



UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES ENERGIES RENOUVLABLES



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Option : CONVERSION THERMIQUE

Thème :

Cartographie Directionnelle du Vent en Mer Méditerranée Oxidentale

Par

M^{elle} BELARBI Ryma Imen

Soutenu le 30/09/2021 devant le jury composé de :

Pr	M. MERZOUK	Président
Mr	K. KACI	Examineur
Mme	S. CHAOUCHI	Examinatrice
Dr	N. KASBADJI	Promotrice
Mr	A. TOUAIBIA	Co-promoteur

الملخص:

سيتم تحقيق تنمية الطاقات المتجددة في الجزائر بفضل البرنامج الوطني الطموح الذي هو جزء من توقعات تخطيط استخدام الأراضي لعام 2030. في العمل الحالي ، نحن مهتمون بإمكانيات الرياح البحرية في حوض البحر الأبيض المتوسط. لهذا سنقوم بمعالجة البيانات من سبعة مواقع محددة ، وهي سرعة الرياح واتجاهاتها ، ثم نقوم بمعالجة هذه البيانات باستخدام MATLAB. سيسمح لنا البرنامج المكتمل بحساب جميع المعلمات الضرورية (معلمت وايبول ، متوسط السرعة ، السرعة القصوى ، التردد ، كثافة الطاقة) لتحديد قطاع الرياح السائد للمواقع المختارة. أخيرًا ، تسمح لنا النتائج التي تم الحصول عليها بإجراء رسم خرائط اتجاهي للرياح باستخدام برنامج ARCGIS و MAPINFO.

الكلمات المفتاحية: إمكانات الرياح البحرية ، السرعة ، الاتجاه ، Matlab ، ArcGIS ، Mapinfo

Résumé :

Le développement des énergies renouvelables en Algérie sera réalisé grâce au programme national ambitieux qui s'inscrit dans les projections d'aménagement du territoire à l'horizon 2030. Dans le présent travail, nous nous intéressons au potentiel éolien offshore dans le bassin de la mer méditerranée. Pour ce nous traiterons les données de sept sites choisis, à savoir les vitesses et directions du vent, ensuite nous traitons ces données en utilisant MATLAB. Un programme réalisé nous permettra de calculer tous les paramètres nécessaires (paramètres de weibull, vitesse moyenne, vitesse maximale, fréquence, densité de puissance) pour déterminer secteur dominant du vent pour les sites choisis. Enfin les résultats obtenus nous permettent de réaliser une cartographie directionnelle du vent réalisée avec les logiciels ArcGIS et Mapinfo.

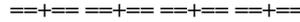
Mots clés : Potentiel éolien offshore, vitesse, direction, Matlab, ArcGIS, Mapinfo.

Abstract:

The development of renewable energies in Algeria will be achieved thanks to the ambitious national program which is part of the land use planning projections for 2030. In the present work, we are interested in the offshore wind potential in the Mediterranean Sea basin. For this we will process the data from seven selected sites, namely wind speeds and directions, then we process this data using MATLAB. A completed program will allow us to calculate all the necessary parameters (weibull parameters, average speed, maximum speed, frequency, power density) to determine the dominant wind sector for the chosen sites. Finally the results obtained allow us to carry out a directional cartography of the wind carried out with the software ARCGIS and MAPINFO.

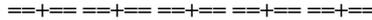
Key words: Offshore wind potential, speed, direction, Matlab, ArcGIS, Mapinfo.

Dédicaces



Je dédie ce modeste travail à tous ceux que j'aime et tous ceux qui m'aiment. Spécialement les membres de ma famille, qui m'ont soutenu durant mon parcours d'études et qui continuent à me soutenir dans ma vie.

Remerciements



Je remercie tout d'abord ma promotrice, Dr KASBADJI Nachida d'avoir accepté de m'encadrer, de m'avoir guidé tout au long de mon travail et d'avoir mis sa grande expérience à mon profit et son temps à ma disposition quand j'en ai eu besoin.

Je remercie également mon copromoteur, Mr TAOUBIA Abdellah pour ses orientations, son partage illimité et sa patience avec moi.

Je remercie mes encadreurs de stage au CDER, Mr BEKHTI et Mr MEZIANE de m'avoir accueilli au sein du centre, pour toutes les informations et l'aide qu'ils m'ont fourni et tout simplement pour leur gentillesse envers moi.

Je remercie les membres du jury d'avoir pris de leur temps pour examiner et critiquer ce travail.

Aussi, je remercie tous mes professeurs et enseignants qui m'ont appris tout ce que je sais aujourd'hui dans ce domaine.

Enfin, je remercie l'ensemble des personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à l'aboutissement de ce modeste travail.

Liste des figures

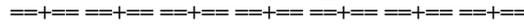


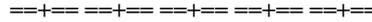
Figure (I-1). Eoliennes offshore posées.....	7
Figure (I-2). Eoliennes offshore flottantes.....	7
Figure (I-3). Aérogénérateur.....	8
Figure (I-4). Représentation schématique d'une structure sur monopieu.....	10
Figure (I-5). Cartes des vents à 10 m du sol établies par Kasbadji-Merzouk en 2000.....	15
Figure (I-6). Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol, en 2006....	16
Figure (I-7). Carte des vents à 10 m du sol établie par :a) Chellali et al en 2011 ; b) Boudia et al en 2013.....	17
Figure (I-8). Cartes des vents à 10 m du sol établies en 2018 par : a) Nedjari et al ; b) : Boudia et Santos	17
Figure (II-1). Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull.....	21
Figure (II-2). Division des secteurs.....	25
Figure (II-3). La rose des vents.....	27
Figure (III-1). Positions des stations de mesure dans la mer méditerranée.....	33
Figure (III-2). Variation des vitesses du vent en fonction du temps pour le site de BARCELONE	34
Figure (III-3). Paramètres de Weibull	35
Figure (III-4). Vitesses moyennes et maximales.....	36
Figure (III-5). Densité de puissance (W/m^2).....	36
Figure (III-6). Vitesses moyennes et pondérées.....	39
Figure (III-7). Vitesses maximales	40
Figure (III-8). Densités de puissance (W/m^2).....	40
Figure (III-9). Rose des vents pour le site d'ALGER.....	41
Figure (III-10). Rose des vents pour le site d'ANNABA.....	42
Figure (III-11). Rose des vents pour le site d'ORAN.....	42
Figure (III-12). Rose des vents pour le site d'ALICANTE.....	42
Figure (III-13). Rose des vents pour le site de BARCELONE.....	43
Figure (III-14). Rose des vents pour le site de CAP CACCIA.....	43
Figure (III-15). Rose des vents pour le site de CAP CARBONARA.....	43
Figure (III-16). Carte de la vitesse moyenne en méditerranée.....	44
Figure (III-17). Carte de la vitesse pondérée en méditerranée	44
Figure (III-18). Carte représentant la direction en fonction de la vitesse moyenne.....	45
Figure (III-19). Carte représentant la direction en fonction de la vitesse pondérée	46

Liste des tableaux

==+== ==+== ==+== ==+== ==+==

Tableau (I-1). Définition des classes applicables aux turbines commerciales de grande dimension selon la norme IEC 61400	9
Tableau (II-1). Exemple du traitement des vitesses du vent pour un des sites choisis	26
Tableau (III-1). Coordonnées géographiques des stations de mesure	32
Tableau (III-2). Résultats sectoriels des sites traités	37
Tableau (III-3). Secteurs dominants des sites de mesure	39

Nomenclature



c : Paramètre d'échelle de weibull	[m/s]
DP : La densité de puissance	[W/m ²]
$f(v)$: Fréquence d'occurrence de la vitesse v du vent	-
F_0 : Fréquence d'occurrence de la vitesse du vent $v = 0$	-
k : Paramètre de forme de weibull	-
L_v : Fonction de vraisemblance	-
N : Nombre d'observations non nulles	-
P : La puissance d'une éolienne	[w]
R : Le rayon de la turbine,	[m]
S : Surface de la roue d'une éolienne	[m ²]
Γ : La fonction Gamma	-
V : La vitesse du vent	[m/s]
V_{moy} : Vitesse moyenne	[m/s]
V_{max} : Vitesse maximale	[m/s]
\bar{V} : La vitesse moyenne du vent	[m/s]
\bar{V}^3 : Vitesse cubique moyenne du vent	[m ³ /s ³]
σ : L'écart type	-
ρ : La masse volumique de l'air	[kg/m ³]

Table des matières

Résumé	
Dédicaces	
Remerciements	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Table des matières	
Introduction générale	01
Chapitre 1 : Etat de l'art	04
1.1. Introduction	05
1.2. Historique de l'éolien offshore	05
1.3. Les technologies des différents types d'éolienne offshore	06
1.3.1. L'éolienne offshore posée en mer	06
1.3.2. L'éolienne offshore flottante	07
1.4. Aérogénérateurs de puissance	08
1.4.1. Critères de dimensionnement	10
1.4.1.1. La vérification de la résistance aux ELU (capacité ultime) sous chargements combinés	10
1.4.1.2. Le respect des critères en déplacement sous chargements ELS	10
1.4.1.3. Le comportement à la fatigue sous chargements ELF	11
1.5. Critères de choix de sites éoliens	11
1.6. Travaux réalisés dans le domaine	12
1.7. Travaux sur le gisement éolien en Algérie	14
1.8. Conclusion	18
Chapitre 2 : Modélisation du potentiel éolien offshore	19
2.1. Introduction	20
2.2. Modélisation du potentiel éolien offshore	20
2.2.1. Distribution de Weibull	21
2.2.2. Distribution de Weibull à deux paramètres	21
2.2.3. Méthode de résolution pour déterminer les facteurs k et c	23
2.2.3.1. Méthode des moments	23
2.2.3.2. Méthode du maximum de vraisemblance	24
2.2.4. Puissance énergétique éolienne	25
2.3. Méthode de détermination du secteur dominant	26
2.3.1. Traitement de la direction des vents	26
2.3.2. Traitement de la vitesse du vent par secteur	27
2.3.3. Détermination du vent dominant	28
2.4. Méthode de cartographie de la direction	29
2.4.1. Présentation du logiciel ArcGIS	29
2.4.2. Présentation du logiciel MAPINFO	29
2.5. Conclusion	30
Chapitre 3 : Application, Résultats et discussions	31
3.1. Introduction	32
3.2. Présentation des sites de mesures	32
3.2.1. Site d'Annaba	32
3.2.2. Site d'Alger	32
3.2.3. Site d'Oran	32
3.2.4. Site de Barcelone	32
3.2.5. Site d'Alicante	33
3.2.6. Site du Cap Carbonara	33
3.2.7. Site du Cap Caccia	33

3.3. Traitement des données.....	34
3.3.1. Données erronées.....	34
3.3.2. Variation temporelle des vitesses de vent	34
3.4. Résultat du traitement statistique par site.....	36
3.5. Résultat du traitement statistique par secteur.....	38
3.6. Résultat de la rose des vents.....	42
3.7. Cartographies du vent.....	45
3.8. Conclusion.....	47
Conclusion générale.....	48
Références bibliographiques.....	51

INTRODUCTION
GENERALE

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie que sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activité où elle est appelée à jouer un rôle primordial. Ses modes de production ainsi que les moyens de distribution associés sont amenés à subir de profonds changements au cours de prochaines décennies.

Les contraintes environnementales concernant les rejets dans l'atmosphère des gaz à effet de serre renforcent également l'idée d'une production d'énergie électrique propre, économe et durable. Ainsi, les modes de production reposant sur la transformation d'énergie renouvelable (éolien, solaire, etc.) sont appelés à être de plus en plus utilisés dans le cadre du développement durable.

Vu l'emplacement géographique et le climat de l'Algérie, le pays dispose d'un potentiel en termes de ressources énergétiques renouvelables considérable. Alors que le nouveau programme gouvernemental en 2015 s'est engagé à produire 22GW à l'horizon 2030 de sources renouvelables, le pays comprend actuellement quelques projets pilotes, dont la centrale hybride de Hassi R'mel d'une capacité de 30MW, la ferme éolienne de Adrar de 10MW, mise en service en 2014 ainsi qu'un parc PV d'une puissance de 1,1MW sis à Ghardaia. [2]

L'énergie éolienne a connu un grand développement dans le monde, en particulier l'éolien offshore cette dernière décennie et particulièrement en Europe. L'installation d'aérogénérateurs pour la production électrique se fait de plus en plus. Il en est de même pour le pompage de l'eau dans le domaine de l'agriculture et beaucoup d'autres applications.

L'énergie extraite du vent est un choix fiable pour augmenter la production d'énergie à faible émission de carbone. Une croissance constante en la demande d'énergie renouvelable exige que les parcs éoliens soient grands et installés dans des endroits élevés où les ressources éoliennes sont disponibles.

En réponse, de vastes zones offshore sont posées comme des emplacements potentiels pour la récolte du vent et la conversion à la puissance électrique.

La planification et sélection des emplacements optimaux pour les parcs éoliens ont besoin d'expertise dans de nombreux domaines (économie, impact environnemental, météorologie et climatologie). Afin de cartographier les meilleurs emplacements pour l'éolien offshore, les observations et la modélisation de la vitesse du vent près de la surface peuvent être utilisées.

L'objectif de notre étude, consiste à estimer le potentiel éolien offshore dans le bassin de la mer méditerranée occidentale. Pour ce, on choisira 7 stations d'observation, dont 3 dans le littoral algérien, 2 en Espagne et 2 en Italie. On traitera les données en utilisant MATLAB, le programme réalisé nous permettra de calculer tous les paramètres nécessaires (paramètres de weibull, vitesse moyenne, vitesse maximale, fréquence, densité de puissance, directions, secteur dominant du vent) pour représenter ensuite, la vitesse et la direction du vent dans la cartographie de vent réalisée avec les logiciels ARCGIS et MAPINFO.

CHAPITRE 1

Etat de l'art

1.1 INTRODUCTION

Le présent chapitre a pour but de passer en revue les différents travaux effectués au préalable portant sur l'étude et l'évaluation du potentiel éolien offshore dans différentes zones à travers le monde, en particulier, la méditerranée qui fait l'objet de notre étude. Suivi de différents travaux de recherche menés dans le cadre de l'évaluation du potentiel énergétique et établissement des cartes éoliennes de l'Algérie.

1.2 HISTORIQUE DE L'EOLIEN OFFSHORE

Au début des années 1930, l'ingénieur allemand Hermann Honnef étudie des éoliennes constituées de plusieurs rotors, de 160 mètres de diamètre et délivrant 4 MW chacun, pour atteindre une puissance totale de 20 MW. Il est le premier à proposer l'installation « offshore » d'éoliennes sur un ponton flottant ancré au fond de la mer. [1]

Au début des années 1970, William Edward Heronemus, professeur au Massachusetts Institute of Technology (MIT) et pionnier de l'éolien offshore aux États-Unis présente un concept proche de celui d'Honnef : une éolienne multir rotor de 6 MW composée de trois rotors de 2 MW sur une structure flottante, elle aussi ancrée au fond de la mer. Il propose en 1972 un projet de 13 600 éoliennes flottantes. [1]

Si tous ces projets sont restés à l'état d'étude, l'éolien offshore est relancé en 1979 par le réseau électrique anglais CEGB (Central Electricity Generating Board), qui affirme la nécessité de développer des centrales éoliennes offshore face aux limites de l'éolien terrestre (impacts visuels et sonores). Le ministère de l'Énergie britannique finance ainsi en 1983 l'étude d'un projet de 800 MW utilisant des éoliennes de 100 mètres de diamètre.

En 1991, le premier parc éolien offshore au Danemark est installé sur le site de Vindeby à 2,5 km de la côte en eaux très peu profondes (moins de 5 mètres). Les 11 éoliennes installées d'une puissance unitaire de 450 kW ne sont alors que des éoliennes terrestres légèrement modifiées. [1]

Durant les années 1990, le Danemark et deux autres pays pionniers du secteur éolien offshore (les Pays-Bas et la Suède) lancent des programmes de valorisation du vent maritime. Ces pays disposent de plateaux continentaux étendus et peu profonds propices à l'installation d'éoliennes offshore. Au milieu des années 2000, le Royaume-Uni et l'Allemagne se lancent à leur tour dans l'éolien offshore à grande échelle. Avec le parc de Middelgrunden.

En 2001, le Danemark inaugure le plus grand parc éolien offshore de l'époque et une nouvelle génération d'éoliennes : 20 éoliennes de 2 MW, distantes de 180 m et disposées en un arc de cercle de 3,4 km de long.

En 2011, la France lance un premier appel d'offres sur l'éolien offshore dont les résultats sont annoncés en avril 2012 : 4 sites sont attribués pour une capacité installée prévue de près de 1 930 MW. [1]

Si les premiers prototypes d'éoliennes offshore étaient de simples copies des éoliennes terrestres, les machines se sont peu à peu adaptées à la mer. Les développements technologiques actuels, et en particulier l'évolution attendue des machines en taille et en puissance, sont d'ailleurs caractéristiques des éoliennes offshore.

Dans les années à venir, l'énergie éolienne va avoir un rôle grandissant dans les bilans énergétiques, Ce domaine est toujours en croissance et développement. Par exemple, les technologies d'éolien *farshore*, c'est-à-dire en haute-mer à plus de 30 kilomètres des côtes, ouvrent des perspectives encore plus intéressantes que l'éolien offshore classique. En effet, le vent du large est plus régulier et plus soutenu, sans compter que le partage de l'espace maritime y est moins problématique que près des côtes. Du fait de la complexité de la fabrication et de l'installation d'éoliennes à base flottante, ces technologies en sont encore à la phase de recherche préindustrielle.

1.3 LES TECHNOLOGIES DES DIFFERENTS TYPES D'EOLIENNES OFFSHORE

En premier lieu, de par son emplacement en mer, l'éolienne *offshore* nécessite des matériaux de construction plus robustes pour lutter contre la corrosion de l'eau de mer, et des mouvements souvent violents et instables des vagues. A côté de ces conditions maritimes à prendre en compte, une éolienne *offshore* dispose d'une puissance de production plus importante que l'éolienne terrestre. Les vents marins sont en effet plus nombreux et plus forts en pleine mer. Les pales de l'hélice sont donc adaptées aux conditions météorologiques : elles sont plus longues et ont une capacité de production d'électricité entre 6 et 12 MW (contre 3 et 5 MW pour l'éolienne terrestre). Le mât sur lequel repose l'hélice est également plus haut afin de capter toute la puissance du vent (avec l'altitude, il y a plus de vent) et peut atteindre 150 m de hauteur.

Les technologies de l'éolien en mer se sont donc adaptées aux conditions particulières du milieu maritime, et ont évolué au fil du temps pour créer deux types d'éolienne *offshore* :

1.3.1 L'éolienne *offshore* posée en mer :

Une éolienne *offshore* posée en mer consiste « tout simplement » à poser les fondations dans les fonds marins (maximum de profondeur de 50 m). L'implantation des fondations distingue trois types de technologie de pose :

- L'éolienne *offshore* à fondation mono pieu qui, comme son nom l'indique, consiste à ancrer l'éolienne dans le sous-sol marin via un unique mât. Ce type de fondation doit respecter une limite de fonds de 30 m maximum pour lutter contre les forces du vent et de ce fait, avoir une longévité importante. L'éolienne *offshore* à fondation mono pieu représente près de 90 % des éoliennes *offshore* installées dans le monde.

- L'éolienne *offshore* à fondation en jacket consiste à poser une structure métallique à la base de l'éolienne. Cette fondation en structure métallique qui rappelle les mêmes fondations que les plateformes pétrolières se limite à des profondeurs de 20 à 50 m. L'éolienne à jacket représente 8 à 9 % des éoliennes *offshore* posées dans le monde ;

- L'éolienne *offshore* à fondation gravitaire se compose d'une base en béton ou en acier installée sur le fond marin. Son poids important limite les risques de déplacement ou d'accident liés aux conditions climatiques (vents, houle, courants). Cependant, ce type d'installation est plutôt rare puisqu'il représente moins de 1 % des éoliennes *offshore* posées en mer.



Figure (I-1) : Eoliennes offshore posées

1.3.2 L'éolienne *offshore* flottante :

La technologie de l'éolien *offshore* flottant consiste à poser l'éolienne sur des fondations flottantes en pleine mer. Sa conception constitue un véritable défi technologique pour garantir sa stabilité en mer face aux nombreuses contraintes techniques évoquées précédemment. Ce type d'installation pallie toutefois plusieurs inconvénients de l'éolienne classique ou même de l'éolienne posée :

- Le système de flotteurs s'affranchit des contraintes de profondeur, l'éolienne peut donc être installée au large. L'éolienne flottante concerne ainsi des profondeurs supérieures à 50 m ;

- L'éolienne *offshore* flottante ne cause pas de désagréments visuels ou environnementaux. Loin des yeux... et des critiques qui pèsent sur les éoliennes terrestres. A cela, on peut ajouter que son démantèlement complet en fin de vie préserve la faune et la flore marine ;

- L'éolienne flottante a un bon rendement énergétique grâce à la force des vents marins. Les coûts de production de la filière éolienne en mer sont donc réduits.



Figure (I-2) : Eoliennes offshore flottantes

1.4 AEROGENERATEURS DE PUISSANCE

Un générateur éolien ou aérogénérateur, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. L'aérogénérateur est équipé d'un rotor rapide de deux ou trois pales, couplé à un stockage ou non de l'électricité (inutile pour les équipements connectés au réseau électrique).

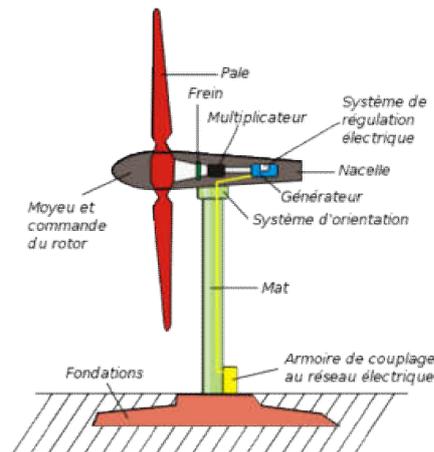


Figure (I-3) : Aérogénérateur

Pour aménager un site éolien et optimiser les performances technico-économiques de l'installation de production éolienne envisagée, la sélection des turbines doit se faire de façon rigoureuse.

L'aérogénérateur dont les principales caractéristiques physiques sont : masse, hauteur du mat, hauteur au sommet de la nacelle, diamètre du rotor, puissance électrique nominale, énergie productible eu égard au gisement éolien local, etc., doit satisfaire :

- . Aux critères de l'environnement : impact sur le paysage et les oiseaux, interférence vis-à-vis des radars de l'aviation civile et militaire, des radars météo, impact des émissions sonores vis-à-vis des riverains.
- . Au code de raccordement sur le réseau de distribution publique : puissance envoyée sur le réseau, gestion de l'énergie active et réactive, tenue en tension et fréquence, passage sur creux de tension.
- . Et bien entendu aux caractéristiques de la ressource éolienne locale, en premier lieu pour survivre à l'occurrence de rafales et vitesses de vent extrêmes évaluées pour le site et en second lieu pour optimiser la production d'électricité. Cela afin de justifier les performances technico-économiques de l'installation de production qui sont attendues ; autrement dit, il s'agit d'assurer sur le long terme la rentabilité de l'investissement industriel qui est engagé. [3]

Pour les turbines éoliennes commerciales de grande dimension, la norme définit quatre classes qui se distinguent par la vitesse moyenne du vent observé sur site et par le niveau de turbulences, comme résumé dans le tableau (I-1).

Tableau (I-1) : Définition des classes applicables aux turbines commerciales de grande dimension selon la norme IEC 61400 [4]

IEC Wind Turbine Classes									
Wind Speed Parameters for Wind Turbine Classes									
	I		II		III		IV		
Reference Wind Speed, U_{ref} (m/s)	50		42.5		37.5		30		
Annual Average Wind Speed U_{ave} (m/s)	10		8.5		7.5		6		
50-year Return Gust Speed, $1.4 U_{ref}$ (m/s)	70		59.5		52.5		42		
1-year Return Gust Speed, $1.05 U_{ref}$ (m/s)	52.5		44.6		39.4		31.5		
Notes: 10-minute averages, hub height wind speed. Air density; 1.225 kg/m ³ .									
Turbulence Intensity Classes									
	I		II		III		III		IV
	A	B	A	B	A	B	A	B	B
I_{15} (Turbulence Intensity at 15 m/s)	18%		16%		18%		16%		16%
a	2		3		2		3		3
I_u (Turbulence Intensity)	0.210		0.180		0.226		0.191		0.220
I_u (Turbulence Intensity) = $I_{15}(a=15/U_{ave})/(a+1)$									
Source: IEC 61400-1; cited in Wind Energy Handbook, Tony Burton, et al, John Wiley & Sons UK), 2001, ISBN: 0-471-48997-2, p. 210.									
Caution: Verify with current IEC 61400-1 for all parameters and criteria.									

Les monopieux représentent le type de fondations le plus largement répandu pour les éoliennes installées en mer jusqu'en 2015 du fait de leur relative simplicité de conception et de leur coût compétitif dans la gamme de profondeur d'eau des champs éoliens développés à cette date (en général < 40 m).

Ce type de fondations semblait initialement limité à des profondeurs d'eau jusqu'à 30 m-35 m. Les diamètres des monopieux, initialement compris entre 3 m et 5 m, sont maintenant communément de 6 m à 8 m pour les projets actuellement en développement. L'accroissement des profondeurs d'eau pour les futurs champs éoliens, l'augmentation des puissances des turbines, et le développement des processus et capacité de production permettent d'envisager la fabrication de monopieux de diamètres encore plus importants, allant jusqu'à 10 m.

Les monopieux se caractérisent par des élancements faibles. Les méthodes d'installation de monopieux les plus communément utilisées sont le battage et, dans le cas de sols rocheux, le forage (ou une combinaison de battage et forage). Néanmoins, en fonction des conditions de sol rencontrées, d'autres méthodes d'installation peuvent être envisageables. Les différentes charges s'appliquant sur une éolienne offshore peuvent être représentées par des torseurs équivalents : [5]

- (H, V, T) à une hauteur au-dessus du fond correspondant au point de moment nul;
- (M, H, V, T) au niveau du fond marin. Ce dernier torseur caractérise les charges appliquées à la fondation. La terminologie est celle de la pratique offshore : H effort horizontal, V effort vertical, M moment autour d'un axe horizontal, T torsion autour d'un axe vertical.

La charge horizontale H et le moment de renversement M s'avèrent être le plus souvent les composantes dimensionnantes pour la vérification de la stabilité des monopieux.

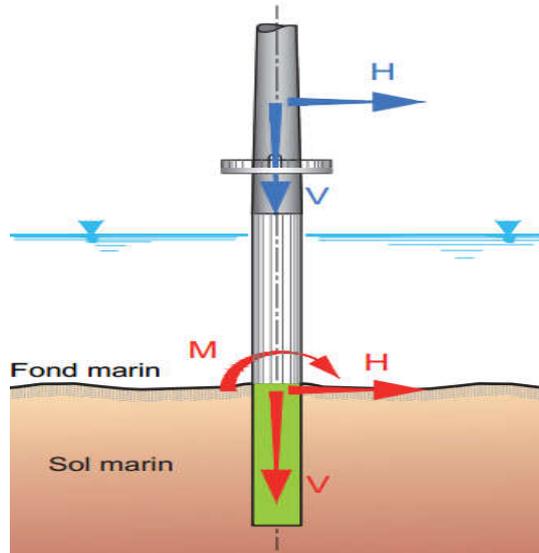


Figure (I-4) : Représentation schématique d'une structure sur monopieu [5]

1.4.1 Critères de dimensionnement :

Trois critères prévalent pour le dimensionnement d'éoliennes en mer :

1.4.1.1 la vérification de la résistance aux ELU (capacité ultime) sous chargements combinés :

La vérification de la capacité ultime doit être faite sous chargements combinés. L'effet de la dégradation du sol sous chargements cycliques doit être pris en compte. La vérification de la résistance aux ELU est en général déterminante pour définir la pénétration minimale requise des monopieux. La résistance latérale s'avère le plus souvent être la composante dimensionnante. La résistance transversale ultime étant souvent mobilisée sous des déplacements transversaux très importants, il est recommandé de limiter les déplacements en tête de pieu et/ou le degré de plastification du sol. Il faut notamment vérifier qu'une légère diminution de la fiche sélectionnée ne provoque pas d'augmentation significative du déplacement en tête. Les valeurs des charges ultimes dépendant des raideurs et amortissements de la fondation sous ces mêmes charges ultimes, plusieurs itérations sont nécessaires entre le géotechnicien (dimensions et raideurs de la fondation) et l'ingénieur de structure (calcul de charges) pour finaliser les charges aux ELU. [5]

1.4.1.2 Le respect des critères en déplacement sous chargements ELS :

Les déplacements cumulés au cours de la vie de l'ouvrage incluent les tassements et les rotations au niveau de la turbine. Celles-ci doivent vérifier le critère en rotation admissible imposé par l'opérateur et/ ou le fabricant des turbines. Ce critère est le plus souvent très sévère. Son respect est un des facteurs les plus contraignants pour le dimensionnement. [5]

1.4.1.3 le comportement à la fatigue sous chargements ELF :

Les fréquences propres des structures de type monopieu sont proches des fréquences des sources d'excitation (houle, vent, rotation des pales). Les raideurs de la fondation jouent un rôle important dans la réponse globale. Afin de limiter les phénomènes de fatigue, les fréquences propres devront être positionnées dans des plages relativement étroites. De ce fait les raideurs de la fondation et leur évolution dans le temps sont des paramètres qui doivent être maîtrisés. [5]

L'analyse des fréquences propres est souvent déterminante pour la sélection du diamètre des monopieux. Il est à noter que du fait de l'augmentation du diamètre des monopieux et de leur installation dans des sols très raides (par exemple dans des roches), le chargement engendré par la rotation des pales 6P voire 9P pourrait s'avérer significatif.

1.5 CRITERES DE CHOIX DE SITES EOLIENS

Les critères de choix de l'implantation éolienne dépendent de la taille, puissance et du nombre d'unités. Ils incluent la présence d'un vent régulier et diverses conditions telles que : présence d'un réseau électrique pour recueillir le courant, absence de zones d'exclusion (dont périmètre de monuments historiques, sites classés..), terrain approprié, etc. Un bon site éolien doit présenter les qualités suivantes, [6]:

- Site venté
- Peu de turbulences
- Une bonne facilité d'accès
- Proche du réseau électrique

Il faut de préférence avoir une vue aussi dégagée que possible dans la direction des vents dominants ainsi certains sites proches de grands obstacles (arbres, bâtiments, escarpements complexes, etc.) sont à proscrire car le vent y est trop turbulent. Il faut qu'il y ait aussi une rugosité aussi faible que possible dans cette direction.

Il est nécessaire de procéder à une étude des obstacles environnants, plus particulièrement dans la direction des vents dominants. Les écrans peuvent être constitués par des obstacles naturels ou artificiels (arbres, broussailles, falaises, chaos rocheux, maison...)

On se placera à une distance qui dépendra de la forme de l'obstacle :

- Tour ou pylône cylindrique: 10x le diamètre
- Mur ou maison: 10x la hauteur
- Arbres: 6x h

Dans le cas particulier de deux éoliennes dans le sillage l'une de l'autre :

- Minimum: 6 fois le diamètre de l'hélice
- Maximum: 12 fois le diamètre de l'hélice

Un autre critère tout aussi important que les obstacles sera celui des accidents de terrain au voisinage de l'aéromoteur. Les pentes supérieures à 45° ou les falaises sont à l'origine de perturbations susceptibles de provoquer la détérioration de la machine en provoquant des variations de vitesse et de direction du vent dans un espace restreint. Les variations de vitesse provoquent des contraintes dissymétriques sur l'aéromoteur et les variations de direction entraînent des désorientations avec des accélérations variables qui imposent des contraintes sur toutes les parties de la machine (couples gyroscopiques).

Certains sites bien spécifiques augmentent la vitesse du vent et sont donc plus propices à une installation éolienne :

- L'effet tunnel ou Venturi ;
- Les collines, surtout si leur pente est douce et progressive ;
- La mer et les lacs sont aussi des emplacements de choix : il n'y a aucun obstacle au vent, et donc, même à basse altitude, les vents ont une vitesse plus importante et sont moins turbulents. La proximité d'une côte escarpée créera également des turbulences, usant prématurément certains composants mécaniques de l'éolienne.
- Les zones côtières, les hauts plateaux, les montagnes et Certaines plaines dégagées.

D'autres critères sont pris en compte pour le choix du site, [7].

- La nature du sol
- L'accessibilité du site
- La connexion au réseau électrique
- Les éoliennes
- Impact sonore

1.6 TRAVAUX REALISES DANS LE DOMAINE

L'exploitation de l'énergie éolienne offshore connaît actuellement un intérêt croissant de la part des acteurs du secteur en raison de ses perspectives de rendement élevées. Si les techniques d'exploitation de cette alternative énergétique sont relativement récentes, elles sont appelées à un développement intensif, compte tenu des besoins croissants des pays industrialisés.

En 2006, un groupe de chercheurs de l'Institut des Sciences de l'Atmosphère et du Climat, l'Agence de Protection de l'Environnement et les services techniques du Département de Mathématiques et Informatique de l'Université de Camerino, Italie, ont entamé une étude dont le but est d'obtenir la climatologie éolienne offshore de l'ensemble de la région méditerranéenne. Pour cela, des données vent enregistrées toutes les 6 heures avec une résolution de grille $0,5^{\circ} \times 0,5^{\circ}$ et sur une période de 24 ans, des niveaux de pression de 700 hPa et 10 m au-dessus de la surface, ont été téléchargées. Pour chaque point de grille, les vitesses moyennes du vent et les paramètres de la fonction de densité de probabilité de Weibull ont été calculés. Les vitesses moyennes du vent et les paramètres de Weibull sont présentés pour l'ensemble de la mer Méditerranée pour illustrer les résultats obtenus. [8]

En 2009, Michael J. Dvorak et all [9], ont présenté une étude qui combine les résultats d'une modélisation à méso échelle pluriannuelles, validés à l'aide de mesures prélevées grâce à des bouées offshore avec une bathymétrie à haute résolution afin d'évaluer les ressources éoliennes offshore au large de la Californie.

Il faut souligner que l'emplacement d'un parc éolien offshore est conditionné par la profondeur de l'eau, où les faibles profondeurs sont généralement préférables économiquement. On note trois catégories des profondeurs acceptables pour les parcs éoliens offshore, à savoir : 20 m de profondeur pour les fondations d'éoliennes à support unique, 50 m de profondeur pour les fondations d'éoliennes à plusieurs supports et 200 m de profondeur pour les turbines flottantes.

Selon les travaux de Michael J. Dvorak et al, la côte de la Californie a été divisée en trois zones d'analyse : Californie du Nord, du Centre et du Sud. Un modèle météorologique à méso échelle à haute résolution a été utilisé (5 et 1.6 km) pour calculer des vitesses de vent annuelles à 80 m d'altitude (hauteur du moyeu de la turbine) pour chaque zone, sur la base de la moyenne des mois saisonniers représentatifs : janvier, avril, juillet et octobre de l'année 2005/2006 et de l'intégralité de l'année 2007 (12 mois) pour l'étude annuelle. Les caractéristiques d'une éolienne offshore de 5 MW ont été utilisées pour déterminer les ressources éoliennes préliminaires. Chaque région géographique a ensuite été caractérisée en fonction de la profondeur de l'eau, des éoliennes présélectionnées et des vitesses moyennes du vent estimées à 80 m. Les résultats initiaux ont montré que les éoliennes de puissance nominale de 1.4 à 2.3 GW et 4.4 à 8.3 GW pourraient être exploitées, utilisant des fondations de turbines mono-supports, multi-supports et flottantes, respectivement. Ils ont déterminé que l'installation d'un seul parc éolien près du cap Mendocino pourrait fournir en moyenne 800 MW d'énergie renouvelable brute et réduire la production actuelle d'électricité émettrice de carbone 4% sur une base énergétique. [9]

En 2014, Irena Balog et all [10], ont proposé des simulations numériques de champs du vent près de la surface à partir des modèles climatiques régionaux (MCR) afin d'obtenir et combler les lacunes des observations sur le bassin méditerranéen. Une analyse sur les simulations climatiques régionales de la vitesse du vent et de la densité d'énergie éolienne sur la Méditerranée a été faite, utilisant les modèles suivants : RegCM3 ; PROTHÉE ; modèle WRF haute résolution (WRF11); WRF basse résolution (WRF44). Les sorties du modèle ont été comparées aux observations satellitaires de QuikSCAT. Les résultats ont été effectués pour vérifier la fiabilité des simulations de modèles dans la reproduction des caractéristiques les plus pertinentes du climat éolien actuel en ce qui concerne le vent en énergie. L'information a été élaborée dans le but de trouver quelques sous-régions potentielles pour l'installation de parcs éoliens sur la vaste région de la mer Méditerranée.

En 2017, Choong-Ki Kim et all [11], ont effectué une étude dont le but était de fournir des orientations pour la sélection de sites adaptés aux développements de parcs éoliens offshore avec des impacts sociaux, économiques et environnementaux les plus favorables possibles. La zone côtière du sud-ouest de la Corée du Sud avec ses configurations de rivage compliquées, de grandes battures écologiquement importantes et de diverses activités humaines a été choisie pour l'étude. Pour analyser la faisabilité économique des parcs éoliens offshore, l'énergie récupérable a été calculée à l'aide d'un modèle InVEST (Integrated Valuation of Environmental Services and Tradeoffs) qui est largement utilisé pour l'analyse des services éco systémiques marins.

Les stratégies et les procédures d'évaluation fournies dans cette étude peuvent être utilisées comme un outil de prise de décision efficace dans la recherche de sites pour le développement de parcs éoliens offshore. [11]

En 2017, Mostafa Mahdy et all [12], ont effectué une analyse décisionnelle, multicritères pour l'estimation du potentiel éolien offshore en Egypte. Cette étude est basée sur des méthodes de comparaison par paires liées à l'évaluation spatiale du site dans un Système d'Information. Elle est appliquée à l'Égypte, qui prévoit actuellement de développer les énergies renouvelables, capacité de 1 GW à 7.5 GW, dont une partie est en offshore. Une étude, fournissant des estimations précises de l'éolien offshore à partir d'emplacements appropriés en Égypte a été effectuée.

Trois zones propices aux vents forts autour de la mer Rouge ont été identifiées avec des restrictions minimales pouvant produire environ 33 GW d'énergie éolienne. Des cartes d'adéquation ont également été incluses dans le document fournissant un schéma directeur pour le développement de parcs éoliens dans ces sites. [12]

En 2018, Maurel Aza-Gnandji et al [13], ont réalisé une étude sur le potentiel énergétique éolien offshore en République du Bénin. La loi de Weibull est utilisée pour modéliser la distribution spatio-temporelle du vent dans la Zone Economique Exclusive (ZEE) du Bénin. A partir de la distribution spatiale de la vitesse du vent à 10 m, les paramètres de Weibull sont calculés dans la ZEE du Bénin. Ces paramètres sont ensuite extrapolés à 80 m, 100 m et 120 m pour déterminer la densité de puissance disponible à ces différentes hauteurs. Les résultats de cette étude montrent que les zones d'intérêt pour la production d'énergie éolienne offshore sont en bordure de la cote et en haute mer dans la ZEE du Bénin. En se référant au standard du National Renewable Energy Laboratory (NREL), l'étude révèle également que le potentiel énergétique éolien offshore du Bénin atteint la classe 7 à une hauteur de 120 m et une classe 6 pour les hauteurs de 100 m et 80 m. [13]

1.7 TRAVAUX SUR LE GISEMENT EOLIEN EN ALGERIE

Avant, les vitesses et les fréquences moyennes des vents pour les différentes stations météorologiques étaient rapportées dans les bulletins météorologiques de l'ONM. Les premiers travaux Algériens sur le potentiel éolien ont été publiés par Said et al, [14], qui a conclu que l'Algérie offre de faibles possibilités en matière d'utilisation de l'énergie du vent. Une étude sur la répartition des vitesses du vent suivant le relief des pays a été présentée en 1985 par Bensaid, [15]. Le même auteur a proposé une autre étude en 1988 vitesses et les fréquences moyennes de 22 stations. En utilisant le code WAsP, Hammouche a présenté un travail sur l'étude statistique de 37 stations en Algérie, qui lui a permis d'établir un Atlas du vent, [16].

En 1994, Kasbadji-Merzouk a publié la première carte du vent de l'Algérie, [17]. Le même auteur a publié en 1999, [18] les cartes de la vitesse du vent établies, permettent l'identification des régions prometteuses en matière d'énergie éolienne. Elle a montré que pour qu'un site soit jugé exploitable avec une petite éolienne, il faut disposer au minimum d'une vitesse de l'ordre de 6 m/s. Ceci est possible, lorsque les éoliennes sont installées à des altitudes supérieures ou égales à 25 mètres.

Par ailleurs, étant donné que généralement les différentes mesures prélevées, se font à 10 mètres du sol et que les formules empiriques d'extrapolations ont été établies pour des climats différents du notre, une étude expérimentale détaillée, doit être établie pour la correction de ces dernières.

Kasbadji–Merzouk a démontré dans une autre étude les limites des méthodes d'interpolation, pour l'atlas du vent du Nord-est de l'Algérie, [19]. En 2000, elle a améliorée cette carte en portant le nombre de stations à 46 et en utilisant la distribution hybride de Weibull [20].

La figure (I-5) représente la carte résultante de ce travail, qui devient une référence de taille dans le gisement éolien en Algérie. En 2001, le même auteur a présenté deux travaux intéressants l'un porte sur l'établissement des cartes saisonnières du vent en Algérie, [21] et l'autre porte sur l'Atlas Energétique Eolien de l'Algérie, [22].

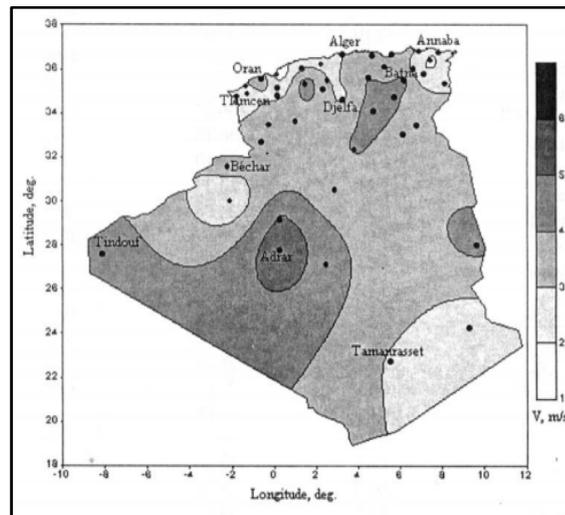


Figure (I-5) : Cartes des vents à 10 m du sol établies par Kasbadji-Merzouk en 2000

En 2002, Kasbadji–Merzouk a présenté un autre article portant sur l'Évaluation du potentiel éolien pour les microrégions ventées en utilisant le modèle de masse consistante, AIOLOS, [23]. Il apparaît nettement que l'interpolation spatiale est dépendante du nombre de points de mesures. En effet, plusieurs microclimats très ventées n'apparaissent qu'à l'aide d'étude en utilisant la résolution d'équation de mouvement ou de Navier Stocks.

En 2003, [24], le même auteur a publié un article très intéressant qui s'intitule L'utilisation du modèle de masse cohérente à l'étude du phénomène de l'avancé de sable vers les hautes plaines algériennes. Ce travail porte sur les avantages de l'utilisation du modèle de masse consistante pour estimer les vitesses du vent en tenant compte de la situation topographique du sol. Le modèle AIOLOS, basé sur cette méthode, produit un résultat acceptable puisque l'erreur maximale obtenue lors de la validation ne dépasse pas 21%. L'application du modèle, pour la partie centrale des Hautes Plaines du Algérie, ont montré que les vents dominants sont, selon les secteurs Nord et Ouest, avec une vitesse moyenne du vent d'environ 4-5 m / s. Cela nous amène à conclure que l'érosion éolienne ne peut pas être considérée comme le principal facteur de la progression du désert vers le nord.

En 2006, le même auteur a mis en place un Atlas éolien à l'aide d'un système d'information géographique, (SIG), [25]. Elle a obtenu une carte des vitesses moyennes du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol, qui est reportée sur la figure I-3. L'étude a montré qu'à l'exception des régions côtières, la vitesse du vent moyenne est supérieure à 3 m/s. Le maximum est obtenu dans la région d'Adrar avec une vitesse moyenne de 6.5m/s.

En 2007, [26], la caractérisation du profil vertical du vent dans la couche limite atmosphérique à partir de la mesure de l'éclairement solaire incident, de la température ambiante et de la vitesse du vent à plusieurs niveaux a été présentée par Kasbadji. Les résultats ont montré que le profil vertical de la vitesse du vent varie selon la classe de stabilité d'atmosphérique (stable ou instable) et que l'hypothèse de neutralité posée par plusieurs auteurs n'est pas fondée.

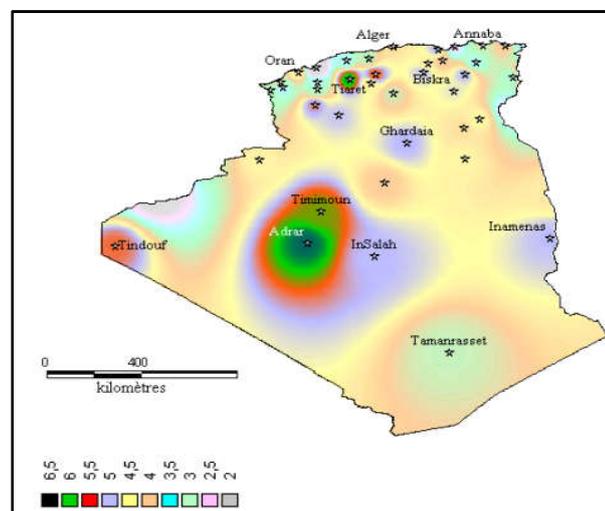


Figure (I-6) : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol, en 2006

En 2008, Boukli et al, [27], ont présenté un travail sur le gisement éolien de la vallée du Cheliff. Diaf et al [28], ont publié un travail sur l'Évaluation des ressources des énergies éoliennes dans le sud de l'Algérie. Dans cet article, une analyse d'utilisation d'énergie éolienne, comme source d'énergie de remplacement dans six sites choisis, est présentée. Ces sites sont largement distribués dans le sud de l'Algérie. L'analyse a montré qu'au sud Algérien, le potentiel éolien disponible varie entre 160 et 280 W/m² à l'exception de Tamarasset. Le maximum est obtenu à Adrar, avec 88 % du temps où la vitesse de vent est au-dessus de 3 m/s.

D'autres travaux récents de Himri et al. [29-30] ont permis le calcul des paramètres de Weibull pour la distribution de vitesse du vent à quinze lieux différents en Algérie. Dans un autre papier, Himri et al, [31] ont présenté l'étude de la production énergétique et l'analyse économique d'une ferme éolienne d'une capacité de 30 MW installée à trois endroits différents de l'Algérie.

Youcef Ettoumi et al, [32] ont effectué une évaluation du potentiel éolien pour cinq sites en Algérie à partir de neuf types d'éoliennes de petite et moyenne puissance nominale.

Dans une autre étude d'Himri et al. [33-34] une analyse des données de vitesse du vent et l'énergie éolienne disponible à Timimoun, a été effectuée.

En 2010, Daaou Nedjari et al, [35] ont présenté un travail qui porte sur la caractérisation éolienne de sites ventés à l'aide du modèle AIOLOS. Ce modèle numérique est basé sur l'extrapolation verticale et horizontale des données de vitesse du vent mesurée à 3000 m d'altitude. Cette étude est appliquée pour estimer la vitesse moyenne du vent sur le site de Sétif.

Abdeslam et al, [36], ont mené une étude sur le gisement éolien de la zone de Ténès à l'aide du logiciel WAsP. Cette étude a porté sur le couplage l'éolien avec l'unité de dessalement de l'eau de mer du site de Ténès.

Finalement une étude détaillée du comportement stochastique du vent a été menée par Chellali en 2011 [37] et en 2013 par Boudia [38] comme représenté dans la figure (I-7)

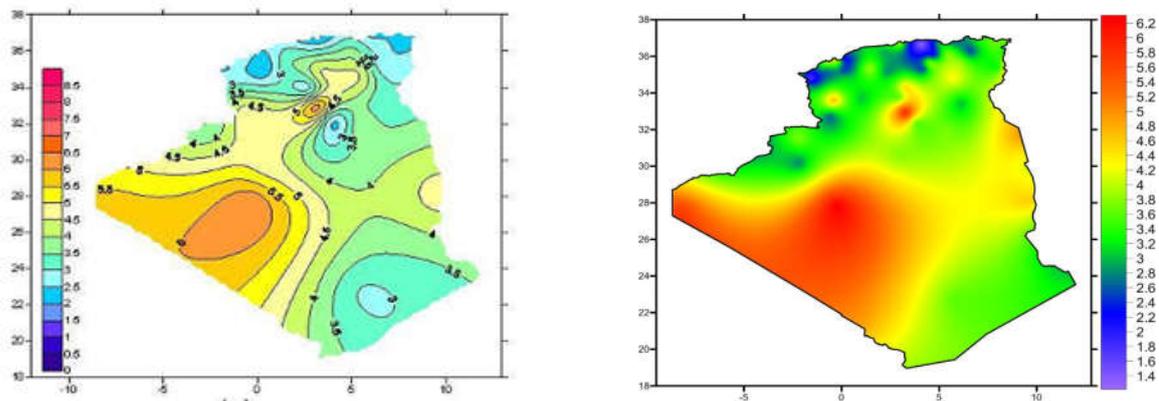


Figure (I-7) : Carte des vents à 10 m du sol établie par : a) Chellali et al en 2011 ; b) Boudia et al en 2013

La figure (I-8) représente les derniers travaux dans ce domaine, réalisés en 2018.

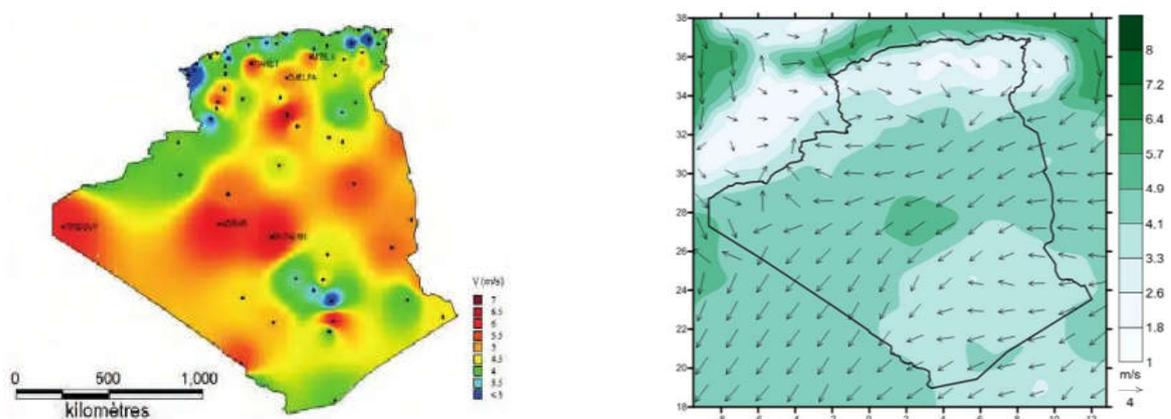


Figure (I-8) : Cartes des vents à 10 m du sol établies en 2018 par a) : Nedjari et al ; b) : Boudia et Santos

1.8 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons évoqué d'abord l'historique de l'éolien offshore, puis, les principaux travaux réalisés dans le cadre de quantification du gisement offshore dans différentes zones à travers le monde, en particulier la mer méditerranée, suivi par les différents travaux effectués en Algérie, qui consistent principalement à jauger le gisement éolien algérien et estimer le potentiel éolien dans notre pays.

CHAPITRE 2

Modélisation du potentiel éolien offshore

2.1 INTRODUCTION

Les gisements offshore sont de loin les plus intéressants en termes de potentialité pour la régularité de leur vent. Cependant, l'absence de stations de mesure météorologiques et l'insuffisance des données dans ces zones impliquent également le recours à des modèles y compris pour les reliefs et paysages complexes. Des techniques récentes, utilisant notamment, le diffusomètre, les microondes, le radar aéroporté, ainsi que l'imagerie satellitale peuvent permettre d'affiner les études de potentialité éolienne offshore. En combinant ces deux types de données, des cartographies à haute résolution du potentiel éolien peuvent être obtenues. Avec le développement de la recherche et les progrès technologiques, la production de l'énergie éolienne en mer devrait exploser au cours des prochaines décennies, et marque sa présence un peu partout dans le monde et pourrait permettre d'atteindre la neutralité carbone en devenant la première source d'électricité.

2.2 MODELISATION DU POTENTIEL EOLIEN OFFSHORE

Le potentiel éolien d'un site peut être défini comme l'énergie extractible durant une période donnée (typiquement une année) par une éolienne sur un site donné. Cette énergie est exprimée en TWh. Pour l'évaluer, il faut disposer de la distribution des vitesses de vent sur le site.

De plus, lors de la définition du site d'implantation d'un parc éolien, il est nécessaire d'établir la distinction suivante ([39]) : « L'évaluation de la ressource éolienne s'étend de l'estimation générale de l'énergie moyenne contenue dans le vent au-dessus d'une vaste région – évaluation régionale – au calcul de la production d'énergie annuelle moyenne d'un aérogénérateur spécifique pour un site donné appelé choix de site (siting) ... ».

L'évaluation régionale s'inscrit dans une phase pré-siting qui consiste à faire la synthèse du point de vue environnemental, légal, sociologique et de l'évaluation régionale du potentiel. Elle permet le choix d'une zone préférentielle d'implantation d'éoliennes. Les données de potentiel éolien issues de l'évaluation régionale proviennent de modèles d'interpolation des données statistiques de vent issues du traitement de plusieurs dizaines d'années de données du réseau météorologique.

Ces modèles permettent, l'obtention des cartes de potentiel éolien à petite échelle spatiale (haute résolution spatiale). La phase de siting comprend l'analyse fine de la zone sélectionnée, permettant par exemple l'optimisation du placement des machines.

Cette phase consiste en l'implantation d'un mât de mesure sur le site, de façon à en évaluer les caractéristiques fines à différentes altitudes et de connaître les micro-variations de la ressource éolienne ainsi que le comportement du profil de vitesses de vent. Ceci implique une campagne de mesure de longue durée mais offre la certitude d'une bonne connaissance du site. [39]

2.2.1 Distribution De Weibull ([40])

Afin d'évaluer le potentiel de l'énergie éolienne d'un site, il est important d'exprimer la distribution de la fréquence de la vitesse du vent. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull. La fonction de distribution de Weibull est une fonction exponentielle à deux paramètres, un paramètre d'échelle c (m/s) renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site, et un paramètre de forme k (sans unité) qui caractérise la dissymétrie de la distribution de fréquence. La distribution de Weibull s'exprime mathématiquement par sa fonction de densité de probabilité $f(V)$ pour que le vent souffle à une vitesse V est donnée par (Justus et al, 1978) :

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

- . $f(v)$ Désigne la fréquence d'occurrence (pourcentage du temps d'analyse généralement rapporté à l'année) de la vitesse v du vent.
- . c est un paramètre d'échelle proche de la vitesse moyenne du vent.
- . k est un paramètre de forme représentatif de la turbulence plus ou moins prononcée du site. Plus k est faible, plus le site est turbulent.

2.2.2 Distribution De Weibull A Deux Paramètres

La fonction de Weibull peut être décrite par deux ou trois paramètres. Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par [41] et [42]. Un modèle de Weibull à trois paramètres a été proposés par [43] et utilisé par exemple par [44]. Ce modèle est une généralisation de la fonction de Weibull à deux paramètres.

[44] indique que cette fonction est plus souple que la fonction de Weibull à deux paramètres, mais les paramètres sont beaucoup plus complexes à déterminer. Afin de nous conformer aux standards de l'industrie éolienne, nous utilisons la fonction de Weibull à deux paramètres, tel qu'indiqué par [45].

L'expression mathématique de la distribution de Weibull à deux paramètres est :

$$f(v) = (1 - F_0) \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \text{Pour } v > 0 \quad (\text{II-2})$$

Avec F_0 la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent $v=0$.

. c est un paramètre d'échelle proche de la vitesse moyenne du vent.

. k est un paramètre de forme représentatif de la turbulence plus ou moins prononcée du site. Plus k est faible, plus le site est turbulent.

Cette fonction est appliquée dans les régions où les fréquences de calmes sont relativement importantes, la distribution classique de Weibull est mal adaptée. Dans ce cas, il est conseillé de traiter les données en supprimant les valeurs de calme de la série de données et en les indiquant séparément. C'est cette solution que nous avons sélectionnée pour notre étude.

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

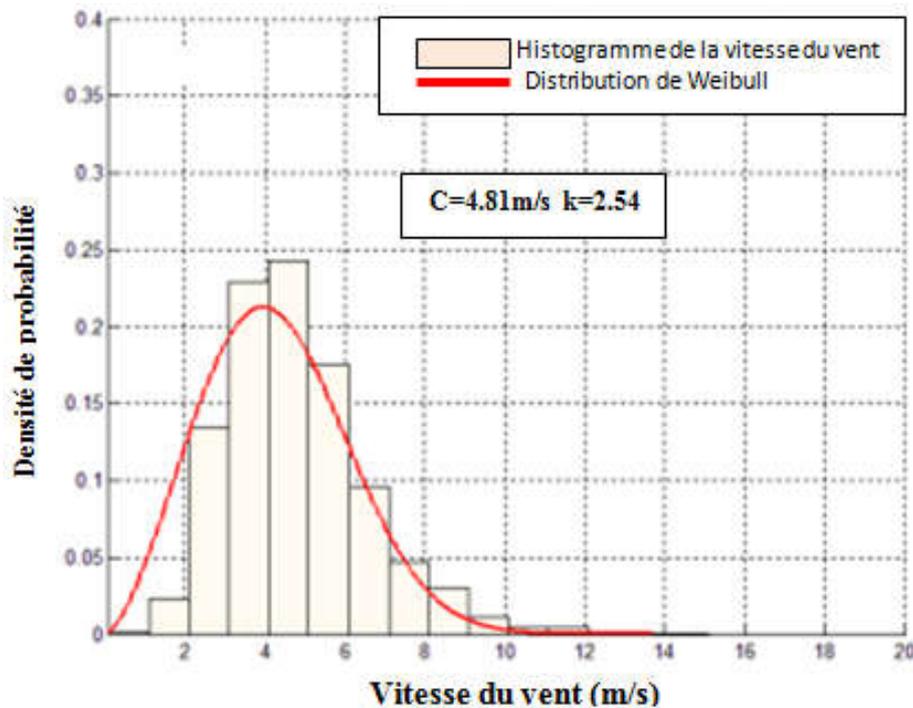


Figure (II-1) : Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull [46]

2.2.3 Méthode De Résolution Pour Déterminer Les Facteurs k et c

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer les coefficients k et c de la distribution de Weibull ajustée à des données brutes de la vitesse de vent prises sur une période déterminée.

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. La modélisation de Weibull est générale, en ce sens qu'elle englobe les distributions exponentielles ou de Rayleigh qui ne sont que des cas particuliers de cette fonction.

Les méthodes utilisées pour calculer les paramètres de Weibull sont :

- La méthode graphique [47] ;
- La méthode du maximum de vraisemblance [48], [49];

2.2.3.1 Méthode des moments :

La méthode des moments appelée aussi la méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type a été proposée par Justus et all. Si la vitesse moyenne \bar{V} et l'écart type σ sont connus, le facteur de forme k et le facteur d'échelle c sont déterminés par les équations suivantes :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad 1 \leq k \leq 10 \quad (\text{II-3})$$

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad c > 0 \quad (\text{II-4})$$

Avec :

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (\text{II-5})$$

$$\sigma = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2 \right]^{0.5} \quad (\text{II-6})$$

Et $\Gamma(x)$ la fonction Gamma définie par :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t) t^{x-1} dt \quad (\text{II-7})$$

D'où :

$$t = \frac{1}{k} + 1 \quad (\text{II-8})$$

2.2.3.2 : Méthode du maximum de vraisemblance

C'est la méthode recommandée pour déterminer la valeur des paramètres de Weibull correspondant à une fonction de densité de probabilité des vitesses de vent d'un site donné.

La fonction vraisemblance appliquée à la distribution de Weibull s'écrit, [50]:

$$L_v = \prod_{i=1}^N f(V_i) = \prod_{i=1}^N \frac{K}{C} \left(\frac{V_i}{C}\right)^{(k-1)} \exp\left(-\left(\frac{V_i}{C}\right)^k\right) \quad (\text{II-9})$$

On prend le logarithme, ce qui permet d'écrire :

$$\text{Log}(L_v) = \sum_{i=1}^N \log k - k \sum_{i=1}^N \log C + (k-1) \sum_{i=1}^N \log V_i - \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{C}\right)^k \quad (\text{II-10})$$

L est maximale pour $(\partial L_v / \partial k) = 0$, $(\partial L_v / \partial C) = 0$, et $(\partial^2 L_v / \partial k^2) < 0$, $(\partial^2 L_v / \partial C^2) < 0$,

$$\frac{\partial(\log L_v)}{\partial C} = -\frac{K}{C} N + \frac{K}{C} \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{C}\right)^k = 0 \quad (\text{II-11})$$

D'où :

$$C^k = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^k \quad (\text{II-12})$$

Par ailleurs,

$$\frac{\partial(\log L)}{\partial k} = \frac{N}{K} - N \log C + \sum_{i=1}^N \log V_i - \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \log V_i}{C^k} + \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \log C}{C^k} = 0 \quad (\text{II-13})$$

En remaniant de ces équations, on obtient :

$$\frac{N}{K} + \sum_{i=1}^N \log V_i - \frac{\sum_{i=1}^N \log V_i}{C^k} = 0 \quad (\text{II-14})$$

$$\frac{1}{k} = \left(\frac{1}{C^k} \sum_{i=1}^N V_i^k \log V_i - \sum_{i=1}^N \log V_i \right) * \frac{1}{N} \quad (\text{II-15})$$

N étant le nombre total d'observations non nulles. Le système (II-9) ; (II-15) est résolu par itérations successives en utilisant une méthode d'optimisation, (Méthode LvenbergMarquart sous Matlab, [51]).

2.2.4 Puissance énergétique éolienne

La puissance éolienne moyenne disponible, associée à une circulation d'une masse d'air à une vitesse moyenne V et agissant sur une surface S , de la roue d'une éolienne s'écrit, [52] :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho S \bar{V}^3 \quad (\text{II-16})$$

Où ρ désigne la masse volumique de l'air. Paramètre variant avec le profil de température et que l'on va supposer constant et avoisinant en moyenne 1.25 kg/m³. L'expression (II-16) montre que la puissance est proportionnelle à la vitesse cubique moyenne du vent.

La vitesse moyenne et cubique moyenne représente le moment d'ordre 1 et d'ordre 3 respectivement de la fonction de répartition de Weibull.

En effet la vitesse moyenne est calculée à partir de l'expression suivante :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (\text{II-17})$$

Après intégration on obtient :

$$\bar{V} = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{K} \right) \quad (\text{II-18})$$

Avec Γ , dite fonction gamma définit comme suit :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} \exp(-t) dt \quad (\text{II-19})$$

Ainsi la vitesse cubique moyenne est donnée par :

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad (\text{II-20})$$

La moyenne du cube de la vitesse est obtenue après intégration sous la forme suivante :

$$\bar{V}^3 = C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{K} \right) \quad (\text{II-21})$$

2.3 METHODE DE DETERMINATION DU SECTEUR DOMINANT

La méthode de détermination de la direction se fait en deux parties : La première consiste à ne faire apparaître que les secteurs principaux dans la base de données et la seconde à établir une étude statistique de la vitesse du vent en fixant des intervalles de fréquences.

2.3.1 Traitement de la direction des vents

Les données vent au niveau sont la vitesse et sa direction. Mesuré sur un intervalle de temps, au niveau des stations météorologiques situées sur les sites choisis pour l'étude.

Cependant, ces données se présentent sous forme de vitesse du vent à laquelle est associée une direction aléatoire qui ne suit pas des directions présélectionnées.

Pour le traitement des directions il ya lieu de transformer ce paramètre d'aléatoire à une valeur de direction principale. Toutefois, toutes les vitesses provenant dans les secteurs principaux doivent être identifiées et traitées à leur tour.

Les secteurs principaux peuvent être 8, 16 ou 32 directions, pour cas traité, 8 secteurs principaux seront choisis, avec un angle de partage étant de 45°.

Les secteurs sont tracés dans un cercle (appelé rose des vents) et les 8 intervalles sont divisés en deux comme le montre la figure (II-2)

En effet, les valeurs du secteur principal vont être affectées à toutes les directions provenant autour avec un angle $\pm 22.5^\circ$.

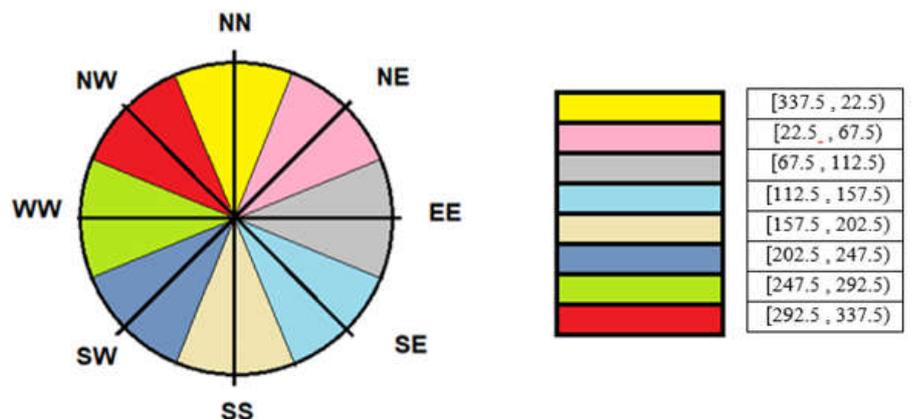


Figure (II-2) : Division des secteurs

2.3.2 Traitement de la vitesse du vent par secteur

Nous avons une base de données par secteurs avec des vitesses allant de 0 à 18 m/s que nous allons traiter.

On va constituer des intervalles de vitesses et on va calculer les fréquences dans l'intervalle fixé, une fois ces dernières calculées, on pourra calculer les vitesses moyennes.

Le tableau (II-1) montre le fichier qui résulte de notre programme MATLAB, contenant les vitesses, classées par intervalle.

Tableau (II-1) : Exemple du traitement des vitesses du vent pour un des sites choisis

Direction	Wind Speed Interval						TOTAL
	(0 , 2)	[2 , 4)	[4 , 6)	[6 , 8)	[8 , 10)	[10 , Inf)	
0,00	1,15	4,35	6,17	5,23	2,09	0,43	19,42
45,00	1,09	4,36	4,88	3,54	1,02	0,13	15,02
90,00	1,21	2,16	1,19	0,50	0,10	0,02	5,17
135,00	1,48	1,47	0,34	0,07	0,02	0,01	3,39
180,00	3,92	6,94	2,45	0,37	0,07	0,04	13,79
225,00	4,44	10,11	5,45	1,68	0,46	0,18	22,32
270,00	2,39	5,11	4,13	2,14	0,76	0,34	14,87
315,00	0,75	1,46	1,65	1,24	0,61	0,30	6,01
TOTAL	16,42	35,96	26,26	14,78	5,13	1,45	100,00

Ainsi, le programme nous indiquera les résultats dans l'intervalle centré par le secteur, l'étude statistique de vent se fera donc par fichiers, où les vitesses de vent et fréquences seront indiquées.

Cela nous permettra de calculer la vitesse pondérée qui est défini comme le produit de la fréquence et la vitesse moyenne.

C'est en comparant la valeur de la vitesse pondérée de chaque secteur qu'on déterminera le secteur dominant, ce dernier est celui avec la plus grande valeur de la vitesse pondérée.

2.3.3 Détermination du vent dominant

Les vents les plus forts soufflent en général d'une direction particulière. Afin de mieux se faire une idée de la distribution des vitesses et des directions du vent, on peut construire une rose des vents à partir des observations météorologiques faites dans une région donnée. [53]

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

- La fréquence du vent, c'est à dire le pourcentage du temps durant lequel le vent souffle dans ce secteur ;
- La fréquence de la vitesse du vent pour un intervalle donné dans une direction donnée ;
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence ;
- La puissance disponible dans le vent.

En Figure (II-3) est présenté un exemple de la rose des vents.

Les fréquences des secteurs sont indiquées par la longueur du rayon suivant les secteurs dominants, alors que les fréquences des vitesses sont données par les épaisseurs des intervalles selon une échelle représentée par les cercles concentriques.

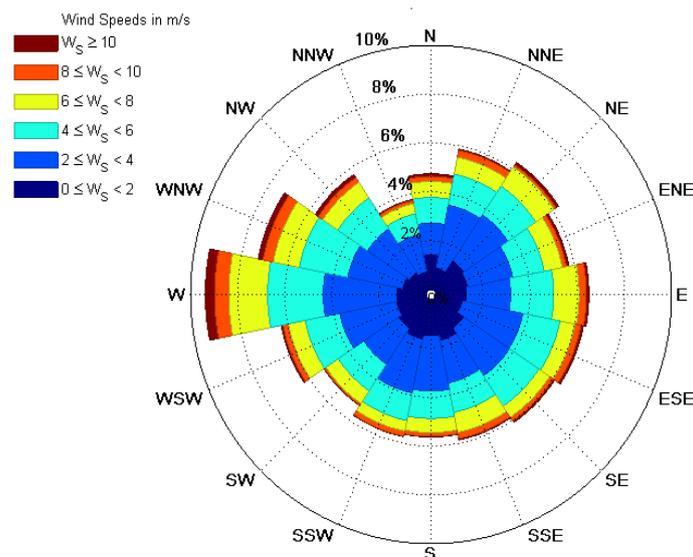


Figure (II-3) : La rose des vents

On peut dire que la direction dominante de la rose des vents de la figure est l'ouest. Par ailleurs, cette rose des vents de 16 directions est construite selon une échelle, où chaque cercle présente un pourcentage de 2%; ce qui indique par exemple que pour la plus direction prédominante, la fréquence des vents est de 9%. Les fréquences de la vitesse dans cette direction serait alors : 0.5% pour $0\text{m/s} < W_s < 2\text{m/s}$; 4% pour $2\text{m/s} < W_s < 4\text{m/s}$; 3.5% pour $4\text{m/s} < W_s < 6\text{m/s}$; 2% pour $6\text{m/s} < W_s < 8\text{m/s}$; 0.5% pour $8\text{m/s} < W_s < 10\text{m/s}$ et 0.25% pour $10\text{m/s} < W_s$;

2.4 METHODE DE CARTOGRAPHIE DE LA DIRECTION

Deux logiciels: ArcGIS et MAPINFO ont été utilisés pour établir la cartographie de la mer méditerranée.

2.4.1 Présentation du logiciel ArcGIS [54]

ArcGIS est un système complet qui permet de collecter, organiser, gérer, analyser, communiquer et diffuser des informations géographiques. En tant que principale plateforme de développement et d'utilisation des systèmes d'informations géographiques (SIG) au monde, ArcGIS est utilisé par des personnes du monde entier pour mettre les connaissances géographiques au service du gouvernement, des entreprises, de la science, de l'éducation et des médias. ArcGIS peut être considéré comme une infrastructure rendant les cartes et les informations géographiques disponibles dans une division, dans toute l'entreprise, entre les plusieurs organisations et communautés d'utilisateurs et sur le web pour que tout le monde y accède. Les cartes et les données résultant du projet peuvent être publiées sur le Web afin que tout le monde puisse y accéder via les navigateurs Web et les applications sur les smartphones et les tablettes. Cela permet aux gens de non seulement voir les résultats du projet, mais également de combiner ces données à d'autres données disponibles pour créer des cartes supplémentaires qui permettent d'utiliser vos informations géographiques de nouvelles façons.

2.4.2 Présentation du logiciel MAPINFO [55]

MapInfo Professional est un Système d'information géographique (SIG) à l'origine Bureautique créé dans les années 1980 aux États-Unis. C'est un logiciel qui permet de réaliser des cartes en format numérique. MapInfo est conçu autour d'un moteur d'édition de cartes qui permet la superposition de couches numériques. Il permet de représenter à l'aide d'un système de couches des informations géo-localisées : points, polygones, image raster ... Il incorpore un grand nombre de formats de données, de fonctions cartographiques et de gestion de données... Un système de requêtes cartographiques adapté permet la conception des cartes et bases de données cartographiques. MapInfo est ouvert vers le Web et les globes virtuels ; il permet de publier sur le web des cartes réalisées sur un PC, de faire de la cartographie interactive, d'incorporer des informations des globes virtuel. C'est un logiciel destiné aux chargés d'étude et d'aménagement territorial, aux chargés d'études d'implantation, de géomarketing, aux analystes des réseaux physiques et commerciaux.

Les cartes de la mer méditerranée et de la région méditerranée sont téléchargées et représentées sur ArcGIS, ensuite notre fichier de stations de mesures est importé avec tous les paramètres mesurés. Les intervalles de vitesses seront représentés par couleurs de plus faible au plus fort et les directions seront représentés par des flèches.

2.5 CONCLUSION

L'étude du vent en vue de l'estimation du potentiel énergétique éolien, est très vaste, elle fait appel à plusieurs disciplines. Le vent en tant que phénomène atmosphérique évolue en fonction des différentes parties qui constituent la couche limite atmosphérique et des états de stabilité atmosphériques qui la caractérisent.

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans un endroit donné, nécessite la connaissance de la distribution de la vitesse du vent. Celle-ci est déterminée soit en effectuant une campagne de mesure de la vitesse et direction du vent ou soit par l'utilisation d'une loi de distribution statistique.

La campagne de mesure étant fastidieuse et longue (plus de 10 années), on s'est proposé d'étudier les distributions analytiques utilisées. La distribution de Weibull est la plus représentative du comportement de la vitesse du vent. De plus, elle donne des facilités de manipulation.

La vitesse et la direction du vent sont mesurées à l'aide des anémomètres et des girouettes selon les conditions conventionnellement fixées, les indicateurs biologiques et écologiques peuvent être utilisés afin d'obtenir une idée sur le comportement général du vent sur une zone précise.

CHAPITRE 3

***Application, résultats et
discussions***

3.1 INTRODUCTION

L'objectif de ce chapitre est l'évaluation et l'analyse du potentiel éolien disponible sur la région de la mer méditerranée, en faisant appel aux données météorologiques collectées pour notre étude, s'étalant sur une période de 24 ans (1995-2018), la première partie consiste à évaluer le gisement éolien disponible à 10 m qui est la hauteur de mesure standard, et ce en déterminant les paramètres de Weibull, la rose des vents, ainsi la variation des vitesses du vent. La seconde partie dans sa globalité est dédiée aux cartographies de vent réalisées par ArcGIS et Mapinfo. Ces cartes permettent de bien visualiser les résultats dans le bassin méditerranéen et donc savoir si c'est intéressant ou pas d'installer des éoliennes offshore dans le futur.

3.2 PRESENTATION DES STATIONS DE MESURES

3.2.1 Site d'Annaba : Annaba est une ville côtière de l'Est algérien. Elle est située à 600 km d'Alger et est la 3ème ville principale du pays, après la capitale Alger et Oran. Elle s'étend sur 1 439 km² avec 80 Km sur le littoral méditerranéen. Le climat de la Wilaya est de type méditerranéen, humide en hiver, chaud en été. La pluviométrie varie entre 650 et 1000 mm / an et la température moyenne varie entre 14 ° et 34 °, [56].

3.2.2 Site d'Alger : Capitale politique, administrative et économique, elle est située au nord-centre du pays et occupe une position géostratégique intéressante, aussi bien, du point de vue des flux et échanges économiques avec le reste du monde, que du point de vue géopolitique. Elle s'étend sur plus de 809 Km². De type méditerranéen modéré, le climat est d'amplitude thermique faible avec un peu de gelée.. La température moyenne annuelle varie entre 16 et 18°C. Les précipitations pluviales varient entre 670 à 800 mm/an avec un dépassement de 100 mm/an pour les mois de Novembre, Décembre et Janvier, [56].

3.2.3 Site d'Oran : La wilaya d'Oran occupe une place importante au sein de la région Nord-ouest du pays, du fait qu'elle est la capitale régionale et seconde ville après la capitale Alger. Avec une superficie de 2114 km². La carte des altitudes montre que l'essentiel du territoire de la wilaya se situe entre 0 et 200 m par rapport au niveau de la mer. Oran bénéficie d'un climat méditerranéen sec classique marqué par une sécheresse estivale, des hivers doux, un ciel lumineux et dégagé. Les faibles précipitations (420 mm de pluie) et leur fréquence (72,9 jours par an) sont aussi caractéristiques de ce climat, [56].

3.2.4 Site de Barcelone : Barcelone est la deuxième ville d'Espagne au regard de la population, de l'économie et des activités, Située sur le littoral méditerranéen. Elle a un climat méditerranéen de température moyenne annuelle de 15,4 °C, avec des influences subméditerranéennes à cause de sa situation dans le secteur nord-ouest du bassin méditerranéen.

D'une part, à Barcelone les hivers sont plus secs que dans les climats méditerranéens traditionnels car la ville est protégée par les montagnes du Collserola qui l'entoure et n'est donc pas soumise au vent des perturbations atlantiques alors que celles-ci apportent la plupart des précipitations dans les autres régions de climat méditerranéen exposées à ce vent comme le Portugal, l'Italie, la Grèce ou la plus grande partie de l'Afrique du Nord et la Méditerranée orientale.

D'autre part, au contraire, dans le semestre chaud, le contraste de perturbations froides en hauteur sur les Pyrénées orientales avec la masse d'air méditerranéenne en surface occasionne des périodes perturbées et orageuses en plein été. Il y a particulièrement une concentration de la période de pluies et de forts orages et tempêtes entre mai et novembre mais spécialement à partir d'août quand la mer est parvenue à des températures superficielles élevées (souvent plus de 25 °C), [57].

3.2.5 Site d'Alicante : C'est la seconde ville la plus importante de la Communauté valencienne au sud-est de l'Espagne. Alicante est un port important. C'est une ville essentiellement de services et de tourisme. La ville se trouve au bord de la mer Méditerranée, dans une plaine délimitée par une série de collines et de hauteurs. Alicante est une ville sujette au climat semi-aride avec une température soutenue toute l'année et un ensoleillement exceptionnel. La moyenne des températures est de 11 °C en hiver et de 26 °C en été. Les précipitations sont regroupées sur de courtes périodes, surtout au mois de septembre et octobre et occasionnent des inondations. Le cumul annuel de précipitation ne dépasse pas les 400 mm, [57].

3.2.6 Site du Cap Carbonara : c'est une presqu'île rocheuse située au sud-est de la Sardaigne. Éloignée de six kilomètres du centre ville et reliée à la terre par un isthme de sable. Située sur le littoral méditerranéen, elle a un climat méditerranéen de température moyenne annuelle de 19,2 °C. Sa longueur est d'environ de 3,5 km et sa largeur maximale de 1,8 km. Sur la presqu'île se trouvent une station météorologique des forces aériennes et un phare de signalisation maritime, [58].

3.2.7 Site du Cap Caccia : C'est une imposante presqu'île de calcaire située dans la province de Sassari à l'extrémité nord-occidentale de la Sardaigne. Située sur le littoral méditerranéen, elle a un climat méditerranéen de température moyenne annuelle de 17,6 °C. Le cap Caccia accueille une station météorologique ainsi qu'un phare visible jusqu'à 34 milles. Le cap Caccia est aussi connu pour sa typologie karstique; de nombreuses grottes sont présentes dans sa partie inférieure, [58].

Le tableau (III-1) indique la position géographique des sites considérés.

Tableau (III-1) : Coordonnées géographiques des stations de mesure

STATION	LONGITUDE [°]	LATITUDE [°]	ELEVATION [m]
ANNABA	7,81	36,82	4,90
ALGER	3,22	36,69	25,00
ORAN	-0,65	35,70	22,00
BARCELONE	2,08	41,30	3,70
CAPE CARBONARA	9,52	39,10	118,00
ALICANTE	-0,56	38,28	43,30
CAPE CACCIA	8,17	40,57	205,00

En figure (III-1) sont données les positions des stations autour de la mer méditerranéenne.



Figure (III-1) : Positions des stations de mesure dans la mer méditerranéenne

3.3 TRAITEMENT DES DONNEES

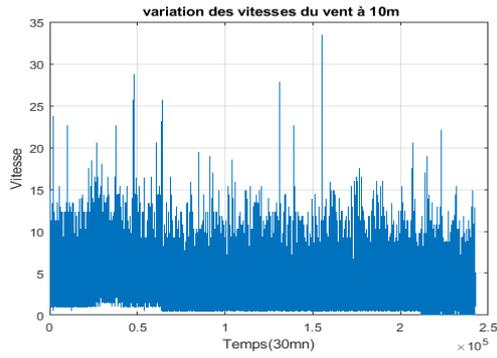
L'enregistrement des vitesses en fonction de la direction dans les stations de mesures se fait après chaque 30 minute. Le résultat est établi sous forme d'un tableau formé de 2 colonnes. La première représente la direction de mesure et la seconde représente la vitesse mesurée. Les données ainsi sont collectées régulièrement chaque jour durant 24 ans consécutifs à 10 mètres du sol.

3.3.1. Données erronées

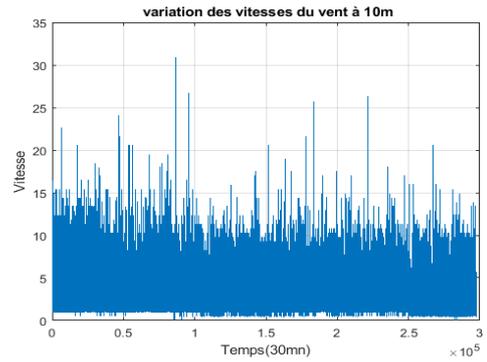
Il faut souligner que parfois dans la base de données collectées, des données erronées ou manquantes sont signalées ce qui va influencer sur le traitement statistique de la matrice et fausser les résultats. C'est pour cela que nous avons fait en sorte de supprimer ces données erronées par le biais de notre programme MATLAB.

3.3.2 Variation temporelle des vitesses de vent :

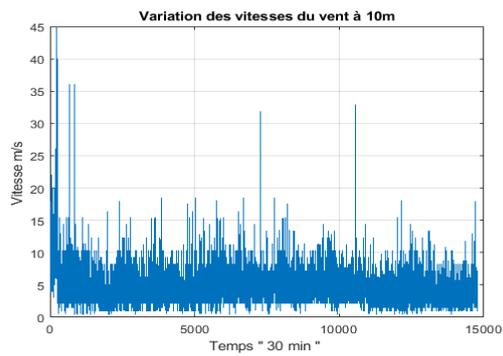
La vitesse moyenne du vent est en variation continue, La variation des vitesses du vent des sites traités, estimée à 10 m du sol est représentée dans la figure (III-2). Les vitesses obtenues, varient en fonction du temps.



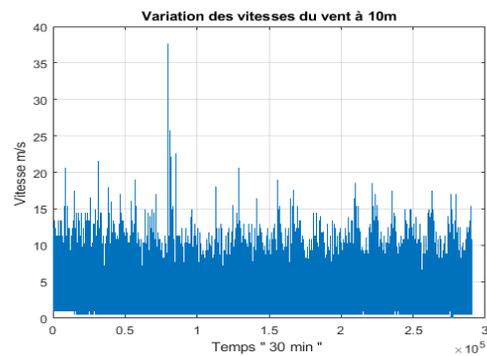
Alger



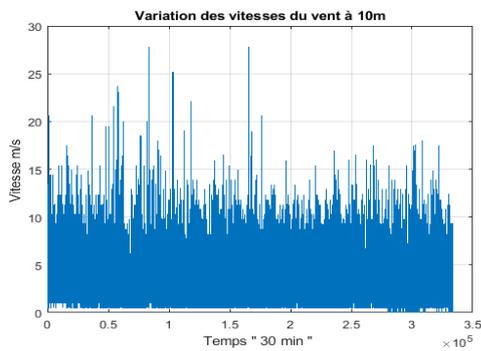
Annaba



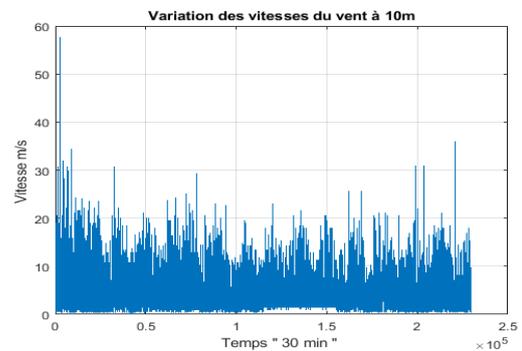
Oran



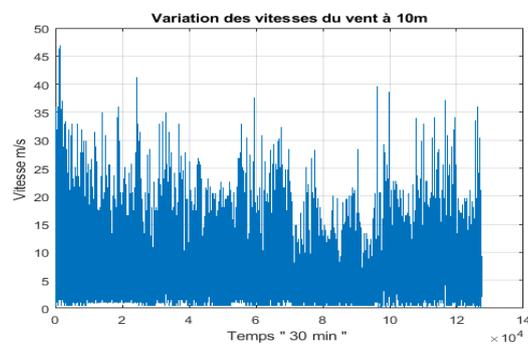
Alicante



Barcelone



Cap Caccia



Cape Carbonara

Figure (III-2) : Variation des vitesses du vent en fonction du temps pour le site de BARCELONE

En figure (III-2) sont comparées les variations de vitesses en fonction du temps pour les différents sites. On peut dire que l'allure de la variation de vitesse est semblable pour tous les sites, notant que les vitesses moyennes du vent varient généralement entre 0 et 25 m/s. Cependant, des valeurs de vitesse plus importantes sont enregistrées de temps en temps pour dépasser les 30 m/s. La plus grande valeur de vitesse moyenne a été enregistrée à Cap Caccia où elle a presque atteint 60 m/s même si le site qui enregistre les vitesses moyennes les plus élevées dans la globalité reste Cap Carbonara.

Quant aux sites algériens, on remarque qu'on enregistre des résultats presque similaires qui tournent autour de 10 à 15m/s dans la généralité du temps de mesure avec des pics occasionnels dépassant les 20 m/s.

3.4 RESULTAT DU TRAITEMENT STATISTIQUE PAR SITE

En premier lieu, les données sont traitées sans tenir compte du secteur. Les différents paramètres de Weibull (k, C), la densité de puissance la fréquence nulle et les vitesses moyennes sont estimés.

En figures (III-3), (III-4) et (III-5) sont tracés les différents paramètres généraux des stations de mesure, à savoir les deux paramètres de Weibull, la vitesse moyenne et la vitesse maximale et la densité de puissance.

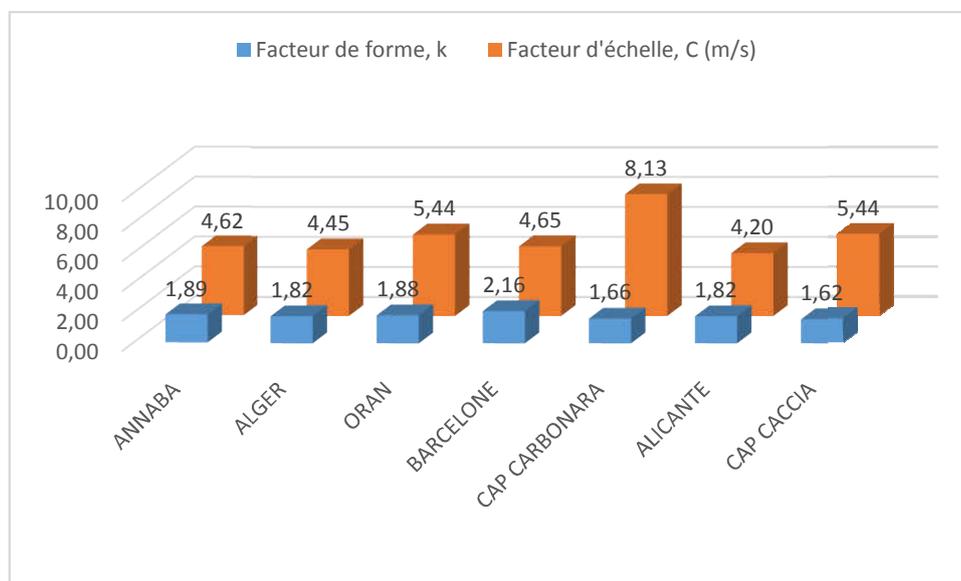


Figure (III-3) : Paramètres de Weibull

On remarque que les valeurs des paramètres de Weibull pour les sites sont rapprochées, mise à part pour le facteur d'échelle du site Cap Carbonara qui est de 8,13 m/s. Ce qui confirme que ce dernier est plus venté que les autres sites.

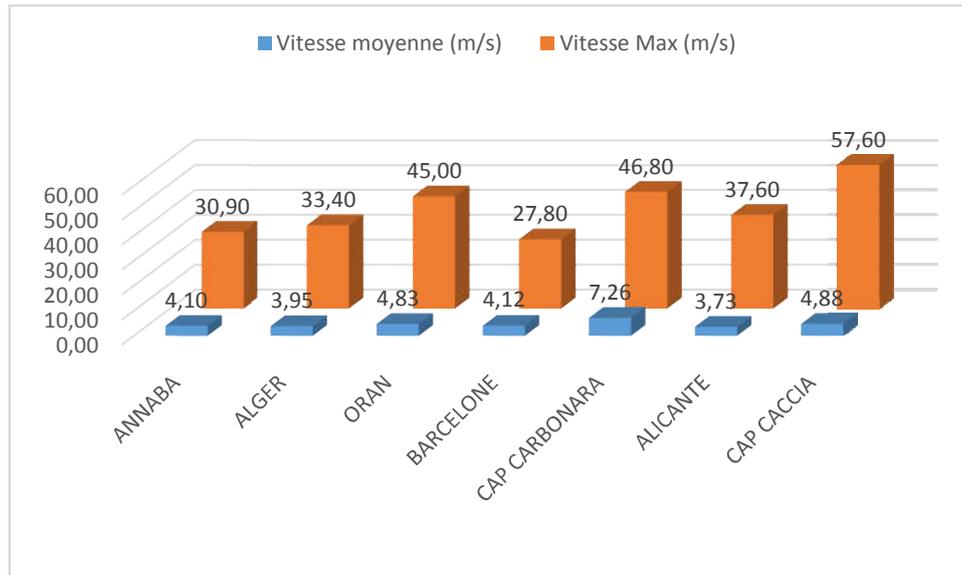


Figure (III-4) : Vitesses moyennes et maximales

Encore une fois, les valeurs des vitesses moyennes des différents sites varient dans un petit intervalle. Cependant, les vitesses maximales sont plus au moins différentes.

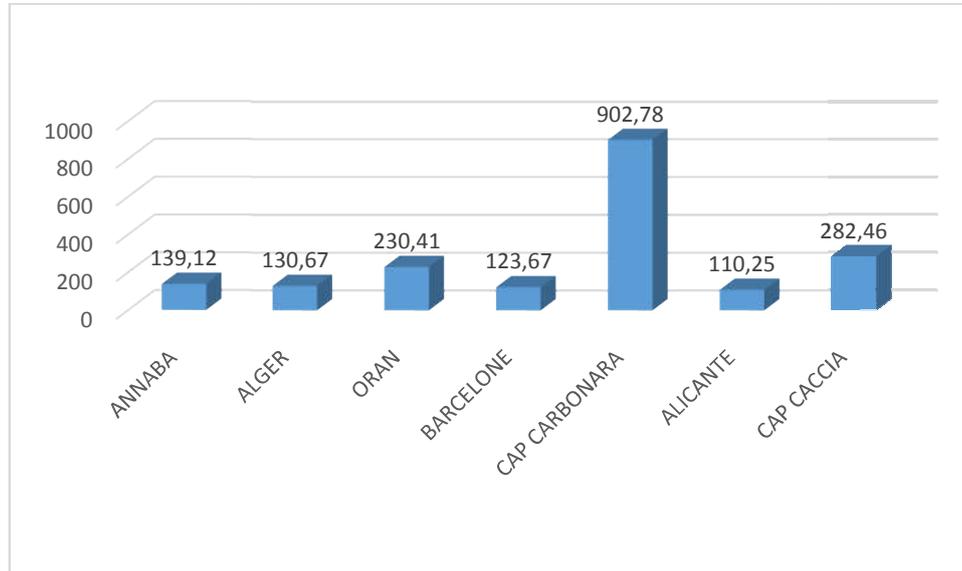


Figure (III-5) : Densité de puissance (W/m^2)

Les densités de puissance des sites Annaba, Alger et Alicante sont très rapprochés entre elles, il en est de même pour Oran et Cap Caccia, tandis que la densité de puissance du Cap Carbonara est très élevée avec une valeur de plus de $900 W/m^2$.

3.5 RESULTAT DU TRAITEMENT STATISTIQUE PAR SECTEUR

En second lieu, l'étude statistique des mesures de la vitesse et de la direction du vent est effectuée suivant les huit secteurs pour définir la vitesse moyenne après avoir cumulé les données de mesures.

Il en résulte huit fichiers regroupant les résultats d'évaluation du gisement éolien pour chaque secteur. Ainsi huit matrices estimant les facteurs de Weibull (k, C), la densité de puissance, la fréquence, les vitesses moyennes, maximales et pondérées des stations de mesure sont produites.

Le tableau (III-2) représente les résultats sectoriels du traitement des données des sites traités.

Tableau (III-2) : Résultats sectoriels des sites traités

Alger							
Secteur	Fréquence	Facteur d'échelle C (m/s)	Facteur de forme k	Vitesse Moyenne (m/s)	Densité de Puissance (W/m ²)	Vitesse moyenne pondérée (m/s)	Vitesse Max
0	0,17	4,63	2,52	4,11	109	0,71	28,80
45	0,21	5,44	2,12	4,82	202	1,03	33,40
90	0,05	3,16	1,68	2,82	52	0,15	15,40
135	0,04	2,50	1,55	2,25	29	0,08	17,50
180	0,11	3,06	1,54	2,76	54	0,30	22,60
225	0,20	3,70	1,99	3,28	67	0,67	17,50
270	0,15	5,42	1,81	4,82	239	0,73	25,70
315	0,06	5,22	2,05	4,62	184	0,28	22,60
Annaba							
0,00	0,20	5,94	2,46	5,27	233	1,03	30,90
45,00	0,15	5,41	2,40	4,79	179	0,72	25,70
90,00	0,05	3,85	1,89	3,42	81	0,18	15,40
135,00	0,03	2,67	1,81	2,38	28	0,08	14,40
180,00	0,14	3,17	2,02	2,81	41	0,38	19,50
225,00	0,22	3,88	1,92	3,44	81	0,77	26,30
270,00	0,15	4,74	1,87	4,21	152	0,63	26,70
315,00	0,06	5,72	1,91	5,07	261	0,31	21,60
Oran							
0,00	0,32	5,17	1,94	4,59	189	1,47	36,00
45,00	0,03	5,11	1,46	4,63	279	0,15	45,00
90,00	0,01	4,13	1,96	3,66	95	0,05	16,00
135,00	0,02	4,27	1,74	3,80	122	0,06	14,00
180,00	0,25	5,30	2,00	4,70	198	1,16	36,00
225,00	0,10	7,17	1,81	6,37	548	0,65	45,00
270,00	0,02	5,72	1,78	5,09	284	0,12	20,00
315,00	0,24	5,38	2,05	4,77	201	1,17	32,90

Alicante							
0,00	0,09	2,91	1,87	2,58	35	0,24	25,7
45,00	0,09	4,55	1,84	4,04	138	0,36	19
90,00	0,25	4,80	2,39	4,26	125	1,06	22,6
135,00	0,03	3,32	2,43	2,95	41	0,10	13,4
180,00	0,08	4,03	2,12	3,57	82	0,29	15,4
225,00	0,09	3,25	2,14	2,88	42	0,26	37,6
270,00	0,22	4,25	1,66	3,79	128	0,85	19
315,00	0,14	4,50	1,54	4,06	175	0,57	22,1
Barcelone							
0,00	0,26	4,22	2,53	3,75	82	0,98	23,70
45,00	0,06	5,71	1,94	5,06	255	0,31	27,80
90,00	0,11	5,00	2,16	4,43	154	0,48	20,60
135,00	0,05	3,68	2,69	3,28	52	0,17	16,00
180,00	0,10	4,16	2,70	3,70	76	0,36	16,40
225,00	0,17	5,59	2,42	4,96	196	0,83	20,60
270,00	0,07	4,28	1,69	3,82	129	0,26	20,60
315,00	0,18	4,43	2,22	3,92	104	0,72	27,80
Cap Caccia							
0,00	0,13	4,96	1,64	4,44	210	0,58	36
45,00	0,16	5,19	1,66	4,64	235	0,72	25,7
90,00	0,06	3,93	1,76	3,50	94	0,23	30,8
135,00	0,07	5,31	1,66	4,75	253	0,32	24,2
180,00	0,13	5,24	1,67	4,68	240	0,60	20,6
225,00	0,09	4,46	1,52	4,02	172	0,36	28,3
270,00	0,17	6,17	1,69	5,50	383	0,92	25,2
315,00	0,20	6,53	1,70	5,82	452	1,14	57,6
Cap Carbonara							
0,00	0,04	5,89	1,70	5,26	332	0,22	46,80
45,00	0,18	7,55	1,92	6,70	600	1,20	31,90
90,00	0,18	6,17	2,01	5,47	310	0,96	26,70
135,00	0,02	5,48	1,52	4,94	320	0,12	24,20
180,00	0,05	4,93	1,61	4,42	211	0,21	39,60
225,00	0,15	7,32	1,66	6,54	663	0,99	38,60
270,00	0,34	10,70	1,90	9,49	1722	3,25	46,30
315,00	0,04	8,82	1,55	7,93	1301	0,30	34,00

Si on prend l'exemple du site d'Alger, on remarque que la vitesse moyenne pondérée de la direction du secteur 'nord est' est celle qui a la plus grande valeur, c'est donc ce secteur qui est dominant.

C'est donc en comparant la valeur de la vitesse moyenne pondérée calculée pour chaque direction qu'on a déterminé le secteur dominant de chaque station comme expliqué au chapitre .

Le tableau (III-3) résume la direction et le secteur dominant de chaque site et tenant compte de la valeur de la vitesse pondérée la plus importante de chaque site.

Tableau (III-3) : Secteurs dominants des sites de mesure

Station	Direction Secteur dominant	Secteur dominant
ANNABA	0	NORD
ALGER	45	NORD EST
ORAN	0	NORD
BARCELONE	0	NORD
CAP CARBONARA	270	OUEST
ALICANTE	90	EST
CAP CACCIA	315	NORD OUEST

Les figures (III-6), (III-7) et (III-8) viennent donner plus d'informations concernant les secteurs dominants.

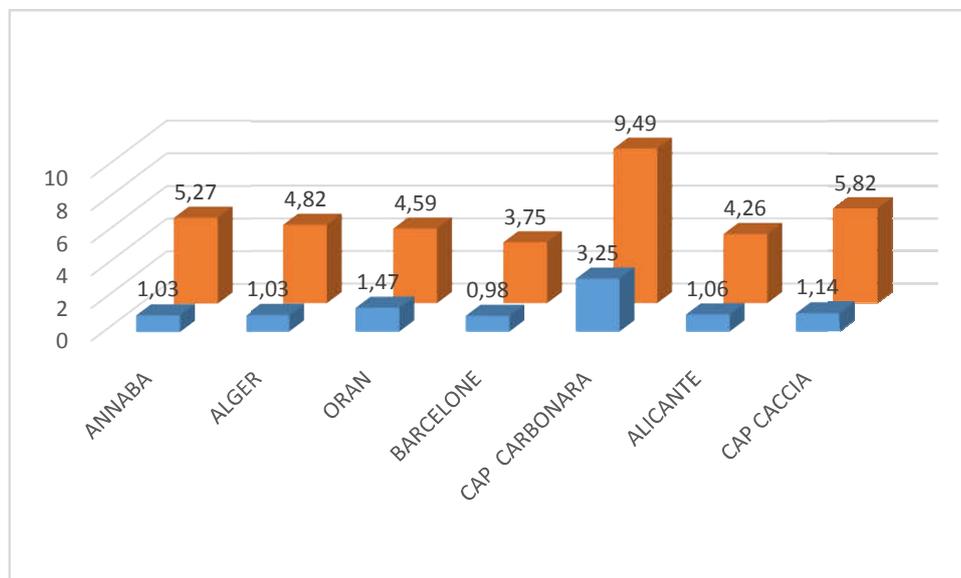


Figure (III-6) : Vitesses moyennes et moyennes pondérées

Les valeurs des vitesses moyennes des secteurs dominants restent rapprochées, mises à part encore une fois à celle du Cap Carbonara.

Les vitesses pondérées quant à elles, tournent autour du 1 m/s pour la majorité des sites, sauf pour Barcelone qui est de 0,98 m/s et du Cap Carbonara qui est de 3,25 m/s.

En fonction de ces vitesses, on juge quels sont les sites les plus et les moins ventés.

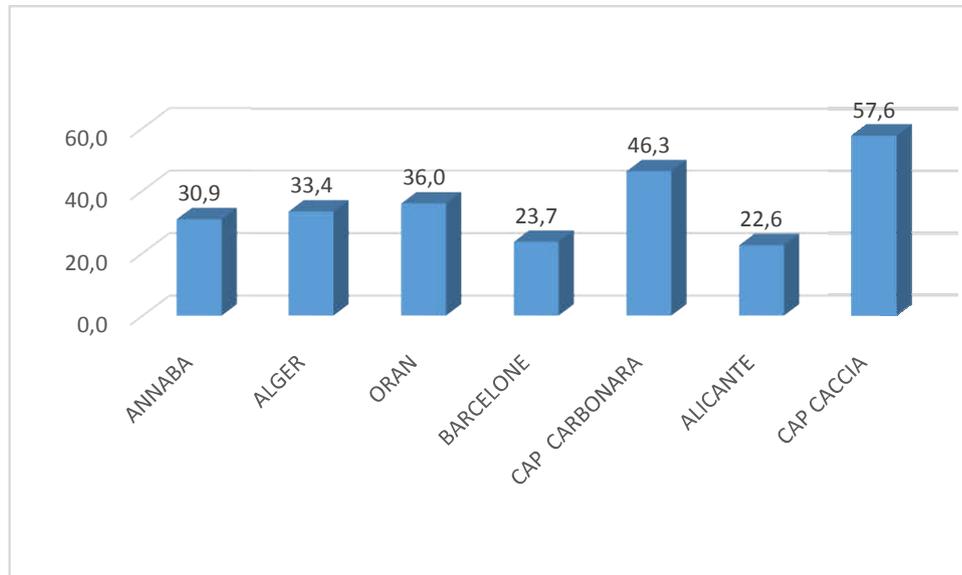


Figure (III-7) : Vitesses maximales

Egalement, les vitesses maximales nous donnent une bonne idée sur les sites ventés, notamment, Cap Carbonara et Cap Caccia.

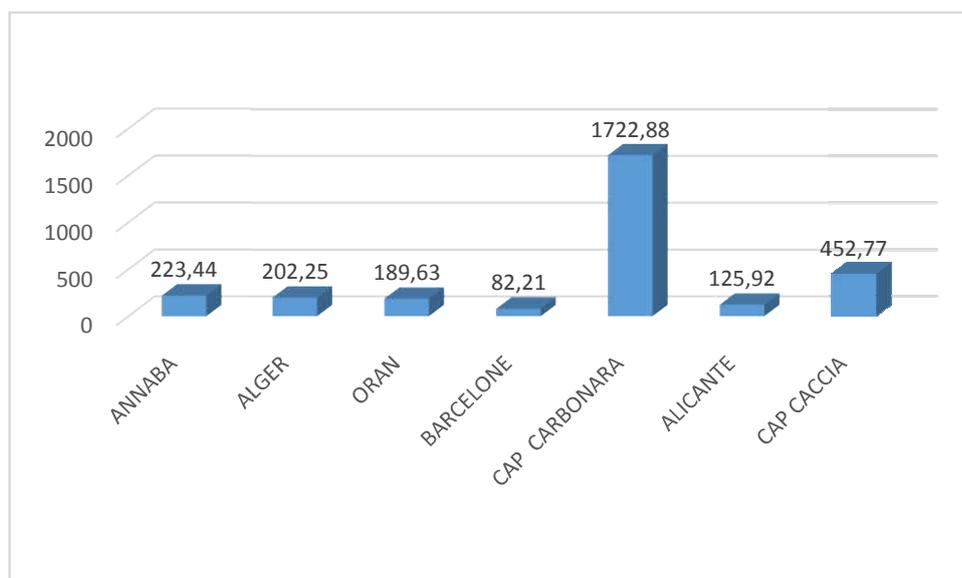


Figure (III-8) : Densités de puissance (W/m²)

On remarque que les valeurs des densités de puissance des sites algériens sont rapprochées, La densité la plus faible est de $82,21 \text{ W/m}^2$ pour le site de Barcelone, les densités de puissance les plus élevées sont celles de Cap Caccia et Cap Carbonara de $452,77$ et $1722,88 \text{ W/m}^2$ respectivement.

3.6 RESULTATS DE LA ROSE DES VENTS :

La rose des vents est une représentation spatiale de la variation de la direction des vents et de la vitesse pour un site donné. Elle permet la détermination le secteur du vent dominants sur un site et permet de planifier l'installation des turbines éoliennes et leurs orientations vers le secteur pour diminuer la fatigue des pales à vouloir s'orienter et augmente ainsi la durée de vie de la machine éolienne.

En figures (III-9), (III-10), (III-11), (III-12), (III-13), (III-14) et (III-15) sont portés les roses des vents des stations de mesure.

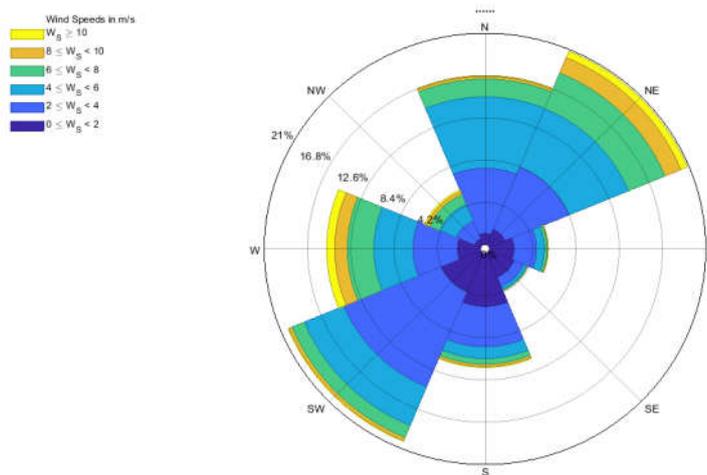


Figure (III-9) : Rose des vents pour le site d'ALGER

D'après la Figure (III-9), il y a une prédominance des vents dans la direction Nord est (NE) soufflant avec une fréquence de 21 %. Les vitesses du vent les plus fréquentes sont réparties sur l'intervalle variant de (2 à 4 m/s) avec une fréquence d'environ 13%, et l'intervalle de (4 à 6 m/s) avec 8,4%.

Cependant, les autres directions ne sont pas négligeables puisqu'elles ont des vitesses appréciables aux fréquences inférieures. Ainsi, de la même manière, on procède à la lecture des autres roses des vents.

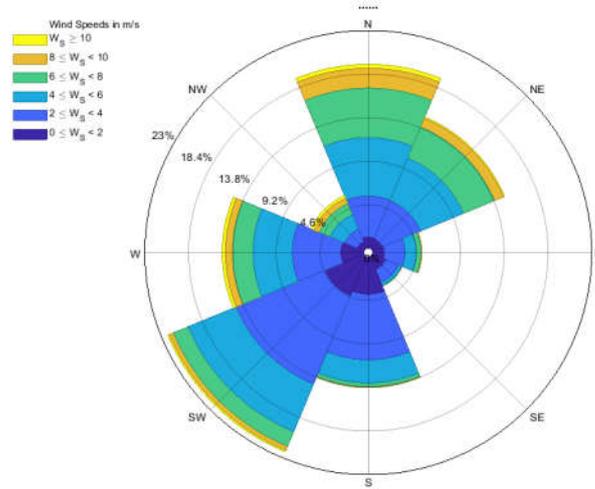


Figure (III-10) : Rose des vents pour le site d'ANNABA

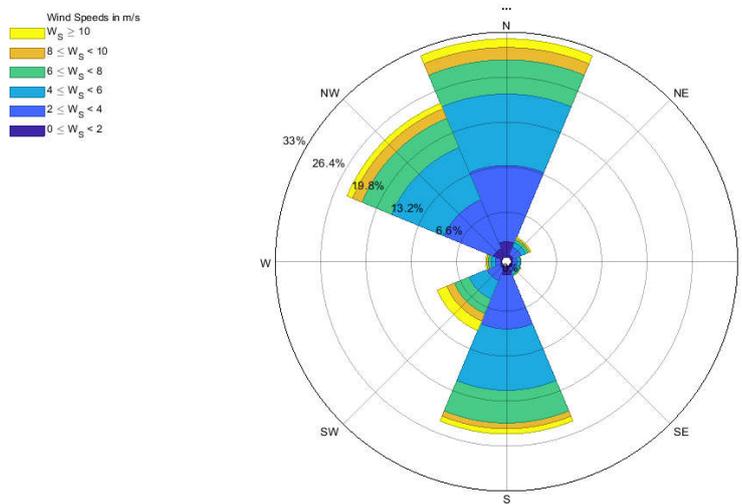


Figure (III-11) : Rose des vents pour le site d'ORAN

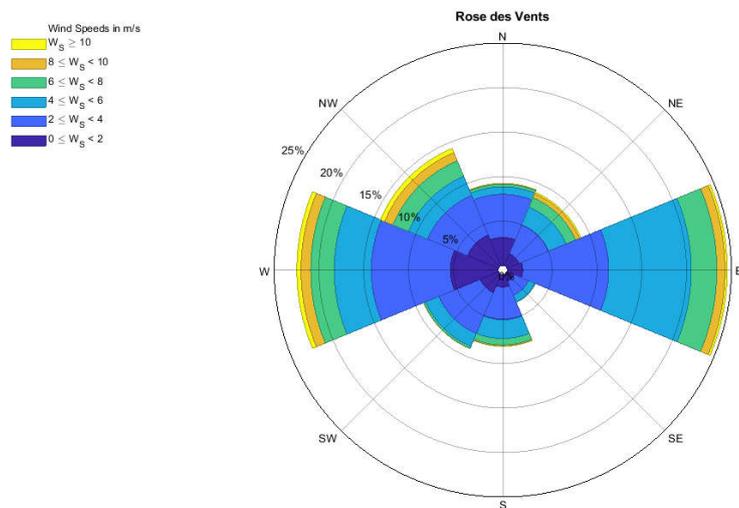


Figure (III-12) : Rose des vents pour le site d'ALICANTE

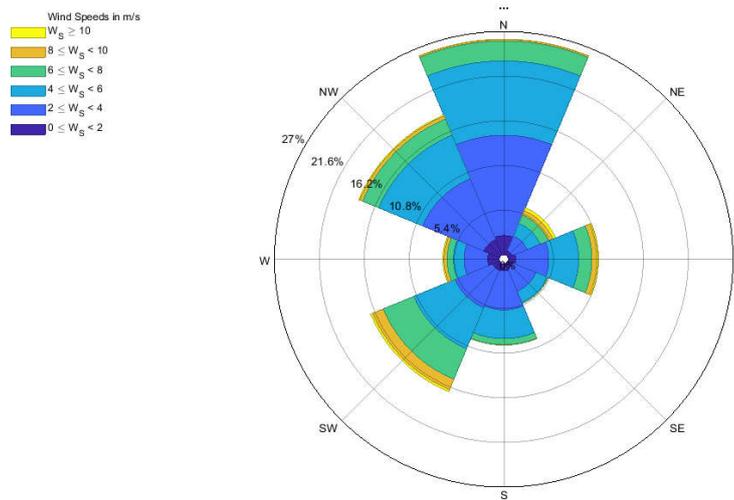


Figure (III-13) : Rose des vents pour le site de BARCELONE

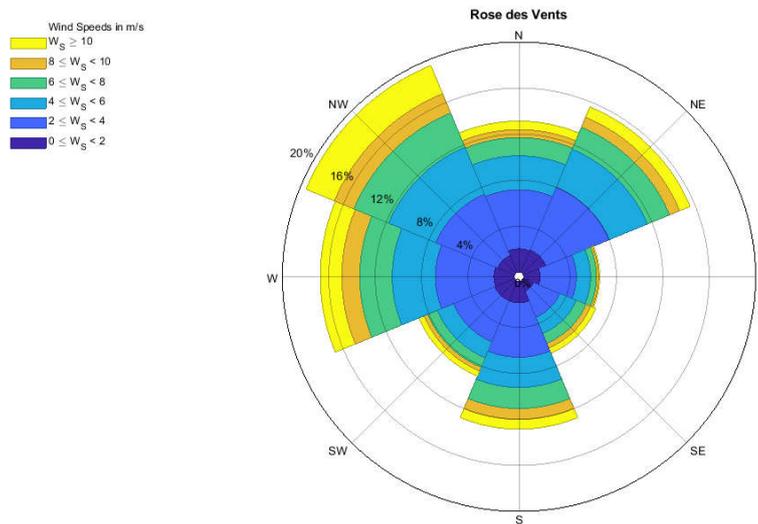


Figure (III-14) : Rose des vents pour le site de CAP CACCIA

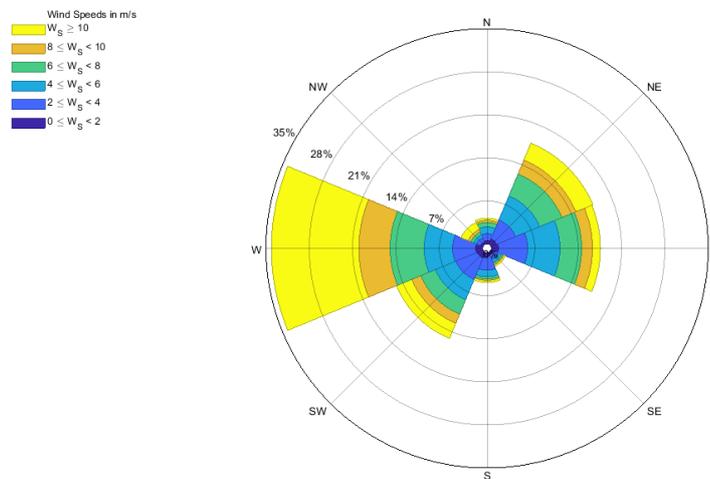


Figure (III-15) : Rose des vents pour le site de CAP CARBONARA

3.7 CARTOGRAPHIES DU VENT

En utilisant les résultats obtenus, les cartes du vent de la région sont tracées. La carte des vitesses moyennes estimée à 10 m du sol est représentée dans la figure (III-16). Les vitesses moyennes obtenues, varient de 3m/s à 10 m/s. On remarque que pour les stations d'Espagne, la vitesse moyenne est la plus faible que pour les stations de l'Algérie. Cependant, la zone de l'île italienne étudiée est caractérisée par des vitesses moyennes du vent supérieures à 4 m/s.

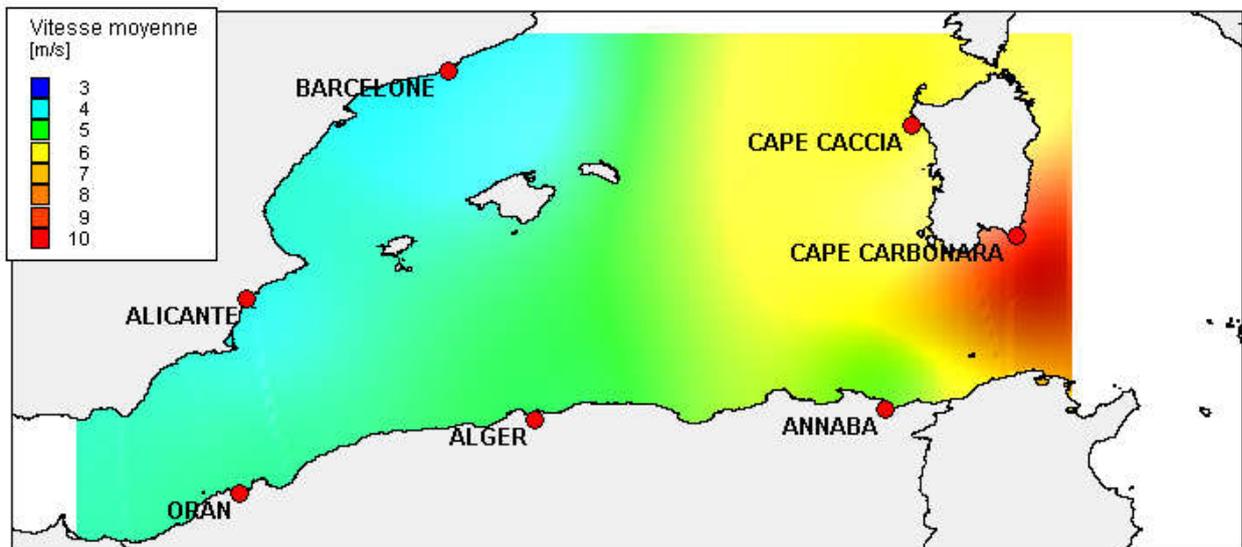


Figure (III-16) : Carte de la vitesse moyenne en méditerranée

La carte des vitesses pondérées estimée à 10 m du sol est représentée dans la figure (III-17), les vitesses obtenues, varient de 0,96m/s à 3,27 m/s.

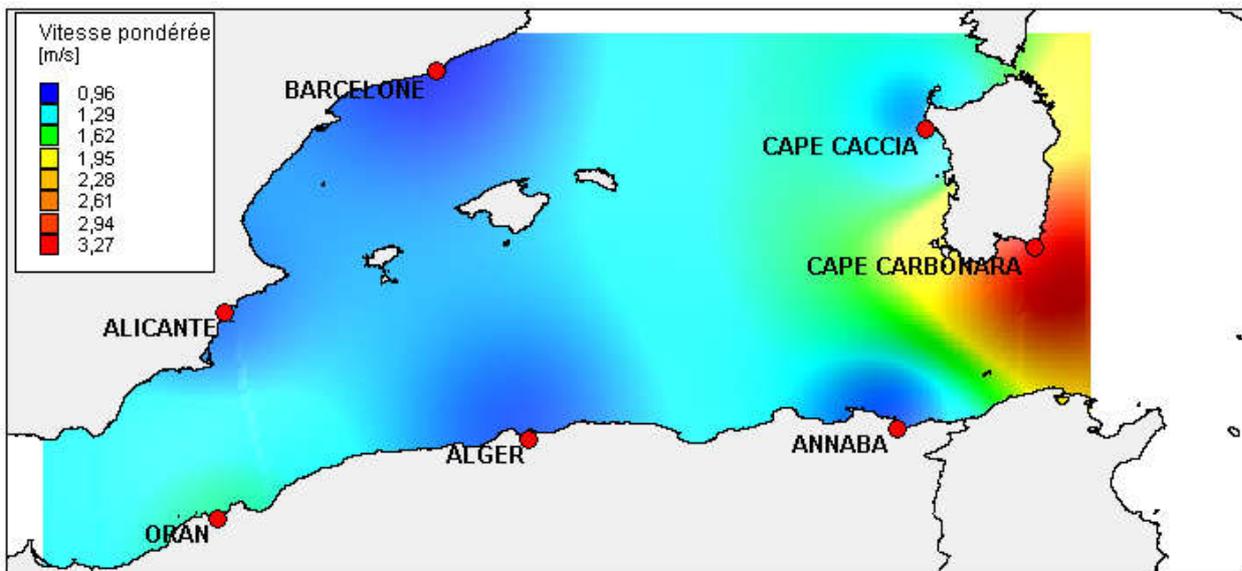


Figure (III-17) : Carte de la vitesse moyenne pondérée en méditerranée

Même si les deux cartes viennent se compléter, On remarque que les deux cartes ne sont pas tout à fait pareilles et qu'effectivement il existe quelques différences dans l'allure de celles-ci. Notamment, autour de l'île italienne où on remarque une dégradation progressive de la valeur de la vitesse moyenne, alors que la vitesse pondérée vient changer de valeur subitement.

On note que toutes les cartes sont 10 m d'altitude et que le potentiel est plus important à l'hauteur de l'hélice.

La figure (III-18) est la représentation de la direction du vent dans la mer méditerranée, en fonction des valeurs de la vitesse moyenne, la carte illustre les résultats obtenus, et les directions de vent dominantes.

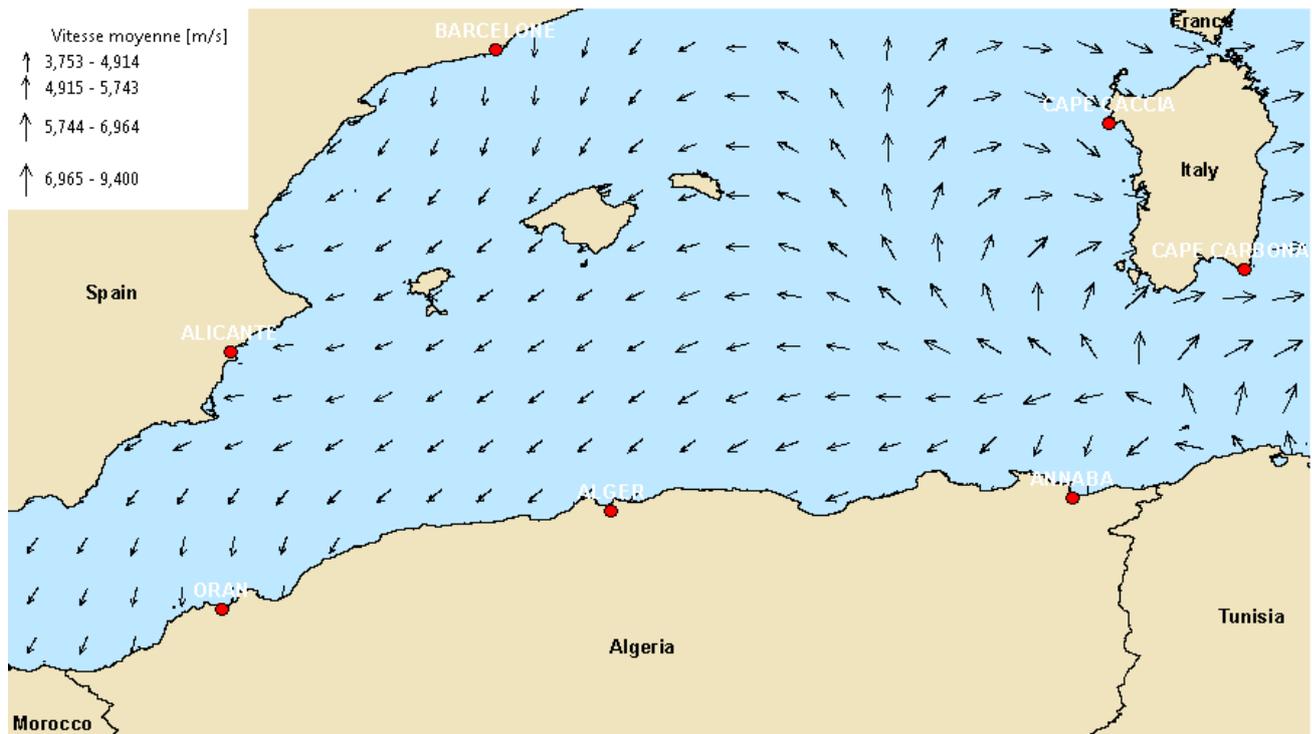


Figure (III-18) : Carte représentant la direction en fonction de la vitesse moyenne

On remarque une homogénéité dans les directions du vent, on peut dire que celles-ci entrent dans le bassin méditerranée par l'est de la Tunisie, se dispersent dans tous les sens dans cette zone, elles font face à l'île italienne de l'ouest pour s'organiser ensuite dans la partie ouest du bassin en allant vers le sud ouest, ce qui explique que pour les stations dans cette région le secteur dominant est du nord principalement.

La figure (III-19) est la représentation de la direction du vent dans la mer méditerranée, en fonction des valeurs de la vitesse pondérée, la carte illustre les résultats obtenus, et les directions de vent dominantes.

On ne note pas une grande différence entre la carte de direction en fonction des vitesses pondérées ou moyennes, on peut dire alors que ça ne change pas la direction du vent.

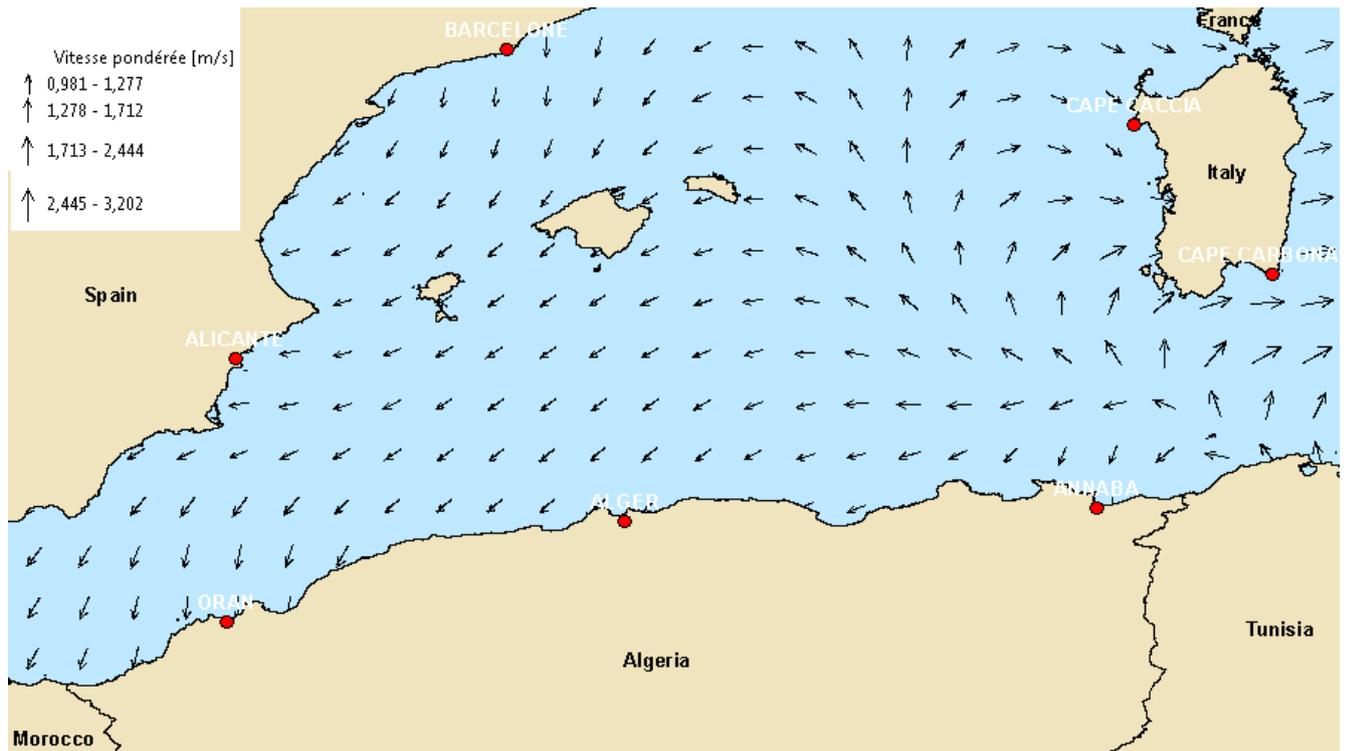


Figure (III-19) : Carte représentant la direction en fonction de la vitesse moyenne pondérée

A travers ces cartes et notre étude, on peut conclure que les sites les plus intéressants en termes de potentiel éolien sont ceux de l'île italienne, donc Cap Caccia et Cap Carbonara.

Pour le bassin algérien, même si on n'enregistre pas les meilleurs résultats, il est possible d'installer des éoliennes offshore, on note qu'Oran présente un potentiel plus important par rapport aux deux autres sites, donc il serait plus intéressant d'installer des éoliennes offshore autour de cette zone, sauf si on peut s'éloigner un peu d'Annaba vers l'île italienne pour installer des éoliennes, ceci serait intéressant.

3.8 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'évaluation et l'analyse du potentiel éolien disponible sur la région de la mer méditerranée, en se basant sur des mesures de la vitesse et la direction du vent durant 24 ans (1995-2018). Pour ce là nous avons déterminé la distribution de la vitesse moyenne du vent au niveau des sites de mesure à 10m de hauteur. Par ailleurs, différents paramètres nécessaires dans l'étude du gisement éolien ont été calculés, les paramètres de Weibull, la fréquence, la densité de puissance moyenne, ainsi que la rose des vents et l'évolution de la vitesse moyenne du vent en fonction du temps. Ensuite, des cartes de vent sont dessinées dans les logiciels ArcGIS et Mapinfo qu'on va discuter et expliquer, à la fin de l'étude, nous avons comparé le potentiel éolien de nos stations de mesure.

CONCLUSION
GENERALE

Le travail que nous avons présenté dans ce document concerne les dispositifs d'alimentation électrique. Ces dispositifs sont appelés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement

Notre travail a donc porté sur une étude préliminaire et analyse du potentiel éolien offshore en vue d'une planification énergétique dans la région de la mer méditerranée. En effet, pour implanter un parc éolien, la prospection des sites possibles constitue le premier travail à effectuer pour juger de la capacité de production d'une centrale éolienne.

L'étude bibliographique a permis d'acquérir certaines connaissances, à savoir ; les différents types d'éoliennes offshore ainsi que les critères à respecter pour leur installations. Par ailleurs, nous avons vu l'historique du développement des éoliennes offshore ainsi que les différents travaux réalisés dans ce domaine.

Le traitement des relevés météorologiques complets sur le site, nous a permis de constater que notre région d'étude possède des ressources éoliennes appréciables. Non seulement il faut connaître la vitesse moyenne du vent, mais aussi la direction du vent, afin de, calculer d'autres paramètres pour déterminer les secteurs dominants du vent, à savoir ; les paramètres de Weibull, ainsi que les vitesses maximales et pondérées et les densités de puissance. Cela a été fait par le biais du programme Matlab élaboré.

Finalement, nous avons représenté les résultats obtenus sous forme de cartographies directionnelles du vent en utilisant les programmes ArcGIS et Mapinfo. Cette étude environnementale, nous a permis de mieux justifier l'intérêt des installations utilisant les énergies renouvelables, avec des réductions des émissions des gaz à effet de serre. Le recours à une installation éolienne présente donc un choix stratégique, qui est justifié par une incidence positive que se soit sur le plan économique ou sur le plan environnemental.

Ce choix devient très important si le critère environnemental passe en premier lieu, en vue de remédier au problème de la pollution atmosphérique et par suite au réchauffement climatique.

Nous espérons par ce travail avoir donné un aperçu concernant le potentiel éolien offshore dans le bassin méditerranéen et que ce mémoire reste un document important qui sera utilisé comme référence pour les promotions à venir.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- [1] : P. Bruyere, « Éolien Offshore », *Encyclopædia Universalis*, <https://www.universalis.fr/encyclopedie/eolien-offshore/>. Consulté le 20/06/2021.
- [2] : MEZIANE Fares, « Étude et dimensionnement d'un système éolien-électrolyseur-pile à combustible pour l'alimentation électrique d'un site isolé ». Mémoire de magister, Université M'hamed Bougara, Boumerdes (2011).
- [3] : BESLIN Guy ; MULTOND Bertrand, « énergie éolienne : de son gisement à ses aérogénérateurs », Encyclopédie de l'énergie.
- [4] : Paul Gipe, « IEC Turbine Classes », www.wind-works.org. Consulté le 02/08/2021.
- [5] : Comité Français de Mécanique des Sols et de Géotechnique, Groupe de Travail : Fondations d'éoliennes offshore, « Recommandations pour la conception et le dimensionnement des fondations d'éoliennes offshore » Version 2.0 2019.
- [6] : Guide des Energie Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines Algériennes ; Edition 2007
- [7] : <http://perso.numericable.fr/~flopark/tpe/> Consulté le 20/07/2021
- [8] : A. Lavagnini, A.M. Sempreviva and C. Transerici, *Wind Energy*. www.interscience.wiley.com. Consulté le 22/06/2021
- [9] : M. I. J. Dvorak, C. a. L. Arche, M. Z. Jacobson, « California offshore windenergypotential » USA, www.elsevier.com/locate/renene consulté le 20/07/2021
- [10] : I. Balog, P.M. Ruti, I. Tobin, V. Armenio, R. t. Vautard ; « A numerical approach for planning offshore wind farms from regional to local scales over the Mediterranean » *Universta degli Studi di Trieste*, P.le Europa 1, 34127 Trieste, Italy, www.elsevier.com/locate/renene. Consulté le 30/07/2021
- [11] : Ki Kim, S. Jang, T. Yun Kim . « Site selection for offshore windfarms in the southwest coast of South Korea », Environment Institute, South Korea, www.elsevier.com/locate/renene. Consulté le 14/07/2021
- [12] : M. a. Mahdy, A. S. Bahaj ; « Multi criteriadecisionanalysis for offshore windenergypotential in Egypt », Sustainable Energy Research Group, Energy & Climate Change Division, Faculty of Engineering and the Environment, University of Southampton, SO17 1BJ, United Kingdom, www.elsevier.com/locate/renene. Consulté le 13/07/2021.
- [13] : AZA-GNANDJI, FIFATIN, DUBAS, ESPANET, VIANOU « Etude du Potentiel Energétique Eolien Offshore du Bénin », URL : <https://www.researchgate.net/publication/329275848>. Consulté le 03/07/2021
- [14] : Said M., Ibrahim A., « Energy in the Arab World » *Energy*, N 9-3, pp. 217-38; 1984.
- [15] : Bensaïd H., « The Algerian Programme on Wind Energy », *Proceeding of WEAC*, pp. 21-27, Oxford, 1985.
- [16] : Hammouche R., « Atlas Vent de l'Algérie/ ONM » », Office des publications Universitaires (OPU), Algiers 1990
- [17] : Kasbadji Merzouk N., « An Evaluation of Wind Energy Potential in Algeria », *Proceeding of EWEC'94 Congress*, Thessaloniki, Greece, 1994
- [18] : Kasbadji Merzouk N., « Carte des Vents de l'Algérie Résultats Préliminaires », *Revue des Energies Renouvelables*, Valorisation 209-214 ; 1999

Références bibliographiques

- [19] : Kasbadji Merzouk N., « Atlas Vent, Limites des méthodes d'interpolation, Application au Nord-est de l'Algérie », Al-Sig, Bordj El Bahri, ENITA, 1999
- [20] : Kasbadji-Merzouk N., «Wind Energy potential of Algeria », *Inter J. of Renewable Energy*, Vol. 21, pp 553-562; 2000.
- [21] : Kasbadji Merzouk N., Daaou H., « Carte Saisonnière du vent en Algérie », Journée d'Etude Météorologique et Climatologique entre Science et Prise de Décision, ONM, Alger, 25mars
- [22] : Kasbadji Merzouk N, Daaou H, « Atlas Energétique Eolien de l'Algérie », SIPE'5, Béchar, 2001.
- [23] : Kasbadji Merzouk N.; Daaou, H., Haddouche S., «Evaluation of Wind Energy Potential for Windy Micro-Area Using Mass Consistent Model», *World Renewable Energy Congress VII*, Cologne, Allemagne, 2002
- Références bibliographiques 170
- [24] : Kasbadji Merzouk N., Merzouk M., Messen N., «A mass consistent model application to the Study of phenomenon in advance of sand towards the Algerian High Plain», *Inter Renewable Energy* 28 655–663; 2003
- [25] : Kasbadji Merzouk N., « Evaluation du gisement éolien, contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie », Thèse de Doctorat, Tlemcen, Algérie, 2006
- [26] : Kasbadji Merzouk N., Merzouk M., Benyoucef B., «Profil vertical de la vitesse du vent dans la basse couche limite atmosphérique », 13èmes Journées Internationales de la Thermique, Albi, 2007
- [27] : Boukli Hacène F., Kasbadji Merzouk N., Loukarfi L., « Etude du gisement éolien de la vallée du Chellif » JET'08, Marrakech, Maroc, 2008
- [28] : Diaf S., Belhamel M., Haddadi M., Louche A., «Assessment of wind energy resource in southern Algeria», *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°3 321– 333; 2007
- [29] : Himri Y., Boudghene Stambouli A., Himri S., Draoui B., «Review of wind energy use in Algeria», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 13, 910-914; 2009
- [30] : Himri Y., Himri S., Boudghene Stambouli A., «Assessing the wind energy potential projects in Algeria», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 13, 2187-2191; 2009
- [31] : Himri Y., Himri S., Boudghene Stambouli A., «Prospect of wind farm development in Algeria», *Desalination*, 239(1-3):130-8; 2009
- [32] : Youcef Ettoumi F., Addane A., Lassad Benzaoui M., Bouzergui N., « Comparative of wind park design and setting in Algeria», *Renewable Energy*, 33(10), 2333-8; 2008
- Références bibliographiques 171
- [33] : Himri Y., Boudghene Stambouli A., Himri S., Draoui B. « Wind energy assessment for Timimoun », *Int J Agile Syst Manag* 4(1/2), 182-90; 2009,
- [34] : Himri Y., Himri S., Boudghene Stambouli A., « Wind power in south western region of Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 14: 554–556; 2010
- [35] : Daaou Nedjari Hafida, Haddouche Sabiha, Kasbadji Merzouk N., « Caractérisation éolienne de sites ventés à l'aide du modèle AIOLOS et d'un modèle numérique de terrain (MNT) », *Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza* 135 – 142 ; 2010
- [36] : Abdeslam D., Kherba N., Boukli Hacène F., Kasbadji Merzouk N., Merzouk M., Mahmoudi H., Mattheus. Goosen F.A., «On the use of the Wind energy to power reverse osmosis desalination plant: A case study from Ténès (Algeria) », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 15:956–963; 2011
- [37] : F.Chellali, A. Khellaf, A.Belouchrani, « Etude du comportement stochastique du vent en Algérie », ENP Alger (2011).

Références bibliographiques

- [38] : S. M .Boudia, S. Adjiri, « Analyse technico-économique des systèmes de conversion d'énergie éolienne-région de Sétif ». Revue des Energies Renouvelables SIENR 14 Ghardaïa (2014) 115 – 120
- [39] : I. Troen et E. L. Petersen, European Wind Atlas. Laursen Toender ed., Danemark, 1989, ISBN 87-550-1482-8, pp. 656.
- [40] : <http://meteo-villabe.amys.fr/index.php/infos-meteo/21-classification-des-vents-et-des-ouragans>. Consulté le 13/02/2021.
- [41] : 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.
- [42] : 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.
- [43] : D. A. Stewart, O. M. Essenwanger, "Frequency distribution of wind speed near the surface," Journal of Applied Meteorology, n°17, pp. 1633-1642, 1978.
- [44] : L. Van Der Auwera, F. De Meyer, L. M. Malet, "The use of the Weibull three parameter model for estimating mean wind power densities," Journal of Applied Meteorology, vol. 19, n° 7, pp. 819 - 825, 1980.
- [45] : I. Troen, E. L. Petersen, European wind atlas. Risoe National Laboratory, Roskilde, Danemark, 1989, pp. 656.
- [46] : N. kasbadji Merzouk, « Wind energy potential in Algeria ». Renewable energy 21 (2000) 553-562.
- [47] : E. S. Takle and J. M. Brown, "Note on the Use of Weibull Statistics to Characterize Wind-Speed Data," J. Appl. Meteorol., vol. 17, no. 4, pp. 556– 559, Apr. 1978.
- [48] : J. V. Seguro and T. W. Lambert, "Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis," vol. 85, 2000.
- [49] : S. Vela, "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis Case studies in the Canary Islands," vol. 13, pp. 933– 955, 2009.
- [50] : Nachida Kasbadji Merzouk, "Évaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie", Thèse de Doctorat, L'université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, Faculté des Science, Département de Physique, Unité de recherche matériaux et énergies renouvelable, 2006.
- [51] : Achouri Mahdia, Khelfa Sara, « évaluation du gisement éolien dans deux régions de l'est de l'Algérie, Jijel et Tebessa ». Mémoire de master, Université m'hamed Bougara, Boumerdès. (2017)
- [52] Cuntry G., « Eoliennes et aérogénérateurs », EDISUD/Technologie douce, 1979.
- [53] : Achouri Mahdia, Khelfa Sara, « évaluation du gisement éolien dans deux régions de l'est de l'Algérie, Jijel et Tebessa ». Mémoire de master, Université m'hamed Bougara, Boumerdès. (2017)

Références bibliographiques

[54] : <https://resources.arcgis.com/fr/>. Consulté le 21/09/2021

[55] : <https://fr.wikipedia.org/wiki/MapInfo>. Consulté le 21/09/2021

[56] : <http://www.aniref.dz/>. Consulté le 18/08/2021

[57] : <https://worldweather.wmo.int/fr/country.html?countryCode=ESP>. Consulté le 20/08/2021

[58] : <https://fr.tutiempo.net/climat/italie.html>. Consulté le 22/08/2021