.

Nous remercions vivement en premier lieu Monsieur Sidi Mohammed BOUDIA, Maître de recherche A et chercheur permanent au CDER, qui nous a encadré et qui par sa compétence, ses encouragements, ses critiques constructives et son soutien moral a su nous informer, nous conseiller et nous rendre de plus en plus autonome pour bien réaliser ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers tous nos professeurs pour nous avoir inculqué leur savoir et leur savoir-faire, en particulier notre promoteur Monsieur L.

MANSOURI, Professeur à la Faculté des sciences de l'ingénieur, pour ses enseignements et ses conseils;

Nos plus vifs remerciements s'adressent aussi à messieurs les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

Nous remercions infiniment nos très chers parents, puisse Dieu les protéger, sans omettre nos frères et sœurs pour leurs sacrifices et leur aide précieuse.

Enfin, nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail, qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude

Mahdia et Sarah

Résumés

Résumé :

Le but de ce travail est d'établir une évaluation temporelle du gisement éolien dans deux régions du Nord-Est algérien, à savoir Jijel et Tébessa. L'étude a été faite en utilisant 10 années de mesure de vitesses et de direction du vent, collectées sur une période de dix années au niveau de la station météorologique respective de chaque région. L'étude statistique au niveau des mâts de mesure donne le site de Tébessa dans les Hauts-Plateaux plus venté avec une vitesse moyenne et une densité de puissance moyenne respectivement égale à 5.37m/s et 173W/m², alors que le site de Jijel sur le littoral dispose d'un potentiel éolien de 4.8m/s comme vitesse moyenne et 127W/m² pour la densité de puissance moyenne. Par ailleurs, l'étude temporelle donne les deux régions étudiées plus ventées du mois de Janvier jusqu'au mois de Mars pour le site de Jijel et jusqu'au mois d'Avril pour le site de Tébessa. D'autre part, l'étude horaire pour les deux régions, indique que le vent est plus important et plus stable durant les heures ensoleillées. L'établissement de la carte de la rugosité et l'introduction de la carte topographique ont permis de tracer les cartes du potentiel éolien des deux régions étudiées à 10m de hauteur, en utilisant le logiciel WAsP (Wind Atlas Analysis and application Program). Pour chaque région, nous avons délimité une zone ventée et apte à recevoir une installation éolienne. En utilisant une éolienne de type Bonus 2MW, nous avons simulé la production énergétique de deux fermes éoliennes comprenant 37 et 28 aérogénérateurs, respectivement installées à Jijel et Tébessa. L'analyse technico-économique donne les deux sites étudiés favorables à recevoir une installation éolienne avec un facteur de capacité qui dépasse 43%, un nombre d'heures de fonctionnement supérieure à 3700heures par an et un coût du kWh produit de 0.0154\$ pour Tébessa 0.0168\$ pour Jijel.

Mots clés : gisement éolien, ferme éolienne, WAsP, production énergétique, étude économique, Jijel, Tébessa.

Abstract :

The purpose of this work is to establish a temporal evaluation of the wind deposit in two regions of the Northeast Algeria, namely Jijel and Tébessa. The study was carried out using 10 years of wind velocity and direction measurements collected over a ten-year period at the respective meteorological station in each region. The statistical study at the level of the masts gives the site of Tébessa in the Hauts-Plateaux more windy with an average speed and an average power density respectively equal to 5.37m / s and 173W / m², while the site of Jijel On the coastline has a wind potential of 4.8m / s as average speed and 127W / m² for average power density. Moreover, the temporal study gives the two regions studied more windy from the month of January to the month of March for the site of Jijel and until April for the site of Tébessa. On the other hand, the hourly study for the two regions indicates that the wind is more important and more stable during the sunny hours. The mapping of the roughness map and the introduction of the topographic map made it possible to plot the wind potential maps of the two studied regions at a height of 10 m, using the WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) software. For each region, we have delimited a windy area and suitable for a wind power installation. Using a 2MW Bonus wind turbine, we simulated the energy

Résumés

production of two wind farms comprising 37 and 28 wind turbines, respectively installed in Jijel and Tebessa. The technical and economic analysis gives the two sites studied favorable to receive a wind power installation with a capacity factor that exceeds 43%, a number of operating hours exceeding 3700 hours per year and a cost of kWh produced of 0.0154 \$ for Tebessa \$ 0.0168 for Jijel.

Key words: wind farm, wind farm, WAsP, energy production, economic study, Jijel, Tébéssa

الملخص:

والهدف من هذا العمل هو وضع تقييم الزمني في مجال طاقة الرياح في منطقتي شمال شرق الجزائر، جيجل تبسة. وقد أجريت الدراسة باستخدام 10 اعوام من قياس سرعة واتجاه الرياح، والتي تم جمعها على مدى عشر سنوات في محطة الأرصاد الجوية منها في كل منطقة. الدراسة الإحصائية على التوالي قياس يعطي الموقع تبسة في المرتفعات الأكثر عاصف مع متوسط السرعة ومتوسط كثافة الطاقة تساوي على التوالي إلى 5.37م/سا و 173واط / متر مربع، في حين أن موقع جيجل على الساحل لديها امكانات الرياح 4.8م / سا حيث بلغ متوسط السرعة و127واط / متر مربع لمتوسط كثافة الطاقة. وعلاوة على ذلك، تعطي الدراسة الزمنية المنطقتين من جانفي وحتى مارس لموقع جيجل وحتى أفريل لموقع تبسة. من ناحية أخرى، ودراسة الجدول الزمني لهاتين المنطقتين، يشير إلى أن الرياح هو أكثر أهمية وأكثر استقرارا خلال ساعات المشمسمة. جعل إنشاء خريطة للخشونة وإدخال خريطة طبوغرافية من الممكن رسم خرائط لإمكانات الرياح من المنطقتين درس ارتفاع 10م، وذلك باستخدام الاسب البرمجيات (الرياح تحليل أطلس وبرنامج التطبيق). لكل منطقة، ونحن قمنا بتحديد عاصف وقادرة على الحصول على مساحة توربينات الرياح. باستخدام نوع الرياح مكافأة 2ميقاوطور، ونحن قمنا بوضع حقول توربينات الرياح 37 و 28 على التوالي المثبتة في جيجل وتبسة. التحليل الفني والاقتصادي يعطي مواقع الدراسة ان توربينات الرياح مع عامل القدرة يتجاوز 43٪، وعدد ساعات التشغيل 3700سا سنويا وبكلفة لكل كيلوواط ساعة المنتجة من 0.0154 \$ إلى تبسة 0.0168 \$ للجيجل.

كلمات البحث: موارد الرياح، طاقة الرياح، والاسب، وإنتاج الطاقة، دراسة اقتصادية، جيجل، تبسة.

Sommaire

Introduction générale	14
-----------------------	----

Chapitre I : Le vent

Introduction	19
1-Le vent	19
2-Présentation générale de l'atmosphère terrestre	20
2-1-Les parties de l'atmosphère terrestre	20
2-2-Définition de la CLA	23
2-2-1-Structure de la couche limite atmosphérique	23
2-3-L'influence thermique, les brises	24
2-4-L'influence mécanique	25
3-Caractéristiques du vent	26
3-1-Variabilité temporelle	26
3-2-Variabilité spatiale	27
4-Mesure du vent	27
4-1-Les anémomètres et girouettes	27
4-2-Le mât de mesures	28
4-3-La rose des vents	29
Conclusion	30
Bibliographie	31

Chapitre II: Les capteurs éoliens

Introduction	34
1- Définition	34
2-Historique	34
3-Les différents types d'éoliennes	36
3-1-Eolienne à axe vertical	36
3-1-1-Eoliennes à rotor de Darrieus	37
3-1-2-Eoliennes à rotor de Savonius	37
3-2-Eolienne à axe horizontal	38
3-2-1-Eoliennes à axe horizontal Amont	38
3-2-2-Eoliennes à axe horizontal Aval	39
3-3-Les composantes d'une éolienne à axe horizontal	40
3-3-1-Le rotor et ses pales	40
3-3-2-La nacelle	41
3-3-3-La tour	41

Sommaire

3-4-Domaines d'application des éoliennes	41
4-La puissance d'une éolienne	41
4-1-La courbe de puissance	42
Conclusion	43
Bibliographie	44

Chapitre III : Etude statistique pour l'analyse du gisement éolien

Introduction	47
1-Le gisement éolien	47
2-Distribution de Weibull	47
2-1-La méthode de maximum de vraisemblances	48
3-Le potentiel éolien	49
3-1-La vitesse moyenne	49
3-2-La densité de puissance moyenne	49
3-3-La densité énergétique moyenne	50
4-Extrapolation verticale de la vitesse du vent	50
4-1-La loi logarithmique	50
4-2-La loi de puissance	51
5-Energie produite par une éolienne	51
5-1-coeficient de puissance	52
5-2-Le nombre d'heures de fonctionnement d'une éolienne	53
6-Le coût du kWh produit par une éolienne	53
Conclusion	54
Bibliographie	55

Chapitre IV : Méthodologie et données utilisées

Introduction	58
1-Définition de logiciel WASP	58
2-Données utilisées	59
2-1-les données météorologiques	59
2-2-La carte topographique	59
2-3- La rugosité	61
3-Les coordonnées géographiques	62
3-1- longitude	62
3-2- latitude	62
Conclusion	63
Bibliographie	64

Chapitre V : Résultats et interprétations

Introduction	66
1-Etude statistique au niveau de mât de mesure	66
1-1-Etude annuelle globale (2006-2016)	67

Sommaire

1-2-Etude annuelle (année par année)	68
1-3-Etude mensuelle	70
1-4- Etude horaire	75
2-Etablissement des cartes de la longueur de rugosité	77
3-Les cartes des vents	81
3-1-Cartographie globale des régions	81
3-2-Cartographie des zones pour chaque région	82
4-Choix des sites pour la production entéristique de source éolienne	85
5-Simulation de la production énergétique des fermes éoliennes	87
6-Disposition des éoliennes	88
7-Caractéristiques des deux parcs éoliens	90
7-1-Caractéristiques de la ferme éolienne dans la région de Jijel	91
7-2-Caractéristiques de la ferme éolienne dans la région de Tébessa	93
8-Analyse technico-économique	94
Conclusion	95
Conclusions générale	98

Liste des tableaux

Chapitre I : Le vent

Tableau (I-1) : les différents gaz atmosphérique	22
Tableau (I-2) : classes et longueurs de rugosité	26

Chapitre III : Etudes statistique pour l'analyse du gisement éolien

Tableau (III-1) : Gamme de cout spécifique des éoliennes sur a puissance nominale	54
---	----

Chapitre VI : Méthodologie et données utilisées

Tableau (IV-1) : Coordonnées géographiques des sites de mesure	59
Tableau (IV-2) : présentation de longitude, latitude et l'altitude des deux sites Jijel et Tébessa	61
Tableau (IV-3) : dimensions des cartes des régions étudiées.	61

Chapitre V : Résultats et interprétations

Tableau (V-1): fichier de site de Jijel et Tébessa avec et sans erreurs.	67
Tableau (V-2): caractéristiques moyennes annuels du vent 10 m du sol de Jijel et Tébessa respectivement	68
Tableau (V-3): Variation annuelle des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m de hauteur pour les deux sites	70
Tableau (V-4): Variation mensuelle des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m de hauteur pour les deux sites de Jijel et Tébessa	75
Tableau (V-5) : Variation horaire des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m du sol pour les deux sites de Jijel et Tébessa	77
Tableau (V-6) : Caractéristiques techniques de l'aérogénérateur Bonus 2MW	88
Tableau (V-7): Caractéristiques techniques du parc éolien simulé dans la région de Jijel	91
tableau (V- 8) : Caractéristiques techniques des éoliennes qui composent le parc simulé dans la région de Jijel	91
Tableau (V-9) : Caractéristiques techniques du parc éolien simulé dans la région de Tébessa	93
Tableau (V- 10) : Caractéristiques techniques des éoliennes qui composent le parc simulé dans la région de Tébessa	93
Tableau (V-11) : Caractéristiques technico-économiques des deux fermes éoliennes simulées à Jijel et Tébessa.	95

Liste des figures

Chapitre I: Le vent

Figure (I-1) : les différentes parties de l'atmosphère terrestre	21
Figure (I-2): structure verticale de la troposphère	22
Figure (I-3) : Structure de la couche limite atmosphérique	24
Figure (I-4) (A) Schéma simplifié de la brise de mer ; (B) schéma simplifier de la brise de terre	25
2.4 La force de Coriolis	
Figure (I-5) : ensemble Anémomètre Girouette	28
Figure (I-6) : Le mât de mesures	29
Figure (I-7) : la rose des vents	30

Chapitre II : Les capteurs éoliens

Figure (II-1): Conversion de l'énergie cinétique du vent	34
Figure (II-2) : moulin à vent	35
Figure (II-3) : la première éolienne automatique	35
Figure (II-4) : Eolienne à axe vertical (structure de Darrieus)	37
Figure (II-5) : Eolienne à axe vertical (structure de Savonius)	37
Figure (II-6): Eolienne à axe horizontal	38
Figure (II-7) : Schéma d'une éolienne à axe horizontal en amont	39
Figure (II-8): Schéma d'une éolienne à axe horizontal en aval	39
Figure (II-9) : Composantes d'une éolienne à axe horizontal	40
Figure (II-10): Courbe de puissance et zones de fonctionnement d'une éolienne	42

Chapitre III : Etude statistique pour l'analyse du gisement éolien

Figure (III-1) : Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull	48
---	----

Chapitre IV : Méthodologie et données utilisées

Figure (IV-1) : organigramme représentant les données à l'entrée et de la sortie du logiciel WAsP	58
Figure(IV-2) : la carte topographie du site de Jijel en 3D	60
Figure (IV-3) : la carte topographique du site de Tébessa en 3D	60
Figure (IV-5) : exemple du contour de rugosité d'un aéroport tracé à l'aide de Google Earth	62

Chapitre V : Résultats et interprétations

Figure (V-1): Distribution annuelle des directions du vent à 10m de hauteur (a) Jijel (b) Tébessa	67
---	----

Liste des figures

Figure (V-2) : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution Weibull à 10m du sol (a) Jijel (b) Tébessa	68
Figure (V-3) : Variation annuelle de la vitesse moyenne et du paramètre de forme à 10m de hauteur pour le site de Jijel	69
Figure (V-4) : Variation annuelle de la vitesse moyenne et du paramètre de forme à 10m de hauteur pour le site de Tébessa	69
Figure (V-5) : Distribution mensuelle ses directions du vent à 10m de hauteur pour le site de Jijel	71
Figure (V-6) : Distribution mensuelle ses directions du vent à 10m de hauteur pour le site de Tébessa	72
Figure (V-7): Variation mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Jijel	73
Figure (V-8): Variation mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Tébessa	74
Figure (V-9) : Variation horaires de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Jijel	76
Figure (V-10) : Variation horaires de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Tébessa	76
Figure (V-11) : Cartographie de la longueur de rugosité de la région de Jijel	78
Figure (V-12) : Cartographie de la longueur de rugosité de la région de Tébessa	79
Figure (V-13) : Cartographie de la rugosité de la région de Jijel synchronisée avec une carte Google Earth	80
Figure (V-14) : Cartographie de la rugosité de la région de Tébessa synchronisée avec une carte Google Earth	80
Figure (V-15) : Cartographie de la vitesse moyenne du vent à 10 de hauteur pour la région de Jijel avec un pas de 1500m	81
Figure (V-16) : Cartographie de la vitesse moyenne du vent à 10 de hauteur pour la région de Tébessa avec un pas de 1500m	82
Figure (V-17) : Exemple du schéma adopté pour de la décomposition des régions étudiées	83
Figure (V-18) : Cartes des vents des quatre zones de la région de Jijel à 10m de hauteur avec un pas de 700m	83
Figure (V-19) : Cartes des vents des quatre zones de la région de Tébessa à 10m de hauteur avec un pas de 700m	84
Figure (V-20) : Carte des vents à 10m de hauteur pour le site choisi dans la région de Jijel avec un pas de 200m	86
Figure (V-21) : Carte des vents à 10m de hauteur pour le site choisi dans la région de Jijel avec un pas de 300m	87
Figure (V- 22) : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Bonus 2MW	88
Figure (V-23) : Disposition des éoliennes sur la carte de la production énergétique annuelle de la Bonus 2MW à 60m de hauteur au niveau du parc éolien de la région de Jijel	89
Figure (V-24) : Disposition des éoliennes sur la carte de la production énergétique annuelle de la Bonus 2MW à 60m de hauteur au niveau du parc éolien de la région de Tébessa	90

Nomenclature

P	La puissance d'une éolienne	[W]
ρ	Densité de l'air	[Kg/m ³]
S	Surface balayée par l'éolienne	[m ²]
v	Vitesse du vent	[m/s]
C_p	Rendement de l'éolienne	[-]
V_D	La vitesse du vent au démarrage de la turbine	[m/s]
V_n	La vitesse du vent correspond à la puissance nominale	[m/s]
V_M	La vitesse du vent	[m/s]
$f_{(v)}$	Densité de probabilité de Weibull	[-]
k	Facteur de forme	[-]
A	Facteur d'échelle	[m/s]
$F_{(v)}$	Fonction de distribution cumulée de Weibull	[-]
v_i	Vitesse non nulles du vent a un instant ⁱ	[-]
n	Nombre de données de vitesse de vent non nulles	[-]
v_m	Vitesse moyenne du vent	[m/s]
Γ	La fonction gamma	[-]
$P_{(v)}$	La densité de puissance moyenne	[W/m ²]
$E_{(m)}$	La densité énergétique moyenne	[Wh/m ²]
T	Le temps de la production	[h]
d	Nombre du jour	[-]
V_1	La vitesse du vent à la hauteur Z_1	[m/s]
V_2	La vitesse du vent à la hauteur Z_2	[m/s]
Z_0	La longueur de la rugosité	[m]
Z_1	Hauteur de référence	[m]
Z_2	Hauteur à laquelle on désire calculer la vitesse du vent	[m]
α	Le coefficient de friction	[-]
E	Energie produite par une éolienne	[Wh]
P_m	Puissance moyenne	[W]
E_m	Energie mensuelle	[Wh/m ² /mois]

Nomenclature

E_s	Energie saisonnière	[Wh/m ² /saison]
E_a	Energie annuelle	[Wh/m ² /an]
d_m	Nombre de jour de mois	[-]
d_s	Nombre de jour de saison	[-]
C_f	Facteur de capacité d'une éolienne	[-]
P_n	Puissance nominale d'une éolienne	[W]
V_D	Vitesse de démarrage d'une éolienne	[m/s]
V_N	Vitesse nominale d'une éolienne	[m/s]
V_A	Vitesse d'arrêt d'une éolienne	[m/s]
C_p	Coefficient de puissance	[-]
S	Surface balayé par les pales	[m ²]
N_{hf}	Nombre d'heure de fonctionnement	[h]
WEC	Wind Energy Conversion	
PVC	La valeur actuelle des couts	[\$]
CPU	Cout énergétique unitaire	[\$/KWh]
r	Taux d'intérêt	[%]
i	Taux d'inflation	[%]
C_{OMR}	Cout d'exploitation de réparation et de maintenance	[\$]
S	Valeur de récupération	[-]
I	Cout d'investissement	[\$]
n	La durée de vie de la machine	[ans]
$Grs AEP$	Annuelle énergie produite avec pertes	[GWh]
$Net AEP$	Annuelle énergie produite sans pertes	[GWh]
$Wake loss$	Les pertes	[%]
Z	Elévation	[m]

Introduction générale :

L'énergie est devenue un élément primordial dans la vie humaine et l'un des moteurs du développement des sociétés. Depuis des milliers d'années, l'homme utilise l'énergie pour satisfaire ses besoins vitaux. Le charbon et le pétrole sont parmi les sources d'énergie les plus connus et les plus utilisées dans le monde, jusqu'à aujourd'hui et dans bon nombre de pays.

Le changement climatique influence fortement la politique énergétique et devient désormais un fondement essentiel de la réflexion, de l'analyse et de l'action. De ce constat résulte un certain nombre d'enjeux stratégiques pour la maîtrise de la demande en énergie, la diversification du bouquet énergétique, le développement des énergies renouvelables et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les pays du monde s'orientent progressivement vers les énergies nouvelles et renouvelables. D'une façon générale, les énergies renouvelables sont des modes de production d'énergie utilisant des forces ou des ressources dont les stocks sont illimités [1]. Les principales sources fondamentales des énergies renouvelables sont fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux [2]. Ces sources d'énergie sont peu ou pas polluantes et ne rejettent aucune pollution lorsqu'elles produisent de l'énergie [3].

Parmi les sources propres, il y a le vent qui est une source d'énergie gratuite propre et inépuisable. Il a servi l'humanité depuis des siècles pour la propulsion des navires, l'actionnement des éoliennes pour moulin à grain et le pompage de l'eau [4].

La conquête de l'énergie éolienne ne date pas d'hier. L'histoire nous apprend que les moulins à vent existaient déjà dès la plus haute antiquité, en Perse, en Irak, en Egypte et en Chine [5]. Ce n'est qu'au moyen âge qu'ils font leur apparition en Europe et leur utilisation se répand rapidement, sachant que les machines actuelles sont utilisées soit pour produire de l'électricité qui est consommée localement ou injectée sur le réseau électrique [6].

Vu l'emplacement géographique et le climat de l'Algérie, le pays dispose d'un potentiel en termes de ressources énergétiques renouvelables considérable. Alors que le nouveau programme gouvernemental en 2015 [7] s'est engagé à produire 22GW à l'horizon 2030 de sources renouvelables, le pays comprend actuellement quelques projets pilotes, dont la centrale hybride de Hassi R'mel d'une capacité de 30MW, la ferme éolienne de Adrar de 10MW, mise en service en 2014 ainsi qu'un parc PV d'une puissance de 1,1MW sis à Ghardaia.

Par ailleurs, bien que son évaluation soit faible, l'énergie éolienne n'est pas exclue du nouveau programme, allant même jusqu'à représenter le deuxième axe de développement avec une part de production d'électricité qui devrait atteindre 5,1GW d'ici 2030 [7]. Néanmoins, la majorité des études sur le potentiel éolien dans le pays donne le sud comme le plus favorable pour l'utilisation de cette énergie.

Introduction générale

D'autre part, les régions du nord et des Hauts-Plateaux restent en grande partie méconnues. D'où le but du présent travail qui mène à évaluer pleinement la ressource éolienne dans deux régions du Nord-Est du pays, la première se trouve sur le littoral algérien au niveau de Jijel et la seconde se situe à Tébessa à l'extrême Est du pays. L'étude comprendra une évaluation temporelle du gisement éolien en fonction des heures, des mois et des années pour des données collectées au niveau des deux sites sur une période de 10 années, de 2006 à 2016.

Les données utilisées en termes de vitesse et de direction du vent ont été enregistrées à 10m de hauteur, chaque heure au niveau du réseau de l'Office Nationale de la Météorologie (ONM). Par ailleurs, le Programme WAsP (Wind Atlas Analysis and application Program) a été utilisé en grande partie dans notre travail pour l'établissement des différentes cartes éoliennes des régions étudiées ainsi que pour la simulation de la production énergétique des parcs éoliens.

Le premier chapitre comprendra la définition du phénomène du vent. En premier lieu nous définissons le vent, les différentes forces qui le régissent et les différents types de vent. Comme le vent est un déplacement d'air dans l'atmosphère, le premier chapitre comprendra une présentation générale de l'atmosphère terrestre et ses différentes parties tout en se concentrant sur la couche limite atmosphérique. Par ailleurs, nous présenterons les caractéristiques du vent ; nous y définissons ses deux variabilités et sa mesure.

Le deuxième chapitre comprendra des généralités sur les éoliennes dans laquelle il sera question de définir l'énergie éolienne et de présenter l'évolution de l'éolienne et de son utilisation par l'homme dans l'histoire. Par ailleurs, nous aborderons les différents types d'éoliennes ainsi que l'architecture d'une éolienne à axe horizontale. A la fin, nous définirons les divers domaines d'applications des éoliennes.

Dans le troisième chapitre, nous aborderons l'ensemble des modèles utilisés dans notre étude pour évaluer le gisement éolien. La distribution de Weibull avec ces deux paramètres sera présentée dans un premier temps et sera suivie par la définition des différents paramètres à calculer pour l'étude du gisement éolien. Par ailleurs, nous expliquerons le principe de l'extrapolation verticale du vent, l'estimation de l'énergie produite par une éolienne et finalement le coût du kWh produit par un aérogénérateur.

Le quatrième chapitre sera consacré à la présentation de la méthodologie, des données et des outils utilisés dans notre travail où nous présenterons le programme WAsP avec les différentes données que nous avons élaboré pour son fonctionnement.

Le dernier chapitre de notre travail comprendra la présentation de l'ensemble des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans les deux régions étudiées, Jijel et Tébessa. 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 les deux sites étudiés. Par ailleurs, nous présenterons les cartes des vents tracés pour les deux régions ainsi que la simulation de la production énergétique d'éventuelles fermes éoliennes au niveau des sites les plus ventés. Le chapitre comprendra à sa fin une étude

Introduction générale

technico-économique dans laquelle nous analyserons plusieurs paramètres qui nous permettent de juger le rendement des parcs éoliens et l'évaluation du coût du kWh produit pour chaque parc éolien simulé.

Références

- [1] BENALI OUSSAMA. Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région Sud-est du Sahara algérienne. 2015. Mémoire de Master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [2] ZIDANE Nourredine. Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Énergies Renouvelables, Magister en Electrotechnique, UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF1
- [3] TAHAR, LATRECHE Mohammed. Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien. 2012. Thèse de doctorat. Université Ferhat Abbas de Sétif 1.
- [4] CHELLALI, Farouk. Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie. 2011. Thèse de doctorat. Ecole nationale supérieure polytechnique.
- [5] MOHAMMED, M. BOUDIA Sidi. Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie. 2013. Thèse de doctorat. Université de Tlemcen.
- [6] KHERBA, Nabila. Estimation de la Production Electrique d'une Ferme Eolienne Application à la Région de Ténès. 2011. Thèse de doctorat. Université Hassiba Ben Bouali de Chlef.
- [7] CREG (2015). Programme de Développement des Energies Renouvelables 2015-2030, < <http://www.creg.gov.dz/images/stories/PDF/creg15mars.pdf> > Mars 2015

Chapitre I

Le vent

Introduction :

Dans ce premier chapitre nous parlons généralement du vent. En premiers lieux nous définissons le vent ; les différentes forces qui le régissent et les différents types de vent. Comme le vent est un déplacement d'air dans l'atmosphère, dans la seconde partie nous donnerons une présentation générale de l'atmosphère terrestre et ses différentes parties tout en se concentrant sur la couche limite atmosphérique ; la troisième partie sera consacrée sur les caractéristiques du vent ; nous y définissons ses deux variabilités, temporelle et spatiale. La dernière partie du présent chapitre comprendra la mesure du vent ainsi qu'une présentation des normes à respecter pour l'installation d'un mât de mesure météorologique.

1-Le vent :

Le vent est un déplacement de l'air qui se forme lorsque l'air d'une zone de haute pression se déplace vers une zone de basse pression ; la différence de pression est la conséquence d'un réchauffement ou d'un refroidissement différencié de l'air [1].

L'air constituant l'atmosphère est essentiellement composé d'oxygène, de vapeur d'eau et d'azote et est caractérisé par sa pression, sa température et son humidité [2].

Par ailleurs, il est à noter que l'air est sous l'action de quatre forces, qui sont :

- **Les forces de pression :**

La pression atmosphérique en un point est le résultat de la masse de la colonne d'air au-dessus de ce point. Les différences de pression qu'on note sur le globe terrestre sont dues aux différences de température entre ces points en fonction de la latitude et des influences continentales et océaniques. Cette différence est la force qui déplace l'air [2].

- **Les forces de Coriolis :**

Cette force est liée à la rotation de la terre sur son axe. Elle est perpendiculaire et proportionnelle à la vitesse du vent et est orientée vers l'est (la droite) dans l'hémisphère nord et vers l'ouest (la gauche) dans l'hémisphère sud. Elle n'est significative que pour les déplacements atmosphériques de haute altitude (les vents géostrophiques que nous appelons aussi vents globaux) en raison de la négligence des autres forces à ce niveau [2].

- **Les Forces de frottement :**

Ces forces traduisent la friction turbulente de l'air sur le sol [2].

- **La force gravitationnelle:**

Elle est la conséquence de l'attraction mutuelle des corps, cette force intervient à cause de la grande masse de la terre. Elle est dirigée vers le centre de la terre [3].

Dans le monde de la météorologie, il existe plusieurs types de vent ; parmi eux, nous citons trois genres, qui sont :

- **Le vent géostrophique :**

Les vents causés par la différence de température due au réchauffement inhomogène de l'air de l'atmosphère sont connus par les vents géostrophiques ou bien les vents globaux ; ces vents concernent les hautes altitudes composées de deux forces, celle Coriolis et la force de pression [4].

- **Vents locaux :**

Le changement de la vitesse et de la direction du vent pour des altitudes d'environ 100 m est très important pour les applications de la conversion d'énergie éolienne [4].

Les vents locaux sont dus à conditions régionales particulières ; la différence de température entre la surface de la terre et la surface de la mer ; la force de pression et la force de frottement peuvent donner naissance à des vents locaux [5].

- **Les vents de surfaces :**

Les vents sont moins forts en surface qu'en altitude ; tout ça est résulté par l'influence de la rugosité de terrain ; les obstacles naturels ou artificiels [6].

2-Présentation générale de l'atmosphère terrestre :

L'atmosphère est une couche gazeuse qui enveloppe la terre [7]. L'atmosphère terrestre est composée de plusieurs couches de gaz et de particules [8] ; L'épaisseur de l'atmosphère terrestre est de 1 500 km [9], L'atmosphère se compose de plusieurs parties comme il est représenté dans la Figure (I-1) :

2-1-Les parties de l'atmosphère terrestre :

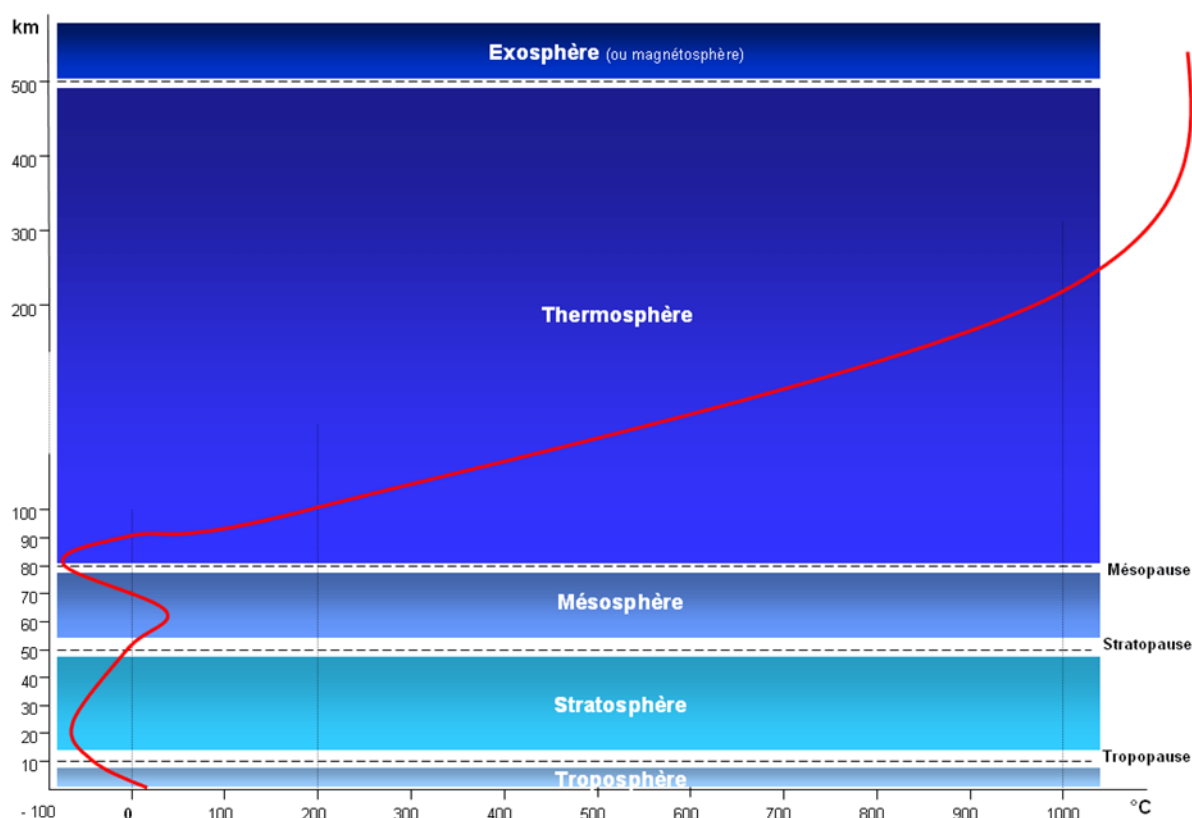


Figure (I-1) : les différentes parties de l'atmosphère terrestre [10].

L'atmosphère se compose de cinq parties qui sont :

- **La troposphère :**

Présente au niveau du sol jusqu'à une dizaine de kilomètres d'altitude et concentrant la majeure partie de la masse de l'air et des phénomènes météorologiques [11].

- **La stratosphère :**

Elle compose le niveau supérieur, jusqu'à 50 km d'altitude, et héberge la couche d'ozone, absorbant une grande partie du rayonnement solaire [11].

- **la mésosphère :**

Située entre 50 et 80 km d'altitude [11].

- **la thermosphère :**

Jusqu'à 800 km d'altitude [11].

- **l'exosphère :**

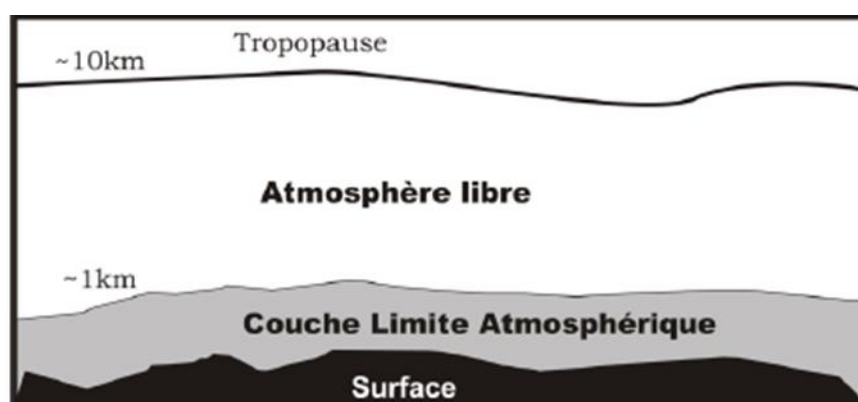
Qui se poursuit jusqu'à 50.000 km d'altitude, avec une densité gazeuse très faible [11].

Le Tableau (I-1) présente les différents gaz atmosphériques :

Tableau (I-1) : les différents gaz atmosphérique [12].

Gaz	Formule chimique	Abondance en volume(%)
Azote	N ₂	70,08%
Oxygène	O ₂	20,95%
Vapeur d'eau	H ₂ O	0à4%
Argon	Ar	0,93%
Dioxyde de carbone	Co ₂	0,0370%
Néon	Ne	0,0018%
Hélium	He	0,0005%
Méthane	Ch ₄	0,00017%
Hydrogène	H ₂	0,00005%
Oxyde nitreux	N ₂ O	0,00003%
Ozone	O ₃	0,000004%

Au sein de la basse couche atmosphérique la troposphère, se trouve la couche limite atmosphérique ; et comme notre travail se situe dans cette partie où les éoliennes dépassent rarement de grandes hauteurs; suivra la définition et les caractéristiques structurelles de la CLA, comme illustré sur la Figure (I-2).

**Figure (I-2):** structure verticale de la troposphère [8].

2-2-Définition de la CLA :

La Couche Limite Atmosphérique est définie comme étant la zone de l'atmosphère où l'écoulement du fluide est influencé par l'interaction avec la surface terrestre directement. C'est un lieu d'échange d'énergie entre la surface terrestre et l'atmosphère. Son épaisseur varie de quelques mètres à plusieurs kilomètres en fonction de la vitesse du vent, la rugosité de surface et de l'ensoleillement local [13].

2-2-1-Structure de la couche limite atmosphérique :

On peut décomposer la couche limite atmosphérique en trois sous couches :

- **La couche d'Ekman :**

C'est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Avec l'altitude, les forces de frottement deviennent négligeables devant l'effet de la force de Coriolis, jusqu'à atteindre le vent géostrophique [14].

- **La couche de surface :**

Elle est directement en contact avec la surface terrestre, l'épaisseur de cette couche est de 50m à 100m. Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques. La structure du champ de vent est donc complexe et variable avec la nature du terrain et sa rugosité [14].

- **La sous-couche rugueuse :**

C'est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. On y retrouve un écoulement fortement turbulent, non homogène et instationnaire. Sa hauteur évolue de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer plane à quelques dizaines de mètres en ville [14].

La Figure (I-3) présente la structure de la couche limite atmosphérique

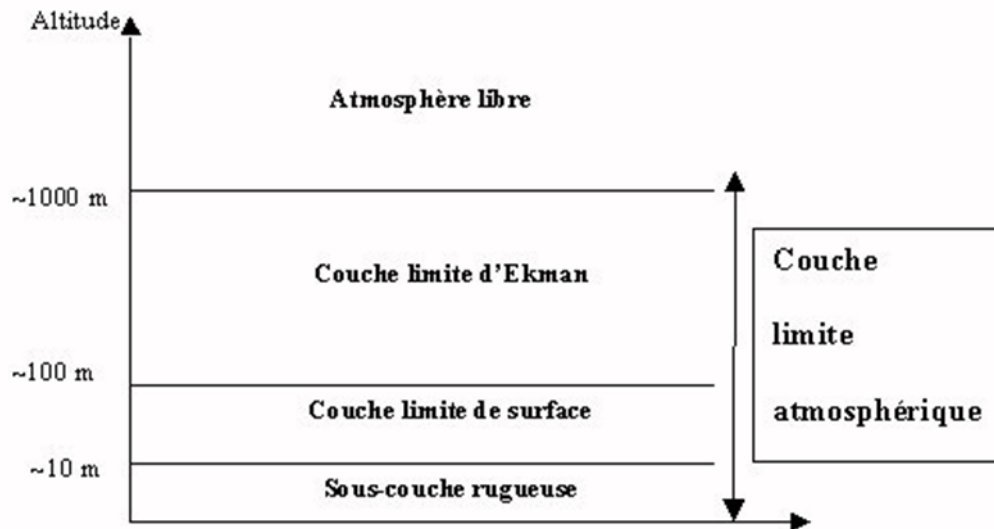


Figure (I-3) : Structure de la couche limite atmosphérique [15].

2-3-L'influence thermique, les brises :

Les turbulences sont générées par la distribution de la température. Cette dernière est due essentiellement aux différences de température qui résultent du réchauffement, le refroidissement, l'échange radiatif quotidien de la terre ainsi que de l'écoulement de l'air entre les régions chaudes et froides. D'une autre part on parle des brises ; c'est un phénomène local, d'origine convective. Ces brises sont très influencées par des facteurs tels que la mer, la terre et les montagnes [8].

La terre se réchauffe beaucoup plus vite que la mer. Ainsi, l'air s'échauffe et s'élève ; il crée ainsi une zone de basse pression au niveau du sol, où vient s'engouffrer l'air marin, plus froid : c'est la brise de mer. La nuit, comme la terre refroidit plus vite que la mer, le mouvement s'inverse : c'est la brise de terre. Une situation semblable se produit en montagne. Le jour, l'air des versants ensoleillés se réchauffe plus vite que celui de la vallée, ce qui provoque une brise de vallée. Néanmoins, il se refroidit plus vite la nuit, souffle alors une brise de montagne [5]. La Figure (I-4) explique le phénomène des brises de terre et de mer.

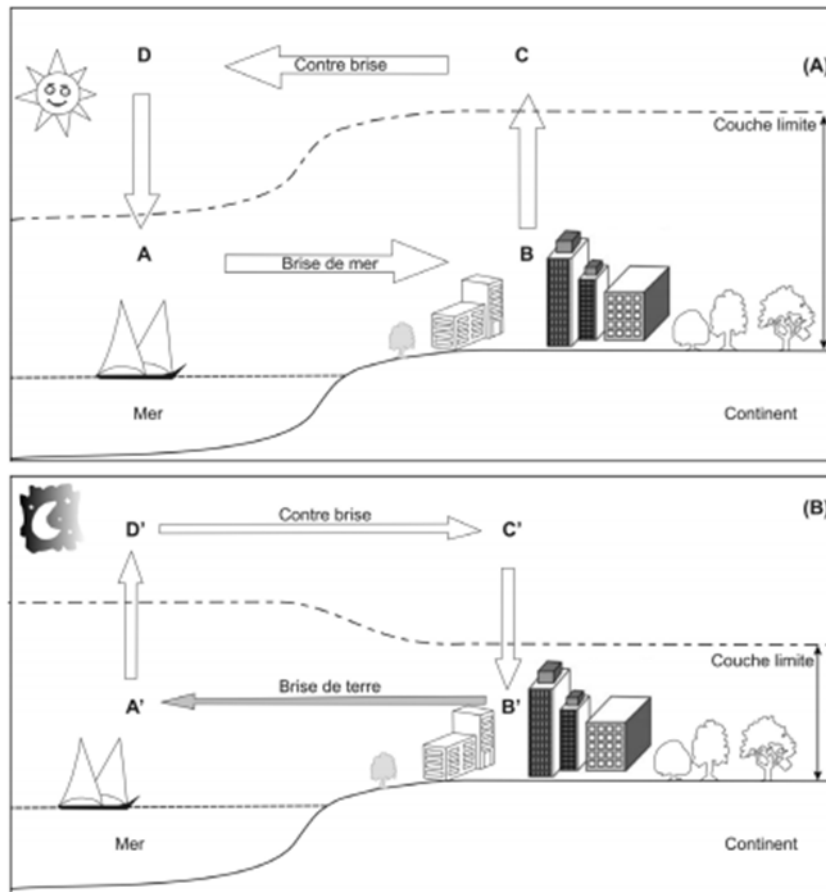


Figure (I-4) : (A) Schéma simplifié de la brise de mer ; (B) schéma simplifié de la brise de terre [16].

2-4-L'influence mécanique :

- **Influence de la topographie locale, l'orographie :**

Dans les basses couches de l'atmosphère, au-dessous d'un kilomètre, la friction de l'air contre la surface du terrain influence la vitesse du vent. Comme les contours du paysage, lesquels peuvent créer des turbulences et dégrader la productivité ou, au contraire, donner lieu à des effets accélérateurs : effet de tunnel ou de colline. La vitesse du vent qui est nulle au sol, augmente avec l'altitude [17]. Par ailleurs, les reliefs engendrent une modification de la vitesse du vent [18].

- **La rugosité du sol :**

C'est les obstacles qui freinent la vitesse du vent ; les forêts, les montagnes et les grandes villes freinent évidemment beaucoup le vent, tandis qu'une piste d'atterrissage en béton n'influe que peu sur la vitesse du vent. La surface de la mer a une rugosité encore plus faible que les pistes d'atterrissage ce qui fait qu'elle influe encore moins sur l'écoulement de l'air, alors que l'herbe longue, les buissons et les arbrisseaux freinent considérablement [19].

- **La longueur de la rugosité :**

C'est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan où s'applique la condition d'adhérence. 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 [20]. Le Tableau (I-2) regroupe les différentes classes et longueur de rugosité.

Tableau (I-2) : classes et longueurs de rugosité [20].

Type de paysage	Classe de rugosité	Longueur de rugosité (en m)
Surface d'eau	0	0.0002
Terrain complètement dégagé avec une surface lisse, p.ex. une piste d'atterrissage en béton ou de l'herbe fraîchement coupée	0.5	0.0024
Terrain agricole dégagé, sans clôtures ou haies vives, et avec très peu de constructions. Seulement des collines doucement arrondies	1	0.03
Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 1.250 m les unes des autres	1.5	0.055
Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 500 m les unes des autres	2	0.1
Terrain agricole avec beaucoup de constructions, arbrisseaux et plantes, ou des haies vives de 8 m de haut situées à environ 250 m les unes des autres	2.5	0.2
Villages, petites villes, terrain agricole avec de nombreuses ou de hautes haies vives, des forêts et un terrain très accidenté	3	0.4
Grandes villes avec de hauts immeubles	3.5	0.8
Très grandes villes avec de hauts immeubles et des grattes ciel	4	1.6

3-Caractéristiques du vent :

Le vent a une nature problématique, cela présente de grandes variabilités qu'on peut classer en deux grands groupes: la variabilité temporelle et la variabilité spatiale.

3-1-Variabilité temporelle :

La variabilité temporelle comprend trois sous-groupes :

- à basses fréquences : les variations annuelles, saisonnières, mensuelles ;
- à moyennes fréquences : les variations journalières, horaires ;
- à hautes fréquences : les variations à la seconde où à plus haute.

Pour chaque type de variabilité temporelle, des problématiques différentes sont rencontrées. Habituellement, pour caractériser un site, il est nécessaire de s'appuyer sur des données du vent qui ont été mesurées pendant une période, en général une année [21]. En effet la variation annuelle entraîne un problème d'estimation pour une longue durée, car il faut être capable d'évaluer si l'année de mesure peut servir comme référence.

Les variabilités saisonnières et mensuelles, quant à elles, ont pour principaux impacts sur les problèmes de sous-production et surtout de la surproduction durant des périodes spécifiques de l'année.

Les variabilités journalières et horaires affectent le fonctionnement, plus particulièrement le taux d'utilisation quotidien de l'éolienne. En effet, l'éolienne subit toute une série de contraintes, aussi bien mécaniques qu'électriques, qui seront plus ou moins accentuées sur des périodes de longueur variable [21].

3-2-Variabilité spatiale :

La variabilité spatiale concerne principalement la variation horizontale et verticale de la vitesse du vent. Comprenant ainsi deux catégories. D'un côté la variabilité spatiale régionale qui est en fonction de la latitude, de son ensoleillement et des reliefs (géographies et physiques). Et d'un autre côté, la variabilité spatiale locale qui prend en compte la topographie [21].

4-Mesure du vent :

En météorologie, le vent est le mouvement de l'air dans le plan horizontal. Sa mesure comprend deux paramètres : sa direction et sa vitesse [22].

La direction du vent est toujours donnée par la direction d'origine. Un vent d'ouest est un vent qui souffle de l'ouest, un vent du nord est un vent qui souffle du nord. Son indication est donnée en utilisant des girouettes [23].

Une vitesse peut être exprimée par différentes unités: Mètre par seconde (m/s) Kilomètre par heure (km/h) Nœud (KT) unies par la relation suivante :

$$1\text{m/s}=3,6\text{km/h}=1,94\text{nœud.}$$

Les instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont les anémomètres [8].

4-1-Les anémomètres et girouettes :

Ils sont utilisés pour mesurer la vitesse du vent. 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. Équipé d'un dispositif de comptage de tours ; la vitesse de rotation de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent.

De plus, à la fonction première de l'anémomètre est associée une seconde fonction qui est la mesure de la direction du vent grâce à la girouette associée. D'où la dénomination (Anémomètre Girouette) la Figure (I-5) représente un ensemble d'anémomètre girouette [24].



Figure (I-5) : ensemble Anémomètre Girouette [25].

4-2-Le mât de mesures :

Les mâts de mesure de vent sont des structures treillis de sections triangulaires haubanées de différentes hauteurs en utilisant des haubans d'acier très résistants. [26]. Il est nécessaire d'implanter des mâts dans des sites adéquats pour mesurer les paramètres du vent (Figure I-6) et en devant respecter les critères suivants [8] :

- 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 100m est aussi considéré comme un obstacle ;
- Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8m.



Figure (I-6) : Le mât de mesures [27].

4-3-La rose des vents :

Les vents les plus forts soufflent en général d'une direction particulière.

Afin de mieux se faire une idée de la distribution des vitesses et des directions du vent, on peut construire une rose des vents à partir des observations météorologiques faites dans une région donnée [19].

La rose des vents peut être divisée en plusieurs secteurs angulaires. Pour chaque secteur, sont présentés [28] :

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

Comme elle donne la répartition du vent pour les différentes directions. La distribution des vitesses et des directions peut-être divisée en 8, 12, 16 ou 32 secteurs qui représentent les différentes directions. Voir Figure (I-7).

Les sections marquées en rouge et en orange sont les plus importantes car l'énergie du vent varie avec le cube de sa vitesse, et dans la Figure (I-7) nous voyons que les directions dominantes sont le sud-ouest et le nord-ouest la rose. Par ailleurs, cette rose des vents de 18 directions est construite selon une échelle, où chaque cercle présente un pourcentage de 5%; par exemple pour la plus direction prédominante, on trouve un pourcentage d'environ 12%.

Références

- [1] Documentation l'institut royal météorologique (www.meteo.be) (Le 12/02/2017).
- [2] YASSA Faiza Dimensionnement et études économiques d'une installation éolienne. 2007 Mémoire de fin d'études. Faculté des sciences de l'ingénieur. Boumerdes pp 4-5.
- [3] KSENTINI, Abdelhamid. Gestion et Optimisation du site idéal des éoliennes en Algérie pour une zone autonome. 2016. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
- [4] CHELLALI, Farouk. Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie. 2011. Thèse de doctorat. Ecole nationale supérieure polytechnique.
- [5] (www.espace-sciences.org) (Le12/02/2017).
- [6] (www.gsite.univ-provence.fr) (Le 12/02/2017).
- [7] (www.linternaute.com) (Le13/02/2017).
- [8] MOHAMMED, M. BOUDIA Sidi. Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie. 2013. Thèse de doctorat. Université de Tlemcen.
- [9] L'atmosphère terrestre sur (www.webcache.googleusercontent.com) (le 13/02/2017).
- [10] Atmosphère (www.notre-planete.info) (Le 14/02/2017).
- [11] Futura planète (www.Futura-sciences.com) (Le 14/02/2017).
- [12] Découvrir et comprendre le climat (www.cea.fr) (Le 15/02/2017).
- [13] Cours Bases scientifiques UVED (www.sup.ups-tlse.fr) (le15/02/2017).
- [14] Rapport de couche limite atmosphérique TONY BEDRUNE et CLOVIS BONNEMASON. (2009/2010).
- [15] Cla_shm.jpg (www.hmf.enseeiht.fr) (Le 15/02/2017).
- [16] Hal-univ-diderot.archives-ouvertes.fr /hal-00677365/document (Le 18/02/2017).
- [17] GERGAUD, Olivier. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. 2002. Thèse de doctorat. École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan.
- [18] Efforts climatique (www.iutenligne.net) (Le 18/02/2017).
- [19] Danish Wind Industry Association (www.motiva.fi) (Le 19/02/2017).
- [20] Wiki éolienne (www.f4jr.org/rugosité) (Le 19/02/2017).

- [21] KHERBA, Nabila. Estimation de la Production Electrique d'une Ferme Eolienne Application à la Région de Ténès. 2011. Thèse de doctorat. Université Hassiba Ben Bouali de Chlef.
- [22] Document tout savoir sur la météo (www.meteofrance.fr) (Le 20/02/2017).
- [23] Ressources éducatives (www.meteocentre.com) (Le 20/02/2017).
- [24] (www.station-meteo.com) (Le 21/02/2017).
- [25](www.villargiroud-meteo.ch)(Le 21/02/2017).
- [26] Mâts de mesure de vent haubanés (www.ste-global.com) (Le 21/02/2017).
- [27] (www.lvs.com.tn) (Le 21/02/2017).
- [28] BENMEDJAHED, M. (2014). Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement (Doctoral dissertation).
- [29](www.parc-eolien-de-ablaincourt.fr) (Le 21/02/2017)

Chapitre II

Les capteurs éoliens

Introduction :

Dans ce chapitre qui comprend quatre parties, nous aborderons des généralités sur les éoliennes. Dans la première partie, on présentera une définition de l'énergie éolienne de manière générale. La deuxième partie comprendra l'évolution de l'éolienne et de son utilisation par l'homme dans l'histoire. Dans la troisième partie, nous aborderons les différents types d'éoliennes ainsi que l'architecture d'une éolienne à axe horizontal. Par ailleurs, nous définirons les divers domaines d'applications des éoliennes. La dernière partie quant à elle, comprendra la définition de la puissance d'une éolienne.

1- Définition :

Comme illustré dans la Figure II-1, une éolienne, est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en:

- énergie électrique, dans le cas d'un aérogénérateur.
- énergie mécanique, dans le cas d'une éolienne de pompage [1].

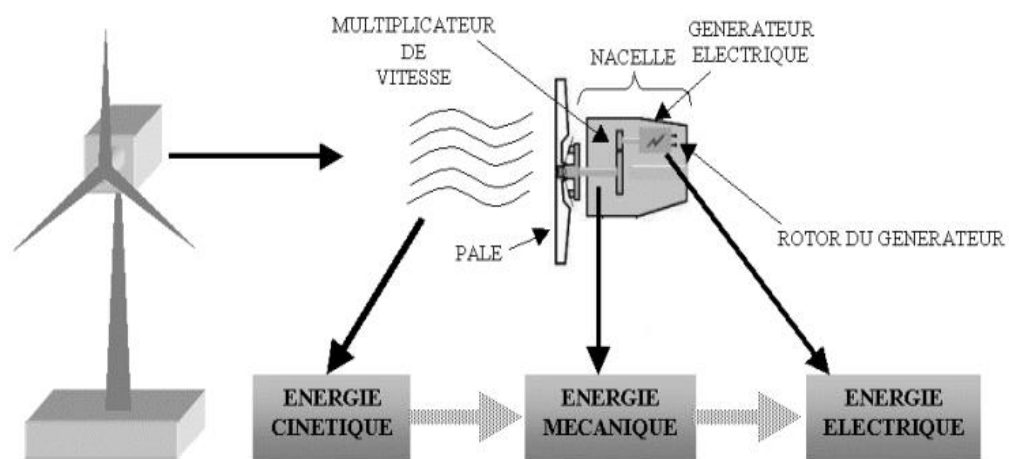


Figure (II-1): Conversion de l'énergie cinétique du vent [2].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle, mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux [3]. Les installations des capteurs éoliens peuvent être réalisées sur terre (on-shore) mais également de plus en plus en mer (off-shore) [3]. Sa durée de vie est d'environ 20 ans [4].

2-Historique :

Depuis des siècles, l'homme utilise l'énergie du vent pour faire avancer des bateaux, moudre du grain ou pomper de l'eau [5].

Le moulin à vent, l'ancêtre de l'éolienne permettait de remplacer le travail des hommes et des animaux [6]. La Figure (II-2) présente le moulin à vent.



Figure (II-2) : moulin à vent [7].

En moyen âge, les Perses furent les premiers à utiliser des éoliennes très simples à axe vertical pour irriguer leurs cultures et aider au meulage du grain [6].

Au 16eme siècle, elles sont utilisées pour pomper de l'eau et couper du bois [6]. La première éolienne destinée à produire de l'électricité fut construite par Charles F. Brush en 1887 ; Composée de 144 pâles et d'un diamètre de 17 m, comme on peut voir sa photo sur la Figure II-3, elle ne produisait que 12 kW [8].

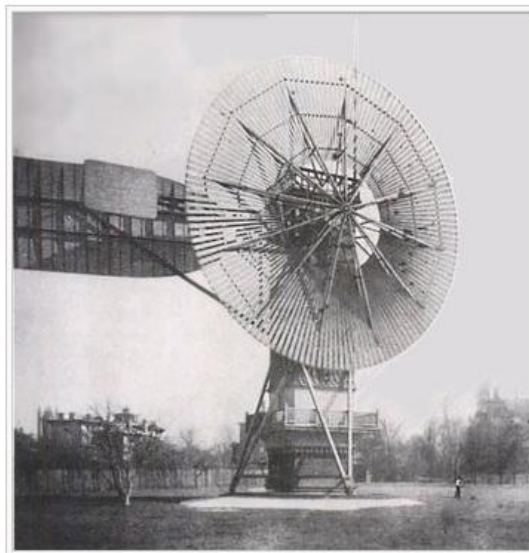


Figure (II-3) : la première éolienne automatique [7].

Au Danemark, le météorologue Poul La Cour, découvre que les turbines à rotation rapide composées d'un nombre assez réduit de pales, génèrent davantage d'électricité que celles plus lentes constituées de nombreuses pales [9].

En 1891, il met au point des machines à 4 pales d'une puissance de 25 kW, qui font figure d'ancêtres des éoliennes actuelles [9].

Le début du 20^{ème} siècle, a été marqué par la conception de la première éolienne à axe vertical, même si la puissance générée restait assez faible. Il faut attendre jusqu'à 1957 pour que la puissance atteigne les 200kW par le constructeur Danois GEDSER[10]. Mais ce n'est qu'après le premier choc pétrolier en 1973, quand les pays exportateurs de pétrole ont diminué leurs exportations que de nombreux pays se sont lancés dans le marché éolien. Actuellement, les progrès technologiques, tant dans les domaines de l'électrotechnique, de l'électronique que dans celui des matériaux, font que l'on peut désormais disposer de machines aux performances étonnantes en terme de puissance produite, tout en limitant les impacts sur l'environnement [10].

3-Les différents types d'éoliennes :

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

3-1-Eolienne à axe vertical :

Ce sont des éoliennes dont l'axe de rotation est vertical par rapport au sol. Elles ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses variantes technologiques ont été testées, mais dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation à savoir le rotor de Savonius et le rotor de Darrieus [2]. Ces éoliennes dites à axe vertical comprennent des avantages mais aussi des inconvénients qu'on résume comme suit :

- Les avantages [11] :
 - ✓ Intégrable au bâtiment côté esthétique,
 - ✓ Démarre à de faibles vitesses de vent,
 - ✓ Système peu bruyant,
 - ✓ Pas de contraintes sur la direction du vent,
 - ✓ Génératrice pouvant être placée au sol (selon les modèles),
 - ✓ Moins d'encombrement qu'une éolienne "conventionnelle".
- Les Inconvénients [11] :
 - ✓ Faible rendement,
 - ✓ Masse non négligeable.

3-1-1-Eoliennes à rotor de Darrieus :

Ce type d'éolienne est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil. La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif [12]. (Voir Figure II-4).



Figure (II-4) : Eolienne à axe vertical (structure de Darrieus) [11].

3-1-2-Eoliennes à rotor de Savonius :

Elles sont basées sur le principe de la traînée différentielle, qui formule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure [12]. (Voir Figure II-5).

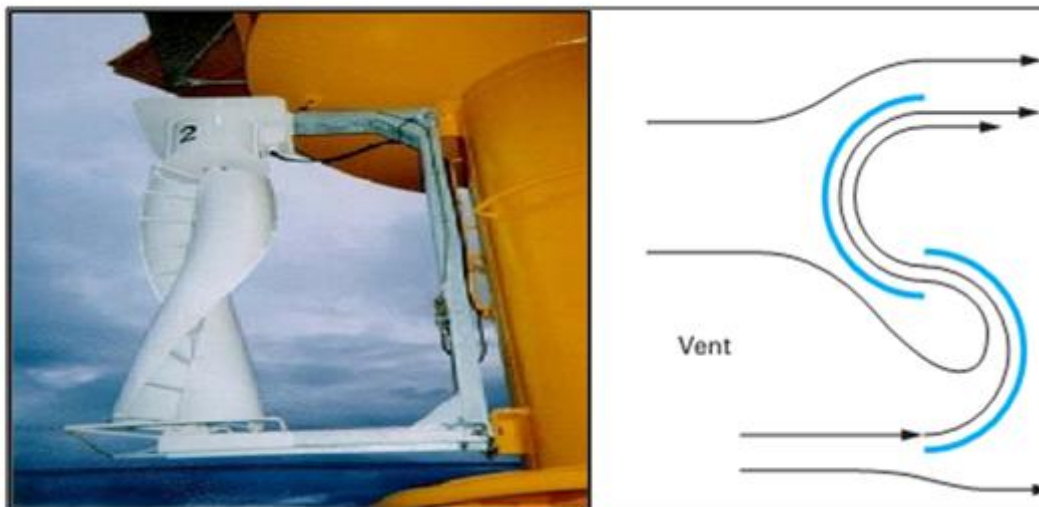


Figure (II-5) : Eolienne à axe vertical (structure de Savonius) [12].

3-2-Eolienne à axe horizontal :

L'éolienne à axe horizontal comme illustré dans la figure (II-6), possède un axe de rotation placé horizontalement par rapport au sol et parallèle à la direction du vent [13]; Les pales sont fixées au sommet d'un pylône et sont orientées face ou dos au vent, ce qui permet des rendements élevés. Il existe un grand nombre de modèles à axe horizontal qui sont des éoliennes adaptées à l'implantation sur terrain [2].

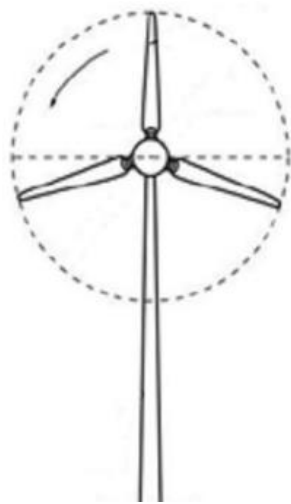


Figure (II-6): Eolienne à axe horizontal [2].

On distingue deux types d'éoliennes à axe horizontal. Celle à axe horizontal amont ; et celle à axe horizontal aval.

3-2-1-Eoliennes à axe horizontal Amont:

Le vent souffle sur le devant des pâles en direction de la nacelle. Les pâles sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif d'orientation [14]. (Figure II-7)

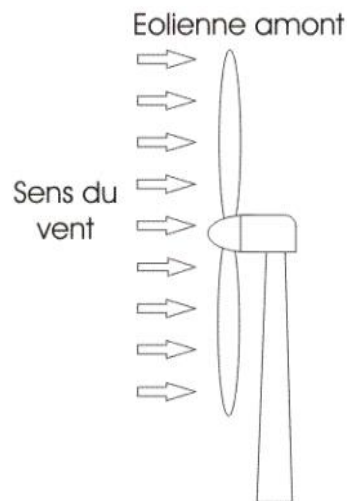


Figure (II-7) : Schéma d'une éolienne à axe horizontal en amont [14].

3-2-2-Eoliennes à axe horizontal Aval:

Le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible auto-orientable [14]. Figure (II-8).

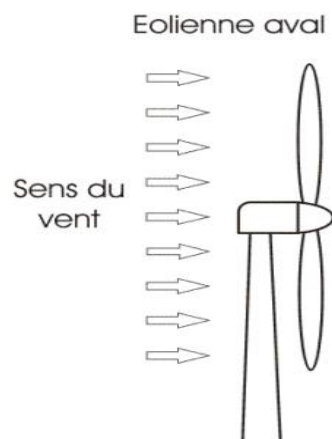


Figure (II-8): Schéma d'une éolienne à axe horizontal en aval [14].

Aujourd'hui, l'éolienne à axe horizontal avec un rotor du type hélice, présente un réel intérêt pour la production d'électricité à grande échelle [14].

- Les Avantages d'une éolienne à axe horizontal [11] :
 - ✓ Coût limité,
 - ✓ Peu de contraintes mécaniques,
 - ✓ Grande efficacité.

- Les Inconvénients d'une éolienne à axe horizontal [11] :
 - ✓ Bruit conséquent,
 - ✓ Vibrations non négligeables,
 - ✓ Grande sensibilité au flux éolien et sa variation.

3-3-Les composantes d'une éolienne à axe horizontal :

Elle se compose d'un grand nombre d'éléments que l'on peut regrouper en trois parties bien distinctes [10] telles que comme illustrés sur la Figure (II-9) :

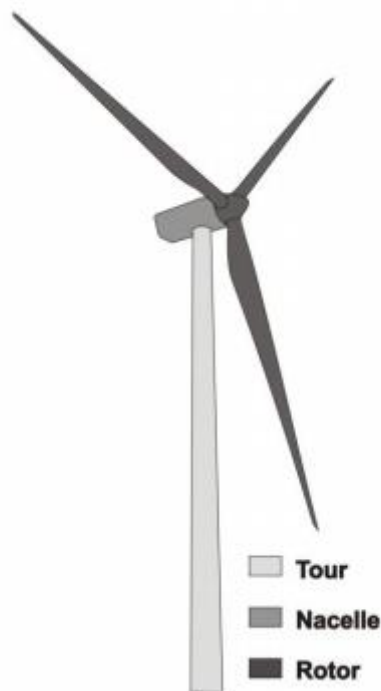


Figure (II-9) : Composantes d'une éolienne à axe horizontal [10].

3-3-1-Le rotor et ses pales :

Le rotor est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. C'est un ensemble constitué des pales avec un nombre variable et de l'arbre primaire. La liaison entre ces éléments est assurée par le moyeu. Quant aux pales, elles sont en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. De leurs performances dépend la production d'énergie de l'installation, puis par conséquent l'intérêt économique de la machine. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3 [10].

3-3-2-La nacelle :

Elle regroupe des éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique :

- Arbres lent et rapide,
- Roulements et multiplicateur,
- Frein à disque et frein aérodynamique qui permettent d'arrêter le système en cas de surcharge,
- Générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone,
- Systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales et de la nacelle.

A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, l'anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne [1].

3-3-3-La tour :

Le mât est généralement un tube d'acier. Sa hauteur est importante, plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente. Il existe sur le marché trois grands types de tour, elle peut être haubanée, à treillis ou bien tubulaire. Cette dernière reste la plus répandue. En général, le mât a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales [15].

3-4-Domains d'application des éoliennes :

L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présente dans le vent. Cette énergie est transformée en énergie mécanique de rotation. Cette dernière peut être exploitée principalement de deux manières:

- soit directement pour entraîner par exemple une pompe de relevage d'eau.
- soit pour entraîner une génératrice électrique.

Dans le cas de production d'énergie électrique, on peut distinguer deux types de configuration [16].

- l'énergie est stockée dans des accumulateurs en vue de son utilisation ultérieure.
- l'énergie est utilisée directement par injection sur un réseau de distribution.

4-La puissance d'une éolienne :

La puissance d'une éolienne est l'énergie que peut produire cette éolienne par unité de temps [17] ; elle est donnée par la relation suivante [18] :

$$P = 1/2\rho S v^3 C_p \quad [W] \quad (\text{II.1})$$

Avec ρ = densité de l'air ; S = surface balayée par l'éolienne ; v = vitesse du vent ; C_p = rendement de l'éolienne ou efficacité dynamique [18].

4-1-La courbe de puissance :

La courbe de puissance est un graphe représentant la puissance de sortie d'une éolienne à des vitesses de vent différentes. Il est important de noter que l'éolienne ne peut pas fonctionner pour n'importe quelle vitesse du vent. Il existe une vitesse minimale pour son démarrage et une vitesse maximale au-delà de laquelle la turbine risque de s'endommager. Ainsi, l'éolienne possède quatre zones de fonctionnement [19] ; la Figure (II-10) illustre une courbe de puissance et les zones de fonctionnement d'une éolienne :

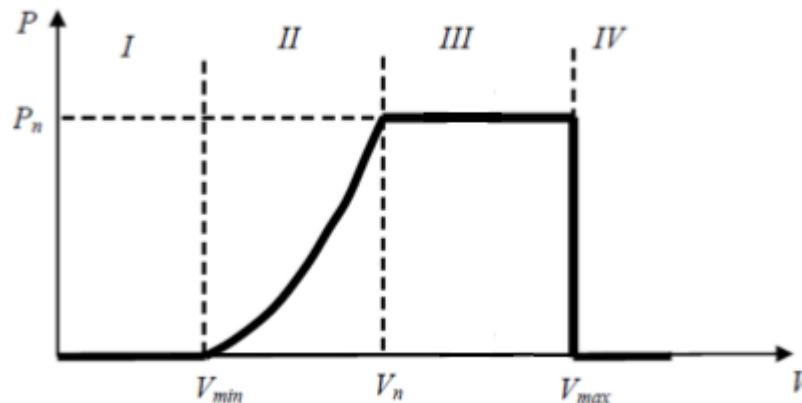


Figure (II-10): Courbe de puissance et zones de fonctionnement d'une éolienne [20].

Les différentes vitesses de fonctionnement d'une éolienne sont définies comme suit [20]:

- V_D : La vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, V_D varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.
- V_n : La vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, V_n varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies.
- V_M : vitesse du vent au-delà de laquelle, il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, V_M vaut 25m/s.

Les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne sont définies comme suit [19] :

- Zone I: quand la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage minimum, la turbine est arrêtée.
- Zone II: dans cette zone, la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.
- Zone III: à partir de la vitesse nominale, la puissance est maintenue constante avec des méthodes mécaniques de limitation de vitesse de la turbine.

- Zone IV: une fois la vitesse maximum atteinte il est dangereux de laisser l'éolienne en fonction. A cet effet, des systèmes de freinage mécaniques, souvent un frein à disque, sont activés pour arrêter complètement la turbine.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté plusieurs descriptions sur les systèmes éoliens. Ainsi, nous avons abordé leur évolution, leur utilisation, les deux grandes familles des aérogénérateurs, les différents composants d'une éolienne à axe horizontal et ses domaines d'applications.

Référence :

- [1] ABDELHAMID, BELGUIDOUM. Les aspects technologiques des éoliennes et leur utilisation dans la production d'énergie dans les zones arides. 2013. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider de Biskra.
- [2] BENALI OUSSAMA. Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région Sud-est du Sahara algérienne. 2015. Mémoire de Master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [3] POITIERS, Frédéric. Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. 2003. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [4] BOUDIA, Sidi Mohammed, BENMANSOUR, Abdelhalim, et HELLAL, Mohammed Abdellatif Tabet. Wind resource assessment in Algeria. Sustainable Cities and Society, 2016, vol. 22, p. 171-183.
- [5] H. Bureau. Dans l'air du temps, l'énergie éolienne. Les Energies Renouvelables (2011). Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. (ADEME), pp3.
- [6] TPE énergie éolienne et solaire photovoltaïque historique de l'éolienne (www.bastetpe.free.fr) (Le 28/02/2017).
- [7] Edf pulse le fil de l'innovation (www.pulse.edf.com) (Le 28/02/2017).
- [8] Historique et fonctionnement de l'éolienne (www.tpe.samron.free.fr) (Le 28/02/2017).
- [9] Energie éolienne + coude du RHONE un partenariat gagnant (www.eolien-valais.ch) (Le 28/02/2017).
- [10] Mohammed, S, M. (2013). Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie (Doctoral dissertation, Université de Tlemcen).
- [11] IDJDARENE, Kassa. Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes. 2010. Thèse de doctorat. Lille 1.
- [12] LAROUI, Rachid. Modélisation Et Simulation D'un Système Multi-Source Photovoltaïque-Eolien-Diesel Dans La Région d'Adrar. 2015. Thèse de doctorat. Université Ahmed Draya Adrar.
- [13] Eolienne pour particulier (www.eolienne-particulier.info) (Le 01/03/2017).
- [14] BENCHARIF, Samir. Variation des paramètres mécaniques pour l'optimisation du rendement d'une éolienne. 2015. Mémoire de fin d'étude master académique. Université Mohamed Khider Biskra.

[15] BELGHITRI, HOUDA. Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque. 2010. mémoire de magister. Université de Tlemcen.

[16] LECONTE, Philippe, RAPIN, Marc, et SZECHENYI, Edmond. Eoliennes. Techniques de l'ingénieur. Génie mécanique, 2001, no BM4640, p. BM4640. 1-BM4640.

[17] Vos économies d'énergie.fr (www.voseconomiesdenergie.fr) (Le 06/03/2017).

[18] Puissance d'une éolienne (www.energiepourdemain.fr) (Le 06/03/2017).

[19] NASR, N. et MOUBAYED, N. Etude comparative entre éolienne à axe horizontal et éolienne à axe vertical. Bulletin of the Polytechnic Institute of Jassy, vol. 7, p. 145-157.

[20] TAHAR, LATRECHE Mohammed. Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien. 2012. Thèse de doctorat. Université Ferhat Abbas de Sétif 1.

Chapitre III

Etude statistique pour l'analyse du gisement éolien

Introduction :

Dans ce chapitre nous allons définir dans un premier temps le gisement éolien et la distribution de Weibull avec ces paramètres. Par la suite, nous abordons le potentiel éolien en définissant la vitesse moyenne, la densité de puissance moyenne et la densité énergétique moyenne. Par ailleurs, nous expliquerons le principe de l'extrapolation verticale du vent, en donnant les différents modèles empiriques qui existent. A la fin du chapitre nous parlerons d'énergie produite par une éolienne et finalement le cout du kWh produit par un aérogénérateur.

1-Le gisement éolien :

Le gisement éolien se définit par l'accumulation du vent dans une région que nous pouvons exploiter ; l'un des modèles le plus utilisé pour analyser le vent est la distribution de Weibull.

2-Distribution de Weibull :

La fonction de Weibull permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses du vent sur une période donnée. Sa densité de probabilité se présente sous la forme [1] :

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

La fonction de distribution cumulative, qui traduit le pourcentage de vitesses inférieures à une valeur v donnée, est obtenue par intégration [2] :

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

La densité de probabilité $f(v)$ est caractérisée par deux paramètres :

A : Facteur d'échelle [m/s] détermine la qualité du vent qui est proportionnelle à la vitesse moyenne du vent [3,4].

k : Facteur de forme sans dimension, qui caractérise la forme de la distribution de fréquence ; Plus le k est important plus le vent est stable [5].

La Figure III-1 illustre un exemple d'un histogramme de la vitesse du vent, ajusté par la distribution de Weibull avec les valeurs des deux paramètres pour un site donné.

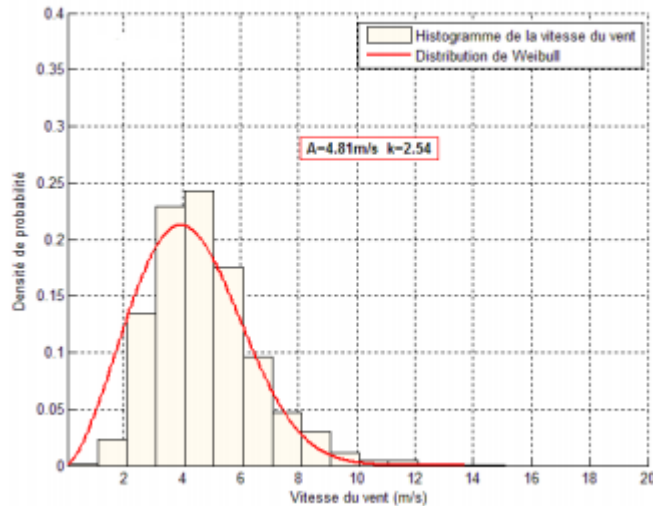


Figure (III-1) : Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull [2].

Il existe plusieurs méthodes pour analyser un régime des vents par la distribution de Weibull afin d'estimer les paramètres A et k. Citons parmi elles [6,7]:

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

La méthode qui donne les meilleurs résultats c'est la méthode du maximum de vraisemblance [6,7] que nous allons définir dans la section suivante.

2-1-La méthode de maximum de vraisemblances :

Cette méthode est basée sur le calcul des paramètres les plus probables de la distribution qui s'adapte aux données observées. Les facteurs de forme k et d'échelle A sont évalués à l'aide des relations suivantes [6, 7,8] :

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (\text{III-3})$$

Et

$$A = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{1/k} \quad [m/s] \quad (\text{III-4})$$

Où v_i est la vitesse à un temps i et n le nombre de données de vents non nulles.

3-Le potentiel éolien :

Le potentiel éolien se caractérise par la détermination de diverses grandeurs comme la vitesse moyenne du vent, la densité de puissance moyenne et la densité énergétique moyenne [8].

3-1-La vitesse moyenne :

La vitesse moyenne du vent est calculée à partir de l'intégrale du produit de la vitesse du vent et de la fonction de la distribution de Weibull. Elle s'écrit sous la forme suivante [9] :

$$v_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (\text{III-5})$$

Où $f(v)$ est la distribution de Weibull donnée dans la relation (III-1). On remarque qu'elle est fonction du facteur de forme k (sans dimension) et du facteur d'échelle A (m/s).

L'intégration de l'équation (III-5), introduit la fonction gamma. Ainsi, la vitesse moyenne se met sous la forme [9] :

$$v_m = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad [m/s] \quad (\text{III-6})$$

Où Γ : c'est la fonction gamma.

3-2-La densité de puissance moyenne :

La densité de puissance de l'énergie éolienne est la caractéristique la plus importante du vent. Elle représente la quantité d'énergie produite par le vent. La puissance du vent à l'entrée d'une voilure est donnée par la relation suivante [5,10] :

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V^3 \quad [W] \quad (\text{III-7})$$

Par unité de surface on obtient, la densité de puissance d'un site qui est donnée par la relation suivante [2] :

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho \cdot V^3 \quad [W/m^2] \quad (\text{III-8})$$

En remplaçant v par v_m de la relation donnée par (III-6), nous obtenons [2,10]:

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho \left(A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^3 \quad [W/m^2] \quad (\text{III-9})$$

Ainsi

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad [W/m^2] \quad (\text{III-10})$$

Avec $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ qui est la masse volumique de l'air.

3-3-La densité énergétique moyenne :

La densité énergétique moyenne étant égale à la densité de puissance moyenne multipliée par une unité de temps. Elle est donnée par la relation suivante [2,10] :

$$E_{(m)} = P(v) \cdot T \quad [Wh/m^2] \quad (\text{III-11})$$

En remplaçant $P(v)$ par la densité de puissance moyenne, nous obtiendrons [10,11] :

$$E_{(m)} = \frac{1}{2} \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \cdot T \quad [Wh/m^2] \quad (\text{III-12})$$

Où T est le nombre d'heures comprises dans un nombre de journée d'une période définie, égal à $24 \times d$. Où d est le nombre de jour.

Afin d'évaluer le potentiel éolien à l'entrée d'une voilure nous devons faire appel à une extrapolation verticale de la vitesse du vent [2].

4-Extrapolation verticale de la vitesse du vent :

Pour retrouver la vitesse du vent à un niveau différent du point de mesure, on procède souvent à une extrapolation verticale des données du vent [2,12]. Il existe deux grandes familles de loi d'extrapolation verticale de la vitesse du vent, la logarithmique et celle de puissance [2,12].

4-1-La loi logarithmique :

La loi logarithmique s'écrit sous la forme suivante [10]:

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \quad [m/s] \quad (\text{III-13})$$

Cette loi qui dépend que de la longueur de la rugosité Z_0 . Elle n'est valable que pour un profil près du sol, à une hauteur inférieure à 50m, pour des terrains relativement plats et non accidentés [2].

4-2-La loi de puissance :

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent peut se faire au moyen du modèle de puissance, donné par la relation suivante [13,14] :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad [\text{m/s}] \quad (\text{III-14})$$

Avec V_1 la vitesse du vent à la hauteur z_1 , V_2 la vitesse à la hauteur z_2 et α est le coefficient de friction qui dépend de la vitesse du vent et de la hauteur de mesure. Il varie d'un lieu à l'autre, notamment en fonction de la rugosité du terrain [15]. Il est de l'ordre de 1/7 pour les terrains dégagés et plats, de 1/2 au centre des grandes villes [15].

5-Energie produite par une éolienne :

L'énergie produite E par une éolienne est plus faible que l'énergie éolienne totale disponible sur un site donné. L'énergie éolienne extraite peut-être calculée en fonction du nombre d'heure dans une période T par la relation suivante [16] :

$$E = P_m \cdot T \quad [\text{Wh}] \quad (\text{III-15})$$

Où T est le temps de la production donné par :

$$T = d \times 24 \quad [\text{h}] \quad (\text{III-16})$$

Et d représente le nombre de jour.

Par ailleurs, le calcul de l'énergie annuelle E ainsi que l'énergie mensuelle E_m et saisonnière E_s produites s'effectue par les relations suivantes [17] :

$$E = \sum_{i=1}^{12} E_m = \sum_{i=1}^4 E_s \quad [\text{Wh}] \quad (\text{III-17})$$

$$E_m = 24 \times d_m \times P_{\text{moy}} \quad [\text{Wh}/\text{m}^2/\text{mois}] \quad (\text{III-18})$$

$$E_s = 24 \times d_s \times P_{\text{moy}} \quad [\text{Wh}/\text{m}^2/\text{saison}] \quad (\text{III-19})$$

Avec :

d_m : Nombre de jour dans un mois.

d_s = Nombre de jour dans une saison.

Et :

P_m : La puissance moyenne qui est définie par la relation suivante [2]:

$$P_m = C_f \cdot P_n \quad [W] \quad (\text{III-20})$$

Le facteur de capacité C_f peut être estimé en fonction des deux paramètres de Weibull et les différentes vitesses de fonctionnement d'une éolienne (démarrage, nominale et d'arrêt). Il est donné par la formule suivante [2,14] :

$$C_f = \left[\frac{e^{-\left(\frac{V_D}{A}\right)^K} - e^{-\left(\frac{V_N}{A}\right)^K}}{\left(\frac{V_N}{A}\right)^K - \left(\frac{V_D}{A}\right)^K} - e^{-\left(\frac{V_A}{A}\right)^K} \right] \quad (\text{III-21})$$

Avec P_n : Puissance nominale.

5-1-coefficient de puissance :

En réalité, le profil des pales de l'éolienne ne peut pas récupérer la totalité de l'énergie cinétique du vent. Chaque pale possède donc ce que l'on appelle un coefficient d'échange de puissance C_p qui dépend du profil ainsi que de l'inclinaison de la pale [18].

La valeur de la puissance mécanique récupérable par les pales de l'éolienne est déduite par la relation suivante [18]:

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad [W] \quad (\text{III-22})$$

Le coefficient de puissance C_p est défini comme étant le rapport entre la puissance disponible du vent et la puissance extraite [18] :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho S V^3} \quad (\text{III-23})$$

Où :

- ρ : Masse volumique de l'air 1,225 Kg/m³
- s : Surface balayée par les pales.
- v : Vitesse du vent en m/s

La valeur maximale théorique du coefficient de puissance C_p , connue sous le nom de limite de Betz est donnée par la relation suivante [18]:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0.59259 \quad (\text{III-24})$$

5-2-Le nombre d'heures de fonctionnement d'une éolienne :

Les heures de chargement sont le nombre d'heures pendant une année au cours de laquelle la turbine devrait fonctionner à pleine puissance pour produire l'énergie fournie tout au long de l'année [19].

$$Nhf = C_f \times 8760 \quad [h] \quad (\text{III-25})$$

8760 : nombre d'heures dans une année.

6-Le coût du kWh produit par une éolienne :

La faisabilité d'un système dans une centrale éolienne au cours de sa durée de vie prévue peut être évaluée par une analyse des coûts. Le coût du kWh produit dépend des coûts d'investissement, de fonctionnement, d'entretien, de l'état de fonctionnement et de l'emplacement des éoliennes [10, 14,20]. Le calcul du coût de l'énergie éolienne est effectué à l'aide de la méthode du coût de la valeur actuelle (PVC) et de la méthode du coût énergétique unitaire (CPU). L'estimation du coût du kWh d'énergie produite par une éolienne est exprimée comme la valeur actuelle des coûts (PVC) de l'investissement, divisée par la production d'énergie pendant la durée de vie de l'éolienne [10, 14,20].

La valeur actuelle des couts PVC est donnée par la relation suivante [10, 14,20] :

$$PVC = I + C_{OMR} \left(\frac{1+i}{r-i} \right) \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^n \right) - S \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^n \quad (\$) \quad (\text{III-26})$$

Avec :

- I : Le coût d'investissement.
- C_{OMR} : Le coût d'exploitation, de maintenance et de réparation.
- i : Le taux d'inflation.
- r : Le taux d'intérêt.
- n : La durée de vie de la machine (en années).
- S : La valeur de récupération.

Par ailleurs, le calcul du coût peut être effectué sous les hypothèses suivantes [10, 14,20] :

- Le taux d'intérêt (r) et le taux d'inflation (i) sont estimés à 8 et 9% respectivement.
- Les coûts d'exploitation, de réparation et d'entretien (C_{OMR}) sont estimés à 25% du coût annuel de la machine (prix machine / durée de vie).
- La valeur de récupération S est considérée comme représentant 10% de l'investissement des machines et du travail civil.
- Un investissement d'un montant I comprend le prix de la turbine majoré de 20% pour le travail civil, le raccordement des câbles au réseau et les autres coûts d'installation.

Comme donné dans le Tableau (III-1), le coût spécifique d'une éolienne dépend de la puissance nominale, néanmoins, il est à noter qu'il varie d'un fabricant à un autre. Par ailleurs, le prix de l'éolienne peut être déterminé comme le coût spécifique multiplié par la puissance nominale de l'éolienne. Enfin, le coût unitaire de l'énergie (CPU) représente le coût de la valeur actuelle (PVC) divisé par l'énergie totale produite par l'éolienne pendant toute sa durée de vie [21].

Tableau (III-1) : Gamme de cout spécifique des éoliennes sur a puissance nominale [21].

Puissance de la turbine (KW)	Cout spécifique(\$/KW)	Cout spécifique moyen
<20	2200-3000	2600
20-200	1250-2300	1775
>200	700-1600	1150

Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre les différents modèles utilisés dans l'étude du gisement éolien. Il a été question de définir la distribution de Weibull qui est utilisée pour caractériser le vent. Par ailleurs nous avons présenté les différentes lois pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent. La fin de ce chapitre a été consacrée pour définir l'énergie produite par une éolienne, le nombre d'heure de fonctionnement et le coût du kWh produit par une éolienne.

Références

- [1] RÉTIVEAU, Jean-Louis. Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesses de vent. 2006. Thèse de doctorat. Université du Québec à Rimouski.
- [2] MOHAMMED, M. BOUDIA Sidi. Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie. 2013. Thèse de doctorat. Université de Tlemcen.
- [3] MERZOUK, N. Kasbadji. Evaluation du Gisement Energétique Eolien-Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie. 2006. Thèse de doctorat. Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen.
- [4] données sur l'énergie éolienne sur (www.wind-data.ch) outres weibull (Le22/03/2017).
- [5] BENALI OUSSAMA. Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région Sud-est du Sahara algérienne. 2015. Mémoire de Master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [6] CHANG, Tian Pau. Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy*, 2011, vol. 88, no 1, p. 272-282.
- [7] SEGURO, J. V. et LAMBERT, T. W. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2000, vol. 85, no 1, p. 75-84.
- [8] KHERBA, Nabila. Estimation de la Production Electrique d'une Ferme Eolienne Application à la Région de Ténès. 2011. Thèse de doctorat. Université Hassiba Ben Bouali de Chlef.
- [9] DAAOU, H. Nadjari, HADDOUCHE, S., et MERZOUK, N. Kasbadji. Amélioration de la carte des vents à partir des données interpolées. *IPCWE Tlemen*. Décembre 2003.
- [10] BOUDIA, Sidi Mohammed et GUERRI, Ouahiba. Investigation of wind power potential at Oran, northwest of Algeria. *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 105, p. 81-92.
- [11] DEHMAS, Djamila Abdeslame, KHERBA, Nabila, HACENE, Fouad Boukli, et al. On the use of wind energy to power reverse osmosis desalination plant: A case study from Ténès (Algeria). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, no 2, p. 956-963.
- [12] TENNEKES, H. The logarithmic wind profile. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 1973, vol. 30, no 2, p. 234-238.
- [13] JUSTUS, C. G. et MIKHAIL, Amir. Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, 1976, vol. 3, no 5, p. 261-264.

[14] BOUDIA, Sidi Mohammed, BENMANSOUR, Abdelhalim, et HELLAL, Mohammed Abdellatif Tabet. Wind resource assessment in Algeria. *Sustainable Cities and Society*, 2016, vol. 22, p. 171-183.

[15] MADOUGOU, Saïdou. Étude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahéenne à partir des observations de radars profileurs de vent. 2010. Thèse de doctorat. Université Paul Sabatier-Toulouse III.

[16] UCAR, Aynur et BALO, Figen. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. *Applied Energy*, 2009, vol. 86, no 10, p. 1864-1872.

[17] TCHINDA, René, KENDJIO, Joseph, KAPTOUOM, Ernest, et al. Estimation of mean wind energy available in far north Cameroon. *Energy Conversion and Management*, 2000, vol. 41, no 17, p. 1917-1929.

[18] BENCHARIF, Samir. Variation des paramètres mécaniques pour l'optimisation du rendement d'une éolienne. 2015. Thèse de maîtrise Université Mohamed Khider Biskra.

[19] EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. The economics of wind energy. EWEA, 2009.

[20] BOUDIA, Sidi Mohammed, BERRACHED, Sidahmed, et BOURI, Sihem. On the Use of Wind Energy at Tlemcen, North-Western Region of Algeria. *Energy Procedia*, 2016, vol. 93, p. 141-145.

[21] BELABES Belkacem, GUERRI Ouahiba. Évaluation technico-économique du potentiel de l'énergie éolienne aux hauts plateaux Algérien. Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa – Algérie 13 et 14 Octobre 2014.

Chapitre IV

Méthodologie et données utilisées

Introduction :

Dans ce chapitre nous parlerons de la méthodologie adoptée ainsi que les données utilisées dans notre travail. En premiers lieux nous définissons le programme WAsP avec les différentes données nécessaires pour son fonctionnement, en termes de données vents, groupe d'obstacles, carte topographique et carte de la rugosité de la région. La dernière partie sera consacrée à l'introduction des coordonnées géographiques en définissant la longitude et la latitude, en donnant un aperçu sur les différentes unités pour exprimer les dites coordonnées.

1-Définition de logiciel WAsP :

Le logiciel WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) a été établi et commercialisé par le Laboratoire National Risø au Danemark en 1987 [1]. C'est un outil pour les analyses des données éoliennes, l'établissement des cartes du vent, la détermination du climat éolien et le positionnement des turbines éoliennes. A travers les années, le programme a été largement utilisé dans l'industrie éolienne pour l'évaluation de la ressource éolienne. Les données résultantes du WAsP consistent en une grille, calculée à une hauteur donnée, où la vitesse du vent et la distribution sont calculées pour chaque point de la grille [1]. Le programme WAsP comprend quatre données à son entrée et une donnée à la sortie comme illustré dans la Figure IV-1.

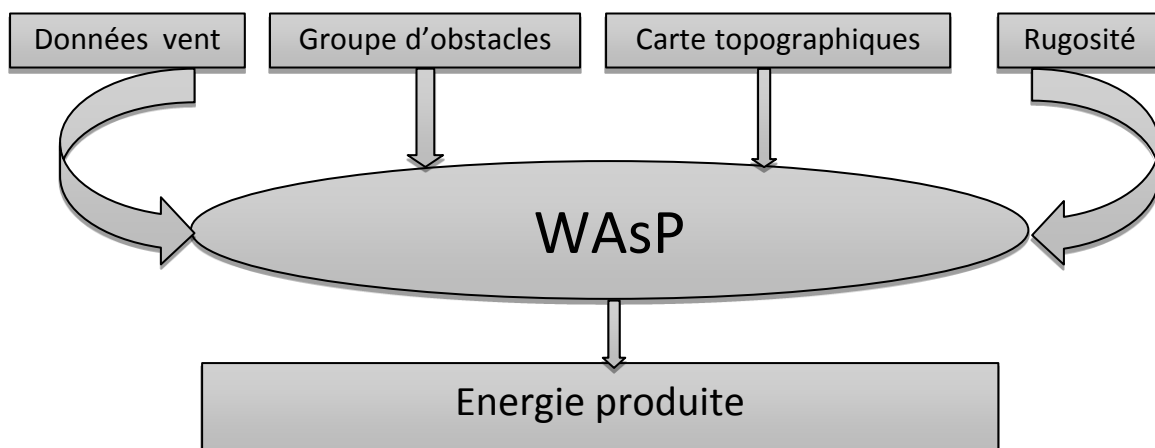


Figure (IV-1) : organigramme représentant les données à l'entrée et de la sortie du logiciel WAsP.

2-Données utilisées :

Dans cette section, nous allons présenter les différentes entrées introduites sur le logiciel WAsP pour notre étude, à savoir les données météorologiques en termes de vitesse et de direction du vent, la carte d'élévation numérique et la rugosité des sites alentours.

2-1-les données météorologiques :

Les données utilisées dans notre étude en termes de vitesse et de direction du vent sont mises en ligne par l'agence NOAA [2] pour des buts non lucratifs. Cette base de données héberge et donne l'accès à l'une des plus importantes archives de données météorologiques sur terre. Les données ont été enregistrées chaque heure à 10m du sol avec via le réseau de l'ONM (Office National de la Météorologie), au niveau de l'aéroport de Jijel et de Tébessa [2]. Le Tableau (IV-1) regroupe les coordonnées géographiques des deux stations de mesure avec la période de mesure.

Tableau (IV-1) : Coordonnées géographiques des sites de mesure [2].

stations	Situation topographique	Longitudes en degré	Latitudes en degré	Altitudes en mètre	Période de mesure
Jijel	Littoral	5.874	36.795	0011.0	2006 à 2016
Tébessa	Hauts-plateaux	8.121	35.432	0811.1	2006 à 2016

2-2-La carte topographique:

C'est la représentation géométrique à moyenne ou petite échelle des éléments naturels situés sur la surface terrestre, ainsi que des formes du terrain [3]. Les cartes topographiques des deux régions de Jijel et de Tébessa sont chargées via base de données Global Data Explorer (GDEX) [5]. Les Figures IV-2 et IV-3 illustrent la carte d'élévation numérique en trois dimensions de la région de Jijel et de Tébessa, respectivement.

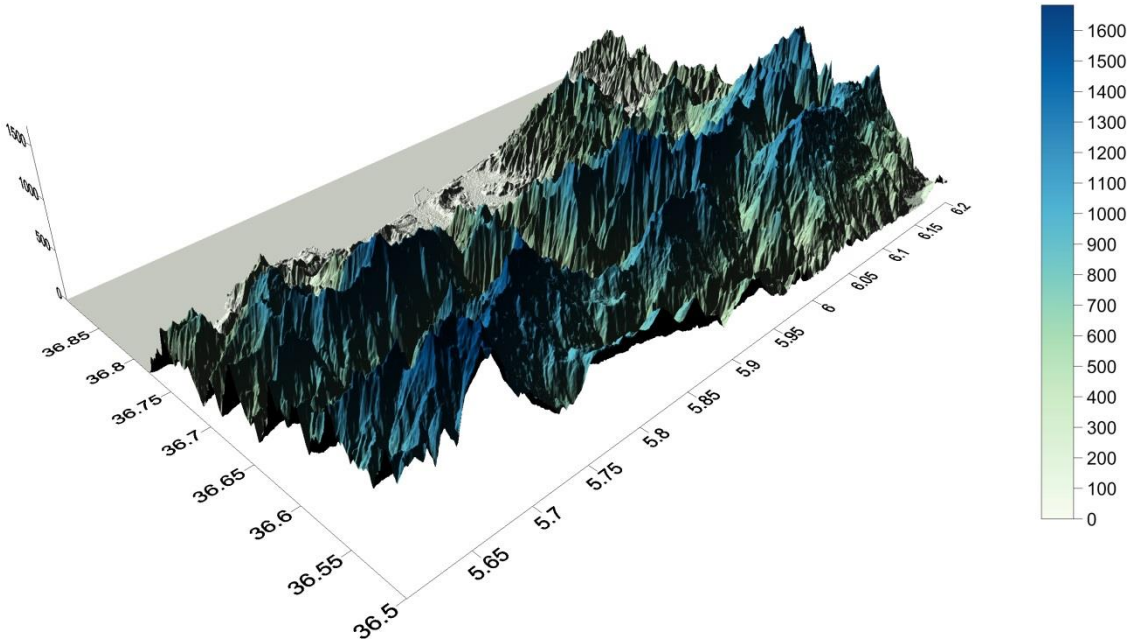


Figure (IV-2) : la carte topographie du site de Jijel en 3D [5].

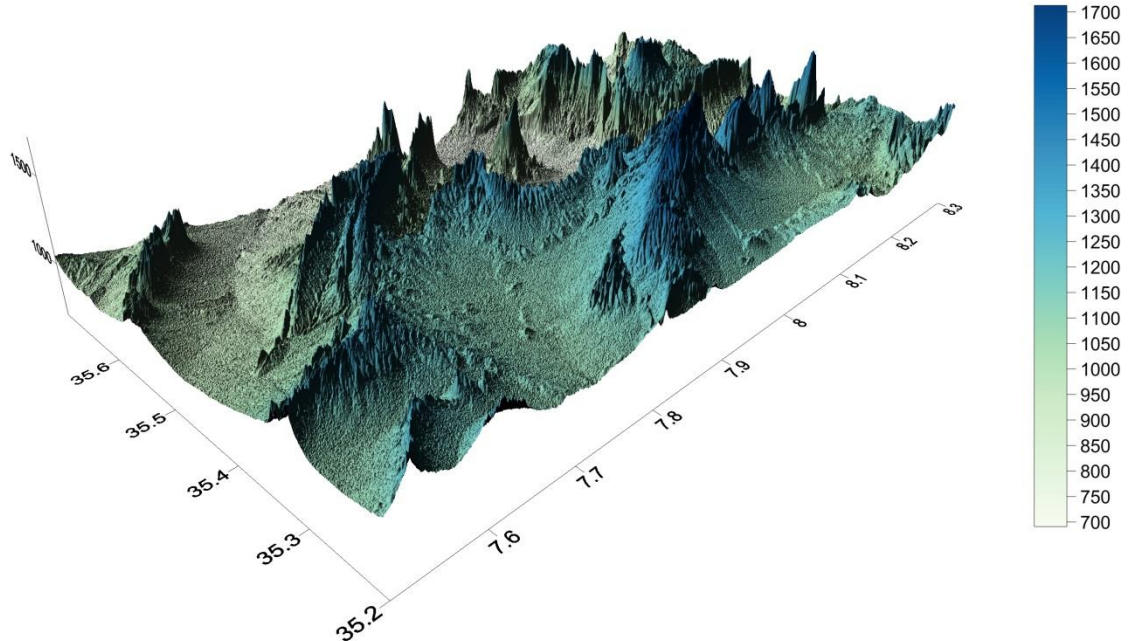


Figure (IV-3) : la carte topographie du site de Tébessa en 3D [5].

Le Tableau (IV-2) regroupe les limites minimales et maximales de la longitude, la latitude et l'altitude Z des deux régions étudiées.

Tableau (IV-2) : présentation de longitude, latitude et l'altitude des deux sites Jijel et Tébessa

station	Longitude en degré		Latitude en degré		Altitude en mètre	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Jijel	6,145833	5,604722	36,828194	36,775696	1600	0
Tébessa	8,299444	7,500278	35,699444	35,200554	1700	700

Par ailleurs, le Tableau (IV-3) donne un aperçu sur les dimensions des régions étudiées en termes de longueur, largeur et superficie.

Tableau (IV-3) : dimensions des cartes des régions étudiées.

station	Longueur en kilomètre	Largeur en kilomètre	Surface en kilomètre carré
Jijel	53,54	44,12	2362,1848
Tébessa	72,30	54,93	3971,439

2-3- La rugosité :

Pour chaque région étudiée, la carte de la rugosité est élaborée à l'aide de Google Earth, où chaque région rugueuse est délimitée sous forme de polygone comprenant un ensemble de points. Chaque point représente une longitude et une latitude. Par ailleurs, pour chaque région délimitée, comme illustré dans l'exemple de l'aéroport donné dans la Figure IV-5, on attribue une rugosité interne et une rugosité externe.

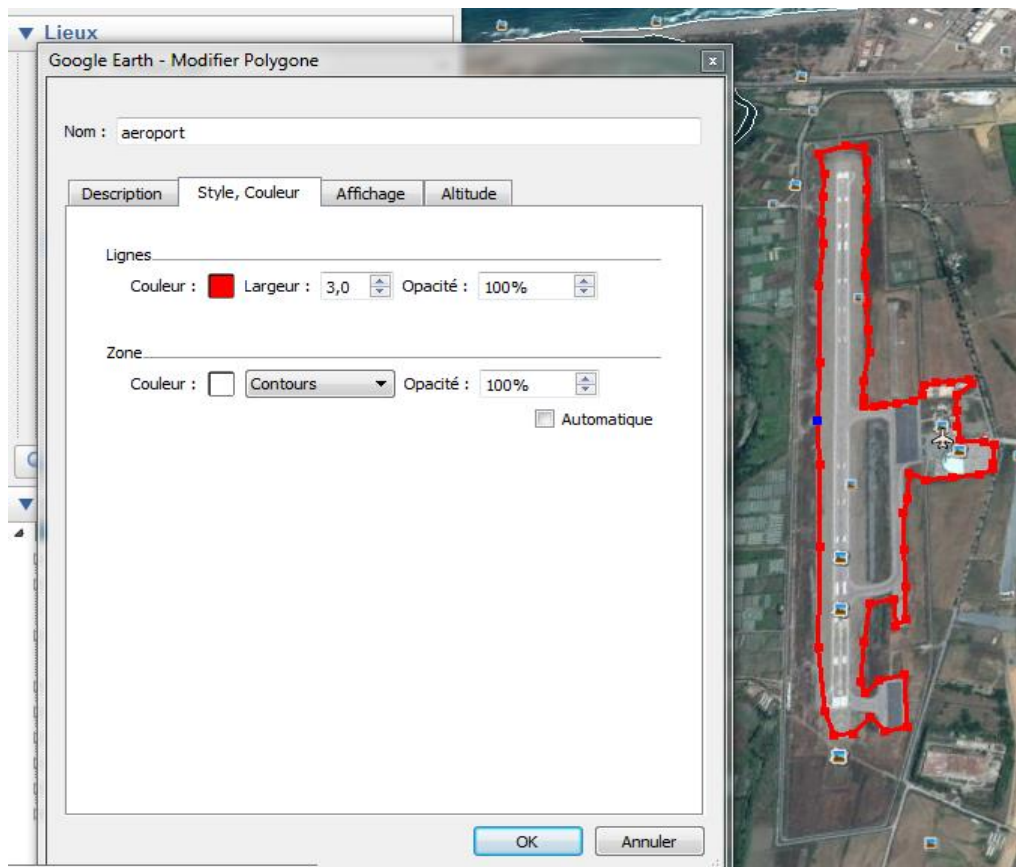


Figure (IV-5) : exemple du contour de rugosité d'un aéroport tracé à l'aide de Google Earth

3-Les coordonnées géographiques :

Un système de coordonnées géographiques est un système de référence faisant appel à des règles mathématiques pour préciser des positions sur la surface de la terre [6]. Les valeurs des coordonnées peuvent être sphériques (latitude, longitude et altitude) qui utilisent des unités de mesure angulaires, comme les degrés décimaux, les degrés minutes et les degrés minutes secondes. Par ailleurs, les valeurs peuvent être planes comme UTM (Universel Transverse de Mercator) qui utilisent des unités linéaires comme les mètres [6].

3-1- longitude :

La longitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression du positionnement est-ouest d'un point sur Terre. La longitude de référence sur Terre est le méridien de Greenwich [7].

3-2- latitude :

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, qui donne la position d'un point sur Terre, au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence [7].

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté le programme WAsP et ses données d'entrées et de sortie. Une autre partie de ce chapitre consistait en la définition des données utilisées dans notre projet en termes de données vents, données topographique et la méthodologie adoptée pour tracer la carte de la rugosité.

Références

- [1] KHERBA, Nabila. Estimation de la Production Electrique d'une Ferme Eolienne Application à la Région de Ténès. 2011. Thèse de doctorat. Université Hassiba Ben Bouali de Chlef.
- [2] (<https://www.ncdc.noaa.gov/cdo-web/>) (Vu : le 24/05 /2017).
- [3] le serveur éducatif de L'IGN et de l'éducation nationale sur l'information géographique (<http://seig.ensg.eu/>) (le 25/05/2017).
- [4] (<http://www.toujourspret.com>) (le 25/05/2017).
- [5] (<https://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>). (Vu : le 24/05/2017).
- [6] (<http://www.statcan.gc.ca/pub/92-195-x/2011001/other-autre/coord/coord-fra.htm>) (le 28/05/2017).
- [7] (<https://fr.wikipedia.org/wiki/Longitude>) (le 28/05/2017).

Chapitre V

Résultats et interprétations

Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons l'ensemble des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans deux régions du Nord-Est du pays, Jijel et Tébessa. Dans un premier temps, nous présentons une étude statistique établie au niveau du mât de mesure, à 10m de hauteur. Pour cela, nous aborderons une étude temporelle complète au niveau des deux sites, à savoir une étude annuelle globale, mensuelle, annuelle et horaire, en présentant les différents paramètres étudiés ainsi que la rose des vents et les histogrammes de la vitesse du vent, ajusté par la distribution de Weibull. La deuxième partie sera consacrée à la présentation de la carte des vents des deux régions ainsi que de la simulation de la production énergétique d'éventuelles fermes éoliennes, simulées au niveau des sites les plus ventés. La troisième et dernière partie de ce chapitre comprendra une étude technico-économique dans laquelle nous analyserons plusieurs paramètres qui nous permettent de juger le rendement des parcs éoliens, ainsi qu'une étude économique en évaluant le coût du kWh produit pour chaque parc éolien simulé.

1-Etude statistique au niveau de mât de mesure :

Les données utilisées dans ce travail s'étalent sur une période de 10 ans, de 2006 jusqu'à 2016, enregistrées avec un pas d'une heure pour les deux sites de Jijel et Tébessa. Cette section comprendra une évaluation temporelle du gisement éolien en termes de vitesse moyenne, densité de puissance moyenne, paramètres de Weibull, histogramme et rose des vents pour chaque site. Par ailleurs, il était nécessaire d'effectuer un traitement des données utilisées pour éliminer toutes erreurs ou lacunes qui pouvaient dégrader la fiabilité de nos données. Ainsi, il été procédé au traitement de la matrice à l'entrée de notre programme Matlab en supprimant les données dans les cas suivants :

- Vitesses ou directions négatives
- Vitesses ou directions manquantes
- Directions supérieurs à 360°

Le Tableaux V-1 présente les résultats relatifs au nombre de données mesurées ainsi que le pourcentage des données globales retenues après traitement pour l'étude et le taux de données erronées pour les deux sites de Jijel et Tébessa.

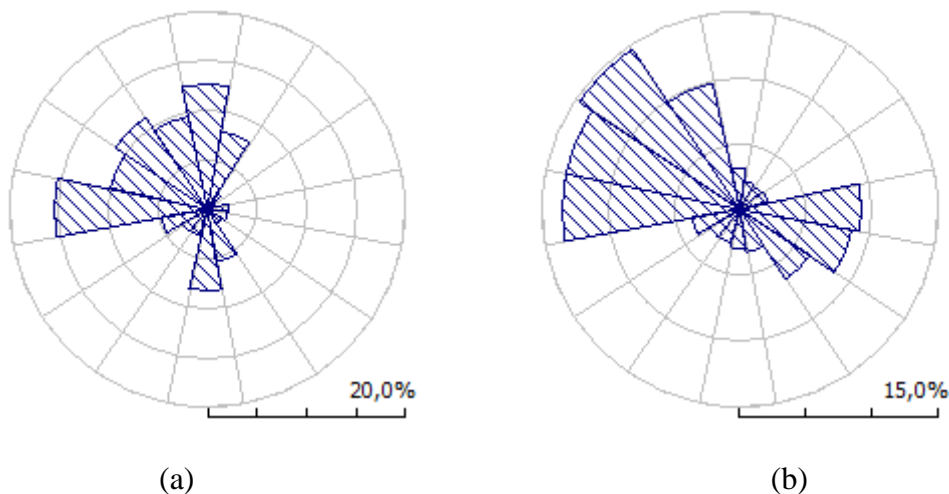
Tableau (V-1): fichier de site de Jijel et Tébessa avec et sans erreurs.

	Nombre de données		Pourcentage [%]	
	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa
Données sans traitement	88390	88390	100	100
Erreurs	29335	29370	33.20	33.23
Données traitées	59055	59020	66.80	66.77

Nous remarquons que le taux de données erronées ou manquantes est quasi identique pour les deux sites de Jijel et Tébessa, où il avoisine 33%.

1-1-Etude annuelle globale (2006-2016):

Dans cette partie nous présentons les résultats relatifs à l'étude globale sur les deux sites, au niveau du mât de mesure à 10m de hauteur. L'étude comprend la distribution annuelle de la direction du vent (Figure V-1), l'histogramme de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull (Figure V-2) ainsi que la vitesse moyenne, la densité de puissance moyenne et les valeurs des deux paramètres de Weibull données dans le Tableau V-2.

**Figure (V-1) :** Distribution annuelle des directions du vent à 10m de hauteur

(a) Jijel

(b) Tébessa

La Figure V-1-(a) qui illustre la rose des vents pour le site de Jijel, nous remarquons que la direction dominante est l'Ouest avec une fréquence supérieure à 15%. Pour le site de Tébessa, de la Figure V-1-(b), il est noté que le Nord-Ouest représente la direction prédominante avec une fréquence de près de 15%. De là, il est à conclure que pour une production optimale de source éolienne, les parcs éoliens doivent être orientés côtés Ouest et Nord-Ouest pour Jijel et Tébessa respectivement.

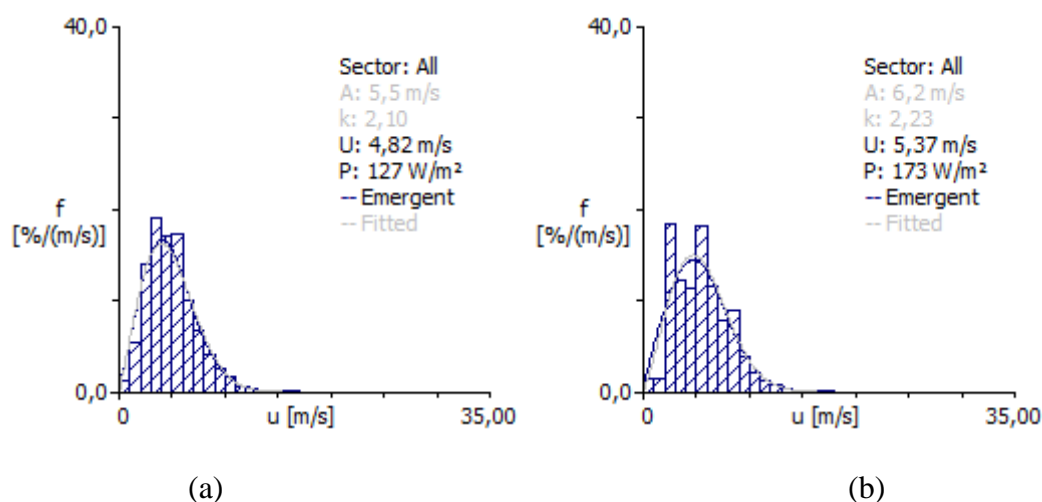


Figure (V-2) : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol

(a) Jijel (b) Tébessa

Les histogrammes de la vitesse du vent ajustés par la distribution de Weibull donnés sur la Figure V-2 indiquent que la gamme de vitesse du vent peut atteindre 17m/s pour les deux sites de Jijel et Tébessa.

Tableau (V-2): caractéristiques moyennes annuels du vent 10 m du sol de Jijel et Tébessa respectivement

Période de 2006 au 2016	$A(m/s)$	k	$V_m(m/s)$	$P (W/m^2)$
Jijel	5.5	2.10	4.82	127
Tébessa	6.2	2.23	5.37	173

Du Tableau V-2, nous remarquons que sur la période globale de mesure, allant de 2006 à 2016, les deux sites étudiés présentent un gisement éolien appréciable évalué à 10m de hauteurs au niveau des points de mesure avec une légère supériorité pour le site de Tébessa. La vitesse moyenne annuelle est de 4.82m/s et de 5.37m/s respectivement pour Jijel et Tébessa ; alors que la densité de puissance moyenne annuelle est de l'ordre de 127W/m² pour le site de Jijel et de 173W/m² pour le site de Tébessa. Avec un facteur de forme supérieur à 2, nous constatons que sur la période globale, le vent reste assez stable au niveau des deux sites étudiés dans le Nord-Est du pays.

1-2-Etude annuelle (année par année) :

Dans cette partie, nous présentons les résultats de l'étude statistique effectuée pour chaque année de mesure de 2006 à 2016 et pour les deux sites de Jijel et de Tébessa, données dans la Figure V-3 et la Figure V-4 respectivement. Toujours avec une légère supériorité en

terme de potentiel éolien pour le site de Tébessa, nous remarquons que pour les deux sites, l'évolution annuelle du vent reste stable d'année en année, avec une vitesse moyenne qui varie de 3.88 à 5.28m/s pour le site de Jijel et de 5.0 à 5.66m/s pour le site de Tébessa. Par ailleurs et en coordination avec l'étude annuelle globale, nous remarquons qu'avec un facteur de forme supérieur à 2 pour la quasi-totalité des années de mesure, nous concluons que le vent reste constant dans le temps pour les deux sites.

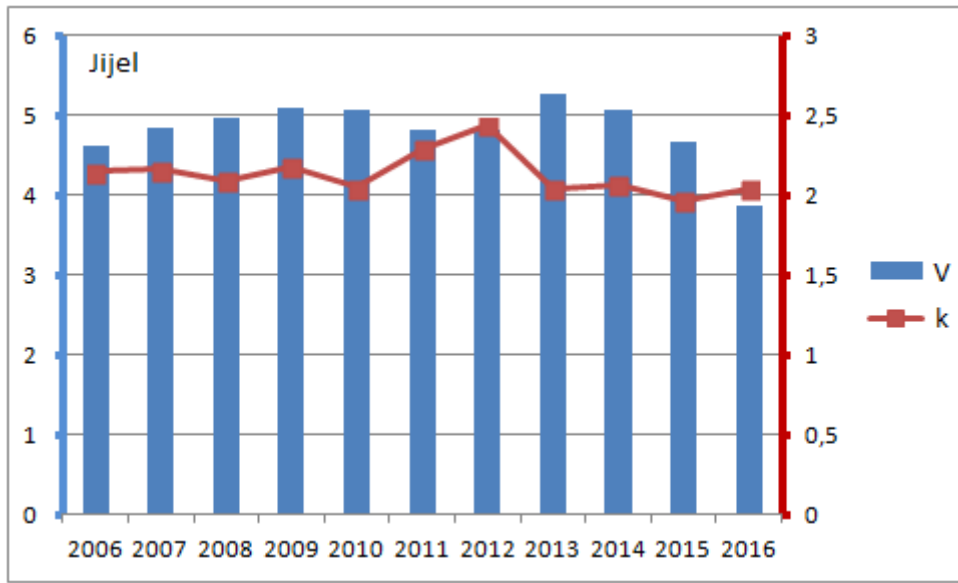


Figure (V-3) : Variation annuelle de la vitesse moyenne et du paramètre de forme à 10m de hauteur pour le site de Jijel

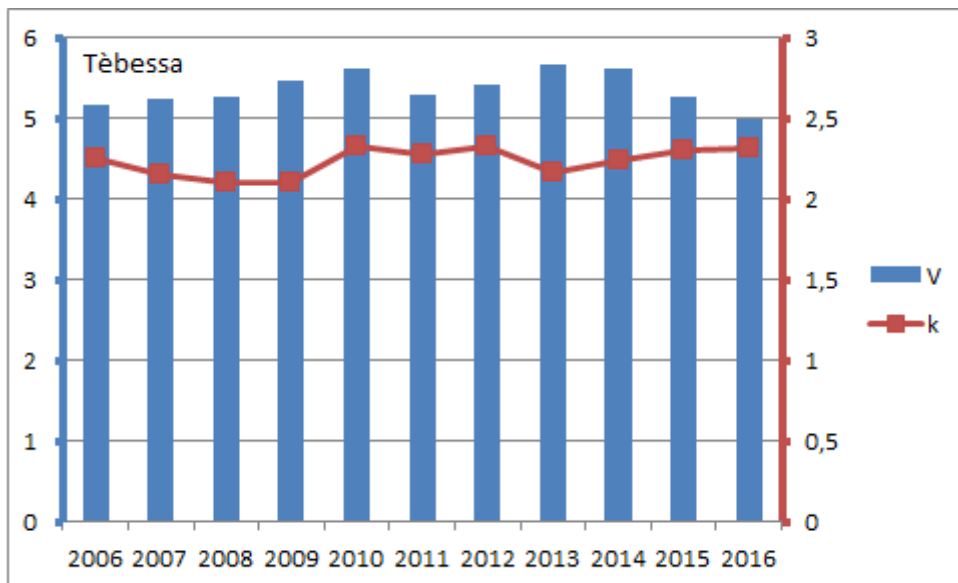


Figure (V-4) : Variation annuelle de la vitesse moyenne et du paramètre de forme à 10m de hauteur pour le site de Tébessa

Le Tableau V-3 quant à lui, résume la variation annuelle des deux paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m de hauteur pour les deux sites étudiés. Nous remarquons que le site de Tébessa comprend un potentiel éolien supérieur à celui du site de Jijel avec une densité de puissance moyenne annuelle qui varie de 139 à 201W/m² pour le premier et de 70 à 171W/m² pour le deuxième. Nous remarquons par ailleurs, que pour les deux sites, 2016 représente l'année au plus faible potentiel éolien alors que 2013 est l'année au plus fort potentiel en terme de vitesse moyenne et de densité de puissance moyenne.

Tableau (V-3): Variation annuelle des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m de hauteur pour les deux sites

Paramètres	A(m/s)		k		V _m (m/s)		P(W/m ²)	
	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa
Années								
2006	5.2	6.0	2.15	2.25	4.62	5.16	108	156
2007	5.5	6.0	2.16	2.15	4.85	5.24	128	167
2008	5.6	6.1	2.09	2.10	4.98	5.28	137	179
2009	5.8	6.2	2.18	2.10	5.09	5.48	145	185
2010	5.7	6.4	2.05	2.33	5.07	5.62	148	186
2011	5.5	6.1	2.29	2.28	4.82	5.30	118	165
2012	5.5	6.3	2.44	2.33	4.83	5.43	116	174
2013	6.0	6.4	2.04	2.16	5.28	5.66	171	201
2014	5.7	6.4	2.07	2.24	5.07	5.63	144	193
2015	5.2	6.1	1.97	2.30	4.66	5.27	119	160
2016	4.4	5.8	2.04	2.32	3.88	5.00	70	139

1-3-Etude mensuelle :

Cette section comprend les résultats relatifs à l'évolution mensuelle du potentiel éolien dans les deux régions étudiées où nous présentons les roses des vents pour le site de Jijel au niveau de la Figure V-5 et pour le site de Tébessa au niveau de la Figure V-6. Par ailleurs, l'évolution mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme pour les deux sites de Jijel et Tébessa sont illustrées au niveau de la Figure V-7 et V-8 respectivement.

De la Figure V-5, nous constatons que pour le site de Jijel, l'Ouest représente la direction prédominante du mois d'Octobre jusqu'au mois d'Avril. D'autre part, du mois de Mai jusqu'au mois de Septembre la direction prédominante est le Nord.

Pour le site de Tébessa et en fonction des roses des vents données dans la Figure V-6, nous constatons que le Nord-Ouest représente la direction qui prédomine sur une grande partie de l'année, allant du mois de Septembre jusqu'au mois de Mai. D'autre part, l'Est représente la direction prédominante sur les trois mois de l'année qui restent, de Juin jusqu'à Août.

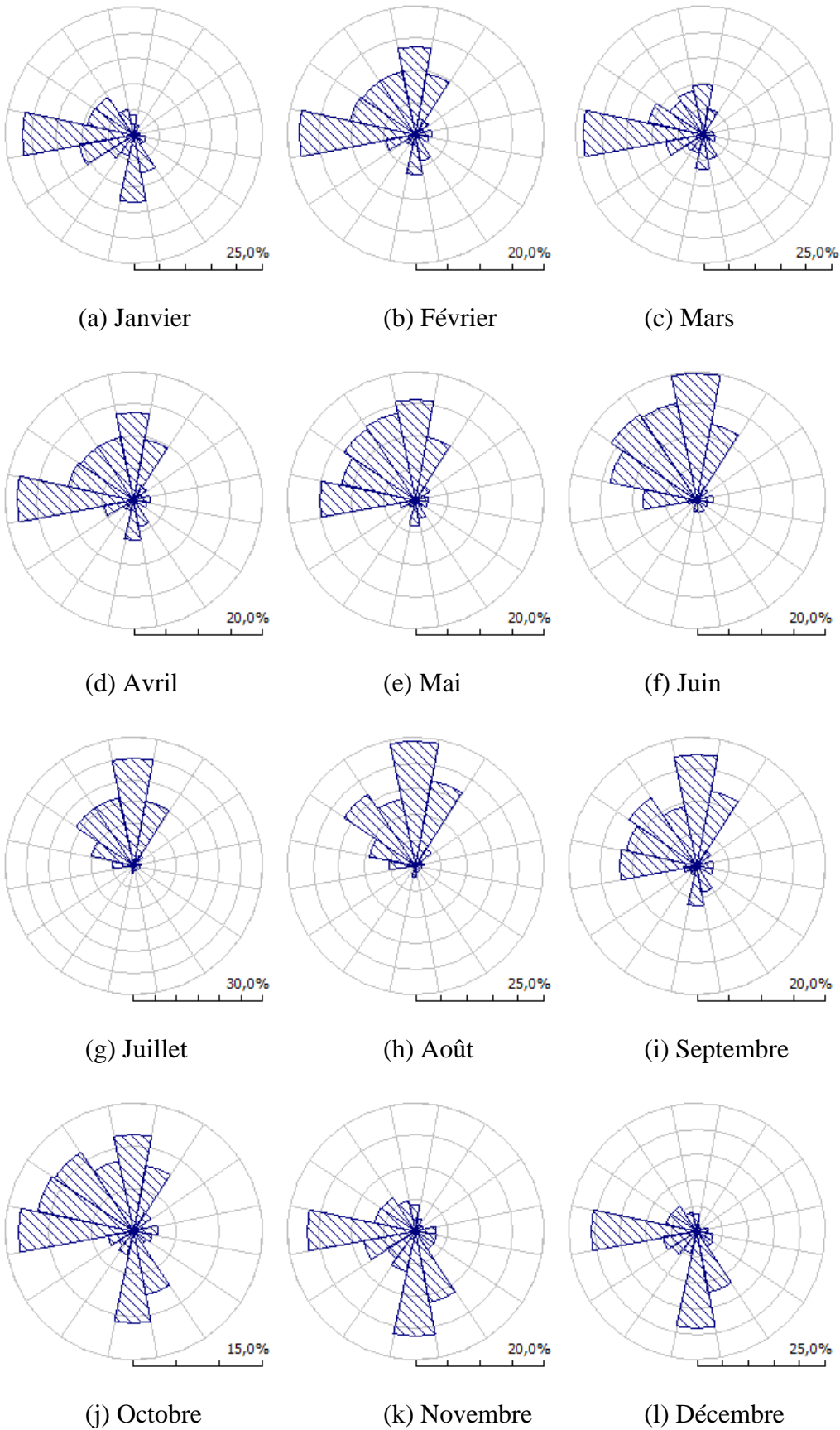


Figure (V-5) : Distribution mensuelle des directions du vent à 10m de hauteur pour le site de Jijel

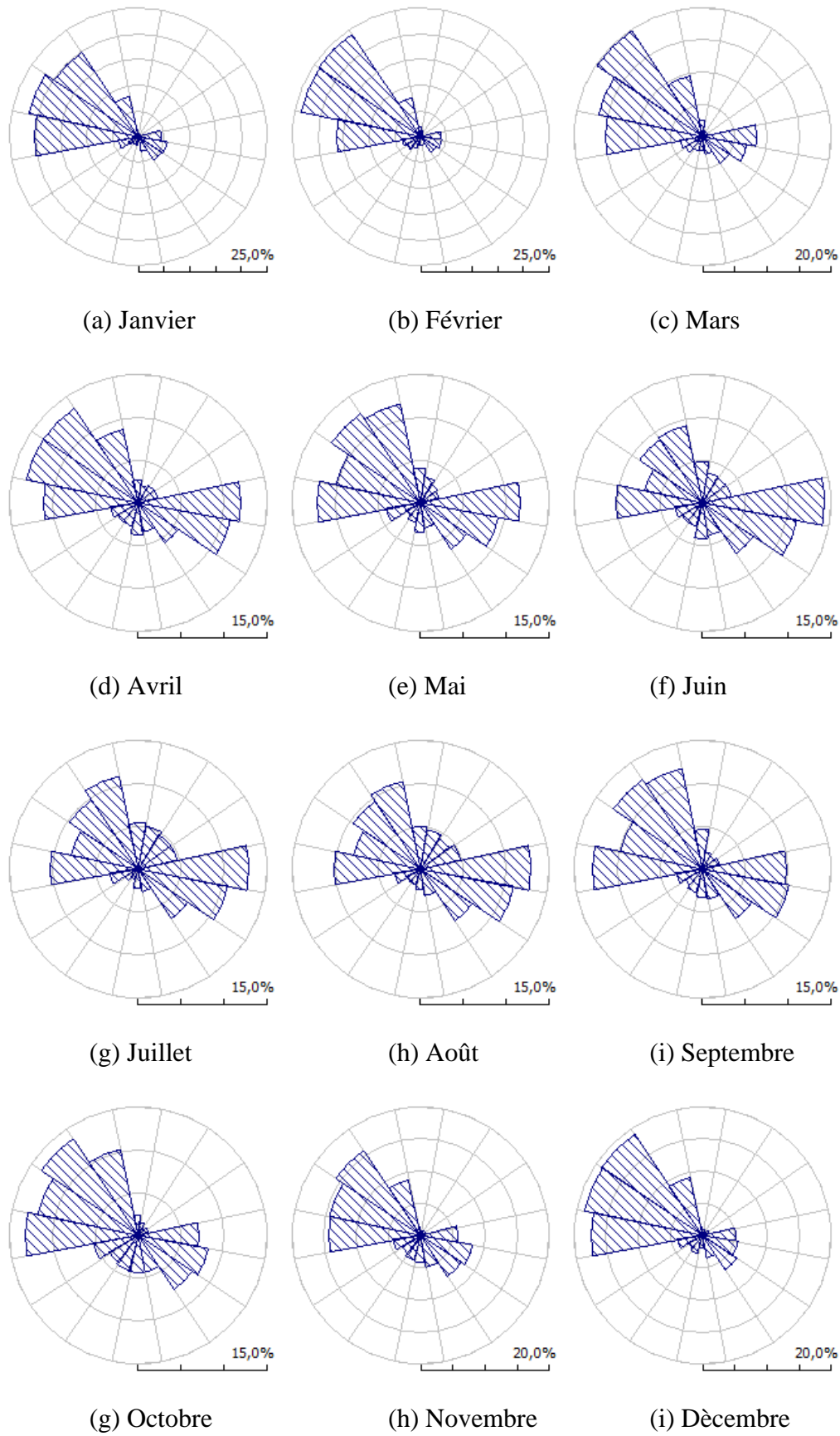


Figure (V-6) : Distribution mensuelle des directions du vent à 10m de hauteur pour le site de Tébesa

De la Figure V-7, nous remarquons que pour le site d Jijel, le potentiel éolien est plus important du mois de Janvier jusqu'au mois de Mars, puis reste constant sur la majeure partie de l'année avec une vitesse moyenne mensuelle qui ne dépasse pas 5m/s. Par ailleurs, durant les deux mois de Septembre et d'Octobre, la vitesse moyenne atteint son niveau minimal. Pour ce qui est de l'étude de l'évolution du paramètre de forme, nous constatons que le vent est plus stable pendant la saison d'été, allant du mois de Juillet jusqu'au mois de Septembre.

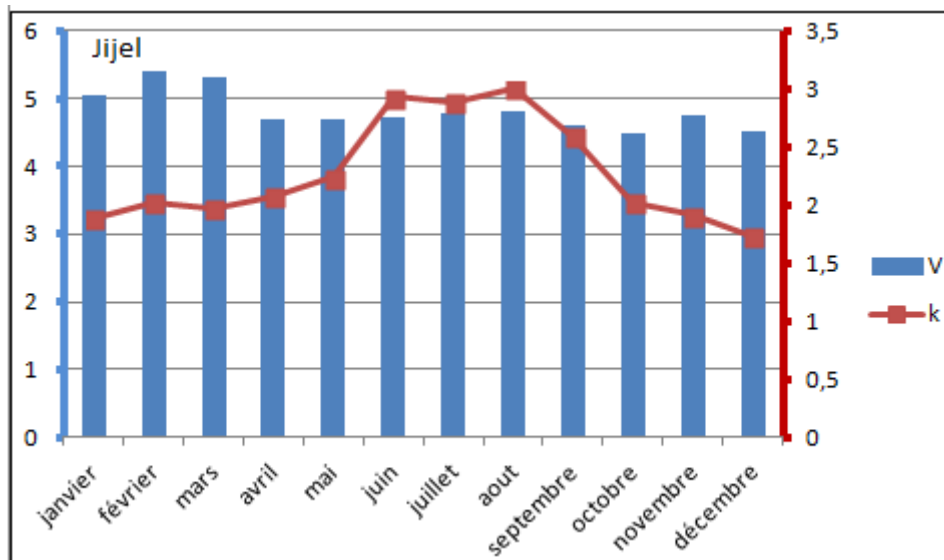


Figure (V-7): Variation mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Jijel

Pour l'étude mensuelle au niveau du site de Tébessa, nous remarquons depuis la Figure V-8 que le potentiel éolien est plus important qu'au niveau du site de Jijel où la vitesse moyenne mensuelle reste supérieure à 5m/s sur une grande partie de l'année. Par ailleurs, nous constatons que le potentiel éolien est plus important du mois de Janvier jusqu'au mois d'Avril et est plus faible de Juillet jusqu'à Octobre. Pour ce qui est de l'étude du paramètre de forme, nous remarquons que de même que pour le site de Jijel, le vent est plus constant durant l'été, allant du mois de Juin jusqu'au mois de Septembre.

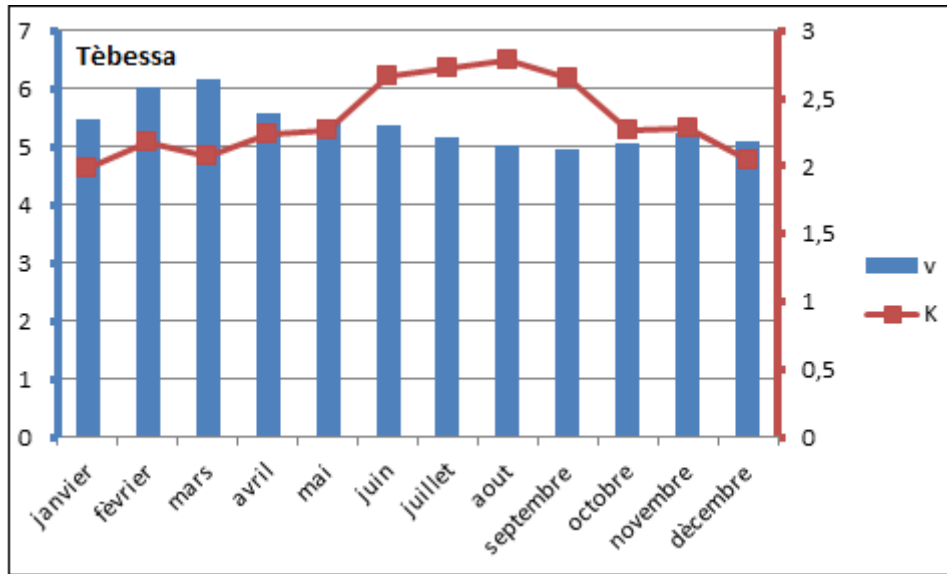


Figure (V-8): Variation mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Tébessa

Le Tableau V-4 résume les résultats de l'étude mensuelle au niveau des deux sites de la vitesse moyenne, la densité de puissance moyenne ainsi que des deux paramètres de Weibull. Toujours en adéquation avec l'étude globale et l'étude annuelle, nous constatons que le site de Tébessa comprend un potentiel éolien plus important que celui du site de Jijel tout au long des mois de l'année. En termes de densité de puissance moyenne mensuelle, nous remarquons que Février correspond au mois au plus fort potentiel au niveau du site de Jijel avec 188W/m^2 alors que le mois de Mars donne un maximum de 270W/m^2 pour Tébessa. Par ailleurs, Juin correspond au mois au plus faible potentiel éolien pour le site de Jijel avec une densité de puissance moyenne minimale égale à 91W/m^2 alors que pour le site de Tébessa, la densité de puissance moyenne minimale est donnée durant le mois de Septembre avec 122W/m^2 .

Tableau (V-4): Variation mensuelle des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m de hauteur pour les deux sites de Jijel et Tébessa

Paramètres	$A (m/s)$		k		$V_m(m/s)$		$P (W/m^2)$	
	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa
janvier	5.8	6.3	1.89	1.99	5.05	5.48	169	204
Février	6.2	6.82	2.03	2.18	5.40	6.02	188	234
mars	6.1	7.0	1.97	2.07	5.31	6.16	184	270
avril	5.2	6.3	2.07	2.24	4.70	5.58	113	187
mai	5.3	6.3	2.24	2.27	4.69	5.46	106	177
juin	5.3	6.1	2.93	2.66	4.71	5.38	91	150
juillet	5.4	5.9	2.88	2.72	4.79	5.16	96	132
aout	5.4	5.8	3.00	2.79	4.82	5.03	97	123
septembre	5.2	5.7	2.59	2.65	4.61	4.95	95	122
octobre	5.1	5.9	2.03	2.27	4.48	5.06	104	145
novembre	5.4	6.0	1.91	2.28	4.75	5.23	135	157
décembre	5.2	5.9	1.73	2.05	4.51	5.08	133	166

1-4- Etude horaire :

Toujours avec l'étude temporelle, dans cette section nous présentons les résultats de l'étude horaire à 10m de hauteur pour les deux sites de Jijel et Tébessa. La Figure V-9 et la Figure V-10 illustrent l'évolution de la vitesse moyenne et du facteur de forme en fonction des heures de la journée pour les deux sites de Jijel e Tébessa respectivement. Par ailleurs, le TableauV-5 regroupe l'ensemble des résultats de l'étude horaire en termes de vitesse moyenne, densité de puissance moyenne ainsi que les deux paramètres de Weibull pour les deux sites étudiés.

En adéquation avec les résultats mensuels et annuels, il est remarqué que le potentiel éolien en fonction des heures de la journée, en termes de vitesse moyenne est plus important au niveau du site de Tébessa qu'à Jijel. Ainsi, en comparant les Figures V-9 et V-10, nous constatons que le potentiel éolien à Tébessa est plus important sur une grande partie de la journée où il dépasse la moyenne de 5m/s à 10m du sol de 9h jusqu'à 18h, alors que pour le site de Jijel, cette limite n'est atteinte qu'entre 11h et 15h. Par ailleurs, pour les deux sites étudiés, nous remarquons que le vent est plus calme durant la nuit. D'autre part, l'étude de l'évolution du facteur de forme indique que le vent est plus stable de 9h à 16h pour le site de Jijel alors qu'il est constant sur une plus large période de la journée, entre 8h et 23h pour le site de Tébessa.

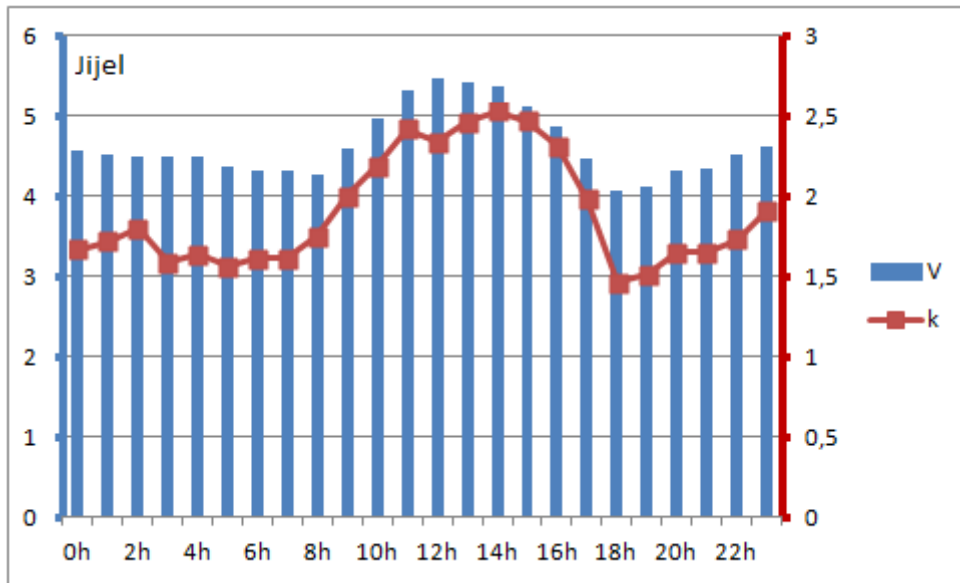


Figure (V-9) : Variation horaires de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Jijel

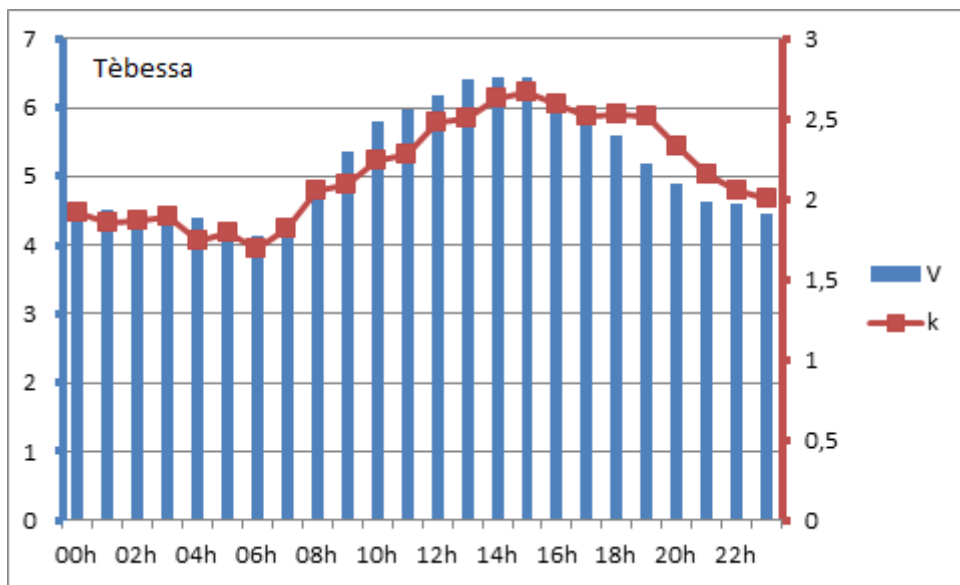


Figure (V-10) : Variation horaires de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site de Tébessa

D’après les Figure V-9 et V-10 qui démontre la courbe et l’histogramme la variation de la vitesse moyenne avec le facteur de forme k, pour les deux sites Jijel et Tébessa respectivement, Nous remarquons que a partir de10 heure du matin jusqu’à 18 heure du soir la vitesse moyenne est importante même le facteur de forme k est important on concluons que le vent est important et stable de10 heure du matin jusqu’à 18 heure où il y a de soleil.

Tableau (V-5) : Variation horaire des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m du sol pour les deux sites de Jijel et Tébessa

Paramètres	$A(m/s)$		k		$V_m(m/s)$		$P(W/m^2)$	
	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa	Jijel	Tébessa
0h00	5.0	5.2	1.67	1.91	4.58	4.52	128	118
01h00	4.9	5.2	1.72	1.85	4.51	4.52	115	124
02h00	5.1	5.1	1.80	1.87	4.50	4.49	122	119
03h00	4.9	5.2	1.59	1.89	4.49	4.52	129	122
04h00	4.9	5.1	1.64	1.74	4.49	4.39	128	125
05h00	4.7	4.8	1.56	1.79	4.36	4.23	121	102
06h00	4.7	4.6	1.61	1.69	4.33	4.13	113	100
07h00	4.7	5.0	1.61	1.82	4.32	4.38	116	111
08h00	4.8	5.8	1.75	2.05	4.27	4.95	104	152
09h00	5.1	6.2	2.00	2.09	4.59	5.36	109	184
10h00	5.5	6.5	2.19	2.24	4.98	5.79	127	203
11h00	5.9	6.7	2.42	2.28	5.32	5.98	143	220
12h00	6.1	7.00	2.34	2.48	5.46	6.19	159	231
13h00	6.0	7.2	2.46	2.50	5.41	6.40	148	251
14h00	6.0	7.3	2.53	2.63	5.36	6.45	145	249
15h00	5.7	7.2	2.47	2.66	5.12	6.43	128	246
16h00	5.5	7.00	2.31	2.59	4.86	6.21	116	223
17h00	5.0	6.7	1.98	2.52	4.47	5.94	102	198
18h00	4.4	6.4	1.46	2.53	4.07	5.59	108	172
19h00	4.5	6.0	1.51	2.52	4.11	5.18	110	141
20h00	4.9	5.6	1.65	2.33	4.33	4.88	120	124
21h00	4.9	5.3	1.65	2.15	4.35	4.63	120	114
22h00	5.1	5.3	1.73	2.05	4.52	4.61	129	116
23h00	5.3	5.1	1.91	2.00	4.61	4.46	126	108

Le Tableau V-5 nous indique que potentiel éolien en terme de densité de puissance moyenne horaire atteint son niveau maximal égal à 159W/m² à 12h pour le site de Jijel et à 13h pour le site de Tébessa avec 251W/m². Par ailleurs, le potentiel éolien atteint son plus bas niveau à 17h pour le site de Jijel et à 6h pour le site de Tébessa avec des densités de puissance moyenne qui avoisinent 100W/m².

2-Etablissement des cartes de la longueur de rugosité :

Les Figure V-11 et V-12 représentent la cartographie de la rugosité de la région de Jijel et Tébessa respectivement, effectuées avec le bloc WAsP Map Editor du programme WAsP. Suivant l'échelle de rugosité donnée dans le premier chapitre, nous avons procédé à la délimitation de chaque région rugueuse en lui attribuant à chaque fois une longueur de rugosité interne et externe. Cette opération s'est étalée sur l'ensemble des deux régions d'une surface de 2362km² pour Jijel et 3971km² pour Tébessa. Par ailleurs, il est à noter qu'il y a eu la délimitation de 290 régions rugueuses dans le site de Jijel et 391 régions rugueuses dans le site de Tébessa. Ces dernières comprennent une longueur de rugosité qui varie de 0.002m

pour les régions à la rugosité la plus faible et 0.6m pour les régions les plus rugueuses comme les grandes villes et les forêts.

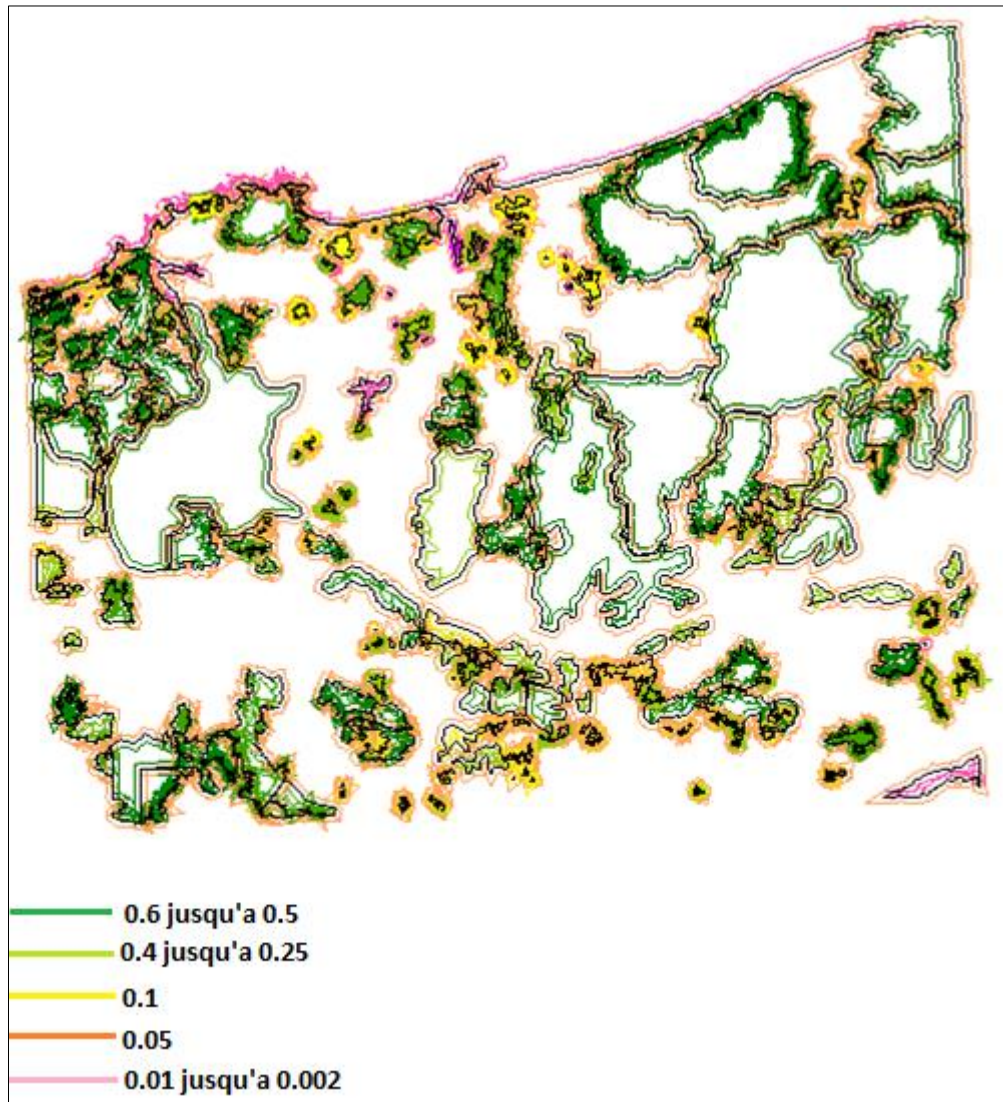


Figure (V-11) : Cartographie de la longueur de rugosité de la région de Jijel

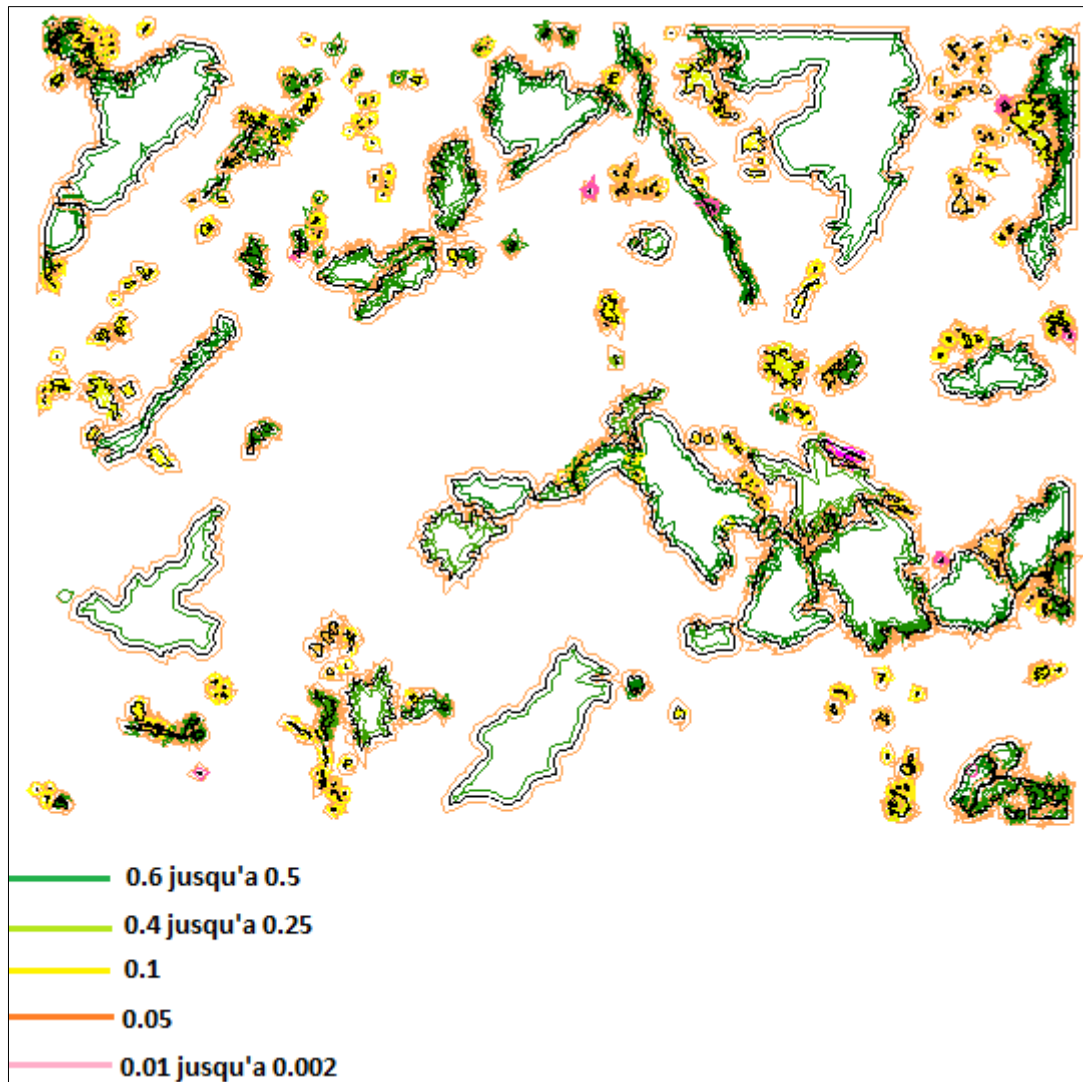


Figure (V-12) : Cartographie de la longueur de rugosité de la région de Tébessa

Les Figure V-13 et V-14 représentent la cartographie de la rugosité des régions de Jijel et de Tébessa respectivement, synchronisées avec la carte Google Earth. Ces dernières nous donnent une vue sur l'étendue des zones rugueuses sur l'ensemble des deux régions étudiées.



Figure (V-13) : Cartographie de la rugosité de la région de Jijel synchronisée avec une carte Google Earth

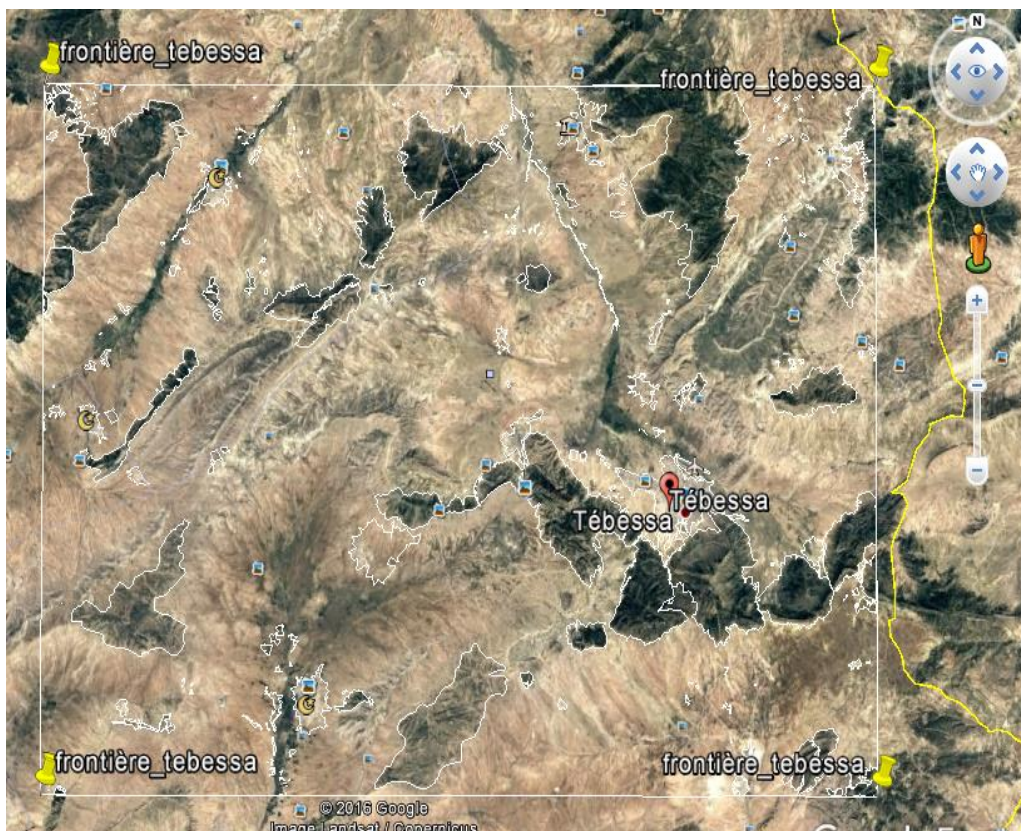


Figure (V-14) : Cartographie de la rugosité de la région de Tébessa synchronisée avec une carte Google Earth

3-Les cartes des vents :

Une fois la carte de la rugosité établie et introduite avec les données du vent et la carte topographique de chaque région étudiée, il a été possible de tracer les cartes de la vitesse moyenne du vent pour les deux régions. Il est à signaler que l'ensemble des cartes effectuées dans nos études ont été effectuées avec un pas assez large pour la cartographie des régions globales. Ces dernières ont été suivies avec d'autres cartographies pour des régions réduites avec des pas plus petits afin de raffiner les résultats pour chaque région.

3-1-Cartographie globale des régions :

Les Figure V-15 et V-16 représentent les cartes de la vitesse du vent à 10m de hauteur établie via le WAsP avec un pas de 1500m pour les deux sites de Jijel et Tébessa, respectivement. Pour le site de Jijel au niveau de la Figure V-15, nous remarquons que la vitesse du vent à 10m de hauteur varie de 1.29 au niveau des régions les moins ventées et peuvent atteindre 10.12m/s sur les hauteurs de la ville côtière. Par ailleurs, pour Tébessa, nous remarquons au niveau de la Figure V-16 que la vitesse moyenne du vent varie de 2.09 à 10.72 m/s.

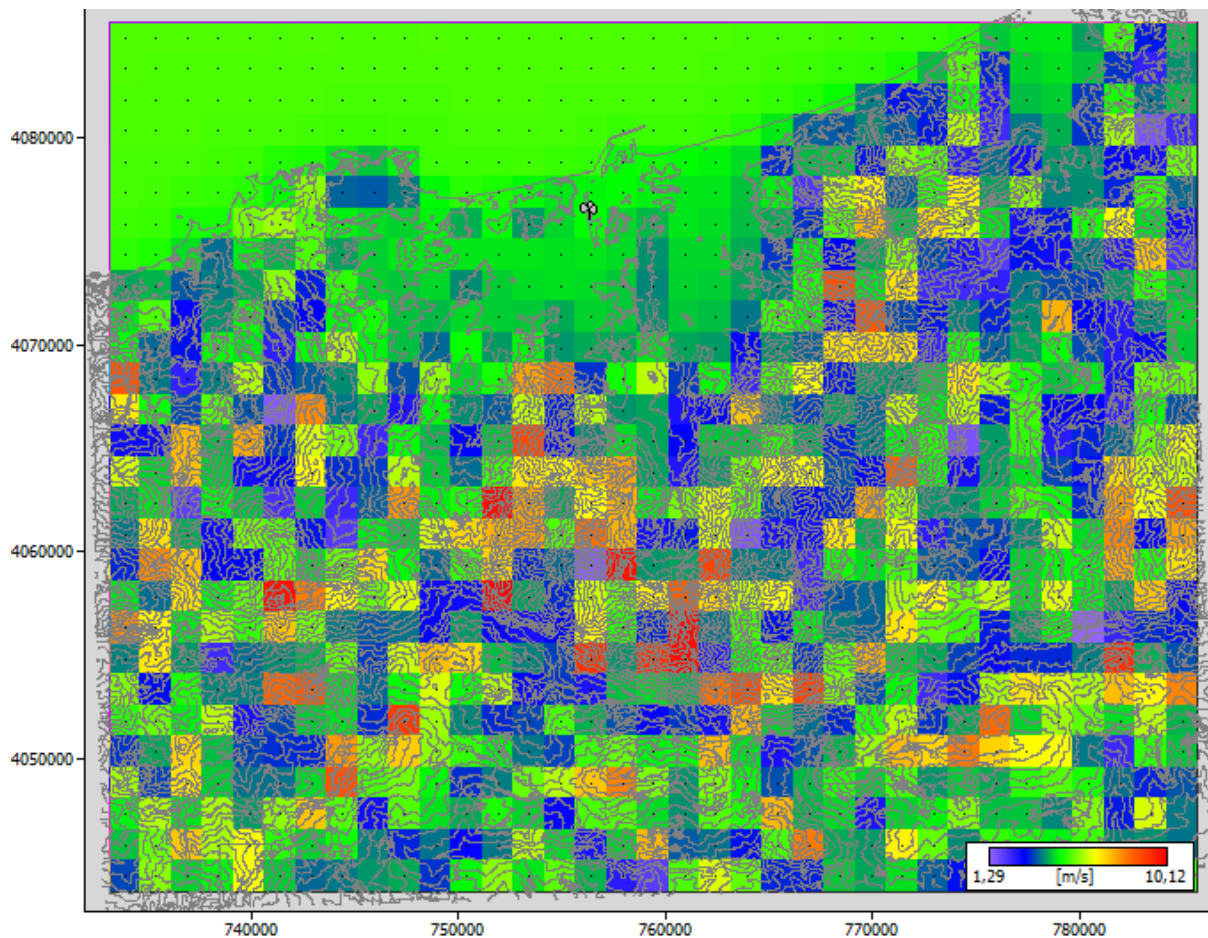


Figure (V-15) : Cartographie de la vitesse moyenne du vent à 10 de hauteur pour la région de Jijel avec un pas de 1500m

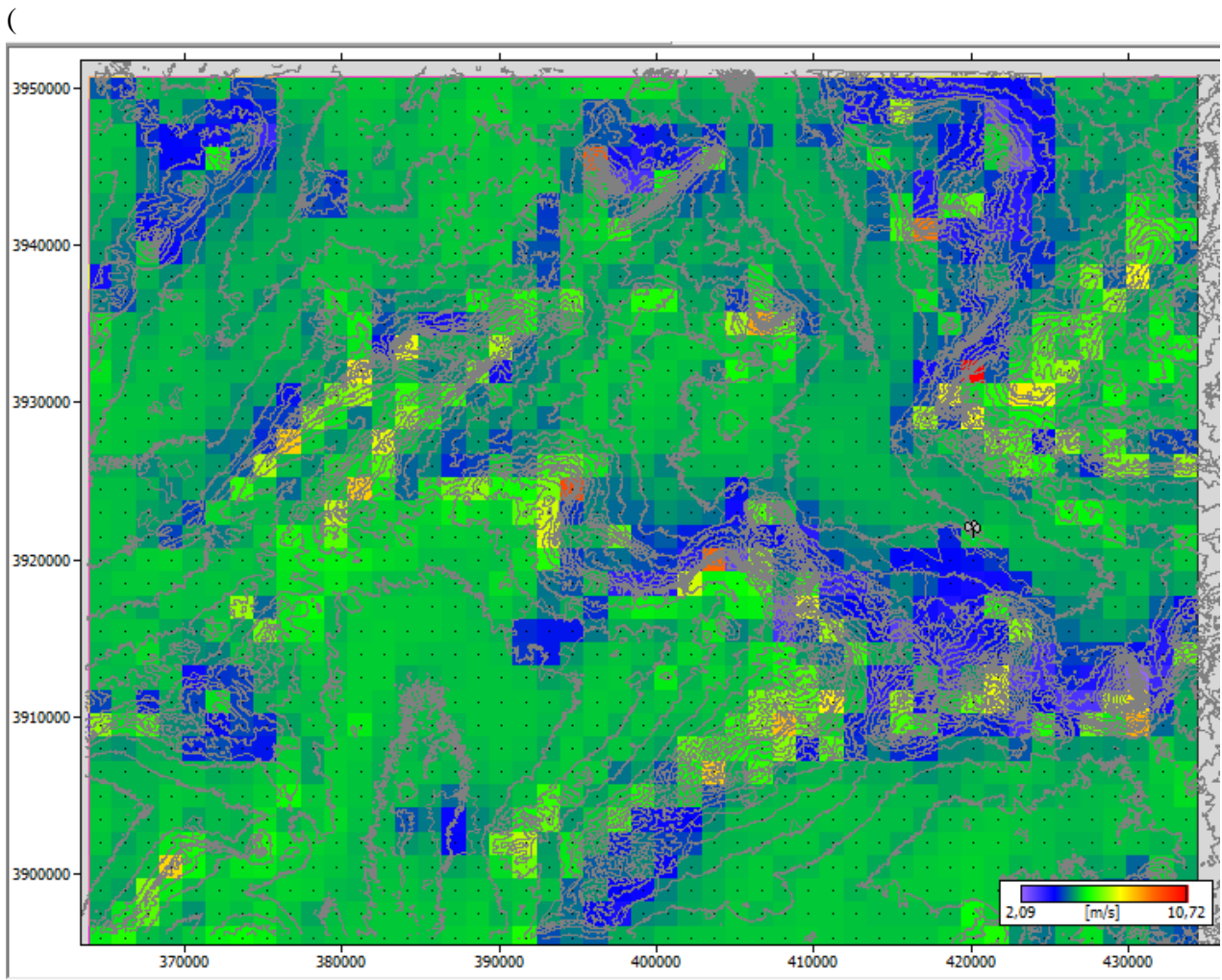


Figure (V-16) : Cartographie de la vitesse moyenne du vent à 10 de hauteur pour la région de Tébessa avec un pas de 1500m

3-2-Cartographie des zones pour chaque région :

Pour raffiner les résultats de nos études, chaque région étudiée a été décomposée en quatre zones, comme schématisé dans la Figure V-17, deux supérieures et deux inférieures. Cette démarche a été effectuée pour étudier des zones de taille plus réduite et en utilisant un pas de 700m, plus précis que celui utilisé pour l'établissement des cartes globales qui est de 1500m pour des deux régions. Par ailleurs, l'établissement des cartes des vents avec un pas plus précis permettent de délimiter les zones les plus ventées avec une meilleure précision.

La Figure V-18 donne un aperçu de la cartographie des quatre zones de la région de Jijel et la Figure V-19 illustre les cartes des vents à 10m de hauteur pour les zones de Tébessa, l'ensemble effectué avec un pas de 700m.

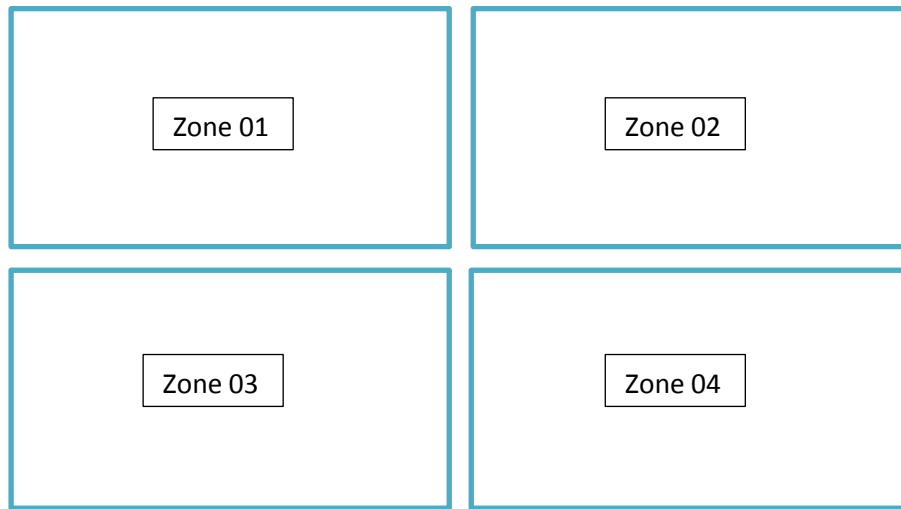


Figure (V-17) : Exemple du schéma adopté pour de la décomposition des régions étudiées

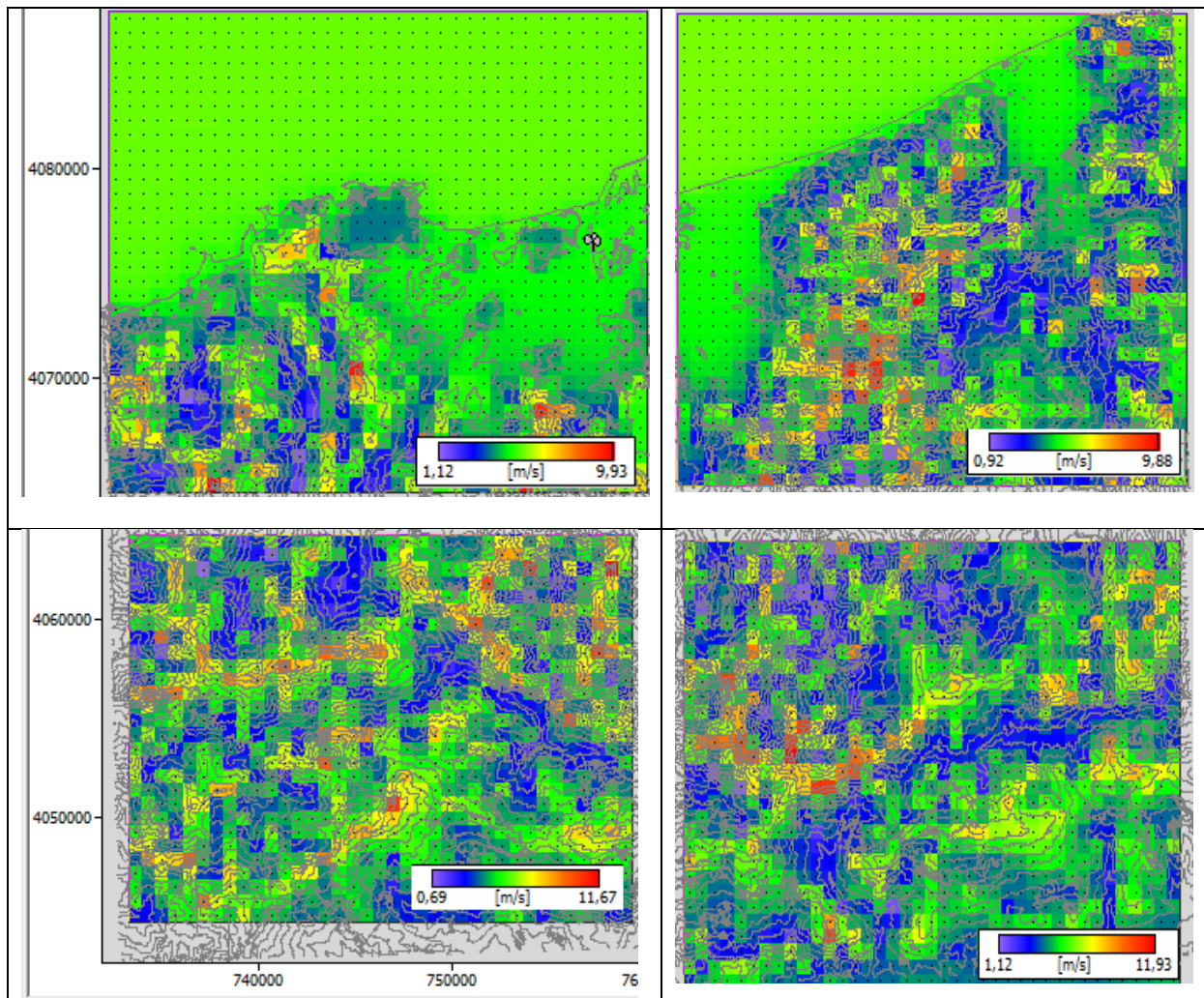


Figure (V-18) : Cartes des vents des quatre zones de la région de Jijel à 10m de hauteur avec un pas de 700m

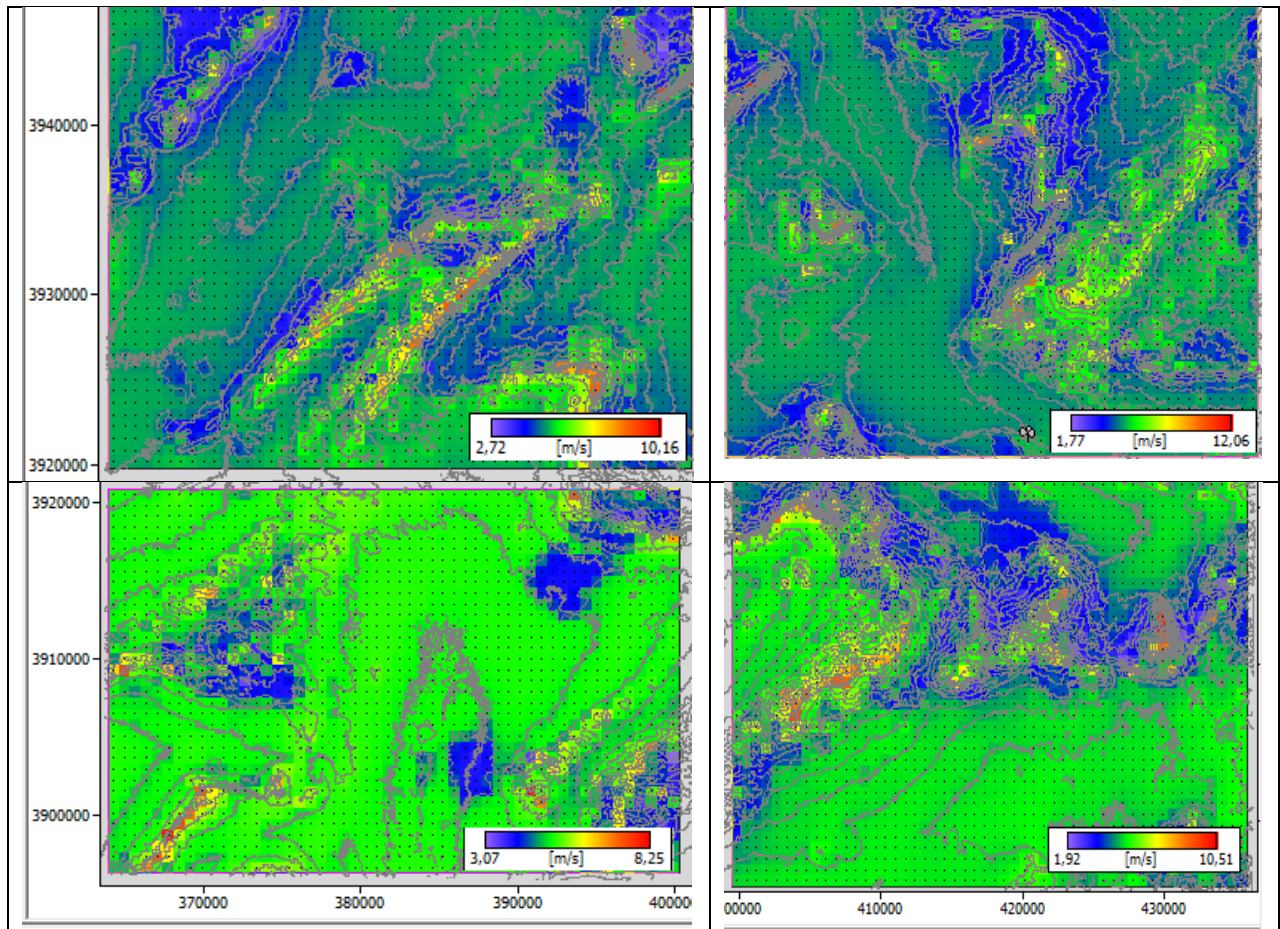


Figure (V-19) : Cartes des vents des quatre zones de la région de Tébessa à 10m de hauteur avec un pas de 700m

Le découpage des régions en petites zones étudiées avec un pas moindre, a permis de rehausser l'évaluation du gisement éolien des deux régions. Ainsi, dans la région de Jijel, il a été remarqué que les zones les plus ventées peuvent atteindre une vitesse supérieure à 11.5m/s au niveau de la partie Sud de la ville (Zones 3 et 4), alors que dans la carte générale (Figure V-15), le potentiel ne dépassait pas 10.12m/s.

De même pour la région de Tébessa au niveau de la Figure V-19, il a été noté que le potentiel éolien en terme de vitesse moyenne du vent dans la région Nord-Est (zone 2) a été revu à la hausse avec plus de 12m/s alors qu'au niveau de la carte des vents globale avec un pas de 1500m (Figure V-16), la vitesse moyenne ne dépassait pas 10.7m/s.

4-Choix des sites pour la production entéritique de source éolienne :

Le choix du site pour simuler la production énergétique d'une ferme éolienne, il a été effectué en fonction des avantages et des inconvénients de chacune des zones délimitées au niveau de Jijel et de Tébessa.

Ainsi, pour Jijel, nous avons choisis de travailler dans la région Nord-Est, au niveau de la zone 2. Cette région se situe au niveau des hauteurs de la ville avec des vitesses moyennes du vent assez importantes qui avoisine 10m/s à 10m de hauteur. Par ailleurs, bien que les autres zones comprennent des points ventées, elles n'ont pas été choisies pour diverses raisons dont la proximité de régions rugueuses qui auraient affecté l'optimisation dans l'emplacement des éoliennes.

De même pour la ville de Tébessa, nous avons choisis la région Sud-Ouest avec une vitesse moyenne moins importante que les trois autres zones. Néanmoins, elle présente plusieurs avantages dont être dégagée, avec peu de rugosité, ce qui n'influe que peu sur le rendement des éoliennes. Par ailleurs, les autres zones, bien qu'elles soient ventées ont été écartés sachant qu'elles comprenaient à leur proximité plusieurs régions rugueuses pour les deux premières zones au nord de la région alors que la zone 4 au Sud-Est représentaient des terrains accidentés avec peu de moyens de transport.

Les Figures V-20 et V-21 représentent la distribution de la vitesse du vent au niveau des sites choisis pour recevoir l'installation d'un parc éolien dans notre étude pour la région de Jijel et Tébessa, respectivement. Les résultats ont été améliorés en traçant les cartes avec un pas de 200m pour le site de Jijel et de 300m pour el site de Tébessa.

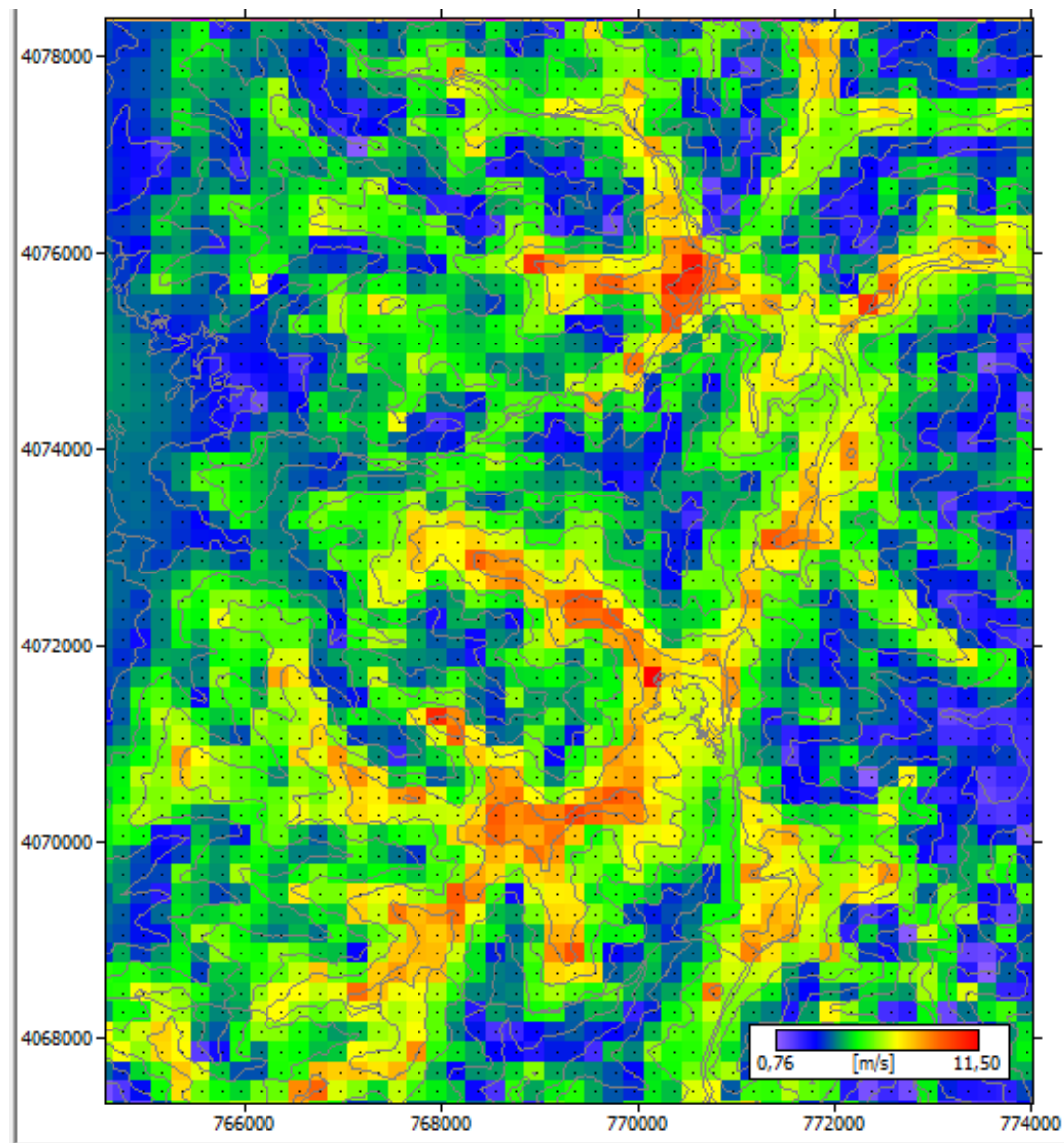


Figure (V-20) : Carte des vents à 10m de hauteur pour le site choisi dans la région de Jijel avec un pas de 200m

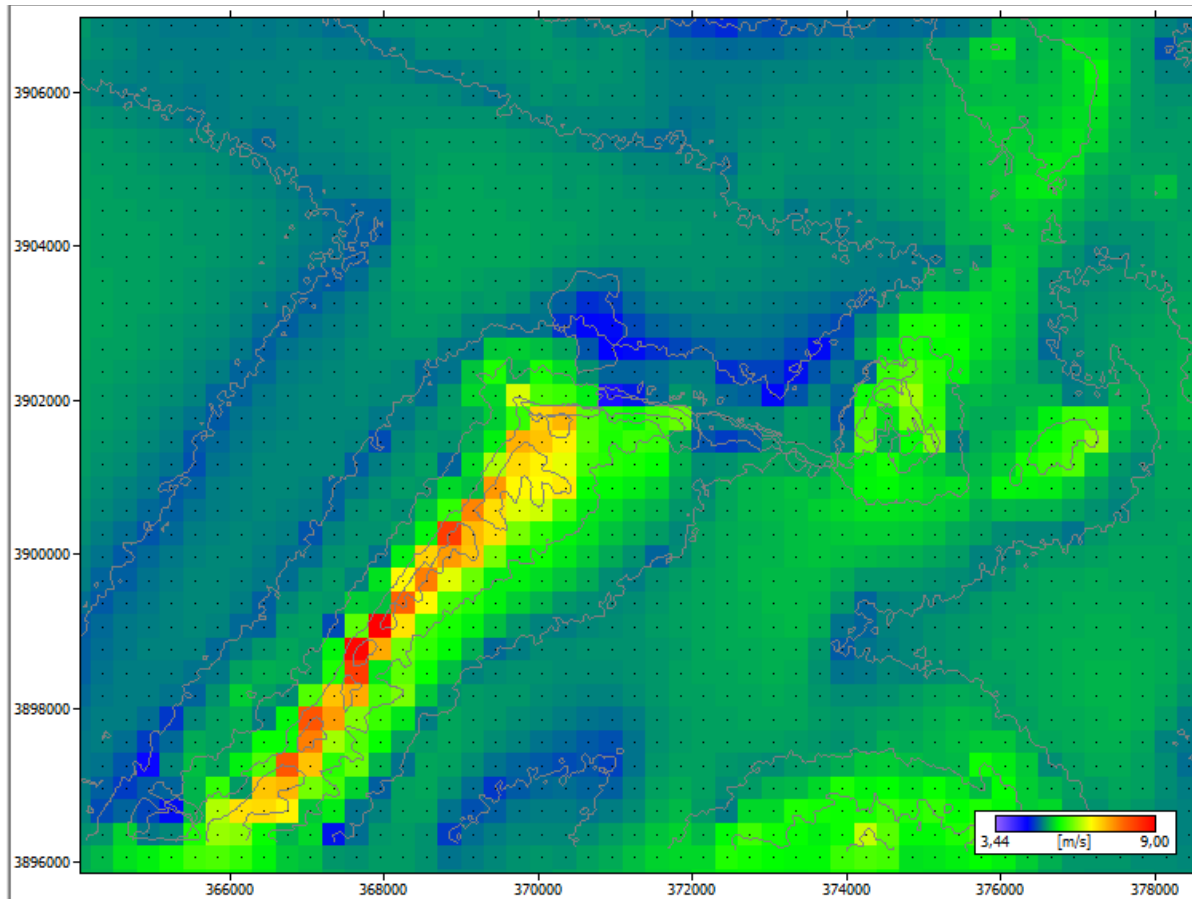


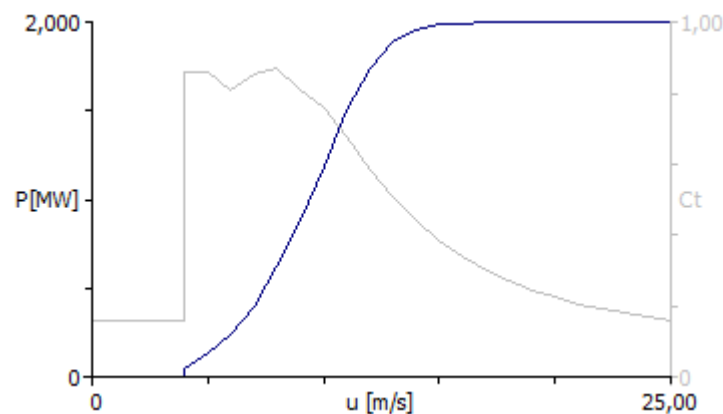
Figure (V-21) : Carte des vents à 10m de hauteur pour le site choisi dans la région de Jijel avec un pas de 300m

5-Simulation de la production énergétique des fermes éoliennes :

Dans notre étude, l'éolienne choisie pour simuler la production énergétique est une Bonus 2MW, d'une puissance nominale de 2MW. Le Tableau V-6 regroupe les différentes caractéristiques de l'éolienne et la Figure V-20 illustre la courbe de puissance de l'éolienne fournie par le constructeur.

Tableau (V-6) : Caractéristiques techniques de l'aérogénérateur Bonus 2MW

Modèle de l'éolienne	Bonus 2 MW
Puissance nominale (KW)	2000
Diamètre du rotor(m)	76
Hauteur du moyeu(m)	60
Vitesse de démarrage (m/s)	4
Vitesse nominale (m/s)	15
Vitesse d'arrêt (m/s)	25
Surface balayée (m ²)	4534.16

**Figure (V- 22) :** Courbe de puissance de l'aérogénérateur Bonus 2MW.

6-Disposition des éoliennes:

Dans la Figure V-23 nous présentons la disposition des éoliennes au niveau de la ferme éolienne simulée au niveau de la région choisies à Jijel, sur la carte de la production énergétique de la Bonus 2MW à 60m de hauteur. La ferme éolienne d'une puissance nominale de 74MW comprend 37 éoliennes installées de façon à optimiser au maximum le rendement

du parc. Les éoliennes installées horizontalement et verticalement sont distancées de 4 fois le diamètre de l'éolienne, sachant que la direction dominante du vent est l'Ouest.

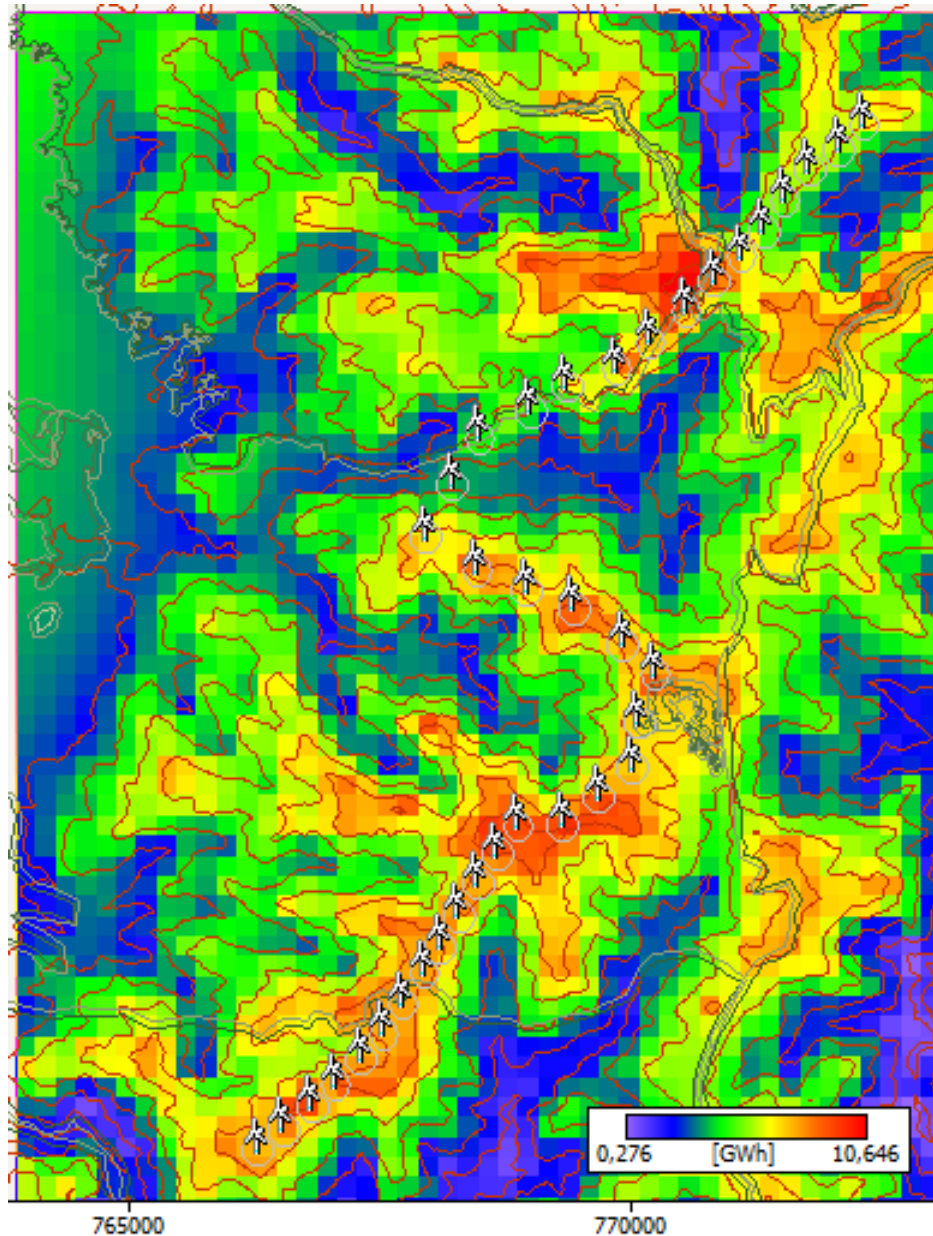


Figure (V-23) : Disposition des éoliennes sur la carte de la production énergétique annuelle de la Bonus 2MW à 60m de hauteur au niveau du parc éolien de la région de Jijel

Par ailleurs, la Figure V-23 illustre le positionnement des 28 éoliennes sur une seule ligne que comprend le parc d'une puissance nominale de 56MW dans la région de Tébessa. Etant donné que la direction dominante du vent dans la région étudiée est le Nord-Ouest, nous avons optimisé l'emplacement des aérogénérateurs pour mettre les éoliennes face à la

direction dominante avec toujours une distance de 4 fois le diamètre du rotor, afin d'éviter au maximum les pertes dues à l'effet de sillage.

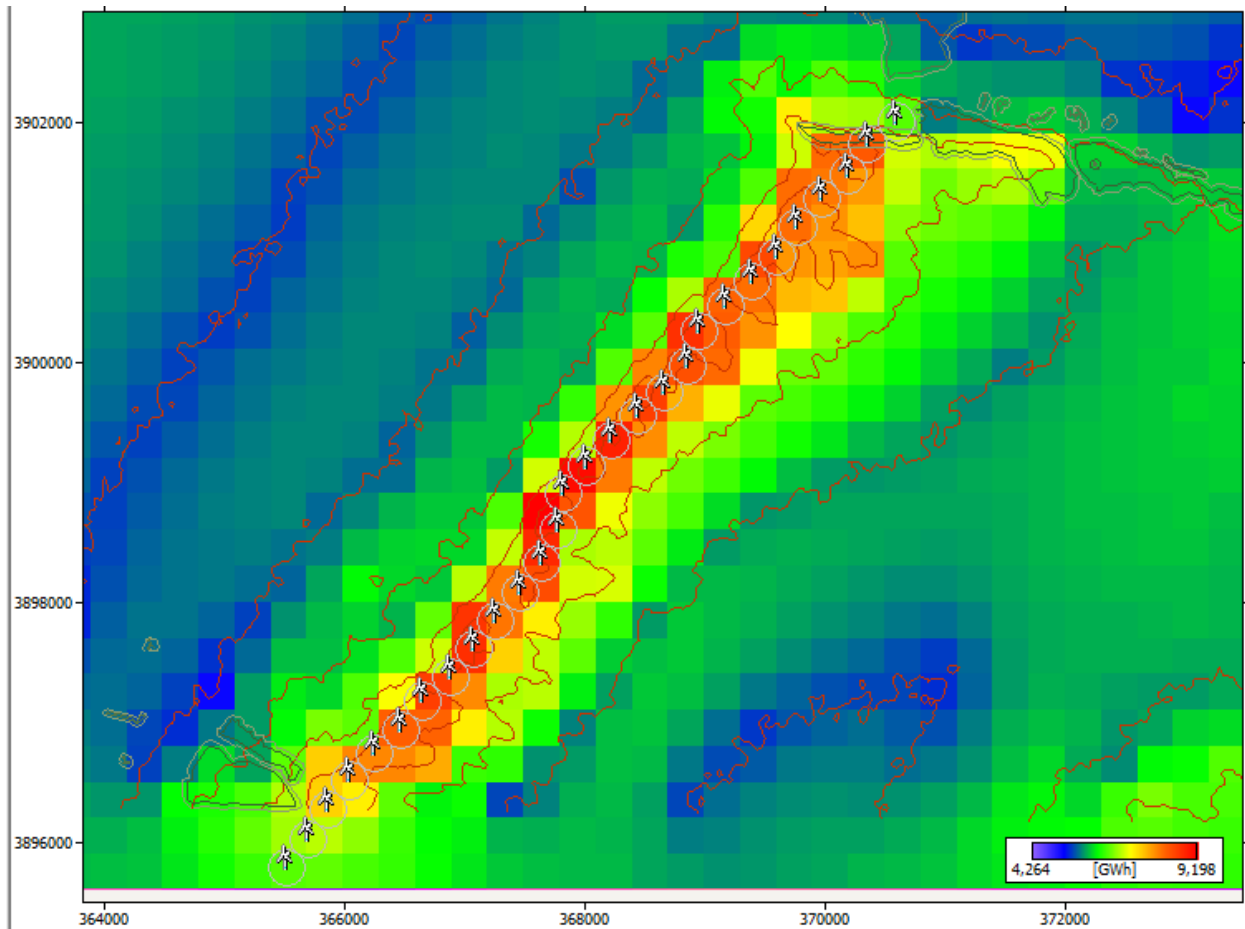


Figure (V-24) : Disposition des éoliennes sur la carte de la production énergétique annuelle de la Bonus 2MW à 60m de hauteur au niveau du parc éolien de la région de Tébesa

7-Caractéristiques des deux parcs éoliens :

Dans cette section, nous présentons les caractéristiques techniques des parcs éoliens simulés au niveau des régions choisies de Jijel et de Tébesa, en termes d'énergies produites avec et sans pertes dues à l'effet de sillage. Par ailleurs, nous présentons les caractéristiques de chaque éolienne qui compose les fermes éoliennes, avec emplacement géographique, énergies produites, vitesse moyenne, densité de puissance moyenne et paramètres de Weibull à l'entrée de chaque éolienne.

7-1-Caractéristiques de la ferme éolienne dans la région de Jijel :

Le Tableau V-7 résume les caractéristiques techniques et la production énergétique du parc simulé au niveau du site choisi dans la région de Jijel, qui comprend 37 éoliennes. Avec une puissance nominale totale de 74MW, il est remarqué que l'énergie annuelle produite brute est égale à 284GWh. Par ailleurs, en prenant en considération les pertes dues à l'effet de sillage, l'énergie annuelle produite (Net AEP) du parc éolien avoisine les 280GWh, avec une production moyenne par éolienne de près de 7.5GWh. Quant aux pertes dues à l'effet de sillage (Wak loss), elles représentent une moyenne de 1.84% sur l'ensemble des éoliennes.

Tableau (V-7) : Caractéristiques techniques du parc éolien simulé dans la région de Jijel

Paramètre	total	moyenne	minimum	maximum
Gross AEP [GWh]	284	7.694	4.154	9.814
Net AEP [GWh]	279	7.553	4.149	9.579
Wak loss [%]	/	1.84	0.13	2.85
Vitesse moyenne [m/s]	/	9.01	5.76	10.29
Densité de puissance [W/m ²]	/	872	355	1407

Par ailleurs, le Tableau V-8 caractérise les paramètres moyens de chaque éolienne du parc éolien simulé dans la région de Jijel. Nous remarquons que l'éolienne qui produit le plus d'énergie est la Turbine numéro 14, avec une AEP net de 9.579GWh, alors que l'éolienne numéro 24 représente celle qui produit le moins d'énergie annuelle avec un AEP net égal à 4.149GWh. Par ailleurs, il est noté que les pertes dues à l'effet de sillage varie d'une éolienne à une autre avec comme minimum de 0.13% pour l'éolienne numéro 6 et un maximum de 2.85 pour la turbine numéro 24.

Figure (V- 8) : Caractéristiques techniques des éoliennes qui composent le parc simulé dans la région de Jijel

turbine	Location [m] Longitude/Latitude	Elevation [m]	A [m/s]	k	V [m/s]	P [W/m ²]	Grs AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
01	(766281.8/4067037)	633.6061	10.5	2.29	9.34	842	8.466	8.408	0.68
02	(766534.8/4067245)	671.1859	11.2	2.12	9.94	1090	8.938	8.850	0.99
03	(766817.5/4067468)	684.9138	11.1	2.33	9.87	983	9.226	9.112	1.24
04	(767055.6/4067691)	686.83	10.8	2.28	9.57	910	8.816	8.710	1.2
05	(767308.6/4067944)	666.3691	9.6	2.2	8.52	715	7.56	6.894	2.29
06	(767531.8/4068197)	700	10.2	2.8	9.00	819	7.751	7.530	2.85

07	(767725.2/4068495)	700	10.4	1.96	9.23	938	7.844	7.673	2.18
08	(767933.6/4068807)	700	10.5	1.92	9.36	1000	7.906	7.718	2.38
09	(768097.2/4069060)	700	10.8	1.90	9.56	1077	8.79	7.922	1.95
10	(768275.8/4069373)	689.803	10.8	1.90	9.56	1080	8.139	8.55	1.04
11	(768469.2/4069685)	722.9025	10.6	2.02	9.41	968	8.161	8.25	1.66
12	(768662.7/4069983)	799.5662	11.4	2.30	10.06	1048	9.379	9.164	2.3
13	(768865.7/4070258)	800	11.3	2.33	9.98	1016	9.336	9.138	2.12
14	(769312.1/4070281)	800	11.6	2.39	10.29	1089	9.814	9.579	2.4
15	(769669.2/4070549)	745.3354	10.6	2.04	9.36	939	8.127	7.915	2.61
16	(770004.1/4070839)	732.7021	10.6	1.73	9.49	1176	7.609	7.426	2.41
17	(770071.1/4071285)	727.7635	10.7	1.70	9.52	1214	7.539	7.331	2.75
18	(770227.3/4071776)	767.8814	11.6	1.82	10.29	1407	8.591	8.354	2.75
19	(769914.8/4072066)	706.3406	11	1.72	9.80	1304	7.999	7.827	2.15
20	(769423.8/4072424)	700	11.2	2.02	9.96	1145	8.783	8.545	2.71
21	(768955/4072602)	614.9675	10.3	1.87	9.16	967	7.773	7.582	2.45
22	(768463.9/4072803)	608.347	10.9	2.13	9.63	982	8.635	8.465	1.97
23	(767950.6/4073138)	511.5087	9.9	2.27	8.74	695	7.619	7.555	0.84
24	(768218.4/4073651)	289.68	6.2	1.24	5.76	435	4.154	4.149	0.13
25	(768486.2/4074120)	419.7815	8	1.90	7.12	445	5.110	5.57	1.04
26	(768999.6/4074388)	484.4306	8	2.35	7.05	355	5.02	4.892	2.2
27	(769356.8/4074633)	605.2457	9.4	2.28	8.32	597	6.977	6.843	1.92
28	(769847.8/4074812)	687.9659	10.4	2.36	9.24	796	8.371	8.247	1.48
29	(770182.6/4075080)	726.9933	10.2	2.16	9.05	806	7.868	7.761	1.36
30	(770539.8/4075392)	830.3679	11.4	2.21	10.12	1105	9.274	9.149	1.34
31	(770821.4/4075681)	827.6802	11	2.18	9.74	997	8.896	8.741	1.74
32	(771091.6/4075929)	733.908	9.4	2.47	8.35	568	7.213	7.51	2.24
33	(771316.8/4076177)	649.3704	8.6	1.99	7.59	512	5.766	5.658	1.88
34	(771519.5/4076492)	608.1147	8.5	1.83	7.56	558	5.705	5.630	1.31
35	(771767.2/4076785)	606.298	9	1.91	7.96	6.17	6.234	6.163	1.14
36	(772060/4076987)	585.3318	8.7	1.98	7.71	5.41	5.923	5.802	2.05
37	(772307.8/4077235)	600	9.1	2.31	8.7	5.40	6.619	6.547	1.08

7-2-Caractéristiques de la ferme éolienne dans la région de Tébessa :

Le Tableau V-9 résume les caractéristiques techniques et la production énergétique du parc simulé au niveau de la région choisie à Tébessa d'une puissance nominale de 56MW, comprenant 28 éoliennes. Il est remarqué que l'énergie annuelle produite brute est égale à 235GWh. Par ailleurs, en prenant en considération les pertes dues à l'effet de sillage, l'énergie annuelle produite (Net AEP) du parc éolien dépasse les 230GWh, avec une production moyenne par éolienne de 8.226GWh. Quant aux pertes dues à l'effet de sillage (Wake loss), elles représentent une moyenne de 2.23% sur l'ensemble des éoliennes.

Tableau (V-9) : Caractéristiques techniques du parc éolien simulé dans la région de Tébessa

Paramètre	total	moyenne	minimum	maximum
Gross AEP [GWh]	235	8.413	6.866	9.229
Net AEP [GWh]	230	8.226	6.763	9.047
Wak loss [%]	/	2.23	1.5	2.67
Vitesse moyenne [m/s]	/	9.17	8.14	9.76
Densité de puissance [W/m ²]	/	754	523	901

Du Tableau V-10 qui résume les paramètres moyens de chaque éolienne du parc éolien simulé dans la région de Tébessa, nous remarquons que l'éolienne qui produit le plus d'énergie est la Turbine numéro 15, avec une AEP net de 9.047GWh, alors première éolienne du parc est celle qui produit le moins d'énergie annuelle avec un AEP net égal à 6.763GWh. Par ailleurs, il est noté que les pertes dues à l'effet de sillage varie d'une éolienne à une autre avec comme minimum de 1.5 % pour la première éolienne et un maximum de 2.67 pour la turbine numéro 3.

Figure (V- 10) : Caractéristiques techniques des éoliennes qui composent le parc simulé dans la région de Tébessa

turbine	Location [m] Longitude/Latitude	Elevation [m]	A [m/s]	k	V [m/s]	P [W/m ²]	Grs AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
01	(365526.6/3895793)	1258.642	9.2	2.49	8.14	523	8.866	6.763	1.5
02	(365702.2/3896034)	1277.579	9.4	2.49	8.32	557	7.16	6.988	2.41
03	(365869.5/3896279)	1300	9.6	2.49	8.50	596	7.449	7.250	2.67
04	(366045/ 3896520)	1300	9.9	2.50	8.74	645	7.823	7.623	2.56
05	(366249.1/3896749)	1300	10.2	2.49	9.07	722	8.286	8.099	2.26
06	(366477.7/3896941)	1300	10.3	2.50	9.10	729	8.353	8.152	2.4

07	(366657.2/3897181)	1300	10.5	2.48	9.30	781	8.60	8.424	2.14
08	(366885.8/3897377)	1287.806	10.6	2.46	9.39	808	8.698	8.529	1.94
09	(367073.6/3897610)	1300	10.7	2.49	9.47	823	8.862	8.684	2.01
10	(367261.3/3897851)	1290.887	10.6	2.45	9.44	826	8.761	8.598	1.86
11	(367461.3/3898087)	1297.298	10.8	2.48	9.60	860	9.021	8.843	1.97
12	(367640.9/3898328)	1300	10.8	2.51	9.58	849	9.022	8.828	2.15
13	(367775.5/3898606)	1297.377	10.8	2.50	9.60	856	9.041	8.831	2.32
14	(367820.4/3898904)	1294.634	11	2.47	9.73	896	9.174	8.998	1.91
15	(368016.3/3899136)	1300	11	2.49	9.76	901	9.229	9.047	1.97
16	(368224.6/3899353)	1300	10.9	2.48	9.64	871	9.067	8.878	2.08
17	(368440.9/3899557)	1300	10.7	2.49	9.47	822	8.848	8.643	2.32
18	(368661.3/3899753)	1297.713	10.5	2.46	9.30	787	8.601	8.393	2.42
19	(368857.2/3899973)	1300	10.5	2.47	9.27	777	8.566	8.344	2.6
20	(368947/3900255)	1300	10.5	2.49	9.33	788	8.671	8.478	2.23
21	(369171.3/3900463)	1287.39	10.3	2.44	9.16	756	8.372	8.202	2.03
22	(369387.7/3900667)	1300	10.4	2.50	9.19	750	8.483	8.282	2.37
23	(369599.9/3900883)	1300	10.2	2.50	9.04	715	8.268	8.056	2.56
24	(369771.3/3901132)	1300	10.1	2.50	9	705	8.213	8.014	2.43
25	(369967.2/3901365)	1299.695	10.2	2.50	9.07	722	8.322	8.117	2.47
26	(370195.8/3901561)	1300	10.3	2.49	9.09	730	8.349	8.139	2.51
27	(370350.9/3901818)	1300	10.4	2.41	9.24	783	8.494	8.297	2.32
28	(370587.6/3902002)	1234.307	9.2	2.47	8.20	537	6.969	6.832	1.96

8-Analyse technico-économique :

Après avoir simulé la production énergétique annuelle des deux parcs éoliens au niveau des régions de Jijel et de Tébessa, la présente section résume les résultats de l'étude technico-économique pour les deux fermes éolienne

Le Tableau V-11 regroupe les résultats de l'énergie produite en prenant en considération les pertes dues à l'effet de sillage, le facteur de capacité, le nombre d'heure de fonctionnement, le coût du kWh produit ainsi que le coût de la réalisation des deux fermes éoliennes en 20 ans de production.

Tableau (V-11) : Caractéristiques technico-économiques des deux fermes éoliennes simulées à Jijel et Tébessa.

Paramètre	Jijel	Tébessa
Nombre de machines	37	28
Puissance nominale du parc [MW]	74	56
AEP [GWh]	279	230
Cf %	43.11	46.89
Nhf [h]	3776.6	4107
CPU [\$/kWh]	0.0168	0.0154
PVC [\$]	93627000	70853000

Avec un facteur de capacité égal à 43 et 46% pour Jijel et Tébessa respectivement, nous remarquons que les deux sites choisis pour notre étude sont favorables à l'installation de fermes éoliennes. Les résultats sont confortés par les nombres d'heures de fonctionnement qui sont égales à 3776 heures pour le parc de Jijel et de 4107 heures pour celui de Tébessa. Bien que les paramètres techniques (facteur de capacité et nombre d'heure de fonctionnement) des parcs donnent l'installation éolienne au niveau de Tébessa meilleure que celle simulée à Jijel, il est remarqué que l'énergie produite annuellement est légèrement plus importante pour le site de Jijel qui produit près de 280GWh par rapport au parc éolien de Tébessa dont sa production annuelle nette est de 230GWh. Cette différence est due au nombre d'éoliennes qui est supérieure au niveau du site de Jijel. Néanmoins, l'analyse économique conforte l'étude technique et donne un coût du kWh produit bien meilleur au niveau du site de Tébessa qu'au site de Jijel, avec 0.0154\$ pour le premier et 0.0168\$ pour le second. A noter que pour l'étude économique en utilisant la méthode PVC, le parc éolien simulée au niveau de Jijel aurait coûté plus de 93 million de \$ alors que la ferme éolienne simulée dans la région de Tébessa aurait coûté près de 70 million de \$ sur les 20 années de la durée de vie des éoliennes.

Conclusions :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans deux régions du Nord-Est de l'Algérie, à savoir Jijel et Tébessa.

Le travail comprenait aussi l'estimation de la production énergétique annuelle de deux parcs éoliens de différentes puissances nominales, simulés au niveau du site le plus ventés de chaque région étudiée. A la fin de l'étude, une analyse technico-économique a été effectuée pour chacune des deux fermes éoliennes. Pour cela, différents paramètres qui caractérisent la rentabilité des installations ainsi que l'évaluation du coût du kWh produit ont été présentés pour chaque installations simulées dans notre étude.

Le travail présenté qui a été effectué en grande partie par le software WAsP, a permis d'évaluer pleinement le potentiel éolien disponible dans les deux régions étudiées, où nous avons cartographié la distribution de la vitesse moyenne du vent au niveau des deux régions à 10m de hauteur, pour en déduire les régions les plus aptes à recevoir l'installation d'une ferme éolienne. Par ailleurs, différents paramètres nécessaires dans l'étude du gisement éolien ont été calculés, 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, des mois et des heures de la journée.

Après l'intégration de la carte d'élévation numérique et l'établissement de la carte de rugosité des deux régions, nous avons tracer l'Atlas vent à 10m de hauteurs au niveau de Jijel et Tébéssa qui ont permis de délimiter une zone favorable à l'installation de fermes éoliennes dans chaque région. La simulation de la production entérétique des installations éoliennes a été faite avec une éolienne de type Bonus 2MW d'une puissance nominale de 2MW.

Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit :

- L'étude au niveau du mât de mesure donne le site de Tébéssa plus venté avec une vitesse moyenne annuelle égale à 5.37m/s, une densité de puissance moyenne annuelle de 173W/m² et le Nord-Ouest comme direction prédominante. Par ailleurs, le site de Jijel comprend une vitesse moyenne annuelle égale à 4.8m/s, une densité de puissance moyenne de 127W/m² et le Nord comme direction dominante.
- L'étude mensuelle a permis de déduire que le vent est plus important du mois de Janvier jusqu'au mois de Mars pour le site de Jijel alors que pour le site de Tébéssa, le vent est plus important jusqu'au mois d'Avril. Par ailleurs, l'étude du paramètre de forme nous indique que le vent est plus stable durant les mois les plus chauds de l'année pour les deux sites.
- L'étude horaire nous indique que le vent est plus fort et plus constant durant une plus grande partie de la journée au niveau du site de Tébéssa qu'au niveau du site de Jijel. D'autre part, il a été constaté que le vent est plus durant la nuit pour les deux régions.
- La cartographie de la vitesse du vent à 10m de hauteur sur l'ensemble des deux régions a permis de délimiter une zone ventée et apte à recevoir l'installation d'une ferme éolienne par région.
- La simulation des fermes éoliennes comprenait un parc de 37 éoliennes pour le site de Jijel et de 28 éoliennes pour le site de Tébéssa, donnant ainsi des parcs éoliens d'une puissance nominale égale à 74 et 56MW respectivement.
- La production énergétique annuelle nette donne 279GWh pour le premier parc simulé à Jijel et 230GWh pour le deuxième simulé à Tébéssa.

- L'optimisation dans l'emplacement des éoliennes dans les deux fermes éoliennes simulées a permis de réduire au maximum le taux de perte dû à l'effet de sillage avec près de 1.84% de moyenne pour le site de Jijel et 2.23% de pertes pour le site de Tébessa.
- L'analyse technique des deux parcs éoliens a permis de conclure que les deux sites choisis dans notre étude sont favorables à d'éventuelles installations. Sachant que le facteur de capacité est de 46% pour le parc de Tébessa et de 43% pour le parc de Jijel. D'autre part, le nombre d'heure de fonctionnement est de 3776 et 4107 heures par an pour les deux sites de Jijel et Tébessa respectivement.
- Par ailleurs, l'analyse économique donne un coût du kWh produit meilleur au niveau du site de Tébessa avec 0.0154\$ qu'au site de Jijel avec 0.0168\$.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'étude de la ressource éolienne dans deux régions du Nord-Est du pays, à savoir Jijel et Tébessa.

Dans le premier chapitre nous avons défini le vent, son origine, sa mesure et les différents paramètres qui le régissent.

Le deuxième chapitre a compris la définition des capteurs éoliens. Il a été question de présenter l'évolution de l'éolienne dans le temps, les deux grandes familles des aérogénérateurs, les différents composants d'une éolienne à axe horizontale et les différents domaines d'applications des éoliennes.

Dans le troisième chapitre nous avons présenté les différents modèles utilisés dans l'étude du gisement éolien. Il a été question de définir la distribution de Weibull qui est largement utilisée pour caractériser le vent. Par ailleurs nous avons présenté les différentes lois pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent. La fin du chapitre a été consacrée pour définir l'énergie produite par une éolienne, le nombre d'heure de fonctionnement et le coût du kWh produit par une éolienne.

Dans le quatrième chapitre, nous avons présenté la méthodologie, les données ainsi que les outils utilisés dans notre travail. Le programme WAsP a été présenté avec ses différentes entrées élaborées dans notre projet à son entrée comme les données vents, la carte topographique et l'a carte de la rugosité de sols.

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'étude du gisement éolien au niveau des deux régions étudiées, à savoir Jijel et Tébessa.

Le travail comprenait l'estimation de la production énergétique annuelle de deux parcs éoliens de différentes puissances nominales, simulés au niveau du site le plus ventés de chaque région étudiée. A la fin de l'étude, une analyse technico-économique a été effectuée pour chacune des deux fermes éoliennes. Pour cela, différents paramètres qui caractérisent la rentabilité des installations ainsi que l'évaluation du coût du kWh produit ont été présentés pour chaque installations simulées dans notre étude.

Le travail présenté qui a été effectué en grande partie par le software WAsP, a permis d'évaluer pleinement le potentiel éolien disponible dans les deux régions étudiées, où nous avons cartographié la distribution de la vitesse moyenne du vent au niveau des deux régions à 10m de hauteur, pour en déduire les régions les plus aptes à recevoir l'installation d'une ferme éolienne. Par ailleurs, différents paramètres nécessaires dans l'étude du gisement éolien ont été calculés en fonction des années, des mois et des heures de la journée.

Après l'intégration de la carte d'élévation numérique et l'établissement de la carte de rugosité des deux régions, nous avons délimité une zone favorable à l'installation de fermes éoliennes dans chaque région. La simulation de la production énergétique des installations éoliennes a été faite avec une éolienne de type Bonus 2MW d'une puissance nominale de 2MW.

Conclusion générale

Les principaux résultats obtenus de notre étude peuvent être résumés comme suit :

- L'étude au niveau du mât de mesure donne le site de Tébessa plus venté avec une vitesse moyenne annuelle égale à 5.37m/s, une densité de puissance moyenne annuelle de 173W/m² et le Nord-Ouest comme direction prédominante. Par ailleurs, le site de Jijel comprend une vitesse moyenne annuelle égale à 4.8m/s, une densité de puissance moyenne de 127W/m² et le Nord comme direction dominante.
- L'étude mensuelle a permis de déduire que le vent est plus important du mois de Janvier jusqu'au mois de Mars pour le site de Jijel alors que pour le site de Tébessa, le vent est plus important jusqu'au mois d'Avril. Par ailleurs, l'étude du paramètre de forme nous indique que le vent est plus stable durant les mois les plus chauds de l'année pour les deux sites.
- L'étude horaire nous indique que le vent est plus fort et plus constant durant une plus grande partie de la journée au niveau du site de Tébessa qu'au niveau du site de Jijel. D'autre part, il a été constaté que le vent est plus durant la nuit pour les deux régions.
- La cartographie de la vitesse du vent à 10m de hauteur sur l'ensemble des deux régions a permis de délimiter une zone ventée et apte à recevoir l'installation d'une ferme éolienne par région.
- La simulation des fermes éoliennes comprenait un parc de 37 éoliennes pour le site de Jijel et de 28 éoliennes pour le site de Tébessa, donnant ainsi des parcs éoliens d'une puissance nominale égale à 74 et 56MW respectivement.
- La production énergétique annuelle nette donne 279GWh pour le premier parc simulé à Jijel et 230GWh pour le deuxième simulé à Tébessa.
- L'optimisation dans l'emplacement des éolienne dans les deux fermes éoliennes simulées a permis de réduire au maximum le taux de perte dû à l'effet de sillage avec près de 1.84% de moyenne pour le site de Jijel et 2.23% de pertes pour le site de Tébessa.
- L'analyse technique des deux parcs éoliens a permis de conclure que les deux sites choisis dans notre étude sont favorables à d'éventuelles installations. Sachant que le facteur de capacité est de 46% pour le parc de Tébessa et de 43% pour le parc de Jijel. D'autre part, le nombre d'heure de fonctionnement est de 3776 et 4107heures par an pour les deux sites de Jijel et Tébessa respectivement.
- Par ailleurs, l'analyse économique donne un coût du kWh produit meilleur au niveau du site de Tébessa avec 0.0154\$ qu'au site de Jijel avec 0.0168\$.

