

Sommaire

Introduction générale	13
Chapitre 1 : Le vent	
Introduction	17
1/ Définition du vent	17
2/ Définition de l'atmosphère	17
2-1/ Les différents couches de l'atmosphère terrestre	17
2-1-1/ La troposphère	17
2-1-2/ La stratosphère	17
2-1-3/ La mésosphère	18
2-1-4/ La thermosphère	18
2-1-5/ L'exosphère	18
2-2/ Les forces qui agissent sur l'air	18
2-2-1/ La force gravitationnelle	19
2-2-2/ La force de pression	19
2-2-3/ La force de Coriolis	19
2-2-4/ Les forces de frottement	19
2-3/ La couche limite atmosphérique (CLA)	19
2-3-1/ La couche d'Ekman	19
2-3-2/ La couche de surface	19
2-3-3/ La sous-couche rugueuse	19
3/ Quel que types de vents	20
3-1/ Les vents géostrophiques	20
3-2/ Les vents régionaux et locaux	21
3-2-1/ Les brises de mer et terre	21
3-2-2/ Les Brises en montagne	21
4/ Les caractéristiques du vent	22
4-1/ La variabilité temporelle	22
4-2/ La variabilité spatiale	22
5/ La mesure du vent	23
6/ La rose des vents	24
Conclusion	24
Bibliographie	25

Chapitre 2 : Les capteurs éoliens	
Introduction	27
1/ Définition des capteurs éoliens	27
2/ Historique	27
3/ Les différents types d'éoliennes	29
3-1/ Les aérogénérateurs à axe horizontal	31
3-2/ Les aérogénérateurs à axe vertical	31
4/ Architecture d'une éolienne	33
5/ Potentiel énergétique d'une éolienne	34
5-1/ Bilan énergétique d'une éolienne	34
5-2/ Domaine de fonctionnement d'une éolienne	34
Conclusion	35
Bibliographie	36
Chapitre 3 : Analyse pour gisement éolien	
Introduction	38
1/ Potentiel éolien	38
2/ Distribution de Weibull	38
3/ La vitesse moyenne du vent	39
4/ Extrapolation vertical de la vitesse du vent	40
4-1/ La loi logarithmique	40
4-2/ Loi de puissance	40
5/ Rugosité des sols	41
6/ Densité de puissance moyenne	42
7/ Densité énergétique moyenne	43
8/ Energie produite par une éolienne	44
9/ Analyse économique	45
Conclusion	46
Bibliographie	47
Chapitre 4: Wind Atlas Analysis and Application Program –WAsP-	
Introduction	50
1/ Wind Atlas Analysis And Application Program(WAsP)	50
1-1/ Présentation	50

1-2/ Données utilisées	
1-2-1/ Données vent	50
1-2-2/ Données des obstacles	51
1-2-3/ Données topographiques	51
1-2-4/ Données de rugosité	51
1-3/ Résultat obtenue	51
2/ Définition de la latitude et la longitude	52
3/ La carte topographique	52
4/ Différence entre l'altitude et la hauteur	52
5/ L'Office National de la Météorologie	52
Conclusions	53
Bibliographie	54
Chapitre 5 : Résultats et interprétations	
Introduction	56
1/ Etude statistique au niveau du mât de mesure	56
1-1/ Etude annuelle globale	56
1-2/ Etude annuelle (de 1981 à 1990)	58
1-3/ Etude mensuelle (de janvier à décembre)	59
1-4/ Journée type (en fonction des heures de la journée)	62
2/ Données utilisées	63
2-1/ Données vents	63
2-2 / Groupe d'obstacles	63
2-3/ Topographie du site	64
2-4/ Rugosité de la région	66
3/ Etablissement de la carte éolienne de la région	68
4/ Simulation de fermes éoliennes	74
4-1/ Description de l'éolienne choisie	74
4-2/ Choix du site, disposition des éoliennes et énergie produite	76
5/ Analyse économique	82
Conclusion	83
Bibliographie	85
Conclusion générale	86

Liste des tableaux

Chapitre 3 : Analyse pour gisement éolien

Tableau 3-1: valeur du coefficient de friction pour différents types de terrain α

Tableau 3-2 : Classification des types des terrains selon la longueur et la classe de rugosité

Chapitre 5 : Résultats et interprétations

Tableau 5-1. Données géographiques de la station et la période de mesure

Tableau 5-2: La vitesse moyenne du vent V , la densité de puissance moyenne P et les deux paramètres de Weibull A et k des années allant de 1981 à 1990

Tableau 5-3: Evolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent V , la densité de puissance moyenne P et les deux paramètres de Weibull A et k .

Tableau 5-4: La vitesse moyenne du vent V , la densité de puissance moyenne P et les deux paramètres de Weibull A et k en fonction des heures de la journée

Tableau 5-5 :Tableau utilisé pour la détermination des obstacles au tour du mat de mesure

Tableau 5-6 : Tableau utilisé pour l'établissement de la rugosité des terrains dans la région étudiée

Tableau 5-7: Caractéristiques de la Nordex N50

Tableau 5-8 : Caractéristiques des paramètres du gisement éolien à l'entrée de chaque voile et la production énergétique de chaque éolienne

Tableau 5-9 : Production énergétique totale du parc éolien de 18,4MW

Tableau 5-10 : l'Energie Produite Totale (TEP), la Valeur Présente des Coûts (PVC) et le coût du kWh (CPU) sur 20 ans

Listes des figures

Chapitre 1: le vent

Figure 1-1. Différentes couches de l'atmosphère terrestre

Figure 1-2. Couche limite atmosphérique

Figure 1-3. La brise de pente montante

Figure 1-4. La brise de pente descendante

Figure 1-5. L'anémomètre

Figure 1-6. La girouette

Chapitre 2 : Les capteurs éoliens

Figure 2-1. Première éolienne créée par Charles F.

Figure 2-2. Éolienne de Poul La cour

Figure 2-3. Éolienne de Darrieus

Figure 2-4. Courbes caractéristiques des aérogénérateurs

Figure 2-5. Schéma de principe du rotor de Savonius

Figure 2-6. Schéma du rotor de Savonius

Figure 2-7. Photographie d'une éolienne de Darrieus

Figure 2-8. Schéma du rotor de Darrieus

Figure 2-9. Composants d'une éolienne

Figure 2-10. Courbe de puissance d'une éolienne

Chapitre 5 : Résultats et interprétations

Figure 5-1: Rose des vents annuelle pour la région de Tlemcen

Figure 5-2: Histogramme annuel global de distribution de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m, de la région de Tlemcen

Figure 5-3 : Histogramme qui donne l'évolution de la vitesse moyenne du vent en fonction des années

Figure 5-4 : Histogramme représentant l'évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent.

Figure 5-5 : Evolution mensuelle des roses des vents mensuelles pour la région de Tlemcen

Figure 5-6 : Histogramme qui détermine l'évolution de la vitesse moyenne en fonction des heures de la journée.

Figure 5-7 : Les obstacles qui sont au tour du mât de mesure sis à l'aéroport de Zénata

Figure 5-8 : Carte topographique en 2D de la région choisie pour notre étude

Figure 5-9 : La carte topographique avec rugosité de la région de Tlemcen

Figure 5-10 : la carte de rugosité la région de Tlemcen

Figure 5-11 : Synchronisation de la délimitation de zones à rugosité avec Google Earth

Figure 5-12 : Carte des vents à 10m de hauteur pour la région de Tlemcen avec une résolution de 2000m.

Figure 5-13 : Carte des vents à 10m de hauteur pour la partie sud de Tlemcen avec une résolution de 1000m

Figure 5-14 : Carte des vents à 10m de hauteur pour la partie sud-est de la région de Tlemcen avec une résolution de 200m

Figure 5-15 : Zoom de la carte des vents pour la partie sud-est de la région de Tlemcen

Figure 5-16 : Carte des vents pour la partie sud-ouest de la région de Tlemcen à 10m de hauteur avec une résolution de 300m

Figure 5-17 : Zoom de la carte des vents pour la partie sud-ouest de la région de Tlemcen vents

Figure 5-18 : Carte de la densité de puissance moyenne à 10m de la région sud de Tlemcen, avec une résolution de 1000m

Figure 5-19 : Carte de la densité de puissance moyenne à 10m de la partie sud-est de Tlemcen avec une résolution de 200m

Figure 5-20 : Carte de la densité de puissance moyenne à 10m de la partie sud-ouest de Tlemcen avec une résolution de 300m

Figure 5-21 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur NORDEX N50

Figure 5-22 . Disposition des éoliennes dans un parc d'une capacité de 18,4 MW

Figure 5-23. Zoom sur l'espacement entre les aérogénérateurs de la ferme éolienne (respect de la distance 4 x le diamètre)

Figure 5-24. Vue sur la disposition des éoliennes sur la carte de l'évolution de la production énergétique annuelle de l'éolienne Nordex N50

Figure 5-25. Synchronisation de la carte de la production énergétique annuelle de la Nordex N50 avec Google Earth

Figure 5-26. Simulation sur Google Earth de l'emplacement des éoliennes sur les hauteurs du site choisi

Nomenclature

Z_0	Longueur de rugosité	m
λ	Vitesse spécifique	
U	Vitesse de l'extrémité des pales	m/s
V	Vitesse du vent	m/s
C_p	Coefficients de puissance	
$P_{\max, \text{extrait}}$	Puissance maximal extraite	W
$P_{\text{cinétique}}$	Puissance cinétique	W
CF	Coefficient de poussée	
CM	Coefficient de couple	
$f(v)$	Densité de probabilité de Weibull	
k	Facteur de forme de Weibull	
$F(v)$	Fonction de distribution cumulée de Weibull	
A	Facteur d'échelle de Weibull	m/s
V_m	Vitesse moyenne du vent	m/s
n	Nombre de données de vitesses de vent non nulles	
Z_1	Hauteur du mât de mesure	m
Z_2	Hauteur de l'éolienne	m
V_1	Vitesse mesuré au niveau du mât de mesure	m/s
V_2	Vitesse qu'on veut déterminer	m/s
α	Exposant	
ρ_i	Densité de l'air à l'instant i	kg/m ³
V_i	Vitesse du vent mesurée à un instant i	m/s
N	Nombre total des mesures effectuées dans une période déterminée	
\bar{P}	Densité de puissance moyenne	W/m ²
ρ	Densité de l'air	Kg/m ³
d	Nombre de journée considéré dans le mois	

\bar{E}_j	Densité énergétique moyenne journalière	Wh/m ² /jour
\bar{E}_m	Densité énergétique moyenne mensuelle	Wh/m ² /mois
\bar{E}_a	Densité énergétique moyenne annuelle	Wh/m ² /an
T	Nombre d'heures pour un nombre de journée d'une période définie	
P _n	Puissance électrique nominale d'une éolienne	W
V _{vmin}	Vitesse de démarrage d'une éolienne	m/s
E_e	Energie éolienne brute extraite	Wh
P_e	Puissance de sortie moyenne brute	W
S	Surface de la voile	m ²
AEP	Production énergétique annuelle	KWh
PVC	Valeur Présente des Coûts	\$
CPU	Prix du kWh	\$/kWh
TEP	Energie Produite Totale	GWh

Introduction générale :

L'électricité est devenue une énergie indispensable à la vie et sa consommation évolue de jour en jour. La partie majeure de cette production est à base d'hydrocarbures qui ne peut être exploitée que pour quelques décennies, ce qui laisse présager une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. Il existe deux sources d'énergie en dehors des hydrocarbures qui sont en mesure de fournir de l'énergie à long terme, à savoir le charbon et l'énergie nucléaire. Plusieurs études estiment qu'il y a suffisamment de charbon pour plusieurs siècles au rythme actuel de consommation. Malheureusement, le charbon et le nucléaire présentent de sérieux problèmes d'environnement, parmi lesquels on peut citer le réchauffement climatique dû aux gaz à effet de serre et les différentes pollutions industrielles.

Par ailleurs la surexploitation des ressources naturelles fossiles limitées et épuisables dans le temps poussent les pays développés et émergents à se rabattre vers des énergies inépuisables, propres et renouvelables tels que le solaire, la géothermie, la biomasse et l'énergie éolienne. [1]

L'énergie électrique d'origine éolienne est parfois considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables à développer pour remplacer les hydrocarbures. Mais en raison de la nature fluctuante du vent, l'éolien ne peut être considéré que comme une source d'énergie de complément et non de remplacement des solutions classiques. Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne. L'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur mondial avec une production de 14.6 GW en 2003, l'Espagne est au deuxième rang avec 6.4 GW, les USA au troisième rang avec 6.3 GW et le Danemark au quatrième rang avec 3.1 GW. La France est au dixième rang européen avec 0.253 GW. **L'Union Européenne avec 4,15 GW**. Alors qu'en Algérie, nous sommes encore dans un stade préliminaire avec une seule ferme éolienne pilote d'une capacité nominale de 10MW, sachant que la vitesse moyenne annuelle est comprise entre 2 et 6m/s. [2]

Par ailleurs, plusieurs plans pour le développement des énergies renouvelables ont été adoptés par le gouvernement algérien, et le plus récent qui date de Mars 2015 [3] consiste à produire 22 000 MW pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030, dont plus de 4500 MW doivent être réalisés d'ici 2020. En outre, l'éolien représente le deuxième axe avec 5010MW qui doit être produite au total dont 1010MW à l'horizon 2020.

Vu sa position géographique, l'Algérie dispose d'un potentiel en termes de ressources énergétiques renouvelables considérable. Concernant l'éolien, et bien que la majorité des études dans le pays donne le sud comme le plus favorable pour l'utilisation de cette énergie, les régions du nord et des Hauts-Plateaux restent en grande partie méconnues. D'où le but de ce travail qui consiste en une étude technico-économique du gisement éolien à Tlemcen, en utilisant le logiciel WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) et des données météorologiques collectées au niveau de la station météorologiques sise à l'aéroport de Zénata.

Dans le premier chapitre, nous définirons le vent avec ses caractéristiques, les paramètres qui le régissent, la structure de l'atmosphère dans laquelle il se déplace ainsi que sa variabilité temporelle.

Le deuxième chapitre comprendra des généralités les éoliennes. Nous présenterons la machine, ses différents composants et ses caractéristiques.

Dans le troisième chapitre nous présentons les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent, pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne ainsi qu'une méthode pour estimer le coût du kWh produit.

Le quatrième chapitre de notre travail comprend la présentation du logiciel WAsP avec lequel la majeure partie de notre travail est effectuée.

Le dernier chapitre de ce travail consiste à présenter les différents résultats obtenus dans l'étude du gisement éolien de la région. Le potentiel éolien en termes de vitesse, densité de puissance moyenne ainsi que les deux paramètres de Weibull seront présentés à 10m du sol, en fonction des mois, des années et des heures de la journée. Par ailleurs, les résultats de l'analyse statistique du potentiel éolien, serviront à l'établissement de la carte des vents de la région. Cette étape sera suivie par la simulation de la production énergétique d'un parc éolien, implanté sur les hauteurs de la ville en utilisant le logiciel WAsP. En dernier lieux, nous estimerons le coût du kWh produit par la ferme éolienne.

De ce fait, la présente étude donne un aperçu sur la contribution de la région nord-ouest du pays dans la production énergétique de source éolienne, relative au nouveau programme gouvernemental.

Bibliographie

[1] Boudia-Sidi-Mohammed, «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie», Thèse de Doctorat, Université Abou BekrBelkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2013.

[2] Rejem Radia, «Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne», Université de Constantine, 2009.

[3]CREG, Programme des énergies renouvelables 2015-2030.

Chapitre 1

Le vent

Introduction

Dans ce premier chapitre, nous aborderons la définition du vent, sa localisation, ses différents types, sa mesure ainsi que les différentes forces qui y agissent. Cette partie concerne un aspect théorique sur le phénomène du vent qui est la source même de notre mémoire.

1/Définition du vent [1-3]

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

2/Définition de l'atmosphère [4]

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

2-1/ Les différents couches de l'atmosphère terrestre [5]

L'atmosphère est d'une épaisseur qui avoisine 10 000 km et est divisée en 5 couches superposées, comme montré sur la Figure 1-1.

2-1-1/La troposphère

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

2-1-2/La stratosphère

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

2-1-3/La mésosphère

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

2-1-4/La thermosphère

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

2-1-5/L'exosphère

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

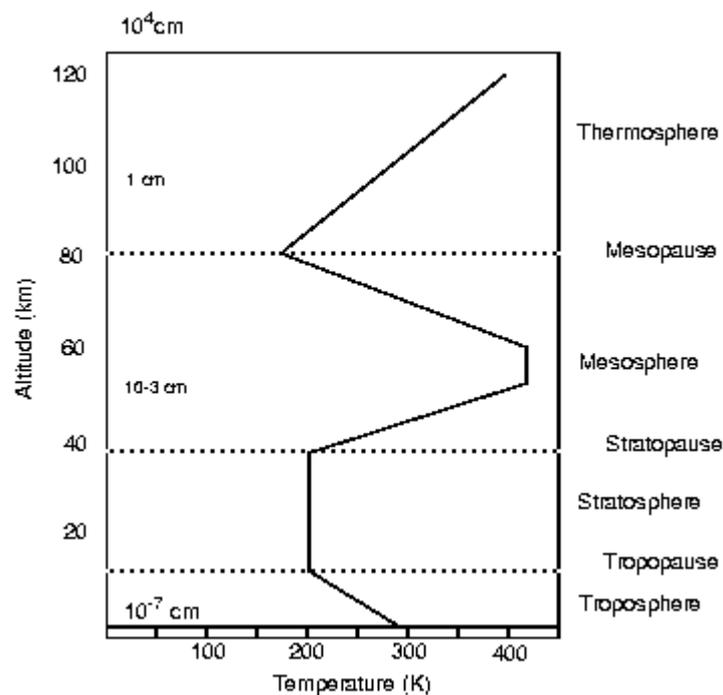


Figure1-1. Différentes couches de l'atmosphère terrestre [6]

2-2/Les forces qui agissent sur l'air

Il existe quatre forces majeures qui agissent sur une partie élémentaire de l'air [7], à savoir :

2-2-1/La force gravitationnelle

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

2-2-2/La force de pression

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

2-2-3/La force de Coriolis

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

2-2-4/ Les forces de frottement

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

2-3/La couche limite atmosphérique (CLA)

Etant donné que les éoliennes standards d'aujourd'hui dépassent rarement une hauteur de 100m, cette section donne un aperçu sur la couche la plus proche de la terre, dite la Couche Limite Atmosphérique (CLA). Comme montré sur le Figure 1-2, cette partie basse de l'atmosphère se divise en trois grandes parties [7] :

2-3-1/La couche d'Ekman

Qui est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis.

2-3-2/ La couche de surface

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

2-3-3/La sous-couche rugueuse

Qui est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer

plane à quelques dizaines de mètres en ville. Ceci est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 .

Par ailleurs, la couche limite atmosphérique CLA est fonction de plusieurs paramètres, tel que la vitesse du vent, la rugosité des sols et l'ensoleillement variable suivant les lieux et l'heure de la journée. [7]

COUCHE LIMITE ATMOSPHERIQUE

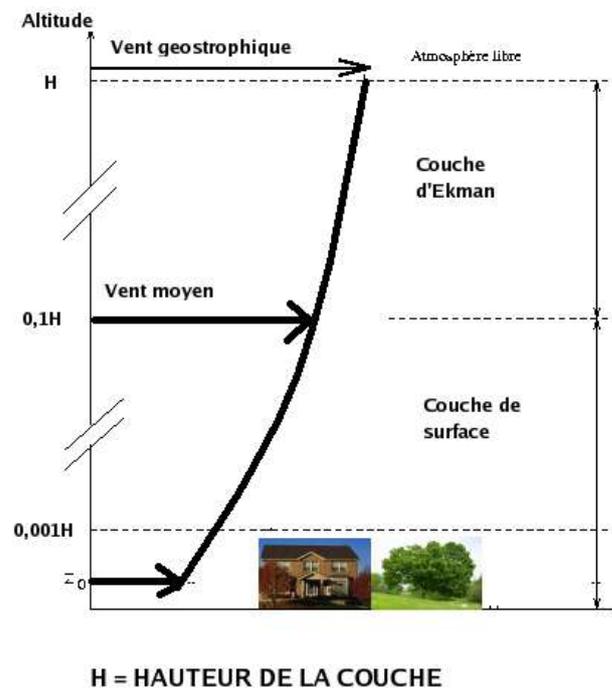


Figure 1-2. Couche limite atmosphérique [8]

3 /Quel que types de vents [9]

3-1/Les vents géostrophiques

Appelés aussi vent globaux, ils sont le produit d'écart de température et de variation des pressions qui en résultent. A noter que la surface du sol a très peu d'influence sur la direction et la vitesse de ces vents.

3-2/ Les vents régionaux et locaux

3-2-1/ Les brises de mer et terre [9]

C'est un phénomène qui se situe au niveau des côtes, en fonction de la température du sol, qui est à peu près celle de la mer en début de matinée; Par contre, à partir de neuf heures, cette température commence à s'élever, l'air qui repose sur la terre devient plus léger et gagne les hautes régions de l'atmosphère et est, remplacé par l'air de la mer. Ainsi est naît la brise de mer. Celle-ci commence à diminuer vers trois ou quatre heures de l'après-midi et cesse vers neuf heures, alors que la température de la côte descend au-dessous de la moyenne. A ce moment règnent quelques heures de calme. Par contre, la température sera plus élevée sur la mer, où un mouvement en sens inverse s'établit, et le vent souffle de la terre vers la mer. On a la brise de, qui dure jusqu'au lever du soleil. Ces vents ne se font pas sentir à une grande distance des côtes où règnent des vents constants.

Par ailleurs, il existe, dans les montagnes, la production de phénomènes identiques, par la différence d'échauffement des sommets et des vallées, aux différentes heures du jour. Aussi, des alternances semblables se produisent sur les grands lacs .

3-2-2/Les Brises en montagne [10]

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



Figure 1-3. La brise de pente montante [10]

De nuit, on assiste aux effets inverses où l'air en contact avec le sol se refroidit et s'écoule le long de la pente (Voir Figure 1-4). Ainsi, la brise de vallée descendante (ou brise d'amont) est alimentée par l'air qui s'écoule le long de la pente.

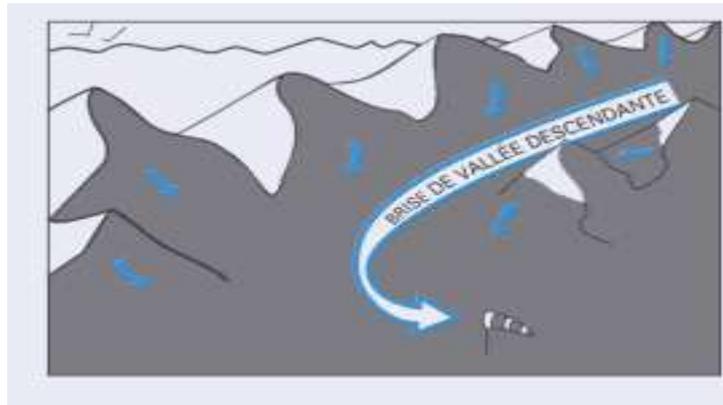


Figure 1-4. La brise de pente descendante [10]

4/Les caractéristiques du vent

Le vent est caractérisé d'une part par sa variabilité temporelle et d'autre part, par sa variabilité spatiale. [7]

4-1/La variabilité temporelle

Le vent est une source d'énergie qui n'est pas stable vu le changement brusque et rapide de sa vitesse et de sa direction par rapport au temps. En accord avec ces changements, la puissance et l'énergie éolienne disponible dans un site donné varient. Dans ce cas, et selon la fréquence, nous distinguons trois types de variabilités [7] :

- Variabilités à haute fréquence, où la vitesse peut varier de plus de 2m/s durant une dizaine de seconde.
- Variabilités à moyenne fréquence qui sont déterminées par les vitesses journalières ou horaires,
- Variabilités à basse fréquence qui concernent les variations saisonnières et mensuelles.

4-2/La variabilité spatiale

En contrepartie de la variabilité temporelle, le vent peut varier dans l'espace, d'un endroit à un autre. Ainsi, nous distinguons, deux types de variabilité spatiale [7] :

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

5/La mesure du vent [11]

La mesure du vent comprend deux grandeurs à savoir, la vitesse et la direction du vent. Pour mesurer la vitesse du vent on se sert d'un anémomètre. Ce dernier est un instrument qui se compose de 3 petites coupelles hémisphériques, disposées à l'extrémité de bras métalliques espacés de 120° (Figure 1-5). Un compteur relié à l'axe de rotation permet de lire la vitesse et de l'enregistrer suivant les modèles.



Figure 1-5. L'anémomètre

Aussi, il est à noter que la vitesse du vent peut être exprimée en milles, en kilomètres par heure, en mètres par seconde ou en nœuds.

Par ailleurs, pour connaître la direction des vents on se sert d'une girouette, souvent associée à l'anémomètre (Figure 1-6). Lorsque le vent change de direction, il pousse sur la grosse partie de la flèche (l'arrière) jusqu'à ce qu'elle soit alignée avec le vent (parallèle au vent). Cela a pour conséquence de faire pointer la flèche dans la direction d'où provient le vent. On se réfère alors aux quatre principaux points cardinaux pour juger de la direction d'où vient le vent. On place habituellement la girouette à 10 m du sol.



Figure 1-6. La girouette

Ainsi, la direction du vent est exprimée comme un point de la boussole d'où le vent souffle. De l'air se déplaçant du Sud-Ouest au Nord-Est s'appelle un vent de Sud-Ouest. A noter que la direction peut également être exprimée en degrés, où le vent de Sud-Ouest est relatif à une direction de 220°.

6/ La rose des vents

La rose des vents est construite pour avoir une idée de la distribution des vitesses et des directions du vent. Elle est construite à partir des observations météorologiques faites dans une région sur une ou plusieurs années. Elle peut être composée de plusieurs secteurs, comme huit, douze ou bien seize secteurs. [12]

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons eu un aperçu sur la source même de notre étude qui est le vent. Ainsi, nous avons défini l'atmosphère dans lequel se déroule le phénomène en lui-même et avons représenté les différentes couches qui composent ce dernier. Par la suite, nous avons donné les différents types de vents et les forces qui le modifient. A la fin, tout en mettant l'accent sur sa variabilité spatiale et temporelle, nous avons présenté comment et avec quels appareils il est possible de mesurer le vent.

Bibliographie

- [1] <http://www.passion-meteo.net/decouverte/vents.htm> (Février 2015)
- [2] <http://www.meteo.org/phenomen/vent.htm> (Février 2015)
- [3] http://meteocentre.com/internet/vent/p_vent1_def.htm (Février 2015)
- [4] M. Benmedjahed, « Gisement éolien de la région côtière de Béni-Saf Et son impact sur l'environnement », Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen. 2009
- [5] http://www.professeurphifix.neteveilgeographie_atmosphere.pdf(Février 2015)
- [6] http://atlantic.evsc.virginia.edu/~bph/AW_Book/AW_Book_15.html(Février 2015)
- [7] S.M. Boudia, «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie», Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen. 2013.
- [8] http://fr.wikipedia.org/wiki/Couche_limite#mediaviewer/File:Couche_limite_atmos.png (Février 2015)
- [9] <http://www.cosmovisions.com/vent.htm> (Février 2015)
- [10] http://www.acriv.org/fichiers/pdf/BIA/03-Meteo/Fiche-308-Les_vents_locaux.pdf (Février 2015)
- [11] <http://www.passion-meteo.net/decouverte/vents.htm> (Février 2015)
- [12] F .Chellali , «Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie», Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger. 2011.

Chapitre 2

Les capteurs éoliens

Introduction

Dans ce chapitre qui représente la deuxième étude d'aspect théorique de notre mémoire, nous donnerons la définition de la machine éolienne qui transforme l'énergie cinétique du vent en une énergie mécanique de rotation. Par ailleurs, nous présenterons les différents types et classes d'éoliennes, leurs caractéristiques et leurs différentes composantes.

1/Définition des capteurs éoliens [1]

Une éolienne produit de l'électricité grâce au vent. Sa force actionne les pales d'une hélice, qui met en mouvement un alternateur. Sous l'effet du vent, l'hélice, appelée aussi rotor, se met en marche. Le rotor est situé au bout d'un mât car les vents soufflent plus fort en hauteur. Suivant le type d'éoliennes, le mât varie entre 10 et 100 m de haut. Le rotor comporte généralement 3 pales, mesurant entre 5 et 90 m de diamètre. L'hélice entraîne un axe dans la nacelle, appelé arbre qui est relié à un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la rotation de l'axe, l'alternateur produit un courant électrique alternatif.

Un transformateur situé à l'intérieur du mât élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes à moyenne tension du réseau. Pour pouvoir démarrer, une éolienne nécessite une vitesse de vent minimale d'environ 10 à 15 km/h. Pour des questions de sécurité, l'éolienne s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le vent dépasse 90 km/h. La vitesse optimale est de 50 km/h.

2/Historique [2]

On estime que le principe de l'éolienne était déjà connu 200 avant J-C, chez les Perses qui utilisaient des moulins à vents afin de moulinier le grain.

Ce n'est qu'au Moyen Age que les moulins à vent se sont considérablement développés notamment aux Pays Bas qui s'en servaient et même aujourd'hui pour pomper l'eau des rivières et des canaux.

La première éolienne destinée à produire de l'électricité (voir Figure 2-1) fut construite par Charles F. Brush en 1887. Composée de 144 pâles et d'un diamètre de 17 m, elle ne produisait que 12 kW.

Le météorologiste danois Poul La Cour qui voyait dans l'électricité une des techniques qui auraient le plus d'importance dans l'avenir, avait mené des recherches pour améliorer l'efficacité des moulins à vent et améliorer l'invention de Charles F.

Brush. Il conclut ainsi qu'une éolienne à rotation rapide (voir Figure 2-2) ayant un nombre de pales limité produisait plus d'électricité. Ceci a été possible grâce à ses recherches dans une soufflerie aérodynamique.

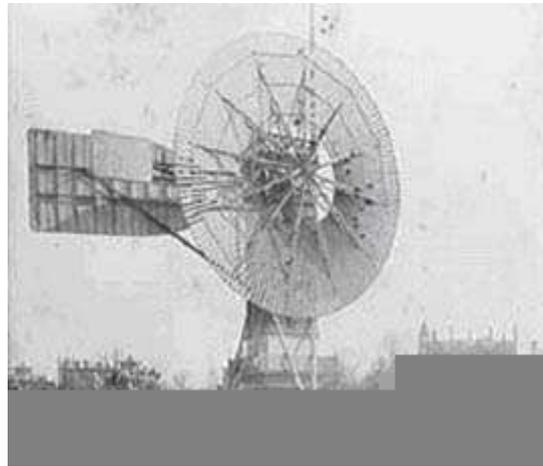


Figure2-1. Première éolienne créée par Charles F. Brush [2]



Figure2-2. Éolienne de Poul La cour [2]

Plus tard, Darrieus, un ingénieur français fit construire en 1983 la première éolienne à axe vertical. Cette éolienne dite de type Darrieus (voir Figure 2-3) dont le fonctionnement repose sur l'effet de portance subit par un profil soumis à l'action d'un vent relatif (effet qui s'exerce sur les ailes d'un avion). Cette configuration présente un important avantage sur les éoliennes classiques, où l'éolienne peut fonctionner quelle que soit la direction du vent. Des recherches sont en cours actuellement visant à améliorer ce système qui reste fragile en cas de vents trop violents.



Figure 2-3. Eolienne de Darrieus [2]

En Algérie, la première éolienne a été installée à Adrar en 1953. A l'époque, cette éolienne faisait partie des trois premières grandes éoliennes dans le monde et la 1^{ère} installée en Afrique avec une capacité de pompage de 50 litres par seconde (à trois hélices avec une forme aérodynamique de 15 m de diamètre). Cette éolienne se trouve hors d'usage depuis 1969. [3-4]

Entre temps, plusieurs pompes éoliennes multi-pales, ont été mises en place dans les zones isolées pour l'intérêt des agriculteurs et des éleveurs, notamment à Djelfa, M'sila, Laghouat et Ghardaïa. La plupart de ces pompes éoliennes ont été fabriquées en Algérie par deux usines situées au niveau de Laghouat et El-Berouaguia. [4]

3 /Les différents types d'éoliennes [5]

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées et il existe deux types d'éoliennes:

1. Les aérogénérateurs à axe vertical,
2. Les aérogénérateurs à axe horizontal.

Le graphique de la Figure 2-4 donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse spécifique λ pour différents types d'éoliennes.

Sachant que : [6]

La vitesse spécifique ou le paramètre de rapidité λ est le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales et la vitesse du vent. Les machines peuvent être classées en fonction de ce paramètre tel que :

$$\lambda = \frac{U}{v} \quad (1)$$

avec :

1. U : vitesse de l'extrémité des pales (m/s)
2. v : vitesse du vent (m/s)

Et :

Le coefficient de puissance C_p (rendement maximale) est estimé par la formule de Betz [7] qui est donnée par l'équation 2 [8]. Ce coefficient détermine la quantité maximale d'énergie cinétique du vent qui peut être convertie en énergie mécanique (rotation du rotor) avec un rendement qui ne peut dépasser $16/27$ soit approximativement 59 % [9].

$$P_{\max, \text{extraite}} = \frac{16}{27} P_{\text{cinétique}} \quad (2)$$

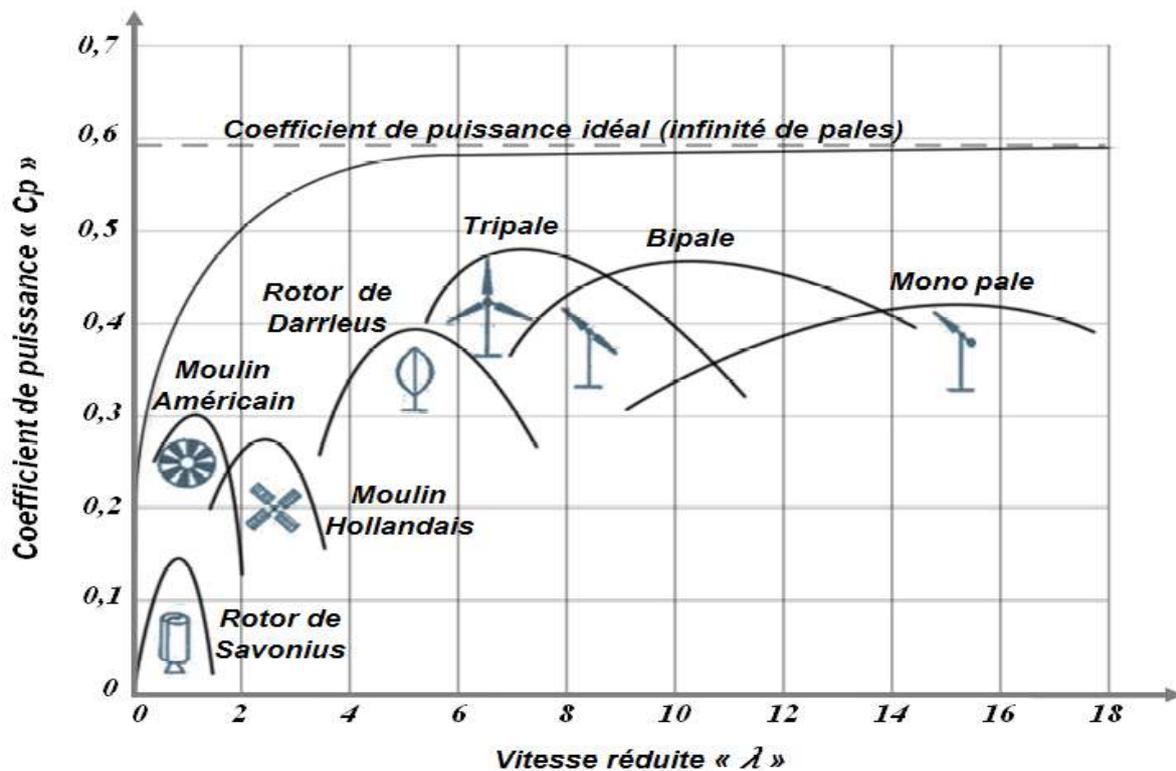


Figure 2-4. Courbes caractéristiques des aérogénérateurs [10]

3-1/ Les aérogénérateurs à axe horizontal

Les voilures à axe horizontal sont les plus utilisées actuellement. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent des voilures à deux pales, trois pales et multiples. A noter que les éoliennes à trois pales sont les plus courantes. La caractéristique de puissance C_p dépend principalement du nombre de pales comme le montre la Figure 2-4 et des propriétés aérodynamiques de la voile (coefficient de poussée C_F , coefficient de couple C_M ...). [11]

A noter aussi, qu'il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal [12]:

- Amont : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.
- Aval : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto-orientable.

La disposition des turbines en amont est la plus utilisée pour sa simplicité et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances, où les efforts de manœuvre sont moins importants avec une meilleure stabilité. Les pales des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.

Aujourd'hui, l'éolienne à axe horizontal, présente un réel intérêt pour la production d'électricité à grande échelle.

3-2/ Les aérogénérateurs à axe vertical [11]

Les pylônes des éoliennes à axe vertical sont courts, entre 0,1 et 0,5 fois la hauteur du rotor. Cela permet de placer tout le dispositif de conversion de l'énergie (génératrice, multiplicateur, etc.) au pied de l'éolienne, facilitant ainsi les opérations de maintenance. De plus, il n'est pas nécessaire d'utiliser un dispositif d'orientation du rotor comme pour les éoliennes à axe horizontal. Cependant, les vents sont faibles à proximité du sol, ce qui induit un moins bon rendement car l'éolienne subit les turbulences du vent. De plus, ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mât subit de fortes contraintes mécaniques. Pour ces raisons, de nos jours, les constructeurs d'éoliennes privilégient les éoliennes à axe horizontal. Les deux types de structures d'éoliennes à axe vertical les plus répandues sont:

- Le rotor de Savonius montré sur les Figures 2-5 et 2-6. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble.

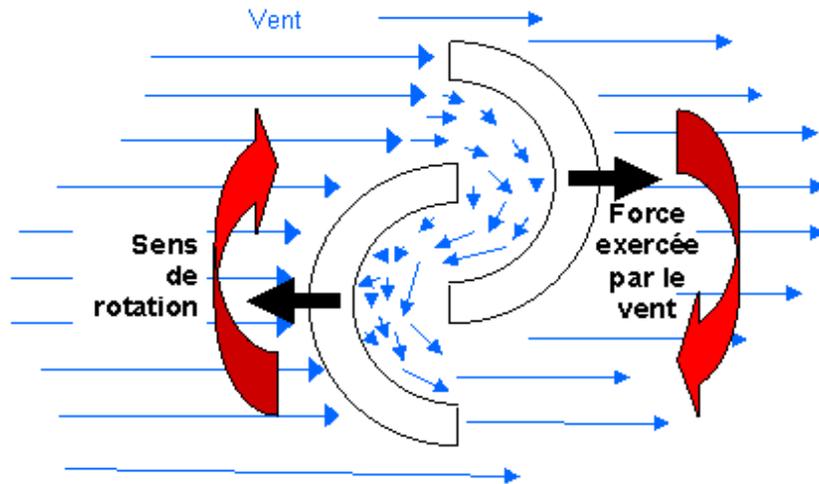


Figure2-5. Schéma de principe du rotor de Savonius [11]

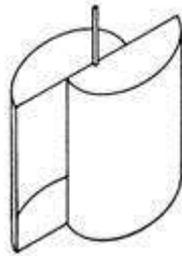


Figure2-6. Schéma du rotor de Savonius [11]

• Le rotor de Darrieus représenté sur les Figures 2-7 et 2-8 montre un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles et soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif.



Figure2-7. Photographie d'une éolienne de Darrieus [11]



Figure2-8. Schéma du rotor de Darrieus[11]

4/Architecture d'une éolienne [13]

Une éolienne de production d'électricité comprend trois composants majeurs :

1. Le mât qui permet aux pales de l'éolienne de se trouver à une hauteur suffisante pour bénéficier d'un vent plus régulier et plus fort. Le mât de l'éolienne contient également des éléments électriques et électroniques nécessaires à la production d'électricité,
2. La nacelle, au sommet du mât, qui abrite des composants électriques, électroniques, mécaniques et pneumatiques,
3. Le rotor, qui regroupe des pales qui tournent grâce à la vitesse du vent. Le rotor est équipé d'un moteur qui le fait tourner pour s'orienter de manière optimale, en fonction de la direction du vent.

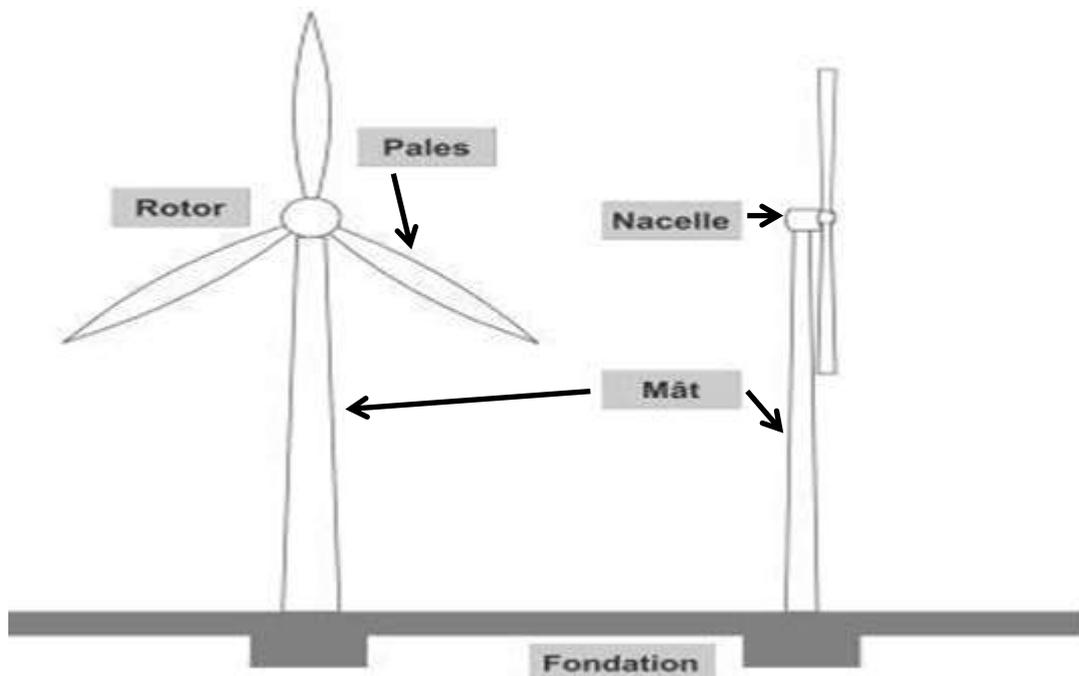


Figure2-9. Composants d'une éolienne [14]

5/Potentiel énergétique d'une éolienne

5-1/Bilan énergétique d'une éolienne [15]

La puissance nominale d'une éolienne est l'énergie que peut produire une éolienne par unité de temps dans des conditions optimales de fonctionnement, c'est-à-dire quand la vitesse et la direction du vent sont telles, que l'éolienne fonctionne à plein régime.

Celle-ci dépend de la surface balayée par le rotor, plus la surface est importante, plus l'énergie développée est grande.

5-2/ Domaine de fonctionnement d'une éolienne :

La Figure 2-10 donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

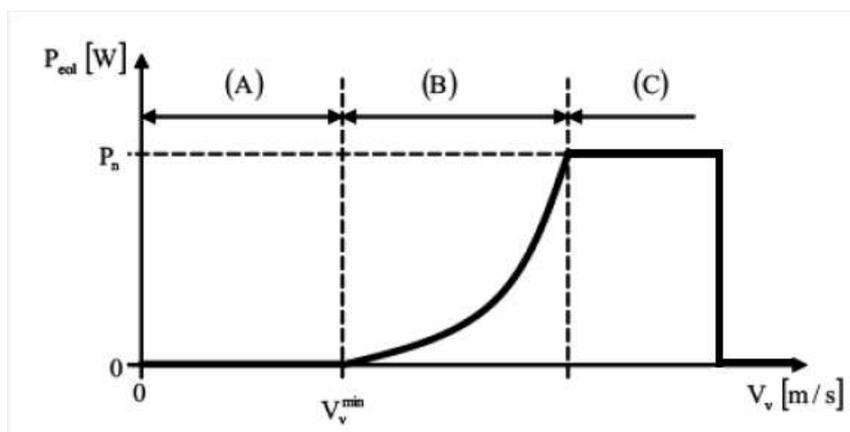


Figure 2-10. Courbe de puissance d'une éolienne [5]

- La partie **A** où la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage V_{vmin} . Dans ce cas, la puissance produite est nulle car le rotor ne tourne pas.
- La partie **B** représente la partie où il y'a un mouvement au niveau de la turbine qui est actionnée par un vent supérieur à V_{vmin} jusqu'à atteindre une valeur maximale de puissance (puissance nominale P_n) et qui représente la puissance maximale de la turbine.
- La partie **C** est une zone où la puissance est maximale dans une marge de vitesse de vent qui peut supporter la turbine.
- Au-delà d'une certaine limite de vitesse du vent la turbine doit être arrêtée.

Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons donné la définition d'une éolienne, son évolution dans le temps. En présentant le domaine de son utilisation, nous avons défini les deux grandes familles d'éoliennes et l'architecture d'une éolienne à axe horizontale. Ce chapitre nous a aidé à comprendre le fonctionnement de la machine en présentant la courbe de puissance propre à chaque éolienne, nécessaire dans l'estimation de la production énergétique.

Bibliographie

- [1] <http://jeunes.edf.com/article/comment-fonctionne-une-eolienne,136>(Mars 2015)
- [2] http://tpe.samron.free.fr/TPE-SamRon/I__ Histoire_ et_ fonctionnement_ de_ leolienne.html (Mars 2015)
- [3] http://www.vitaminefr.com/articles2014/adrar-remise-en-service-de-la-plus-vieille-eolienne/Articles_19609_196168_1_1.html (Mars 2015)
- [4] F .Chellali , «Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie», Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger. 2011.
- [5] A. Mirecki .Thèse Doctorat « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Institut National Polytechnique. Toulouse. 2005.
- [6] http://eolienne.f4jr.org/eolienne_etude_theorique (Mars 2015)
- [7] Betz A. Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen 1920; 26: 307–309.
- [8] http://fr.wikipedia.org/wiki/Limite_de_Betz
- [9] S.M. Boudia, «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie», Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen, 2013.
- [10] <http://chris-bonsai.perso.sfr.fr/Eoliennes/B11TheorieEolienne.html> (Mars 2015)
- [11] GASSAB Samir«Modélisation d'une centrale à énergie renouvelable photovoltaïque-éolienne»,Thèse de Magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF UFAS (ALGERIE),2011.
- [12] <http://sites-final.uclouvain.be/e-lee/FR/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Generalites/GeneralitesEolien2.htm> (Mars 2015)
- [13] <http://www.fournisseurs-electricite.com/architecture-dune-eolienne> (Mars 2015)
- [14] <http://www.meteolien.eu/r30-les-eoliennes-pour-la-production-electrique.html> (Mars 2015)
- [15] <http://www.mtaterre.fr/dossier-mois/archives/chap/682/Le-fonctionnement-de-l-energie-eolienne> (Mars 2015)

Chapitre 3

Analyse pour gisement éolien

Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent et pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne. Dans un premier temps, nous définirons la distribution de Weibull qui est utilisée pour modéliser la distribution de la vitesse du vent. Nous aborderons par la suite l'ensemble des paramètres utiles pour estimer le potentiel éolien d'une région, à savoir la vitesse moyenne, la densité de puissance moyenne et la densité énergétique moyenne du vent. La vitesse du vent à l'entrée de la voilure n'étant pas la même que celle enregistrée au niveau du mât de mesure, le présent chapitre comprendra aussi quelques modèles utilisés pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent. A la fin, nous présentons la méthode pour évaluer l'énergie produite à la sortie d'une éolienne avec l'analyse économique du kWh produit.

1 /Potentiel éolien

Le potentiel éolien dans une région donnée se calcul à partir des distributions de la vitesse moyenne. Lorsqu'on dispose de mesures de vent, l'information peut être représentée sous forme d'histogramme. Ce dernier illustre la variation de la fréquence relative des vitesses du vent.

La modélisation de la distribution de la vitesse du vent se fait à partir de plusieurs modèles [1], présents dans la littérature qui sont utilisés pour ajuster les distributions de la vitesse du vent sur une période de temps. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull [2]. Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par Justus et al. [3-4].

2/Distribution de Weibull [5]

La vitesse du vent varie en permanence. Pour prévoir la production d'énergie d'une éolienne, il faut connaître la force et la fréquence exactes du vent. On mesure pour cela la vitesse moyenne du vent toutes les 10 minutes. Les valeurs obtenues peuvent être réparties en différentes classes. On peut alors exprimer le potentiel énergétique d'un site en fonction de la fréquence des différentes classes de vitesse.

La distribution de Weibull permet de donner une bonne approximation de la distribution de la vitesse du vent. Elle est donnée par la formule suivante :

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

A est le facteur d'échelle de Weibull exprimé en m/s; il permet d'exprimer la chronologie d'une vitesse caractéristique. Il est proportionnel à la vitesse moyenne du vent.

k est le facteur de forme de Weibull. Il donne la forme de la distribution et accepte une valeur généralement de 1 à 3. Une valeur plus faible impliquerait un vent très variable alors qu'un vent constant impliquerait une valeur plus élevée.

La densité de probabilité $f(v)$ représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante $F(v)$ s'écrit sous la forme suivante :

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (2)$$

3 /La vitesse moyenne du vent

La vitesse moyenne du vent est calculée à partir de l'intégrale du produit de la vitesse de vent et de la fonction de la distribution de Weibull [6]. Elle s'écrit sous la forme suivante [7]:

$$Vm = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (3)$$

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

$$Vm = \int_0^{\infty} v \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp - \left(\frac{v}{A}\right)^k dv \quad (4)$$

En arrangeant cette formule, la vitesse moyenne du vent en fonction des deux paramètres de Weibull peut s'écrire sous la forme suivante:

$$Vm = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (5)$$

Avec Γ la fonction gamma.

4/ Extrapolation vertical de la vitesse du vent [7]

Il existe plusieurs lois pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent qui est utilisée pour déterminer la vitesse du vent à un niveau différent du point de mesure. Pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, il existe deux lois, largement utilisées, la loi logarithmique et la loi de puissance:

4-1/La loi logarithmique

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

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \quad (6)$$

Avec :

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

4-2/loi de puissance

La loi de puissance qui est donnée par l'équation (7), ne dépend que de l'exposant α qui représente l'exposant de friction.

$$\left(\frac{V_2}{V_1}\right) = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (7)$$

Les valeurs du coefficient de friction sont résumées dans le Tableau 3-1, en fonction du type du terrain et de sa rugosité, où l'exposant varie de 0.1 pour des terrains plats à 0.4 pour des zones urbaines.

Tableau 3-1: Valeurs du coefficient de friction α pour différents types de terrain [7]

Type du terrain	Coefficient de friction α
Lacs, océans et terrains lisses	0.10
Prairies	0.15
Cultures hautes avec haies et arbustes	0.20
Terres très boisées	0.25
Petites villes avec arbres et arbustes	0.30
Zones urbaines avec gratte-ciels	0.40

5 / Rugosité des sols [9]

La longueur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol z_0 du plan où s'applique la condition d'adhérence, c'est-à-dire où le vecteur vent moyen est égal au vecteur nul. Elle dépend, pour chaque direction, de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles et de la distance sur laquelle ces deux conditions s'appliquent. Il peut y avoir des variations significatives de la longueur de rugosité selon les saisons, dues par exemple aux feuilles ou à une couverture neigeuse. Une des caractéristiques d'un site de mesure du vent est donc sa longueur de rugosité dans chaque direction. Le calcul exact de la longueur de rugosité étant difficile, le Tableau 1 fournit une classification qui peut être utilisée.

Où pour évaluer un potentiel éolien d'un endroit donné on se réfère à deux notions :

- la classe de rugosité
- la longueur de rugosité

Une rugosité forte freine considérablement la vitesse du vent, par exemple une forêt ou un paysage urbain freinera beaucoup plus le vent qu'un paysage de plaine. La surface de la mer a une rugosité encore plus faible et n'a que très peu d'influence sur l'écoulement de l'air, alors que l'herbe longue, les buissons et les arbrisseaux freinent considérablement le vent.

Les paysages ayant une forte rugosité sont rattachés à la classe de rugosité 3 ou 4 tandis que la surface de la mer est classée 0. Comme mentionné dans le Tableau 3-2.

Tableau 3-2 : Classification des type des terrains selon la longueur et la classe de rugosité [10]

Type de terrains	Description	Rugosité Z_0 (m)
Plat	Plage, glace, neige et océan.	< 0.005
Ouvert	Aéroports, terre vide de récolte, herbe basse.	0.04
	Herbes hautes et récoltes basses.	0.1
Rugueux	Rangée de grandes récoltes et petite forêt.	0.25
Très rugueux	Forêts et vergers	0.05
Fermé	Villages et banlieues.	1
Ville	Centres villes, espaces ouverts dans la forêt.	> 2

6/Densité de puissance moyenne :

La densité de puissance d'un site est considérée comme un bon indicateur du potentiel éolien disponible [11], elle est calculée par la formule [12]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (8)$$

Exprimée en W/m², Elle est uniquement en fonction de la vitesse du vent et de la densité atmosphérique.

Par conséquent, la densité de puissance moyenne disponible peut être calculée par deux méthodes :

- La première méthode est en utilisant la moyenne arithmétique comme suit :[13]

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \frac{1}{N} \sum_1^N \rho_i V_i^3 \quad (9)$$

Avec :

- ρ_i : la densité de l'air
 - V_i : la vitesse du vent mesurée à un instant i
 - N : le nombre total des mesures effectuées dans une période de temps déterminée
- La deuxième méthode consiste à utiliser les paramètres de Weibull, et est donnée par la relation suivante [7,11] :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho A^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (10)$$

7/Densité énergétique moyenne :

On peut aussi estimer la densité énergétique moyenne dans un site donné sur une période définie par deux méthodes [14].

- La première méthode est définie par les relations arithmétiques en fonction du temps:
 - ✓ La densité énergétique moyenne journalière :

$$\bar{E}_j = 24. \bar{P} \quad (11)$$

Avec \bar{E}_j est en Wh/m² /journée.

- ✓ La densité énergétique moyenne mensuelle:

$$\bar{E}_m = 24. d. \bar{P} \quad (12)$$

Avec \overline{E}_m est en Wh/m²/mois. Sachant que d=30, le nombre de journées dans un mois

✓ La densité énergétique moyenne annuelle :

$$\overline{E}_a = \sum_{12}^1 \overline{E}_m \quad (13)$$

Avec \overline{E}_a est en Wh/m²/année.

- La deuxième méthode est en fonction des paramètres de Weibull, donnée par la relation suivante: [15]

$$E = \frac{1}{2} \rho A^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) T \quad (14)$$

Où T est le nombre d'heures comprises dans un nombre de journée d'une période définie.

8/ Energie produite par une éolienne

L'énergie électrique fournie par une éolienne est fortement variable au cours du temps [16]. Ainsi, l'énergie E_e extraite d'une éolienne peut être calculée en fonction du temps en heure dans une période T par la formule suivante :

$$E_e = P_e \cdot T \quad (15)$$

Où P_e représente la puissance moyenne d'une éolienne [17]. Sachant que chaque éolienne a sa propre courbe de puissance fournis par le constructeur, la puissance de sortie de chaque vitesse du vent peut s'écrire par la formule suivante :

$$P_i = C_p(v) S \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (16)$$

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

Une fois la puissance à la sortie de l'éolienne P_i à chaque pas de temps i est calculée, nous estimons la puissance de sortie moyenne P_e d'une turbine comme suit :

$$P_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad (17)$$

On va citer quelques pertes qui peuvent influencer sur l'aérogénérateur:[7]

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

9/Analyse économique

La planification pour la réalisation d'un parc éolien sur une durée de vie prédéfinie peut être argumentée par une analyse du coût du kWh produit. Le coût des systèmes de conversion dépend du :

- coût d'investissement
- coût d'exploitation
- coût d'entretien
- l'état de fonctionnement
- l'emplacement des éoliennes.

Pour le calcul du coût de cette énergie éolienne on peut utiliser la méthode de la valeur présente des coûts PVC (pour l'estimation du Coût de production de l'énergie éolienne).

Ainsi, l'estimation du coût du kWh de l'énergie produite par différentes éoliennes est donnée la relation suivante :

$$CPU = \frac{PVC}{E_e} \quad (18)$$

Où E_e représente la production d'énergie au cours de la durée de vie d'une éolienne E_e [18]. Alors que le coût de la valeur présente PVC est donné par l'équation (19) sous les hypothèses suivantes :

$$PVC = I + C_{OMR} \left(\frac{1+i}{r-i} \right) \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^n \right) - S \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^n \quad (19)$$

Le calcul du coût a été fait sous les hypothèses suivantes [19-21] :

- La méthode PVC est utilisée pour déterminer les coûts.
- La machine est supposée avoir une durée de vie de $n = 20$ ans.
- Le taux d'intérêt (r) et le taux d'inflation (i) sont de 8 et 9% respectivement.
- Les coûts d'exploitation, de réparation et d'entretien (C_{OMR}) sont estimés de 25% du coût annuel de la machine (prix de la machine/durée de vie).
- La valeur de récupération s est prise à 10% de l'investissement des machines et des travaux de génie civil.
- Un investissement d'un montant I inclut le prix de la turbine ainsi que 20% pour les travaux de génie civil, les câbles de raccordement au réseau et d'autres coûts d'installation.

Conclusion

Dans ce troisième chapitre nous avons présenté quelques méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien. Dans un premier temps, nous avons présenté la distribution de Weibull avec ses deux paramètres. Nous avons par la suite présenté deux lois utilisées pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent. Par ailleurs, nous avons défini les grandeurs utilisées dans l'étude du gisement éolien. A la fin de cette partie nous avons présenté la production énergétique d'une éolienne avec une analyse économique du kWh produit.

Bibliographie

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

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

[3] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin, "Nationwide assessment of potential output from wind powered generators," Journal of Applied Meteorology, n°15, pp. 673-678, 1976.

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

[5] <http://wind-data.ch/tools/weibull.php?lng=fr> (avril2015)\$

[6] J. Hladik, "Énergétique éolienne ", Presses de l'Université du Québec, Ed. 1984.

[7] Boudia-Sidi-Mohammed, «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie», Thèse de Doctorat, Université Abou BekrBelkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2013.

[9]<http://eolienne.f4jr.org/rugosite>

[10] Nachida KASBADJI MERZOUK «évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie». Thèse de Doctorat, Université Abou BekrBelkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2006.

- [11] http://www.cder.dz/download/smee2010_18.pdf
- [12] http://www.renac.de/fileadmin/user_upload/Download/Projects/ReGrid/Webinar_Brochure/Wind_online_brochure_frz_final_5_.pdf
- [13] Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL. Wind energy explained: theory, design and application. Amherst, USA: John Wiley & Sons; 2002.
- [14] Boudia-Sidi-Mohammed, Tchinda R, Kendjio J, Kaptoum E, Njomo D. Estimation of mean wind energy available in far north Cameroon. Energy Convers Manage 2000;41:1917–1929.
- [15] M.R. Islam, R. Saidur, N.A. Rahim, Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function, Energy 36 (2011) 985-992
- [16] <http://www.manicore.com/documentation/eolien.html>
- [17] A.W. Dahmouni, M. Ben Salah, F. Askri, C. Kerkeni, S. Ben Nasrallah, Assessment of wind energy potential and optimal electricity generation in Borj-Cedria, Tunisia, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 815–820
- [18] Ahmed AS. Wind energy as a potential generation source at Ras Benas. Egypt. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14:2167-2173.
- [19] K.M. Dalalah D. Assessment of wind energy potential for selected areas in Jordan. Renewable Energy 2013 ;59 : 75-81.
- [20] Diaf S. Notton G. Technical and economic analysis of large-scale wind energy conversion systems in Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013; 19: 37-51.
- [21] Ahmed Shata A.S. Hanitsch R. Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. Renewable Energy 2006;31:1183-202.

Chapitre 4

Wind Atlas Analysis and Application Program –WAsP-

Introduction

Dans cette partie de notre mémoire, nous présentons le logiciel WAsP avec lequel la majeure partie de notre travail est effectuée où nous définirons les quatre données nécessaires comme entrée (input) ainsi que les différents types de résultats pouvant être tirés à sa sortie (output). Etant donné que les inputs comprendront des cartes topographiques et des données météorologiques, la deuxième partie de ce chapitre comprendra la définition des coordonnées géographiques et de l'ONM, l'organisme qui fournit les données météorologiques en termes vitesse et de direction du vent.

1/Wind Atlas Analysis And Application Program(WAsP)[5]

1-1/ Presentation:

Le logiciel WAsP est un PC-programme avec lequel on effectue le traitement statistique des données vent et les extrapolations horizontale et verticale de ces données. Le programme contient un ensemble de modèles pour calculer les effets des obstacles, de la rugosité du sol et de la topographie sur l'écoulement du vent. L'analyse consiste en un traitement des données vent (vitesse et direction) pour l'élaboration d'un potentiel éolien de référence dans toutes les directions. Ce dernier est ensuite transposé à l'ensemble de la zone d'étude en prenant en compte la topographie, les obstacles et les variations de la rugosité. D'une manière générale, WAsP donne des résultats acceptables. Mais comme tous les modèles numériques, la précision de ces résultats dépend à la fois de la résolution des calculs, de la validité des données et des erreurs dans l'approximation des distributions.

1-2/Données utilisées

Pour estimer le potentiel éolien disponible sur une région donnée et y établir la carte des vents, le WAsP nécessite bon nombre de données résumé comme suit:

1-2-1/Données vent :

Les données qu'il faut introduire dans ce logiciel et qui représente le premier input sont défini comme suite :

- Coordonnées du point de mesure (Longitude, Latitude en °)
- La hauteur de l'anémomètre (en m)
- Direction du vent (en °)
- Vitesse du vent (en m/s)

L'introduction de la vitesse et de la direction du vent dans ce logiciel doit se faire sous forme de fichier txt.

1-2-2/Données des obstacles :

Le deuxième input définit des données relatives au groupe d'obstacles présent autour du mât de mesure. Ces données sont caractérisées par la distance qui les sépare du mât, l'angle d'ouverture et la hauteur de l'obstacle.

1-2-3/Données topographiques :

Du fait de l'existence de la CLA, la vitesse du vent augmente avec l'altitude. Ainsi, les données mesurées au niveau d'une station météorologiques ne peuvent représenter le potentiel éolien disponible dans toute la région étudiée. Le troisième input peut être préparé via le logiciel par le logiciel Surfer pour l'introduire au WASP.

1-2-4/Données de rugosité :

Elle concerne tous ce qui peut bloquer, freiner ou changer la vitesse ou direction du vent pour le mentionné sur le logiciel WASP, il faut prendre la rugosité à l'intérieur et à l'extérieur après avoir délimité la zone.

1-3/Résultat obtenue

Après avoir introduits les quatre inputs au niveau du WASP, ce dernier peut nous fournir une panoplie de résultats, que nous résumons comme suit :

- La rose des vents, l'histogramme et distribution de la vitesse du vent,
- La densité de puissance moyenne (P), la vitesse moyenne du vent (V) et les deux paramètres de Weibull A et k,
- La carte topographique,
- La carte topographique avec rugosité,
- La carte des vents a une hauteur estimée,
- La carte de la densité de puissance moyenne et des paramètres de Weibull,
- La carte de distribution des éoliennes (ferme éolienne),
- Les données et caractéristique des éolienne choisis.

2/Définition de la latitude et la longitude [1]

Sur la surface du globe terrestre, la position d'un « point » est définie par deux coordonnées :

- **la latitude** : qui est la position d'un point de surface terrestre par rapport à l'équateur.
 - **la longitude** : dont l'angle que fait le demi-plan passant par le méridien de ce point avec le plan du méridien-origine (le méridien de Greenwich).
- [2]

Ces données que nous pouvons trouver dans les atlas et les cartes sont caractérisées par leurs coordonnées géographiques (Degrés Décimaux, Degrés Minutes, Degrés Minutes Seconde, UTM, etc.).

3/La carte topographique [3]

La carte topographique est une carte tracée à très grande échelle. Le territoire présenté est donc petit, mais les détails sont très nombreux. Le but de la carte topographique est de présenter tous les éléments qui constituent le relief de la région en fonction de l'altitude.

4/Différence entre l'altitude et la hauteur [4]

L'altitude et la hauteur sont deux concepts différents. L'altitude est l'élévation verticale d'un lieu ou d'un objet par rapport au niveau de la mer. La hauteur quant à elle est la distance verticale entre un objet et le sol.

5/L'Office National de la Météorologie

L'ONM (Office National Météorologique), est un établissement public à caractère industriel et commercial sous la tutelle du ministère des transports et son siège est situé à Alger.

L'ONM a pour mission la mise en œuvre de la politique nationale dans le domaine de la météorologie et ce, en liaison avec les institutions concernées. Il doit

également contribuer à la sécurité et au développement des secteurs socio-économiques.

Il est chargé entre autre d'assurer l'acquisition, le traitement, l'exploitation et la diffusion des données météorologiques nationales et internationales. [6]

Conclusions

Ce chapitre nous a permis présenter le logiciel WASP qui est utilisé dans la planification et l'analyse statistique du potentiel éolien. Nous avons par ailleurs défini les différentes données à introduire.

Bibliographie

[1] <https://fr.wikidia.org/wiki/Latitude>

[2] <https://fr.wikidia.org/wiki/Longitude>

[3] <http://bv.alloprof.qc.ca/geographie/les-outils-du-geographe/la-carte-topographique.aspx>

[4] <http://www.radartutorial.eu/18.explanations/ex26.fr.html>

[5] http://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/bulletin_025_04.pdf

[6] <http://www.alger-dz.com/meteo.htm>

Chapitre 5

Résultats et interprétations

Introduction

Le vent est un élément important dans la caractérisation du climat. Malheureusement il est aussi un élément dont l'étude s'avère très complexe, car plusieurs paramètres y interviennent tels que la mesure de la vitesse du vent et de sa direction, l'effet de la rugosité du sol, des obstacles, de la stabilité de l'atmosphère, etc. [1]. Dans ce chapitre, nous allons faire une étude du gisement éolien de la région de Tlemcen en utilisant les données météorologiques en termes de vitesse et direction du vent, collectées au niveau de la station météorologique, sise à l'aéroport de Zénata. Les résultats de l'analyse statistique du potentiel éolien, serviront à l'établissement de la carte des vents de la région. Après avoir délimité le site le plus venté, nous procéderons à la simulation de la production énergétique d'un parc éolien, implanté sur les hauteurs de la ville, ceci en utilisant le logiciel WAsP. A la fin, une analyse économique, sera faite pour estimer le coût du kWh produit. Les résultats vont être présentés sous forme de roses des vents, d'histogrammes, de tableaux et de cartographies.

1-Etude statistique au niveau du mât de mesure

Dans un premier temps, nous procédons à une analyse statistique du potentiel éolien, en utilisant les données météorologiques au niveau du mât de mesure de la station de Zénata. Les coordonnées géographiques ainsi que la période de collecte des données sont présentées dans le Tableau 5-1.

Tableau 5-1. Données géographiques de la station et la période de mesure

Station	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Période de mesure
Zénata Tlemcen	-1,4591	35,0097	250	De 1981 à 1990

1-1/Etude annuelle globale

Les Figures 5-1 et 5-2 représentent respectivement la rose des vents et la distribution des fréquences des vitesses dans la région étudiée. La direction du vent dominante, donnée par la rose des vents, est observée au nord avec une valeur maximale de la fréquence de distribution de 10,9%. La distribution annuelle des fréquences de la vitesse sur la Figure 5-2 montre que les vents calmes, caractérisés par les valeurs de vitesse comprises entre 0 et 1m/s, représentent la plus grande fréquence d'apparition. En effet, elle est de l'ordre de 56,9% durant les 10 années de mesure.

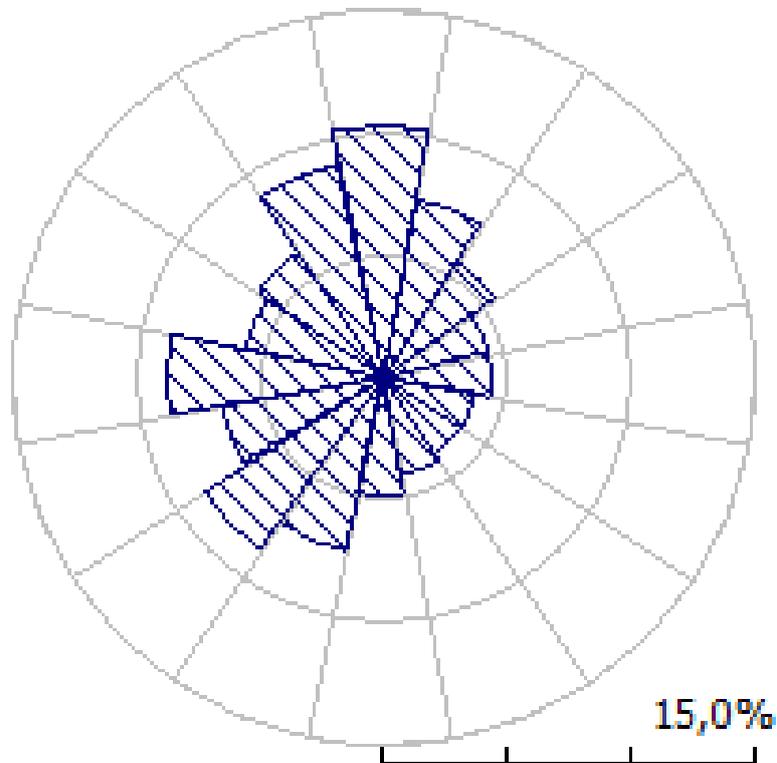


Figure 5-1: Rose des vents annuelle pour la région de Tlemcen

Mise à part cette dernière classe de fréquence, le reste de la distribution évolue suivant la forme de la distribution de Weibull, où environ 39,7% des valeurs de vitesse sont supérieures à 2m/s. La vitesse moyenne annuelle dans la région est estimée à 2,42m/s à une hauteur de 10m.

Par ailleurs, il est à noter que Les paramètres de Weibull caractérisant le site sont de l'ordre de 2,4m/s pour le facteur d'échelle A et de 1 pour le facteur de forme k, ce qui signifie que la vitesse du vent est variable dans la région.

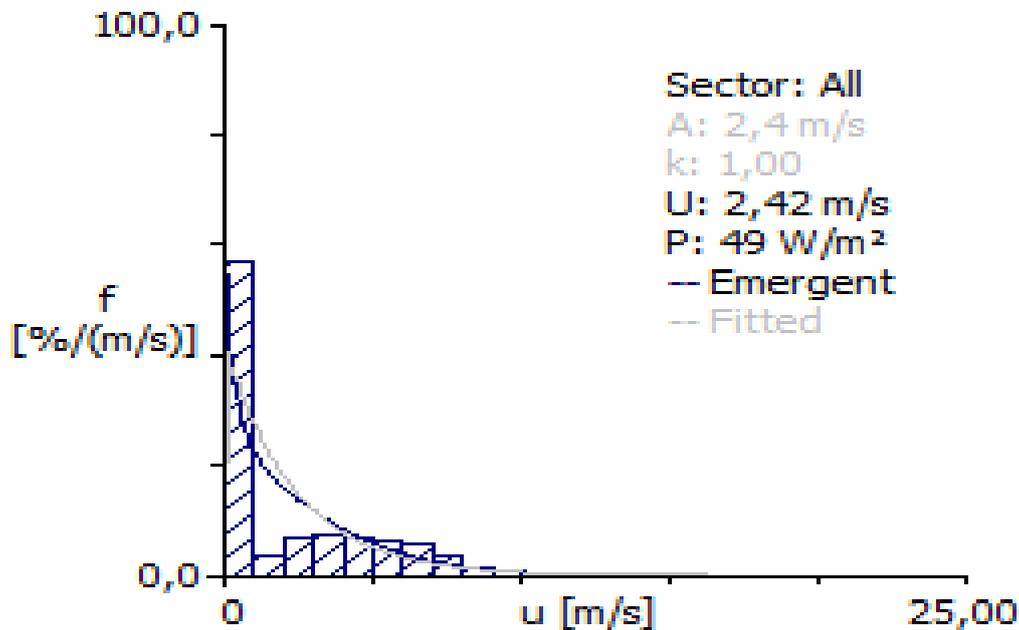


Figure 5-2: Histogramme annuel global de distribution de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m, de la région de Tlemcen

1-2/ Etude annuelle (de1981 a1990)

La figure 5-3 fait ressortir la vitesse en fonction des années de mesure allant de 1981 à 1990 au niveau de l'aéroport de Zenata à Tlemcen. Nous remarquons que les vitesses sont proches l'une par rapport à l'autre avec une variation de 0,6 m/s, soit entre l'année 1981 qui a été marquée par la plus importante vitesse moyenne en l'occurrence 2,92m/s, et l'année 1983 qui représente la plus faible vitesse moyenne, égale à 2,32.

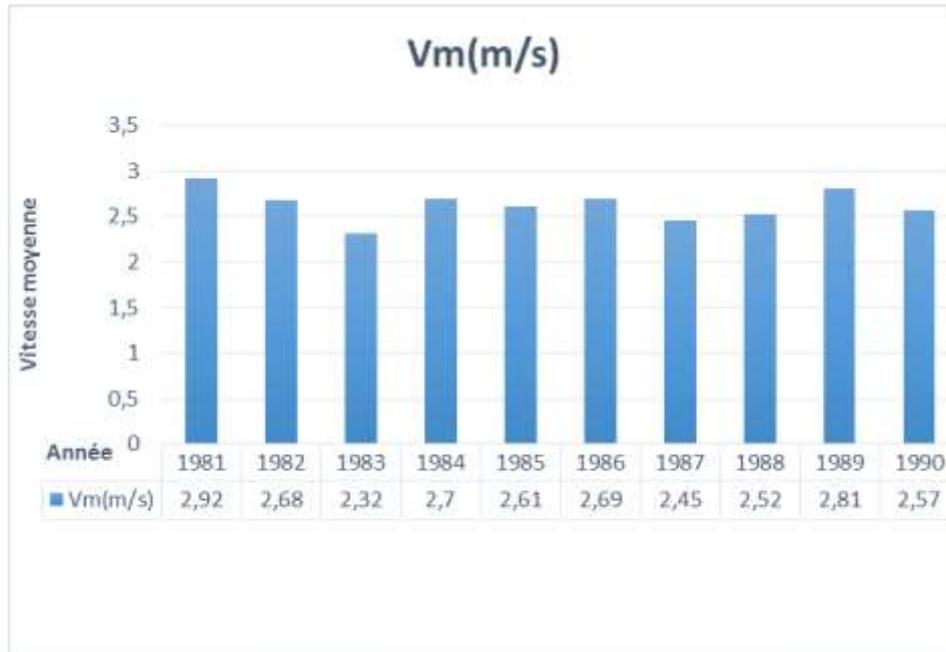


Figure 5-3 : Histogramme qui donne l'évolution de la vitesse moyenne du vent en fonction des années.

Du Tableau 5-2, nous remarquons qu'au cours des dix années de mesure (1981-1990), le vent n'a pas été d'une grande régularité dans cette région où les valeurs du facteur de forme 'k' restent assez faible, avoisinant la valeur de 1. Par ailleurs, l'année 1990 représente la période avec le facteur de forme le plus important, égale à 1,25.

Tableau 5-2: La vitesse moyenne du vent V, la densité de puissance moyenne P et les deux paramètres de Weibull A et k des années allant de 1981 à 1990

Année	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
V(m/s)	2,92	2,68	2,32	2,7	2,61	2,69	2,45	2,52	2,81	2,57
P(w/m ²)	58	50	42	52	58	62	49	44	56	40
A(m/s)	3,1	2,9	2,3	2,9	2,5	2,6	2,4	2,6	3,1	2,8
k(-)	1,24	1,18	1,01	1,17	1	1,01	1,01	1,13	1,22	1,25

1-3/Étude mensuelle (de janvier à décembre)

L'historgramme de la figure 5-4 fait ressortir la vitesse moyenne en fonction des mois mesurés au niveau du mât de mesure de l'aéroport de Zénata-Tlemcen.

Il est noté un pic maximal enregistré au cours du mois d'Avril avec une vitesse moyenne de 3,01m/s alors que le mois d'Octobre représente la vitesse moyenne mensuelle la plus faible égale à 2,13m/s, avec différence retenue de 0,88m/s. Par

ailleurs, la période qui a enregistré le vent le plus important est clairement celle du printemps.

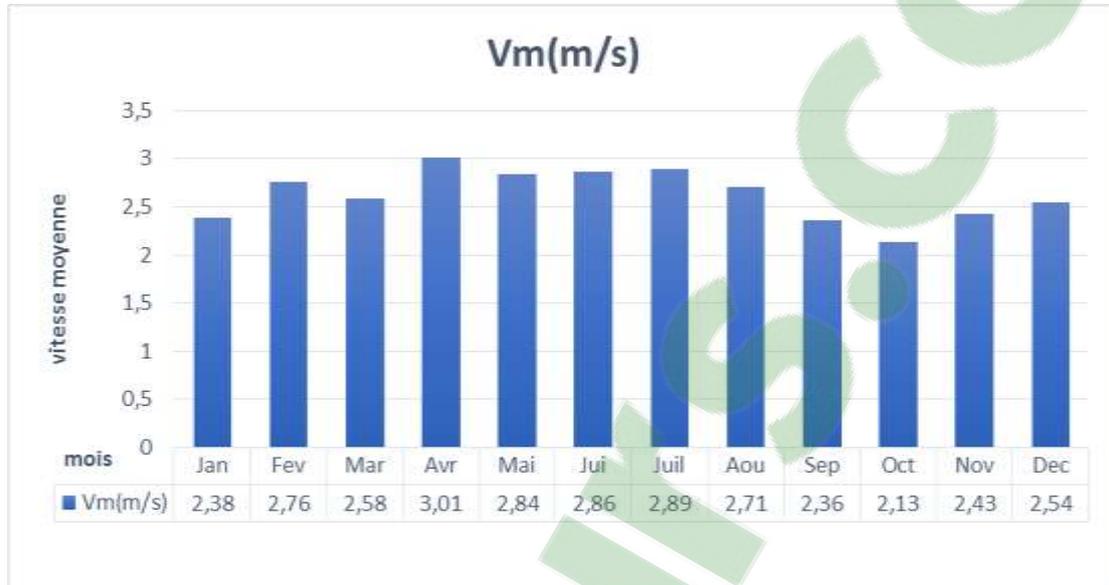


Figure 5-4 : Histogramme représentant l'évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent.

La Figure 5-5 regroupe l'ensemble des roses des vents mensuels pour la distribution de la vitesse du vent. Durant la période qui s'étend du mois de Mars au mois d'Août, comprenant les saisons du printemps et de l'été, les directions prédominantes du vent sont le Nord l'Ouest. En hiver la direction prédominante en majorité de sud-ouest.

Le tableau 5-3 montre que le facteur de forme k varie autour de la valeur moyenne de 1 et va jusqu'à 1,36 pour une meilleure stabilité durant le mois d'Avril. Ainsi, nous pouvons déduire que les mois où le vent est le plus stable sont respectivement Avril, Mai et Juin qui marquent les valeurs les plus proches de 2.

Tableau 5-3: Evolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent V , la densité de puissance moyenne P et les deux paramètres de Weibull A et k .

Mois	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juill	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
$V(m/s)$	2,38	2,76	2,58	3,01	2,84	2,86	2,89	2,71	2,36	2,13	2,43	2,54
$P(w/m^2)$	59	67	50	56	49	52	54	50	40	35	46	60
$A(m/s)$	2,3	2,8	2,6	3,3	3,1	3,1	3	2,8	2,4	2,1	2,5	2,6
k	0,94	1,07	1,09	1,36	1,3	1,29	1,22	1,17	1,09	1,01	1,05	1,02

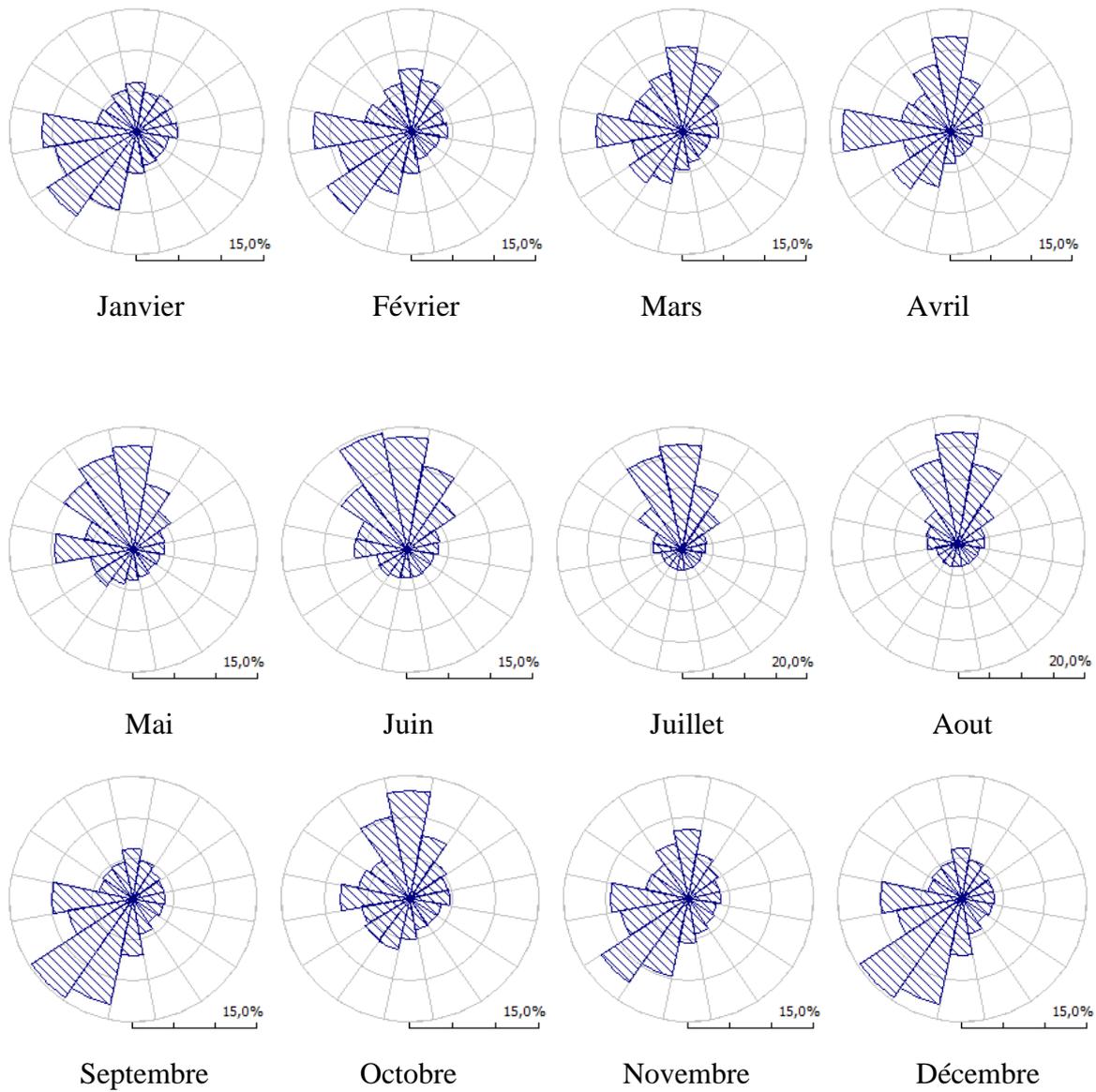


Figure 5-5 : Evolution mensuelle des roses des vents mensuelles pour la région de Tlemcen

1-4/journée type (en fonction des heures de la journée)

La Figure 5-6 représente un histogramme qui donne la vitesse moyenne en fonction du réseau horaire. En ce sens, le vent marque ses pics durant la matinée et quand le temps est bien ensoleillé, dépassant ainsi les 5m/s à 15h.

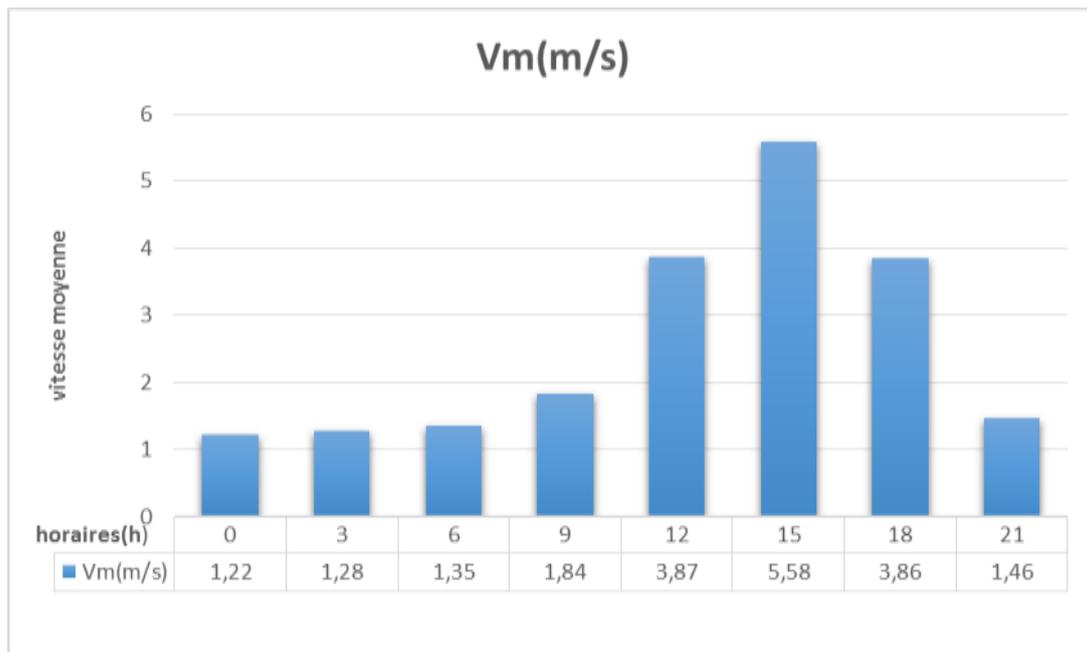


Figure 5-6 : Histogramme qui détermine l'évolution de la vitesse moyenne en fonction des heures de la journée.

Quant au Tableau 5-4, il nous donne une idée sur les périodes de la journée où le vent est stable. Ainsi, nous pouvons déduire qu'entre 12h et 18h le vent est stable et régulier.

Tableau 5-4: La vitesse moyenne du vent V, la densité de puissance moyenne P et les deux paramètres de Weibull A et k en fonction des heures de la journée

Heure	00h	03h	06h	09h	12h	15h	18h	21h
V(m/s)	1,22	1,28	1,35	1,84	3,87	5,58	3,86	1,46
P(w/m ²)	18	20	23	37	80	145	65	20
A(m/s)	0,7	0,6	0,6	1,5	4,5	6,3	4,5	1,2
k	0,63	0,57	0,57	0,79	1,83	3,52	2,31	0,78

2-Données utilisées

Pour estimer le potentiel éolien disponible sur une région donnée et y établir la carte des vents, le WAsP nécessite bon nombre de données, à savoir :

- Les données du vent,
- Le groupe d'obstacles autour du mât de mesure,
- La topographie de la région à étudier,
- La rugosité des terrains de la région.

2-1/Données vents

La première donnée nécessaire pour le fonctionnement du WAsP étant les données du vent. Pour notre étude, nous avons utilisé les résultats de l'étude annuelle globale, regroupant l'ensemble des vitesses et des directions collectées chaque trois heures et sur les dix années. La vitesse moyenne étant de 2,42m/s. Par ailleurs, les données vents introduites, nécessitent les coordonnées géographiques du mât de mesure (voir Tableau 5-1) et de la hauteur de l'anémomètre qui est de 10m.

2-2 /Groupe d'obstacles

Le Tableau 5-5 représente les données relatives au groupe d'obstacles présent autour du mat de mesure. Ces données sont caractérisées par la distance qui les sépare avec le mât, l'angle d'ouverture et la hauteur de l'obstacle. Quant à la Figure 5-8, elle illustre la position des obstacles au tour du mat de mesure de Zénata après avoir introduit les donnée mentionnées dans le Tableau 5-5 au niveau du logiciel WAsP.

Tableau 5-5 :Tableau utilisé pour la détermination des obstacles au tour du mat de mesure

	α_1	R 1	α_2	R2	H	d	P
1	330	400	45	450	3	5	0.50
2	130	200	150	220	4	15	0.00
3	190	2000	210	2100	15	10	0.00
4	250	1300	260	1500	3	20	0.60



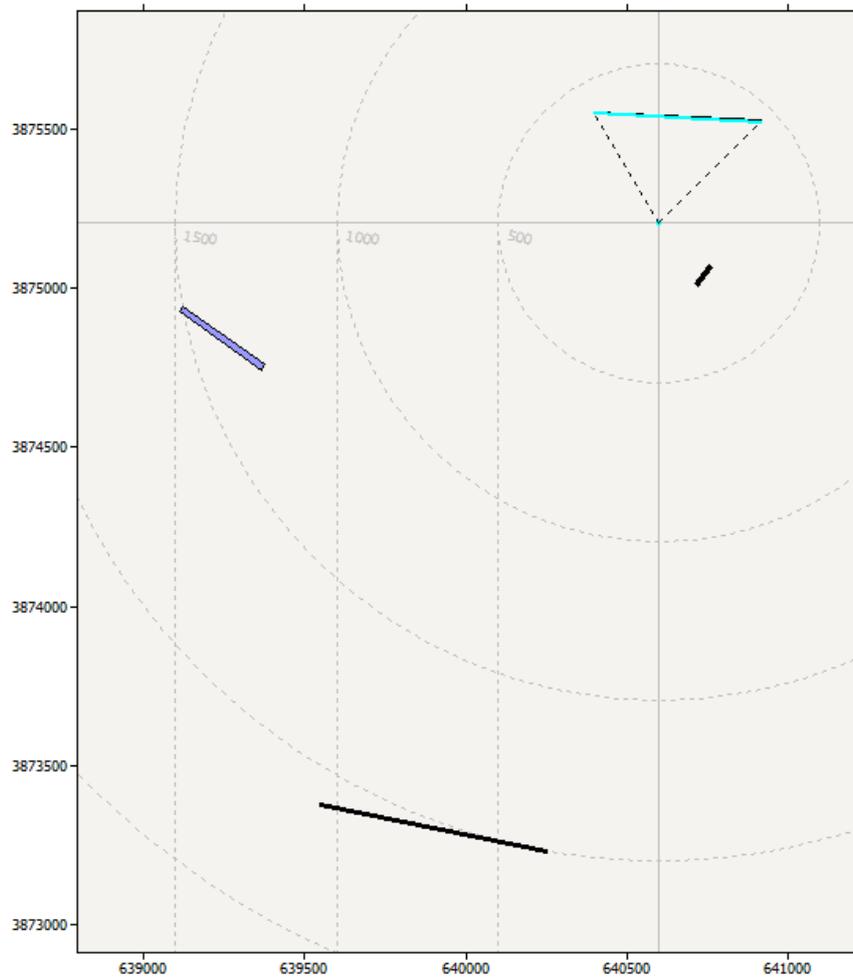


Figure 5-8 : Les obstacles qui sont au tour du mât de mesure sis à l'aéroport de Zénata

2-3/Topographie du site

La figure 5-9 illustre la carte topographique (reliefs) en coordonnées UTM (Universal Transverse Mercator) de la zone d'étude. A cet effet, la carte topographique étant en degrés décimaux, nous avons procédé à sa projection en UTM en utilisant le logiciel Surfer pour notre travail sur WASP Map Editor.

A noter que la carte topographique utilisée dans notre étude dispose d'une longitude comprise entre $-1,55$ et $-1,20^\circ$. La latitude quant à elle est comprise entre $34,80$ et $35,10^\circ$.

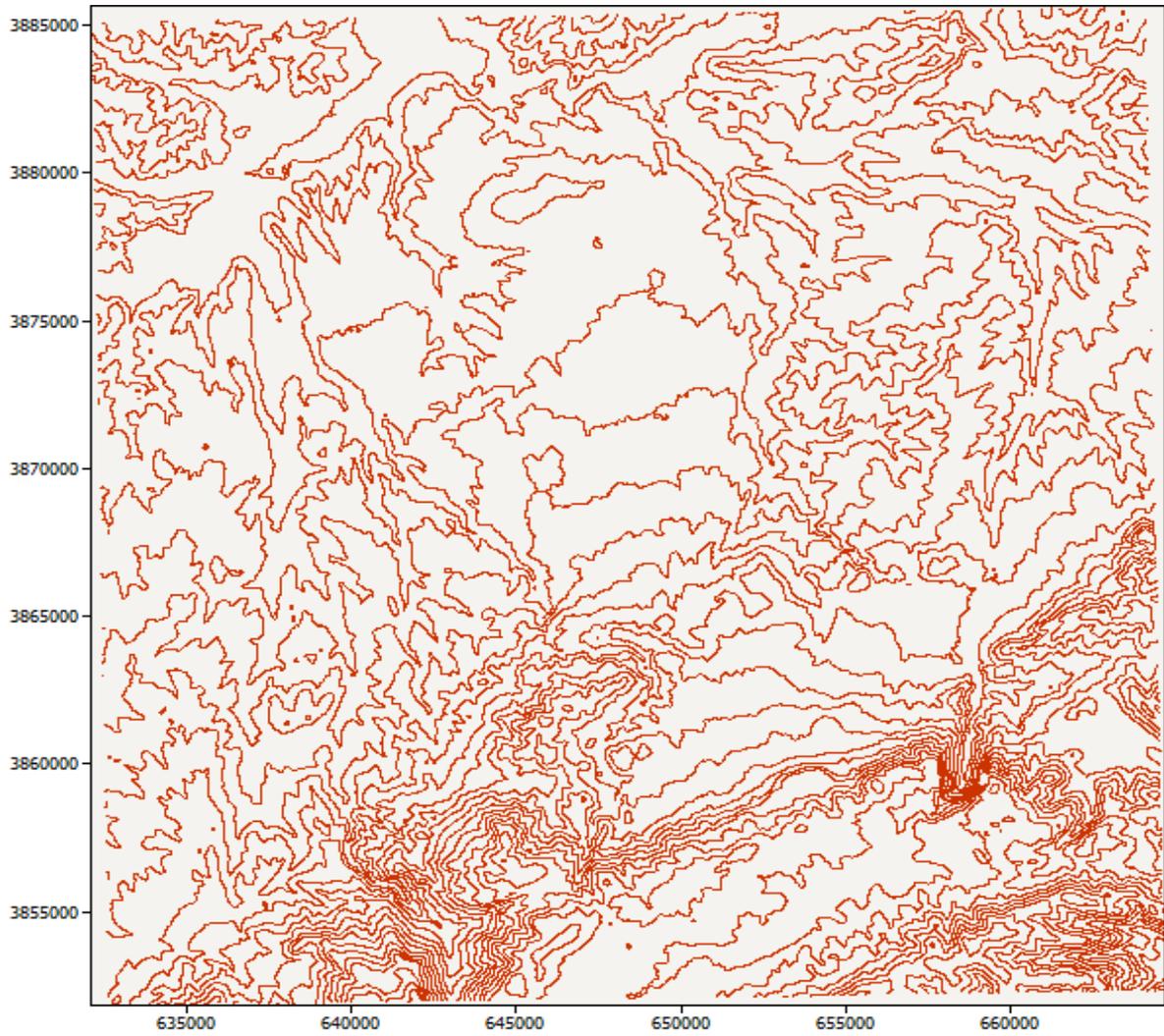


Figure 5-9 : Carte topographique en 2D de la région choisie pour notre étude

2-4/Rugosité de la région

Pour l'établissement de la rugosité des sites présents dans la région à étudier, nous avons utilisé comme support le Tableau 5-6 pour assimiler une longueur de rugosité pour chaque type de terrain.

Tableau 5-6 : Tableau utilisé pour l'établissement de la rugosité des terrains dans la région étudiée

Caractéristique de la surface du terrain	Z₀ (m)
Foret	0,6
Petite ville	0,5
Village	0,3
Champ avec maison distancées	0,1
Champ cultivable	0,05
Plan d'eau	0,01

Les Figure 5-10 et 5-11 que illustrent respectivement la carte topographique de la région avec rugosité, et la carte de la région avec délimitation des zones à rugosité uniquement, représentent les 14 zones délimitées avec pour chacune d'entre elles, une valeur de rugosité à l'intérieure et à l'extérieure. Sachant que pour délimiter cette région il nous a fallu mentionner 597 points.

Afin de s'assurer que les zones à rugosité ont été bien délimité, il a été procédé à la synchronisation du logiciel WAsP avec Google Earth, donnée dans la Figure 5-12. Ainsi, nous remarquons sur la carte satellitaire le carré qui représente la région de Tlemcen dans laquelle nous désirons étudier le potentiel éolien. Avec à l'intérieur des zones représentant les différents types de surface, à savoir, la ville de Tlemcen, les différents villages limitrophes, ainsi que les deux barrages en amont et en aval de la ville, à savoir Sekkak et Mafrouche respectivement.

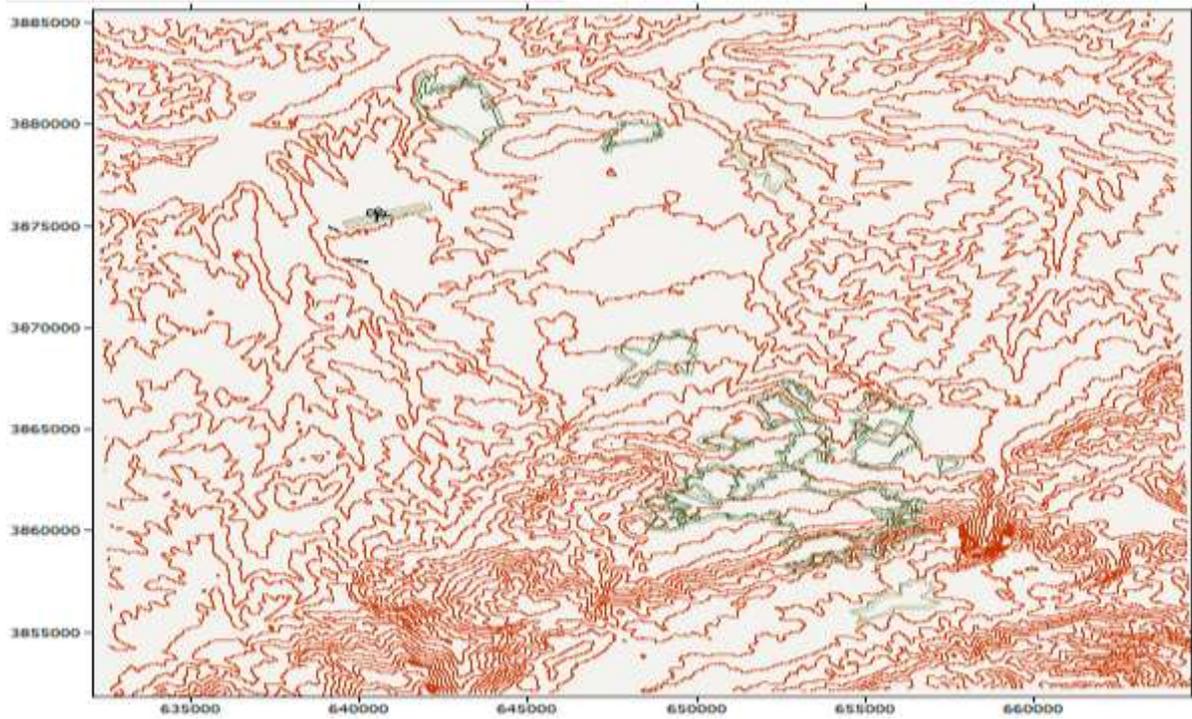


Figure 5-10 : La carte topographique avec rugosité de la région de Tlemcen

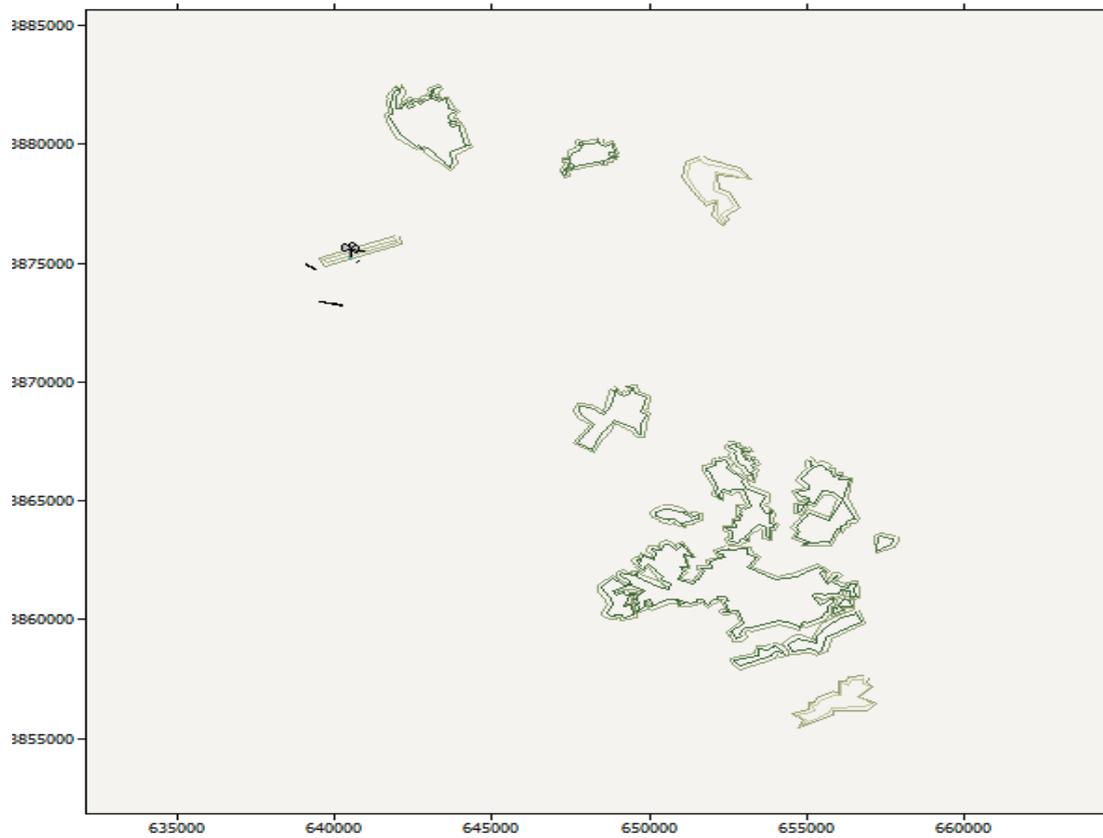


Figure 5-11 : la carte de rugosité la région de Tlemcen



Figure 5-12 : Synchronisation de la délimitation de zones à rugosité avec Google Earth

3-Etablissement de la carte éolienne de la région

Une fois les données du vent, la topographie, la rugosité et les données relatives aux obstacles qui entourent le mât de mesure introduites, il a été tracé par le logiciel WASP, la carte des vents sur la région délimitée de Tlemcen à 10m de hauteur qu'on peut la définir par la figure 5-13. Cette carte est établie sur l'ensemble de la région avec une résolution de 2000m.

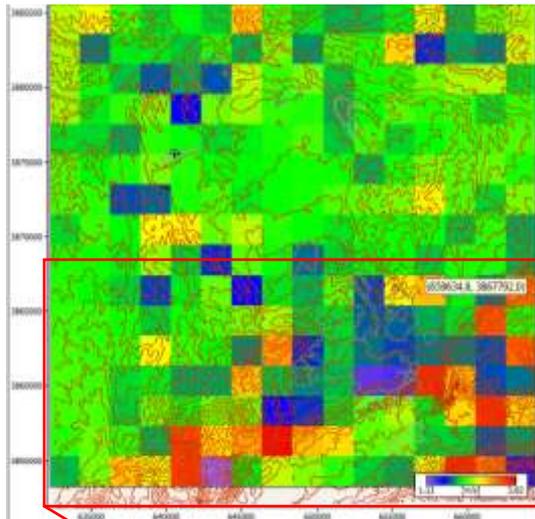


Figure 5-13 : Carte des vents à 10m de hauteur pour la région de Tlemcen avec une résolution de 2000m.

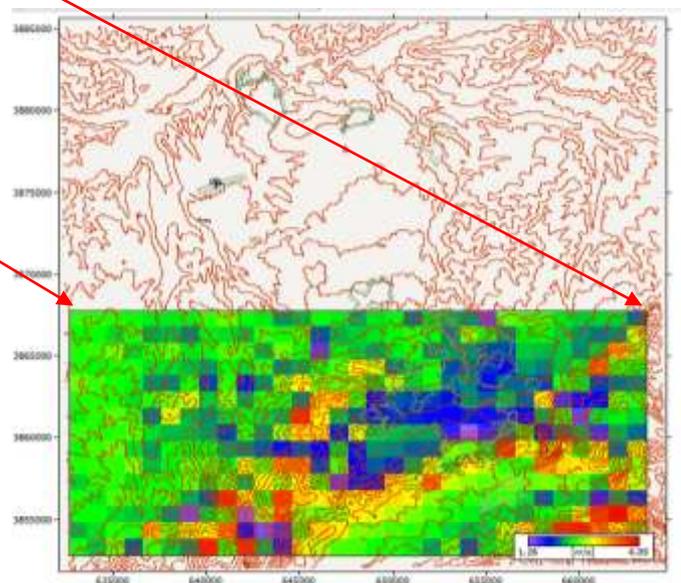


Figure 5-14 : Carte des vents à 10m de hauteur pour la partie sud de Tlemcen avec une résolution de 1000m

Nous remarquons qu'à 10m de hauteur, la vitesse du vent varie de 1,33 à 3,82m/s. une grande partie de la région est balayée par une vitesse comprise entre 2 et 2,5m/s. Nous observons par ailleurs que la région sud est la plus importante en termes de vitesse de vent qui avoisine 4m/s.

Après raffinement de la résolution à 1000m (Figure 5-14), de la partie sud, nous remarquons que la vitesse maximale du vent à 10m de hauteur dépasse les 4m/s. Ainsi, nous avons scindé la partie sud en deux régions, tout en raffinant la résolution à 200m,

illustrées dans les Figures 5-15 et 5-16 pour le côté sud-est et les Figure 5-17 et 5-18 pour le côté sud-ouest.

Les Figures 5-15 et 5-16 sont identiques, où la deuxième représente un zoom sur la région ventée dans la partie sud-est de la région étudiée. A noter que cette zone représente le site au potentiel éolien le plus important avec une vitesse moyenne qui dépasse les 4,5m/s. A cet effet, la région encadrée dans la Figure 5-16 est sélectionnée pour simuler l'implantation d'un parc éolien, dans notre étude.

Figure 5-15 : Carte des vents à 10m de hauteur pour la partie sud-est de la région de Tlemcen avec une résolution de 200m

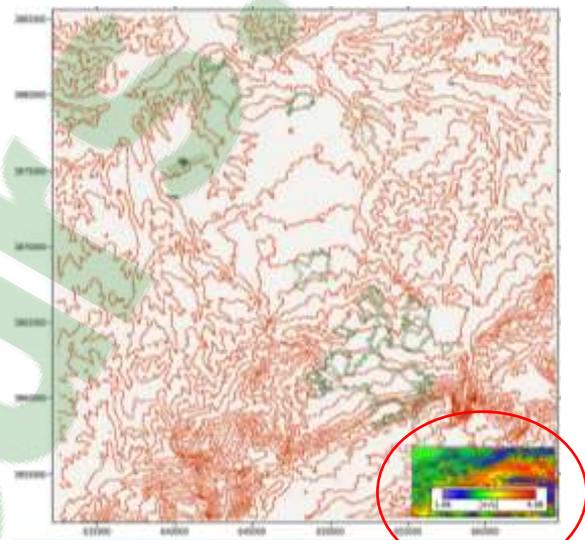
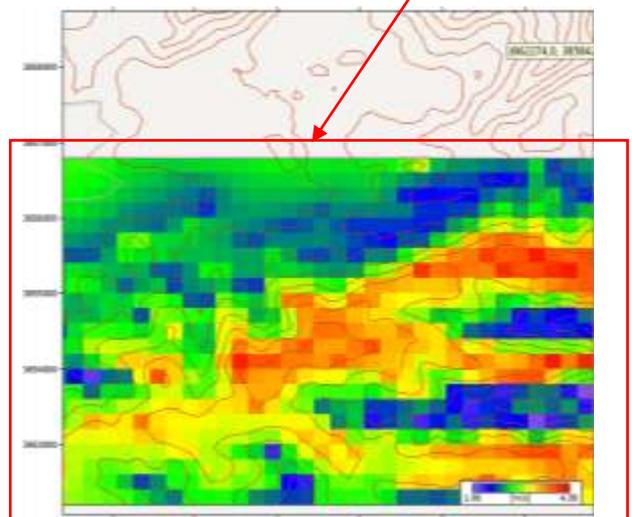


Figure 5-16 : Zoom de la carte des vents pour la partie sud-est de la région de Tlemcen



De même pour les Figures 5-17 et 5-18, où la deuxième représente un zoom sur la région ventée de la première, côté sud-ouest, avec une résolution de 300m. Il est noté que la région de ce côté, dispose d'un potentiel éolien assez important, comprenant même un pic qui atteint 4.6m/s. De ce fait, la région délimitée en rouge sur la Figure 5-18 est susceptible à elle aussi de comprendre la simulation de la productivité d'un parc éolien.

Figure 5-17 : Carte des vents pour la partie sud-ouest de la région de Tlemcen à 10m de hauteur avec une résolution de 300m

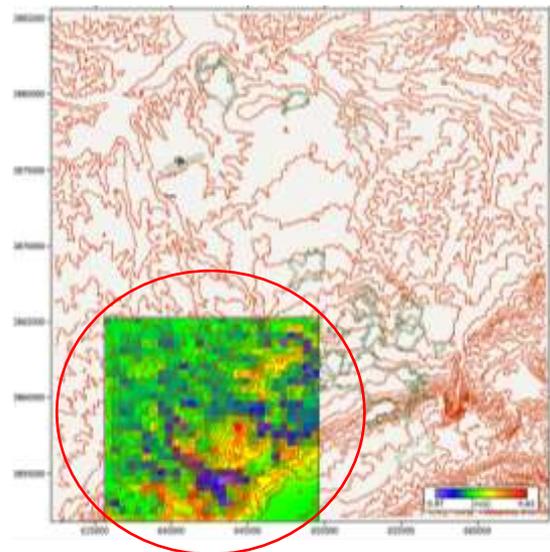
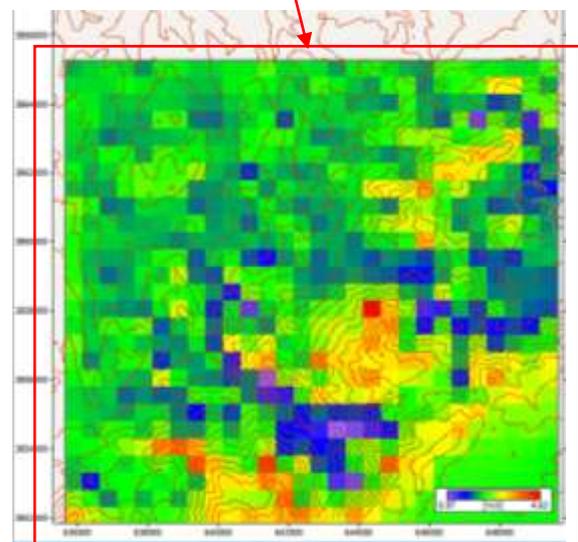


Figure 5-18 : Zoom de la carte des vents pour la partie sud-ouest de la région de Tlemcen vents



La cartographie de la densité de puissance moyenne est un autre paramètre important dans l'étude du potentiel éolien dans une région. A cet effet, la Figure 5-19 fait ressortir la densité de puissance moyenne annuelle sur la partie sud de la région étudiée avec une résolution de 1000m. Ainsi, nous remarquons que le potentiel éolien présent varie dans une gamme allant de 10W/m^2 dans les régions au plus faible potentiel éolien et atteint 249W/m^2 dans les régions au plus fort potentiel éolien. Par ailleurs, et en coordination avec l'étude de la vitesse moyenne, la figure illustre clairement l'existence de deux régions à fort potentiel, en terme de densité de puissance moyenne, à savoir, côté est et côté ouest de la partie sud de la région étudiée de la ville de Tlemcen.

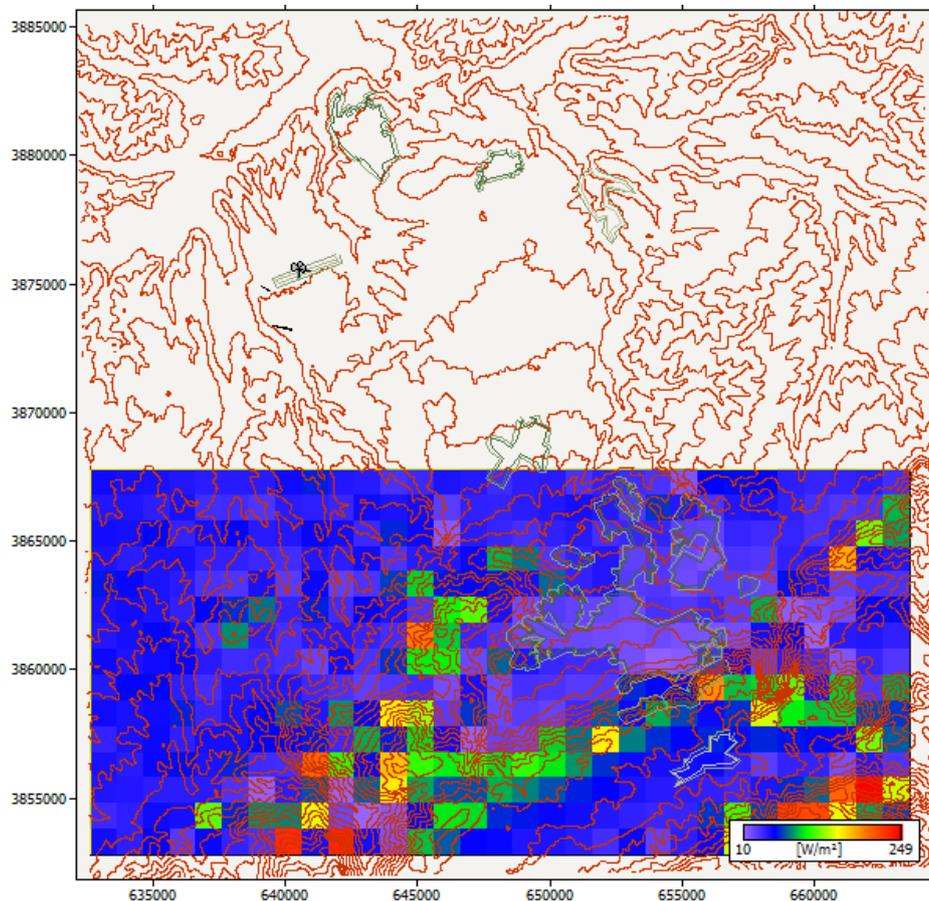


Figure 5-19 : Carte de la densité de puissance moyenne à 10m de la région sud de Tlemcen, avec une résolution de 1000m

Après avoir amélioré la résolution à 200m, nous remarquons clairement que le potentiel éolien dans la région sud-est illustrée dans la Figure 5-20 dispose d'une densité de puissance moyenne allant jusqu'à 400W/m^2 , alors qu'il atteint un pic de 365W/m^2 dans la partie sud-ouest (voir Figure 5-21).

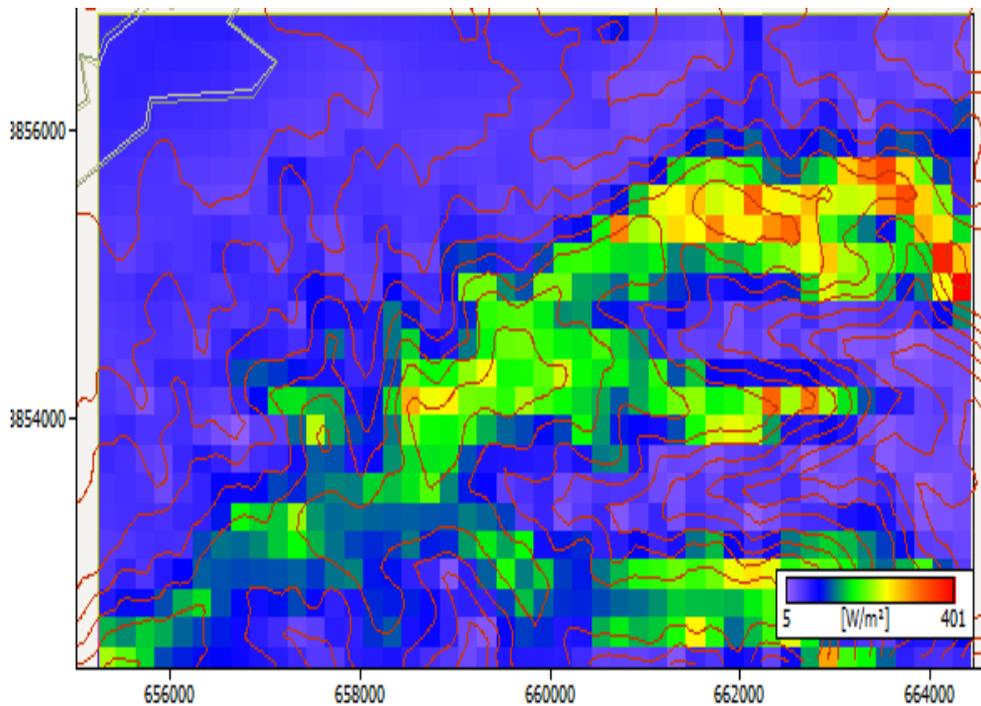


Figure 5-20 : Carte de la densité de puissance moyenne à 10m de la partie sud-est de Tlemcen avec une résolution de 200m

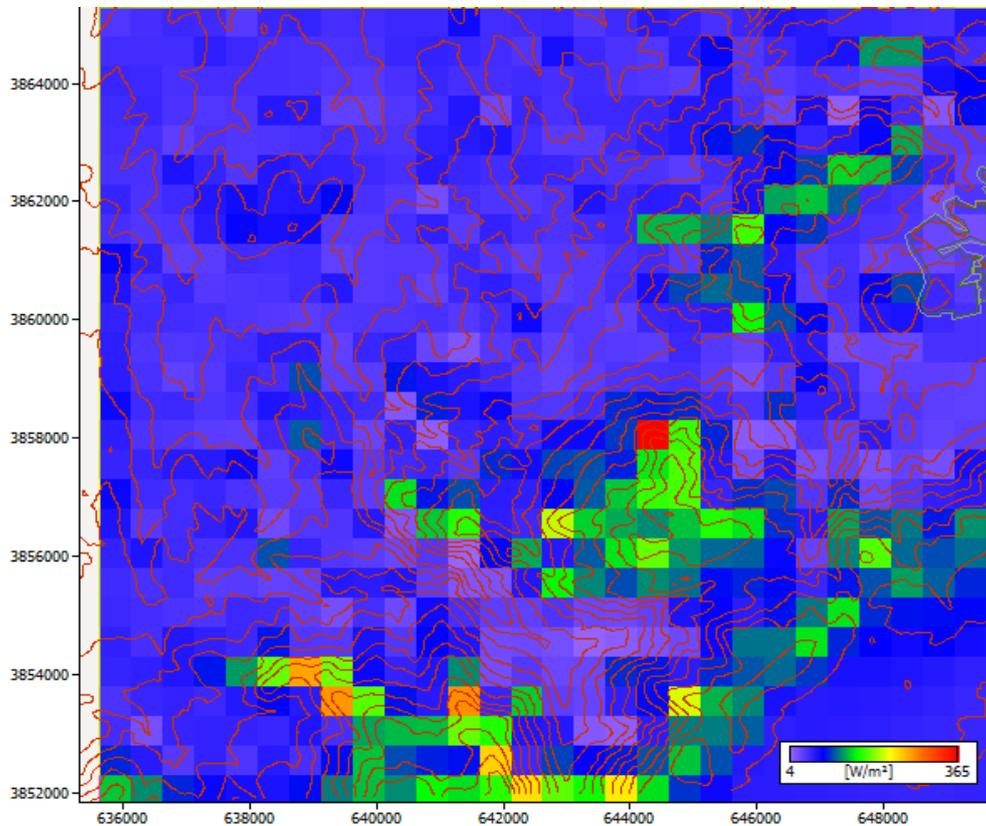


Figure 5-21 : Carte de la densité de puissance moyenne à 10m de la partie sud-ouest de Tlemcen avec une résolution de 300m

4-Simulation de fermes éoliennes

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

4-1/Description de l'éolienne choisie

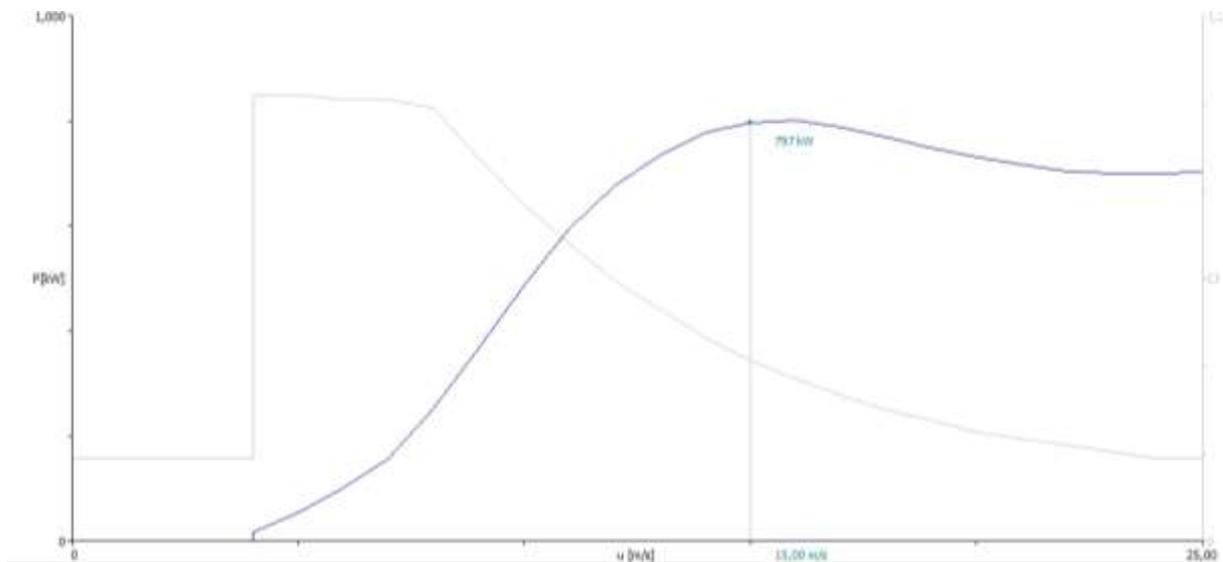
Le constructeur retenu pour le projet est un constructeur Allemand NORDEX. L'éolienne est la Nordex N50 d'une puissance nominale de 800kW. C'est une éolienne tripale dont les caractéristiques techniques sont présentées dans le Tableau 5-7 et sa courbe de puissance est donnée sur la Figure 5-22.

Tableau 5-7: Caractéristiques de la Nordex N50

Puissance nominale (kW)	800
Diamètre du rotor (m)	50
Hauteur du hub (m)	50
Vitesse de démarrage (m/s)	4
Vitesse nominale (m/s)	15
Vitesse d'arrêt (m/s)	25
Surface de la voilure (m ²)	1 962,5
Prix (\$) [2]	970 000

Le choix de cet aérogénérateur s'est fait sur la base d'un compromis entre plusieurs paramètres, à savoir :

- La Nordex N50 appartient aux éoliennes de moyenne puissance, mais avec un mât de 50m, un diamètre de 50m et une vitesse de démarrage de 4m/s.
- Le gisement éolien de la région étudiée qui n'est pas aussi fort pour y implanter des éoliennes d'une puissance nominale plus importante.

**Figure 5-22 :** Courbe de puissance de l'aérogénérateur NORDEX N50

4-2/Choix du site, disposition des éoliennes et énergie produite

La cartographie de la vitesse et de la densité de puissance du vent sur la région étudiée nous a permis de conclure l'existence de deux sites à fort potentiel éolien, à savoir sud-est et sud-ouest, respectivement près du barrage Mafrouch et de Mansourah.

Néanmoins, le caractère accidenté de la région sud-ouest, et sa proximité avec le village de Zelboune (moins de 200m) nous a mené à éliminer la localité. Cela pour éviter différents impacts négatifs de l'éventuelle ferme éolienne sur les riverains de la localité de Zelboune (effets acoustique et visuel) d'un côté, et pour éviter l'éparpillement distancé des éoliennes d'un autre côté, vu que les sites ventés sont représentés par des pics espacés.

Ainsi, la région délimitée dans la partie sud-est de la région près du barrage Mafrouch a été choisie pour recevoir un parc éolien de 23 aérogénérateurs de type Nordex N50. A cet effet, le parc représente une puissance nominale de 18,4MW.

La Figure 5-23 fait sortir la disposition des éoliennes le long des hauteurs de la ville de Tlemcen. Nous avons essayé de mettre le maximum d'éoliennes pouvant être installées sur les sites ventés, tout en respectant une perte due à l'effet de sillage qui ne dépasse pas les 5%.

Par ailleurs, la distance minimale entre chaque éolienne de l'ordre de 4 fois le diamètre du rotor (qui est de 4x50m) a été respecté comme illustré sur la Figure 5-24 et 5-25, qui montre les cercles qui représentent 4 fois le diamètre autour de chaque éolienne.

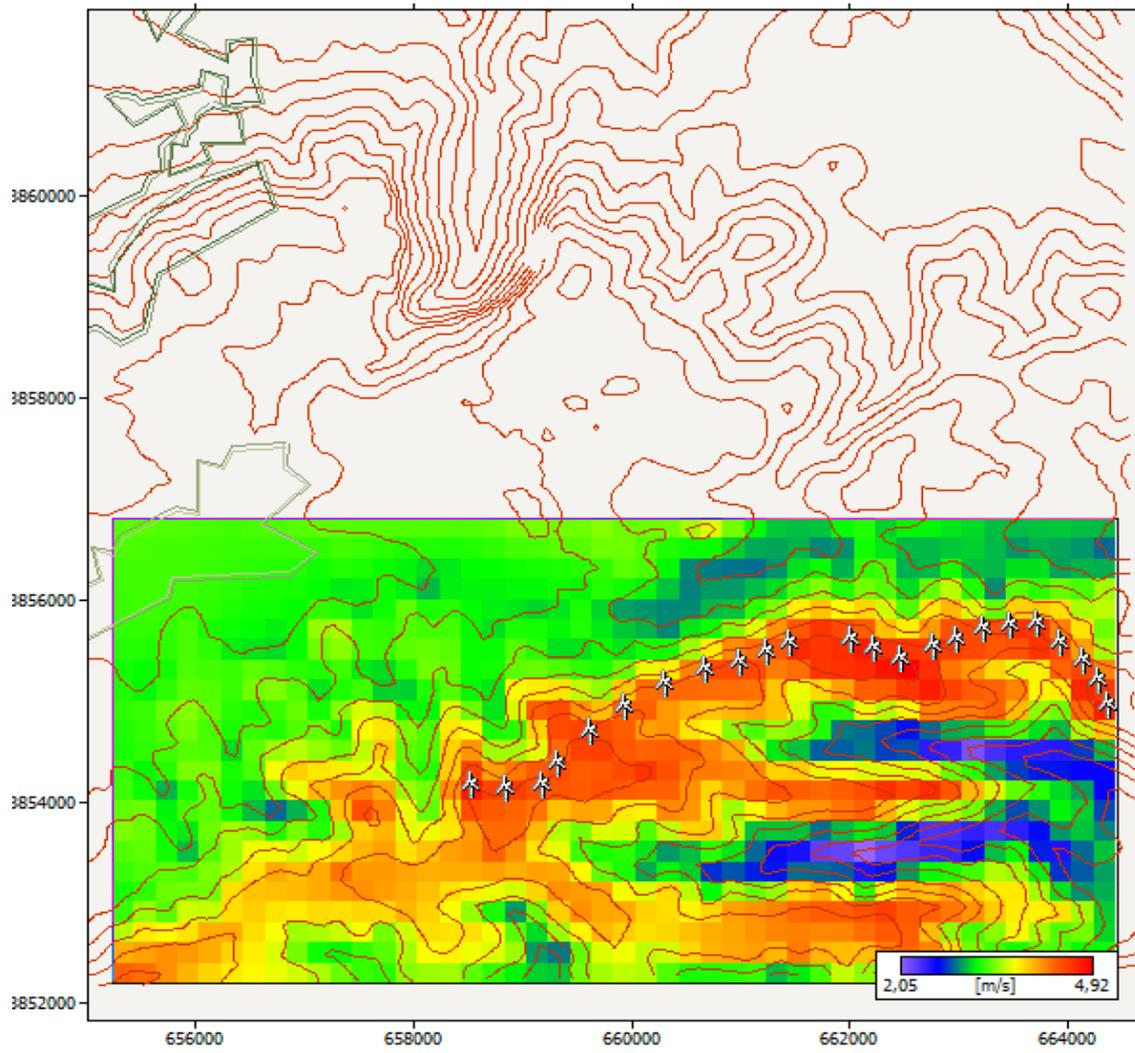


Figure 5-23 . Disposition des éoliennes dans un parc d'une capacité de 18,4 MW

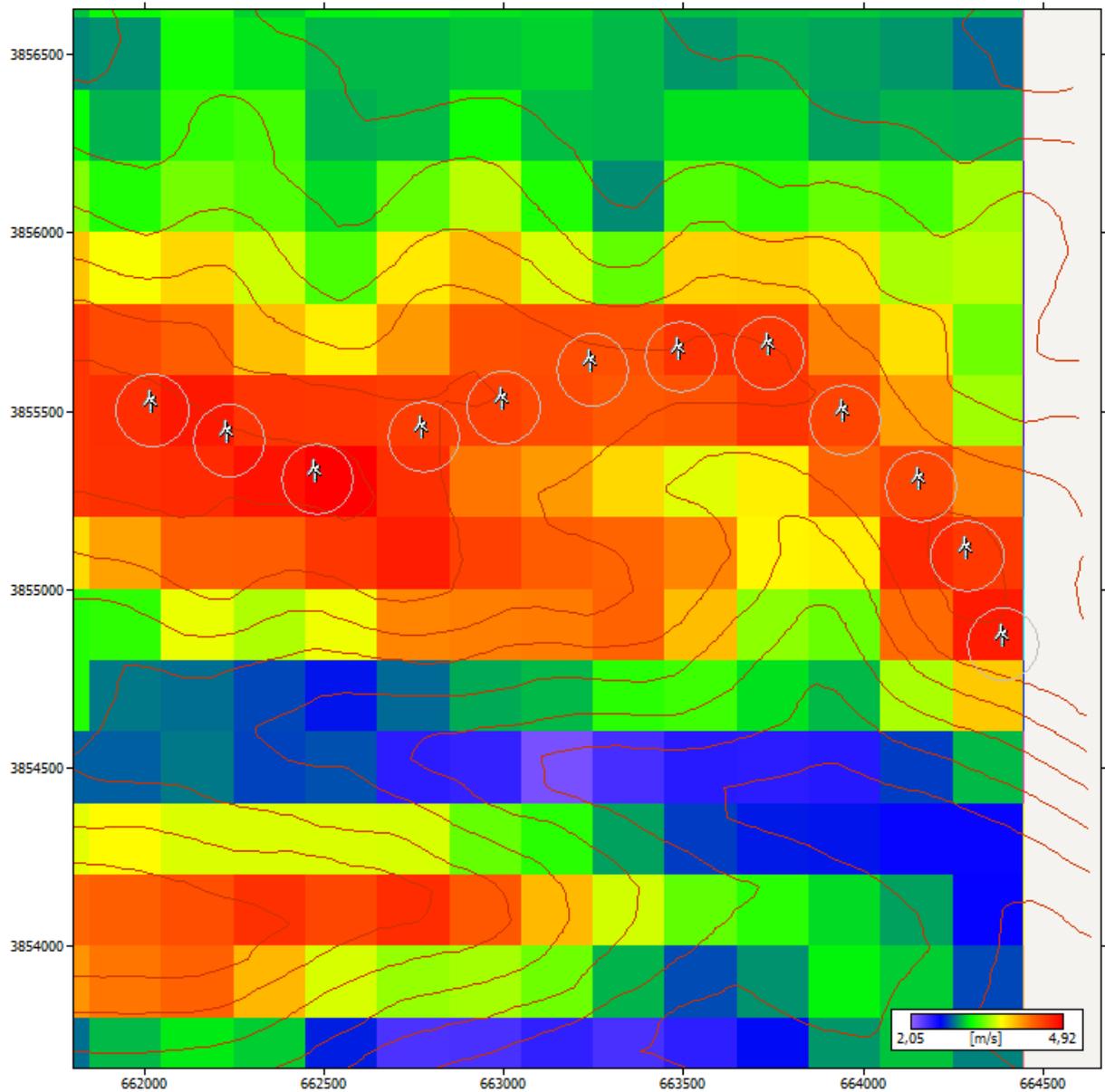


Figure 5-24. Zoom sur l'espace entre les aérogénérateurs de la ferme éolienne (respect de la distance 4 x le diamètre)

La figure 5-25 quant à elle, représente l'emplacement des 23 éoliennes sur une carte qui illustre l'évolution de la production énergétique annuelle AEP en GWh (Annual Energy Produced) en fonction de l'éolienne Nordex N50.

Le Tableau 5-8, donne un aperçu détaillé sur les caractéristiques propres à chaque éolienne, avec d'un côté la vitesse moyenne annuelle, la densité de puissance moyenne annuelle ainsi que des deux paramètres de Weibull à l'entrée de chaque voilure. D'un autre côté, le tableau présente la production énergétique annuelle brute (AEP Gross), la production énergétique annuelle nette (AEP Net) et le taux de perte dû à l'effet de sillage (Wake loss) propre à la sortie de chaque éolienne.

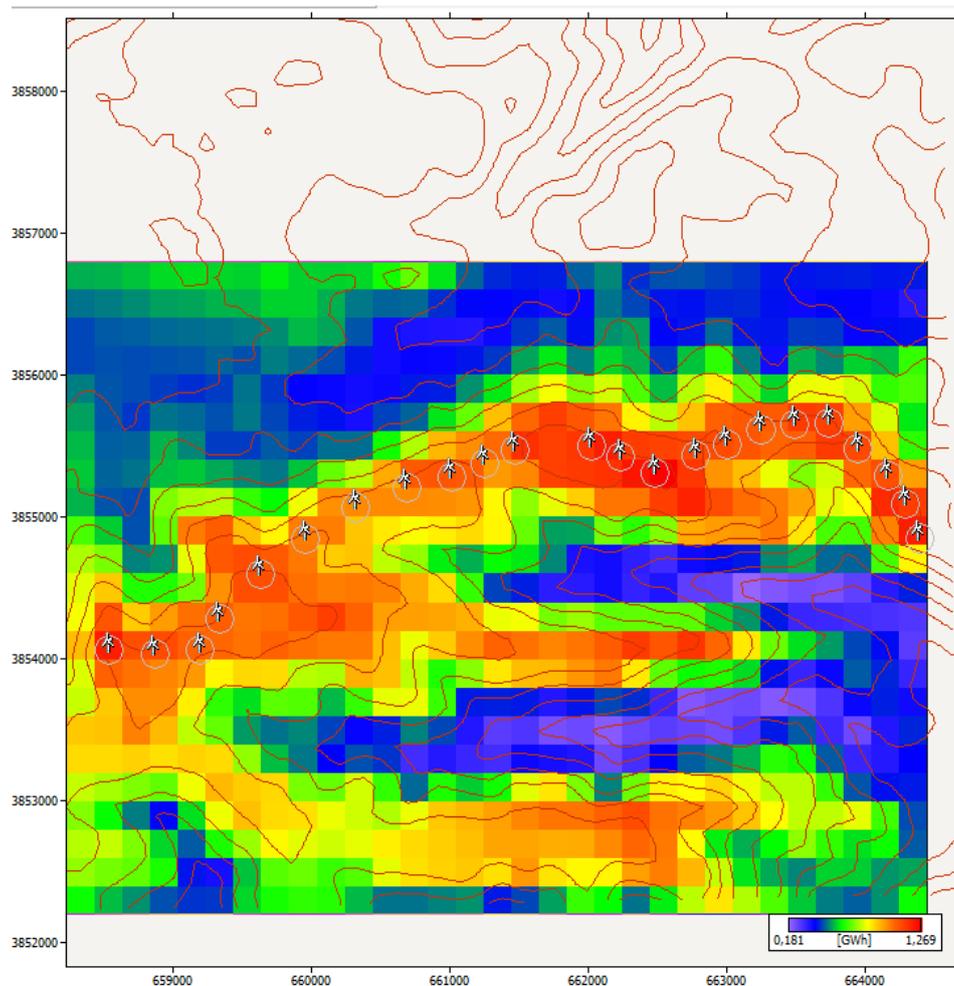


Figure 5-25. Vue sur la disposition des éoliennes sur la carte de l'évolution de la production énergétique annuelle de l'éolienne Nordex N50

Tableau 5-8 : Caractéristiques des paramètres du gisement éolien à l'entrée de chaque voileure et la production énergétique de chaque éolienne

Eolienne	V(m/s)	P(W/m ²)	A(m/s)	k (-)	AEP Gross (GWh)	AEP Net (GWh)	Wake loss (%)
1	4,63	289	4,8	1,10	1,147	1,111	3,16
2	4,65	284	4,8	1,12	1,155	1,119	3,17
3	4,55	278	4,7	1,10	1,111	1,098	1,13
4	4,53	271	4,7	1,10	1,107	1,091	1,49
5	4,71	291	4,9	1,13	1,177	1,152	2,12
6	4,64	292	4,8	1,10	1,148	1,130	1,53
7	4,56	275	4,7	1,11	1,112	1,097	1,35
8	4,61	272	4,8	1,13	1,131	1,110	1,79
9	4,56	264	4,8	1,13	1,107	1,087	1,75
10	4,89	320	5,1	1,14	1,256	1,228	2,26
11	4,80	301	5	1,14	1,217	1,186	2,51
12	4,71	278	4,9	1,15	1,175	1,159	1,33
13	4,62	279	4,8	1,12	1,130	1,119	0,96
14	4,43	249	4,6	1,11	1,051	1,041	0,92
15	4,5	244	4,7	1,15	1,075	1,060	1,44
16	4,43	237	4,6	1,14	1,047	1,038	0,91
17	4,30	212	4,5	1,15	0,985	0,974	1,16
18	4,44	232	4,7	1,15	1,048	1,032	1,51
19	4,72	274	5	1,16	1,180	1,154	2,21
20	4,49	239	4,7	1,15	1,069	1,035	3,22
21	4,45	234	4,7	1,15	1,055	1,021	3,17
22	4,53	245	4,8	1,16	1,092	1,070	1,98
23	4,73	270	5	1,18	1,186	1,184	0,17

Nous remarquons ainsi qu'à l'entrée des 23 éoliennes, la vitesse moyenne annuelle varie de 4,3 à 4,89m/s, alors que la densité de puissance moyenne varie de 212 à 319W/m². Quant à la production énergétique annuelle brute, elle varie de 0,985 à 1,256GWh/an. Le taux de perte dû à l'effet de sillage montre que le maximum a été subit par l'éolienne n°20 avec 3,22% alors que la perte la plus faible est de l'ordre de 0,17%. Ainsi, il est noté que la production énergétique nette, sans pertes dues à l'effet de sillage varie de 0,974 à 1,228GWh/an.

Du Tableau 5-8 qui donne la production énergétique annuelle totale du parc éolien nous remarquons que le taux de perte total dû à l'effet de sillage est de 1,8%, induisant ainsi une production énergétique annuelle totale brute de 25,759 GWh/an à une production énergétique annuelle totale nette de 25,295GWh/an.

Tableau 5-9 : Production énergétique totale du parc éolien de 18,4MW

	AEP Gross (GWh)	AEP Net (GWh)	Wake loss (%)
Le parc éolien de 18,4 MW	25,759	25,295	1,8

Par ailleurs, il a été possible d'effectuer une synchronisation avec le logiciel Google Earth pour visualiser l'emplacement de la ferme éolienne en fonction de la production énergétique annuelle de la Nordex N50 et de la topographie du terrain (voir Figure 5-26).

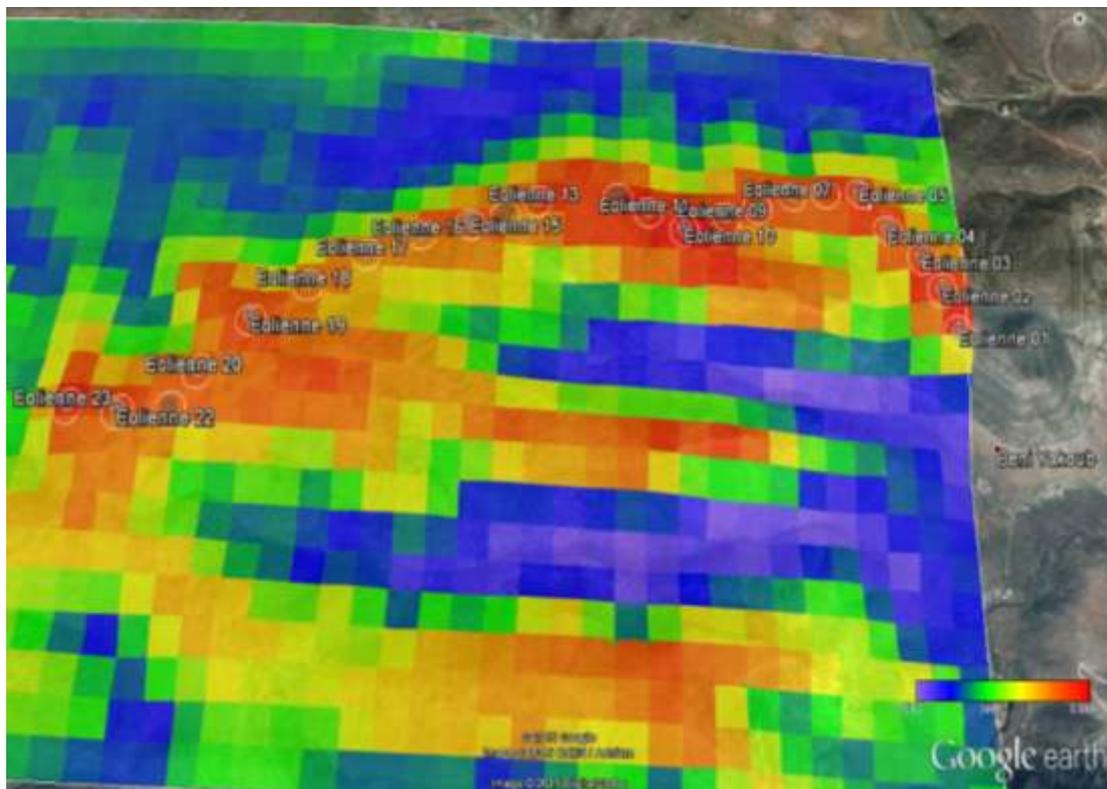


Figure 5-26. Synchronisation de la carte de la production énergétique annuelle de la Nordex N50 avec Google Earth

Toujours en synchronisant avec Google Earth, la Figure 5-27 simule un aperçu sur le réel emplacement des huit premières éoliennes du parc, sur la topographie de la région.



Figure 5-27. Simulation sur Google Earth de l'emplacement des éoliennes sur les hauteurs du site choisi

5-Analyse économique

Après avoir simulé la production énergétique annuelle brute et nette du parc éolien d'une puissance nominale de 18,4MW sur les hauteurs de la région étudiée, nous établissons l'étude économique du présent projet qui porte sur le calcul du coût du kWh produit du parc éolien.

La présente étude économique a été effectuée en utilisant la méthode PVC de la (Present Value Cost) et la méthode du CPU (Cost Per Unit) décrites dans le Chapitre 3, pour l'estimation du rendement financier de notre travail.

Ainsi, les résultats de l'étude économique résumés sur le Tableau 5-10, donne un coût de 0,0587\$ pour le kWh produit, relatif à un projet qui aurait coûté au total près de 30 Million de \$ sur une période de 20 ans. Par ailleurs, l'éventuelle installation de la présente ferme éolienne d'une capacité de 18,4MW aurait produit près de 506GWh durant cette période relative à 20 années.

Tableau 5-10 : l'Energie Produite Totale (TEP), la Valeur Présente des Coûts (PVC) et le coût du kWh (CPU) sur 20 ans

TEP net (GWh)	PVC (Million \$)	CPU (\$/kWh)
505,9	29,7	0,0587

Etant donnée la conjoncture financière actuelle du pays et la fluctuation du cours du Dinar Algérien par rapport au Dollar Américain, où ce dernier est passé de 77DA en mars 2014 à 100DA au mois de Mai 2015 [3], une éventuelle conversion du coût du kWh simulé dans notre étude ne serait pas assez significative.

Conclusions

A travers ce chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans la région de Tlemcen comprenant aussi l'estimation de la production énergétique annuelle d'un parc éolien d'une puissance nominale de 18,4MW, installé sur les hauteurs situées dans le côté sud-est de la région. Le parc éolien comprenait 23 aérogénérateurs de type Nordex N50. Par la suite, une étude financière a été faite en estimant le coût du kWh produit.

Le travail présenté qui a été effectué en grande partie par le Logiciel WASP, a en outre permis d'estimer le potentiel éolien disponible dans la région de Tlemcen où il a été possible d'établir la carte des vents à 10m pour en déduire les régions les plus ventées. Par ailleurs, différents paramètres nécessaires dans l'étude du gisement éolien ont été présentés, tels que la rose des vents, l'histogramme de la vitesse du vent, les deux paramètres de Weibull, l'évolution de la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance moyenne, en fonction des années, des mois et des heures de la journée.

Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit :

- La rose des vents a permis de déduire que la direction du vent dominant est le Nord en termes de fréquence 10,9%.
- La vitesse moyenne annuelle à 10m de hauteur au niveau du mât de mesure situé au niveau de l'aéroport de Zénata est estimée à 2,42m/s, la densité de puissance moyenne à 49W/m², le facteur d'échelle de l'ordre de 2,4m/s et le paramètre de forme égal à 1.

- La cartographie de la vitesse du vent sur l'ensemble de la région étudiée a permis de délimiter une zone favorable à l'installation d'une ferme éolienne dans le côté sud-est de la ville de Tlemcen avec une vitesse moyenne et une densité de puissance moyenne qui atteignent respectivement 4,6m/s et 400W/m².
- Le site au fort potentiel éolien choisi qui se situe près du barrage Mafrouch sur les hauteurs de la ville de Tlemcen a pu recevoir 23 aérogénérateurs, d'une puissance nominale de 800kW, donnant ainsi une puissance nominale totale au parc de 18,4MW.
- La production énergétique annuelle brute varie de 0,985 à 1,256GWh/an.
- Le taux de perte dû à l'effet de sillage montre que le maximum est de 3,22% alors que la perte minimale est de l'ordre de 0,17%.
- La production énergétique nette, sans pertes dues à l'effet de sillage varie de 0,974 à 1,228GWh/an.
- La production énergétique annuelle totale brute du parc éolien est de 25,759GWh/ans. Avec un taux de perte de 1,8% dû à l'effet de sillage, la production totale nette est de 25,295GWh/an.
- L'analyse économique quant à elle donne un coût de 0,0587\$ pour le kWh produit, relative à un projet qui aurait coûté près de 30 Million de \$ avec une production énergétique totale de près de 506GWh sur une période de 20 années.

Bibliographie

- [1] N. Kasbadji Merzouk, “Wind Energy Potential of Algeria”, *Inter. J. Renewable Energy*, vol. 21/3-4, pp. 553-562, (2000).
- [2] Boudia, S. M., & Adjiri, S. Analyse technico-économique des systèmes de conversion d'énergie éolienne-région de Sétif. *Revue des Energies Renouvelables SIENR'14 Ghardaïa* (2014) 115 – 120
- [3] <http://fr.exchangerates.org.uk/historiques/USD-DZD.html#graphiques> (dernier accès Mai 2015)

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'étude de la ressource éolienne dans la région de Tlemcen, au nord-ouest du pays. Dans un premier temps nous avons établi la description de la source énergétique primaire qui est définie par le vent et ses caractéristiques qui a été suivi par une brève présentation de l'atmosphère.

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

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

Aussi, il a été question de présenter le logiciel WAsP qui nous a permis d'estimer le potentiel éolien dans la région étudiée.

Dans un dernier temps, nous avons présenté les résultats de notre travail qui a compris une étude statistique sur la distribution des vents de la région de Tlemcen par rapport aux années, mois et heures. Les résultats statistiques nous ont permis de tracer la carte des vents et de la densité énergétique moyenne à 10m de hauteur. Ainsi, ses résultats obtenus sont résumés comme suit :

- La rose des vents a permis de déduire que la direction du vent dominant est le Nord en termes de fréquence 10,9%.
- La vitesse moyenne annuelle à 10m de hauteur au niveau du mât de mesure situé au niveau de l'aéroport de Zénata est estimée à 2,42m/s, la densité de puissance moyenne à 49W/m², le facteur d'échelle de l'ordre de 2,4m/s et le paramètre de forme égal à 1.
- La cartographie de la vitesse du vent sur l'ensemble de la région étudiée a permis de délimiter une zone favorable à l'installation d'une ferme éolienne dans le côté sud-est de la ville de Tlemcen avec une vitesse moyenne et une densité de puissance moyenne qui atteignent respectivement 4,6m/s et 400W/m².
- Le site au fort potentiel éolien choisi qui se situe près du barrage Mafrouch sur les hauteurs de la ville de Tlemcen a pu recevoir 23 aérogénérateurs, d'une

puissance nominale de 800kW, donnant ainsi une puissance nominale totale au parc de 18,4MW.

- La production énergétique annuelle brute varie de 0,985 à 1,256GWh/an.
- Le taux de perte dû à l'effet de sillage montre que le maximum est de 3,22% alors que la perte minimale est de l'ordre de 0,17%.
- La production énergétique nette, sans pertes dues à l'effet de sillage varie de 0,974 à 1,228GWh/an.
- La production énergétique annuelle totale brute du parc éolien est de 25,759GWh/ans. Avec un taux de perte de 1,8% dû à l'effet de sillage, la production totale nette est de 25,295GWh/an.
- L'analyse économique quant à elle donne un coût de 0,0587\$ pour le kWh produit, relative à un projet qui aurait coûté près de 30 Million de \$ avec une production énergétique totale de près de 506GWh sur une période de 20 années.

