



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCCEN

THÈSE LMD

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT

Spécialité : *Énergies Renouvelables*

Par :

ABDERRAHIM Asma

Sur le thème

Réactualisation du gisement éolien dans le sud Algérien : « cas d'une ferme éolienne et son impact sur l'environnement »

Soutenue publiquement le 10/02/2024 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr. CHABANE SARI Nasr Eddine	Professeur	Univ. Tlemcen	Président du jury
Mme. GHELLAI Nassera	Professeur	Univ. Tlemcen	Directrice de thèse
Mr. AMARA Sofiane	Professeur	Univ. Tlemcen	Examineur
Mr. BOUKLI-HACENE Fouad	Professeur	ENPO Oran	Examineur
Mr. LASRI Boumediene	Professeur	Univ. Saida	Examineur
Mr BENMEDJAHED Miloud	Directeur de recherche	URERMS ADRAR	Examineur

*Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER)
Université Abou Bekr Belkaid BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie*

Remerciements

Je remercie en premier lieu notre Dieu le tout puissant qui nous a doté de la merveilleuse faculté de raisonnement, de m'avoir donnée le courage et la volonté de mener à terme le présent travail.

J'exprime tout d'abord, ma profonde gratitude à ma directrice de thèse, Madame **GHELLAI Nassera**, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour m'avoir dirigé avec une disponibilité permanente et pour tous les efforts qu'elle a consenti tout au long de l'élaboration de ce modeste travail. Ses encouragements, ses précieux conseils, sa gentillesse et la confiance qu'elle m'a toujours témoignée m'ont été d'une très grande utilité. Qu'elle trouve ici l'expression de mon profond respect.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur **CHABANE SARI Nasr Eddine**, Professeur à l'Université de Tlemcen, veuillez croire en ma profonde reconnaissance et sincère gratitude pour avoir accepté de présider le jury.

J'exprime tous mes remerciements à l'ensemble des membres du jury : Monsieur **LASRI Boumediene**, Professeur à l'Université de Saida, Monsieur **BOUKLI-HACENE Fouad**, Professeur à L'école Préparatoire En Sciences Et Techniques à Tlemcen, Monsieur **AMARA Sofiane**, Professeur à l'Université de Tlemcen, Monsieur **Benmedjahed Miloud**, directeur de recherche à l'Unité de Recherche en Energies renouvelables en Milieu Saharien (URERMS) Adrar, pour avoir répondu favorablement en acceptant d'examiner mon travail

Je tiens à exprimer ma reconnaissance envers mes collègues et camarades de laboratoire, qui ont partagé leurs connaissances, leurs idées et leur soutien tout au long de ce parcours académique. Leurs discussions stimulantes et leurs encouragements m'ont permis de repousser mes limites et de progresser dans mes recherches.

Mes sincères remerciements vont à ma famille et à mes amis pour leur soutien indéfectible, leurs encouragements constants et leur compréhension tout au long de cette aventure. Leur amour et leur soutien ont été ma source de motivation et de réconfort dans les moments difficiles.

Enfin, je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers toutes les personnes anonymes qui ont contribué de manière directe ou indirecte à cette thèse. Leur participation, leurs ressources, leurs témoignages et leur collaboration ont été d'une valeur inestimable et ont enrichi mes recherches.

Mes remerciements ne sauraient être complets sans exprimer ma reconnaissance envers tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à cette thèse de doctorat. Leur soutien inconditionnel et leur confiance en moi ont été une source d'inspiration et ont rendu cette réalisation possible.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Qui me sont très chers au monde mes parents ; Mes grands-parents ; Mes sœurs ;

Mes chers amis pour leur soutien et support dans les instants les plus difficiles ;

*A tous ceux qui par leur sourire, leur gentillesse et espoir m'ont encouragé à
poursuivre mes études.*

ABDERRAHIM Asma

Sommaire

Remerciment

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction Générale 01

Chapitre I :

Présentation Des Méthodes D'évaluation Du Gisement Eolien

I.1 Introduction..... 05

I.2 Gisement éolien..... 05

I.3 Méthodes d'évaluation du potentiel éolien..... 06

I.4 Mesures du vent 08

I.5 Extrapolation verticale..... 09

 I.5.1 Loi en puissance..... 10

 I.5.2 Loi en logarithme..... 11

 I.5.3 Perspectives..... 11

I.6 Extrapolation horizontale et sillage..... 12

I.7 Modélisation statistique : distribution de Weibull..... 13

 I.7.1 Présentation..... 13

 I.7.2 Utilisation..... 14

 I.7.3 Méthodes d'ajustement..... 15

I.8	Courbe de puissance.....	17
I.8.1	Courbes de puissance théoriques.....	17
I.8.2	Courbes de puissance réelles.....	19
I.8.3	Utilisation de la vitesse à hauteur de moyeu.....	20
I.9	Conclusion.....	21

Chapitre II :

Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

II.1	Introduction	22
II.1.1	Contexte Du Développement De L'éolien	22
II.2	Modélisation De La Ressource Eolienne	22
II.2.1	Distribution Fréquentielle Des Vents : Loi De Weibull.....	23
II.3	Données et Méthodes.....	23
II.4	Etude Temporelle Des Paramètres	27
II.4.1	Etude annuelle	28
II.4.2	Etude saisonnière	44
II.4.3	Etude mensuelle	73
II.5	Cartographie De La Ressource Eolienne	94
II.6	Conclusion.....	96

Chapitre III :

Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

III.1	Introduction	97
III.2	L'énergie éolienne	98

III.2.1	Définition de l'énergie éolienne	98
III.2.2	L'aérogénérateur	99
III.2.2.1	Architecture d'une éolienne	99
III.2.2.2	Types des éoliennes.....	100
III.2.3	Énergie et puissance.....	104
III.2.3.1	Limite de Betz.....	106
III.2.3.2	Puissance effective de l'éolienne.....	107
III.3	Dimensionnement D'un Parc Eolien Au Sud Algérien.....	108
III.3.1	Choix De Sites Et Les Caractéristiques Du Vent.....	109
III.3.2	Dimensionnement D'un Parc Eolien De 20 MW.....	111
III.3.2.1	Facteur de capacité.....	113
III.3.2.2	Estimation de l'énergie produite par un parc éolien.....	119
III.3.3	L'orientation des éoliennes	120
III.4	Conclusion	123
	Conclusion Générale.....	124
	Bibliographie	127
	Annexes	131

Liste des Figures

Chapitre I :

Présentation Des Méthodes D'évaluation Du Gisement Eolien

Figure I.1 : Schéma de la chaîne méthodologique pour l'évaluation du potentiel éolien.....	06
Figure I.2 : Principe de l'extrapolation verticale.....	09
Figure I.3 : Exemples de distributions de Weibull pour le paramètre d'échelle A et différents paramètres de forme k	13
Figure I.4 : Exemple d'une éolienne Vestas V90–2.0MW.....	17

Chapitre II :

Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

Figure II.01 : Répartition Des Sites De Mesure Sur Le Territoire Sud Algérien.....	26
Figure II.02 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf.....	29
Figure II.03 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.....	30
Figure II.04 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site De Touat.....	31
Figure II.05 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site D'Amguid Et Arak.....	33
Figure II.06 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site D'Illizi Et In Amenas.....	34
Figure II.07 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site D'Ouargla Et Ouad Irara.....	35
Figure II.08 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site De Tamanrasset et Tiska.....	36

Figure II.09 : La distribution de Weibull annuelle à 10m du sol pour les sites D’El Golea et Laghouat.....	39
Figure II.10 : La distribution de Weibull annuelle à 10m du sol pour le site de Noumerat.....	40
Figure II.11 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra Et Guemar.....	42
Figure II.12 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.....	43
Figure II.13 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf.....	45
Figure II.14 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.....	46
Figure II.15 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Le Site De Touat.....	47
Figure II.16 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf.....	48
Figure II.17 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.....	49
Figure II.18 : Variation saisonnière des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour le site de Touat.....	50
Figure II.19 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Amguid Et Arak.....	53
Figure II.20 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Illizi et In Amenas.....	54
Figure II.21 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites D’Ouargla et Ouad Irara.....	55
Figure II.22 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Tamanrasset Et Tiska.....	56
Figure II.23 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d’Amguid Et Arak.....	58
Figure II.24 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d’Illizi Et In Amenas.....	59

Figure II.25 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Ouargla Et Ouad Irara.....	60
Figure II.26 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Tamanrasset Et Tiska.....	61
Figure II.27 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites D'el Golea Et Laghouat.....	65
Figure II.28 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Le Site De Noumerat.....	66
Figure II.29 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'El Golea Et Laghouat.....	67
Figure II.30 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Noumerat	68
Figure II.31 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra et Guemar.....	70
Figure II.32 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.....	71
Figure II.33 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra Et Guemar.....	72
Figure II.34 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.....	73
Figure II.35 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf.....	75
Figure II.36 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.....	76
Figure II.37 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Touat.....	77
Figure II.38 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Amguid Et Arak.....	81
Figure II.39 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Illizi Et In Amenas.....	82
Figure II.40 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Ouargla Et Ouad Irara.....	83

Figure II.41 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Tamanrasset Et Tiska.....	84
Figure II.42 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d’El Golea Et Laghouat.....	89
Figure II.43 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Noumerat.....	90
Figure II.44 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra Et Guemar.....	92
Figure II.45 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.....	93
Figure II.46 : Carte annuelle des vents à 10m du sol comprenant uniquement les sites du Sud Algérien.....	95

Chapitre III :

Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

Figure III.1 : Conversion de l’énergie cinétique du vent	100
Figure III.2 : Composants d’une éolienne.....	101
Figure III.3 : Eoliennes à axes horizontal.....	102
Figure III.4 : Configuration à axe horizontal.....	103
Figure III.5 : Eoliennes à axes vertical.....	104
Figure III.6 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol.....	111
Figure III.7: Courbes des coefficients d’efficacité de l’éolienne en fonction de Vitesse.....	112
Figure III.8: La densité de puissance moyenne mensuelle pour les sites étudiés.....	113
Figure III.9: La densité de puissance moyenne annuelle pour les sites étudiés.....	114
Figure III.10: Le facteur de capacité mensuel pour les sites étudiés.....	115
Figure III.11: Le facteur de capacité annuel pour les sites étudiés.....	115
Figure III.12: Courbes des coefficients d’efficacité de l’éolienne en fonction de vitesse.....	116
Figure III.13: La densité de puissance moyenne mensuelle pour les sites étudiés.....	117

Figure III.14: La densité de puissance moyenne annuelle pour les sites étudiés.....	117
Figure III.15: Le facteur de capacité mensuel pour les sites étudiés.....	118
Figure III.16: Le facteur de capacité annuel pour les sites étudiés.....	119
Figure III.17: Le facteur de capacité pour les sites étudiés.....	119
Figure III.18 : Planification du parc éolien.....	121
Figure III.19 : La rose des fréquences de vent pour le site d'Ilizi.....	122
Figure III.20 : Les planifications géographiques des parcs éoliens à Ilizi.....	123
Figure III.21 : Parc éolien virtuel à Ilizi.....	123

Liste Des Tableaux

Chapitre I :

Présentation Des Méthodes D'évaluation Du Gisement Eolien

Tableau I.1 : Expressions analytiques des moments de la distribution de Weibull.....	13
---	----

Chapitre II :

Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

Tableau II.01 : Coordonnées Géographiques Et Caractéristiques Des Stations De Mesure Utilisées.....	27
Tableau II.02 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Annuelle A 10m Pour Les 5 Sites De Région d'Ain Sefra.....	32
Tableau II.03 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 8 sites de région des Oasis.....	38
Tableau II.04 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 3 sites de région de Ghardaïa.....	41
Tableau II.05 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 3 sites de région de Touggourt.....	44
Tableau II.06 : Vitesse et densité de puissance moyenne saisonnière à 10m pour les 5 sites de région d'Ain Sefra.....	51
Tableau II.07 : Vitesse et densité de puissance moyenne saisonnière à 10m pour les 8 sites de région des Oasis.....	63
Tableau II.08 : Vitesse et densité de puissance moyenne saisonnière à 10m pour les 3 sites de région de Ghardaïa.....	69
Tableau II.09 : Vitesse et densité de puissance moyenne saisonnière à 10m pour les 3 sites de région de Touggourt.....	74
Tableau II.10 : Vitesse et densité de puissance moyenne mensuelle à 10m pour les 5 sites de région d'Ain Sefra.....	79

Tableau II.11 : Vitesse et densité de puissance moyenne mensuelle à 10m pour les 8 sites de région des Oasis.....	87
Tableau II.12 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m Pour Les 3 Sites De Région De Ghardaïa.....	91
Tableau II.13 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m Pour Les 3 Sites De Région De Touggourt.....	94

Chapitre III :

Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

Tableau III.1 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m.....	111
Tableau III- 2 : Paramètres de la conception d'une éolienne standard.....	112
Tableau III- 3 : Paramètres de la conception d'une éolienne standard.....	116
Tableau III- 4 : Estimation de l'énergie produite par un parc éolien de puissance 20 MW.....	121

Nomenclature

A	Facteur d'échelle de Weibull	m / s
Ce	Coefficient d'efficacité de l'éolienne	
CF	Facteur de capacité	
D	Diamètre du rotor	M
E	Energie moyenne récupérable sur une année	kWh
Ec	Energie cinétique	KWh
F	Fréquence	Hz
f(V)	Densité de probabilité de la distribution	
H1, H2	Hauteur	M
k, k ₁ , k ₂	Facteur de forme	
m	Masse du volume de vent ou d'air	Kg
η_g	Rendement de la génératrice	
η_m	Rendement du multiplicateur	
P	Puissance du vent	W
P _{eff}	Puissance éolienne réellement utilisable	W
P _n	Puissance nominale	W
\bar{P}	Puissance moyenne d'éolienne	W
T	Intervalle de temps donné	S
V	Vitesse du vent	m / s
V _m	Vitesse moyenne	m / s
Z	Altitude	M
Θ	Température ambiante	°k
ρ	Masse volumique de l'air	Kg/m ³
σ	Ecart type	m / s

Introduction

Générale

Introduction Générale

Un essor sans précédent, notamment après la crise pétrolière de 1973, a alerté les états producteurs d'énergie fossile [1]. En effet, après l'an 2000, le contexte fluctuant des énergies fossiles, l'explosion de la demande mondiale en électricité et les prises de conscience environnementale ont accentué le besoin en énergie propre et durable.

La production d'électricité en Afrique du Nord grâce à des ressources énergétiques renouvelables a récemment gagné en importance à travers plusieurs projets tels que l'Initiative Industrielle Desertec, où une exportation collective via l'énergie éolienne, l'énergie solaire concentrée (CSP) et le photovoltaïque (PV) à grande échelle est considérée comme l'option la plus réalisable [2]

Les pays d'Afrique du Nord ayant des niveaux élevés de rayonnement solaire direct, l'objectif de ces plans est de créer une nouvelle capacité de production d'énergie basée sur les énergies renouvelables, en utilisant l'énergie solaire et éolienne sur le bassin méditerranéen [3].

En Algérie, les objectifs fixés par la société à capital-actions NEAL (Nouveau Energy Algeria), sont axés sur l'augmentation de la production d'énergie renouvelable à 1400 MW en 2030 et 7500 MW au début de 2050. L'énergie électrique proviendra des centrales solaires, exclusivement solaires, ou des centrales solaires hybrides, qui utilisent également d'autres formes d'énergie renouvelable ou conventionnelle, de préférence du gaz naturel [4].

Boudghene Stambouli a observé un potentiel considérable en Algérie pour l'utilisation de sources d'énergie renouvelables [5], notamment l'énergie éolienne, qui présente l'avantage de produire moins d'émissions de gaz à effet de serre [6].

Dans le domaine de l'évaluation du potentiel éolien, la recherche scientifique présente de nombreuses études récentes portant sur diverses régions du monde. Par exemple, une étude a évalué les ressources éoliennes en mer au large de la côte atlantique ibérique en Espagne en utilisant le modèle WRF [7]. Aux États-Unis, un modèle de cisaillement éolien spatialement et temporellement calibré a été utilisé pour améliorer la précision de l'évaluation des ressources éoliennes [8]. En Allemagne, une cartographie statistique en 3D des ressources éoliennes a été réalisée en utilisant WSWS [9]. En Égypte, des études ont été menées pour évaluer les ressources éoliennes et l'économie de la production électrique dans la péninsule du Sinaï [10], ainsi que pour analyser le potentiel éolien en mer [11]. Des travaux ont également été réalisés à Shark El-Ouinat, en Égypte, sur les caractéristiques de l'énergie éolienne et l'installation de parcs éoliens [12]. Au golfe de Thaïlande, une étude a évalué les ressources éoliennes en mer et optimisé les parcs éoliens [13]. Dans le golfe Persique, une analyse d'incertitude et un SIG ont été utilisés pour évaluer les ressources éoliennes en mer [14]. Au Pakistan, SODAR et un mât météorologique ont été utilisés pour évaluer les ressources éoliennes [15]. En Chine, une approche de mesure à long terme par tour a été utilisée pour évaluer le potentiel des ressources éoliennes, avec une étude de cas à Beijing [16]. Au Népal, les ressources éoliennes ont été validées dans 14 endroits [17]. Au Royaume-Uni, une approche d'apprentissage statistique a été utilisée pour évaluer les ressources éoliennes [18]. En Turquie, les ressources éoliennes du nord de Chypre ont été évaluées [19]. Au Portugal, une nouvelle méthodologie a été développée pour évaluer les ressources éoliennes urbaines [20]. Enfin, les ressources éoliennes autour des zones côtières de la péninsule coréenne ont également été évaluées [21-22].

De nombreuses études mettent en évidence le fort potentiel éolien de l'Algérie. La première approche consiste à élaborer des atlas et des cartes des vents pour le pays. À cet égard, Challali et al ont contribué à la mise à jour de la carte des vents en Algérie en intégrant l'étude de Hassi R'mel dans le sud du pays à l'Atlas du vent [23]. Bien que la publication de l'Atlas des

vents par Kasbadji ait stimulé le domaine de l'évaluation du vent [24-25], peu d'études ont été menées pour évaluer les ressources éoliennes. La deuxième approche consiste à évaluer le potentiel éolien et à concevoir des systèmes de conversion de l'énergie éolienne. À cet égard, les travaux de Himri et al ont été parmi les premiers à fournir une analyse statistique de la vitesse du vent dans différentes régions d'Algérie [26-31], tandis que d'autres études ont porté sur l'évaluation des ressources éoliennes sur divers sites du pays, notamment celles de Boudia et al., Benmedjahed et al., Bouzid et al., Diaf et al., et Aksas et al. [32-42].

Dans le présent travail, nous proposons de faire une étude ainsi qu'une évaluation de la ressource éolienne dans le Sud Algérien. Notre objectif est de déterminer le gisement éolien sur 33 sites dans le sud Algérien et la contribution à la réactualisation de l'Atlas éolien de l'Algérie à 10 m du sol en se basant sur des données météorologiques horaires sur une période de plus de 30 ans, afin de tenir compte des changements climatiques. On a évalué la vitesse moyenne et la densité moyenne de puissance en fonction des mois, des saisons et de l'année.

On a sélectionné judicieusement le site idéal pour l'implantation d'une ferme éolienne, tout en veillant à l'installation d'une infrastructure capable de produire une capacité de 20 MW. Cette étape critique implique une analyse approfondie des conditions éoliennes et de l'accessibilité aux infrastructures nécessaires. Nous recherchons un emplacement qui offre un potentiel éolien optimal, tout en minimisant les impacts environnementaux et sociaux. Une fois le site sélectionné, nous nous engageons à concevoir et à mettre en œuvre une ferme éolienne efficace et durable, capable de répondre aux besoins énergétiques de la région tout en contribuant à la transition vers des sources d'énergie renouvelable.

Dans le premier chapitre, on définit le vent avec ses caractéristiques, les paramètres qui le régissent, la structure de l'atmosphère dans laquelle il se déplace ainsi que la présentation en revue des méthodes d'évaluation du potentiel actuellement utilisées dans le domaine de l'éolien. Ces dernières sont diverses et varient selon l'utilisation et selon les logiciels ou employés.

Dans le deuxième chapitre, on va évaluer le potentiel éolien au sud Algérien en fonction des mois, des saisons et des années entières afin de contribuer à la réactualisation de la carte des vents en Algérie à 10 m du sol, en utilisant des données horaires relatives au vent recueilli sur une période de plus de 30 ans. L'analyse des données de vent a été faite en utilisant la fonction de Weibull à 10 m du sol. Ensuite, on a fait l'analyse statistique qui comprend plusieurs propriétés fondamentales, telle que les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne du vent et la densité de puissance moyenne.

Cette étude a contribué à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie ainsi que la mise à jour de l'Atlas des vents à une hauteur de 10 mètres du sol, ce qui a permis d'évaluer les vitesses moyennes annuelles du vent au Sud Algérien.

Le dernier chapitre est consacré aux choix des sites et au dimensionnement des parcs éoliens. On s'est intéressé à la planification des parcs éoliens avec une puissance nominale de 20MW, en fonction des spécificités de chaque site.

Enfin on termine notre travail par une conclusion et des perspectives.

Chapitre I :

Présentation Des Méthodes

D'évaluation Du Gisement

Eolien

I.1 Introduction

Les énergies renouvelables sont des énergies provenant de sources naturelles qui se renouvellent à un rythme supérieur à celui de leur consommation. La lumière du soleil et le vent, par exemple, constituent de telles sources qui se renouvellent constamment.

La production d'énergie renouvelable génère bien moins d'émissions que la combustion de combustibles fossiles. Afin de faire face à la crise climatique, il est primordial de passer des combustibles fossiles, qui sont actuellement à l'origine de la majeure partie des émissions, aux sources d'énergie renouvelables. Comme énergies renouvelables on a : éolien, solaire, hydroélectricité, géothermie, biomasse, etc.

➤ Énergie éolienne

Pour l'énergie éolienne, le principe consiste à exploiter l'énergie cinétique de l'air en mouvement à l'aide de grandes éoliennes situées sur des zones terrestres (éoliennes terrestres), ou bien en mer ou en eau douce (éoliennes en mer). Si l'énergie éolienne est utilisée depuis des millénaires, les technologies terrestres et en mer ont évolué au cours de ces quelques dernières années de manière à maximiser l'électricité produite, grâce à des turbines plus hautes et à des rotors de plus grand diamètre.

Bien que la vitesse moyenne du vent varie considérablement d'un endroit à l'autre, le potentiel technique de l'énergie éolienne dans le monde est supérieur à la production mondiale d'électricité et, dans la plupart des régions, le potentiel est amplement suffisant pour permettre un déploiement important de l'énergie éolienne

I.2 Gisement éolien

La notion de potentiel éolien désigne la quantité théorique d'énergie éolienne disponible sur un territoire (terrestre ou marin) donné. Il est lié à la force et surtout à la régularité des vents qui ne doivent être ni trop forts¹, ni trop faibles.

L'existence d'un « gisement éolien » sur le site est une condition nécessaire, mais cependant non suffisante « pour que le critère légal tiré du potentiel éolien de la zone soit satisfait » notamment selon les lois montagne et littoral ou d'autres critères volontairement retenus par les régions pour les paysages et la biodiversité.

L'énergie éolienne est une énergie propre et renouvelable. L'exploitation optimale de cette énergie reste conditionnée par une connaissance approfondie du gisement éolien et de ses principales caractéristiques. Pour l'implantation d'une éolienne ou d'un parc éolien, après l'étude des contraintes de fonctionnement, comme la météo, l'aérodynamique ou la composition de l'air, la recherche d'un terrain adéquat est déterminante : sur un plateau ou une colline à faible pente, sur une surface dégagée et régulière à une distance suffisante des obstacles, dans des régions avec des vents dominants permettant un potentiel énergétique important.

I.3 Méthodes d'évaluation du potentiel éolien

Dans ce chapitre on présente en revue les méthodes d'évaluation du potentiel actuellement utilisées dans le domaine de l'éolien. Ces derniers sont diverses et varient selon les l'utilisation et selon les logiciels ou méthodes employées.

Reste s'appuie en outre sur les conclusions des ateliers de l'EWEA. Cet atelier, réalisé en 2011 et renouvelé un peu différemment en 2013, consistait à comparer sur un même cas d'étude, avec les mêmes données de base, les estimations du potentiel faites par différentes équipes volontaires (37 équipes en 2011, 60 en 2013). Ce dernier montre l'intérêt porté au sujet, non seulement en France mais dans le monde entier, et permet d'avoir un aperçu de tous les types de méthodes employées par ces différentes équipes.

La chaîne méthodologique pour évaluer le potentiel éolien d'un site est schématisée dans la figure 1.1. Dans ce schéma de principe la méthodologie est composée par de nombreuses étapes. En réalité, selon les cas et selon les logiciels utilisés, ces étapes ne sont pas toujours effectuées dans le même ordre, certaines peuvent être omises et plusieurs sont souvent regroupées. Il existe divers logiciels pour aider à cette évaluation du potentiel, soit dans son ensemble, soit pour seulement certaines étapes. Les plus utilisés dans le monde sont WAsP 1 et windPRO 2.

La méthodologie d'évaluation commence par la mesure du vent sur le site considéré. La relation entre le vent au niveau du moyeu de l'éolienne et la puissance délivrée par l'éolienne est donnée par la courbe de puissance. Mais le problème est que les mesures ne sont pas effectuées exactement au niveau du moyeu des futures éoliennes, c'est pourquoi le calcul du potentiel commence par plusieurs étapes d'extrapolations des mesures de vent initiales :

— *L'extrapolation verticale* prend en compte le fait que le mât de mesure est en général de hauteur inférieure à celle du moyeu des éoliennes.

— L'extrapolation temporelle permet de prendre en compte le fait que les mesures, qui sont réalisées sur une période d'un an environ, ne sont pas forcément représentatives d'une année moyenne, à cause de la variabilité interannuelle du vent. Pour cela on utilise un autre jeu de données de vent, disponible sur un grand nombre d'années pour un endroit proche du site, appelé "référence long-terme".

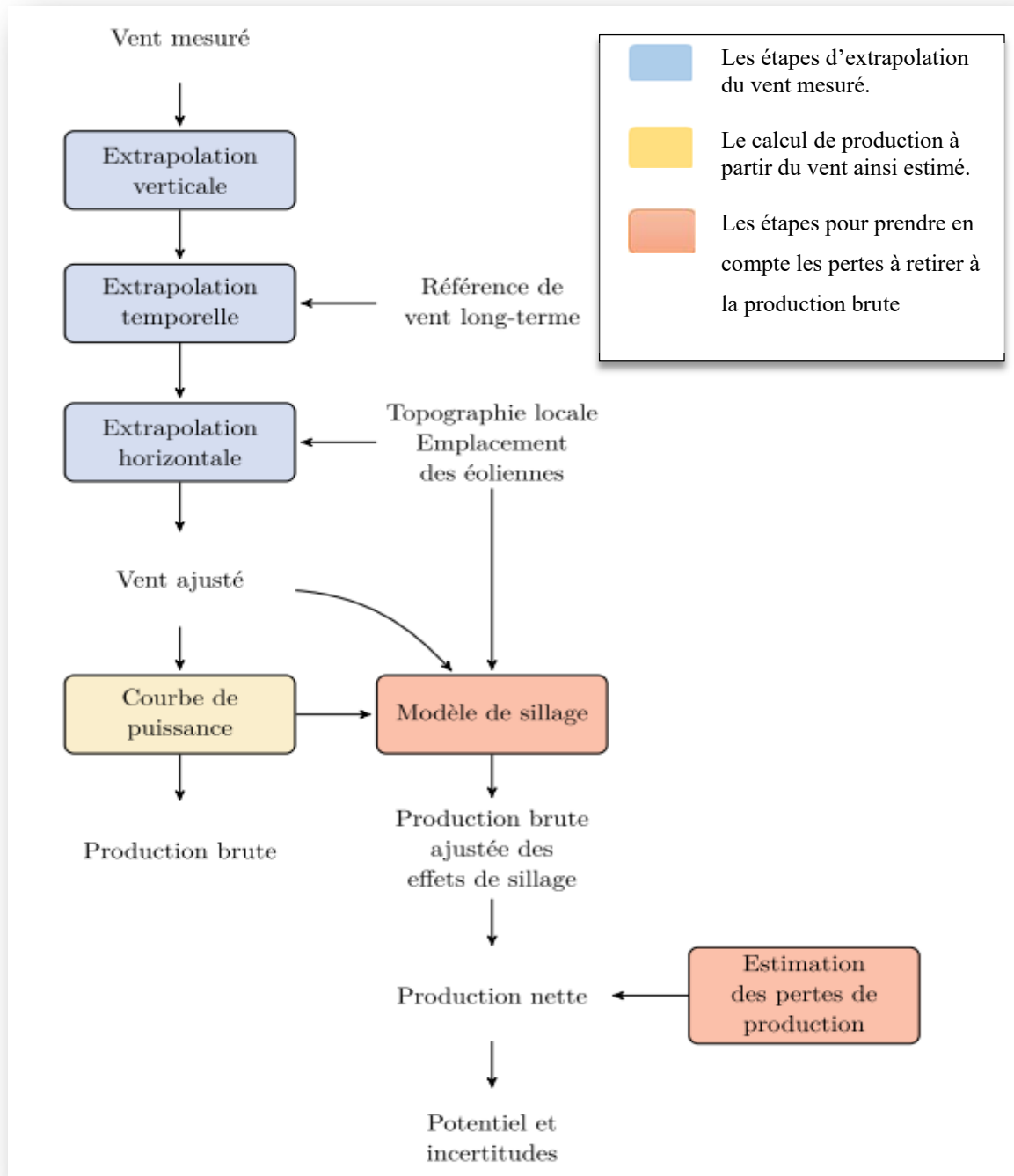


Figure 1.1 – Schéma de la chaîne méthodologique pour l'évaluation du potentiel éolien.

L'extrapolation horizontale permet de prendre en compte le fait que les éoliennes ne seront pas placées à l'emplacement exact du mât mais à quelques dizaines ou centaines de mètres. Pour cela on s'appuie sur la topographie du site et les emplacements des futures éoliennes dans le parc.

Durant ces étapes d'extrapolation du vent, la distribution de Weibull est très souvent utilisée pour modéliser la statistique des vitesses de vent.

On obtient ainsi un vent estimé à la bonne hauteur, aux bons endroits, et tenant compte de la variabilité interannuelle du vent. La courbe de puissance des éoliennes permet alors de calculer la production brute pour ce vent.

À cette production brute il faut retirer les pertes pour obtenir la production nette. Les premières pertes à retirer sont les pertes dues aux effets de sillage dans un parc, c'est-à-dire à la réduction du vent arrivant sur une éolienne à cause de la présence d'autres éoliennes en amont du flux. Ces pertes sont liées à la géométrie du parc, à la statistique de vent (avec une grande importance de la direction), et à la courbe de puissance des éoliennes. Les autres pertes sont liées à l'activité de production et sont estimées par des pourcentages d'erreur standards.

I.4 Mesures du vent

L'évaluation du potentiel s'appuie sur les mesures de vent sur le site considéré. Cette étape est primordiale car la mesure in-situ est la seule manière d'évaluer correctement le vent de manière assez précise.

Les instruments de mesure du vent sont en général des anémomètres à coupelles couplés à des girouettes, ou bien des anémomètres à ultrason qui mesurent la vitesse du vent dans les trois dimensions. Ces instruments sont placés en hauteur grâce à un mât en treillis métallique. Diverses contraintes restreignent la hauteur des mâts utilisés :

- La complexité de l'installation et du démontage du mât, et de l'accès aux instruments pour leur entretien ou remplacement ;
- La signalisation visuelle imposée par la législation. Celle-ci est de plus en plus importante avec la hauteur et peut se révéler à la fois imposante en taille, modifiant alors l'écoulement du vent, et gourmande en énergie, nécessitant alors de relier le mât à un réseau électrique au lieu de l'alimenter par panneau solaire comme cela se fait habituellement ;
- Le coût total.

C'est pourquoi les mâts ont souvent été limités à 40 m ou 50 m, mais aujourd'hui, les éoliennes sont de plus en plus hautes et, malgré les coûts importants que cela représente, les mâts actuels mesurent souvent 80 m. Les recommandations à ce sujet varient, par exemple, dans des documents récents, on trouve « la hauteur du mât devrait être égale à la hauteur de moyeu de l'éolienne proposée, ou au moins au 3 / 4 de cette hauteur » [45], ou encore « un mât devrait être installé à une hauteur proche du moyeu (et à un minimum de 2 / 3 de la hauteur de moyeu) » [46].

Pour que les mesures soient de bonne qualité, il faut de bons instruments (incertitude faible sur la mesure) et une vérification régulière pour pallier rapidement les pannes d'instruments ou du système d'acquisition. Il est aussi nécessaire de disposer les instruments de façon à ce qu'ils ne se perturbent pas les uns les autres, et un peu écartés du mât avec un bras pour être le moins possible perturbés par le mât lui-même.

Ces mesures anémométriques peuvent être complétées à plus haute altitude par des instruments de télédétection atmosphérique : lidar ou sodar, mais en général seulement sur quelques mois par an en raison du coût élevé de ces appareils.

La durée des mesures est au minimum d'un an pour bien tenir compte de la variabilité saisonnière. Une première étude de potentiel peut être effectuée au bout d'un an, quitte à affiner les résultats plus tard, avec plus de données. Cependant, les mâts sont souvent démontés pour être réutilisés ailleurs et il est rare d'atteindre deux ans complets de données.

I.5 Extrapolation verticale

Le mât de mesure est souvent de hauteur inférieure à celle du moyeu des éoliennes qui seront installées. Une première étape est donc l'extrapolation verticale du vent : à partir des mesures de vent réalisées à plusieurs hauteurs le long du mât, on calcule la vitesse du vent, notée V , à hauteur de moyeu.

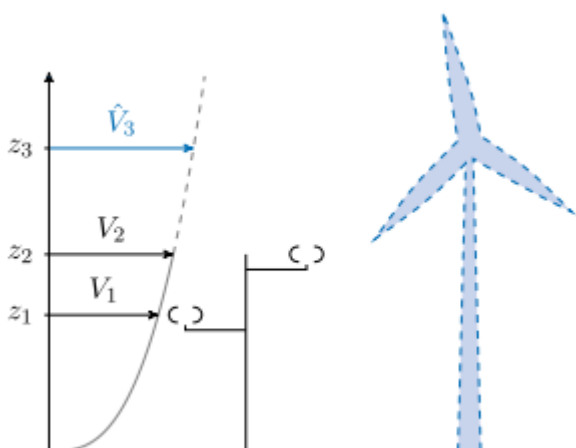


Figure 1.2 – Principe de l'extrapolation verticale : le mât de mesure permet de mesurer le vent V_1 et V_2 , aux altitudes z_1 et z_2 . Le profil mesuré est modélisé par une loi et extrapolé à la hauteur z_3 , hauteur du moyeu de l'éolienne.

Pour cela on utilise une loi pour représenter le profil vertical de vent. Les deux lois largement utilisées dans l'industrie éolienne sont la loi en puissance, empirique mais qui donne de bons résultats tout en étant très simple, et la loi en logarithme, issue de la théorie de la couche limite. Les mesures permettent de calculer les paramètres qui ajustent au mieux le profil mesuré à la loi utilisée pour ensuite extrapoler. Ces deux lois sont détaillées ci-dessous.

I.5.1 Loi en puissance

L'expression de la loi en puissance est :

$$V(z) = c z^\alpha \quad (1.1)$$

En remaniant l'équation (1.1) pour deux hauteurs z_1 et z_2 , dont on connaît le vent, respectivement V_1 et V_2 , on peut calculer l'exposant α avec :

$$\alpha = \frac{\ln(\overline{V_2}) - \ln(\overline{V_1})}{\ln(z_2) - \ln(z_1)} \quad (1.2)$$

En général le calage de ces lois se fait sur le profil moyen de vent (moyenne sur toutes les données ou bien sur les données divisées en plusieurs catégories selon la direction de vent, la saison, le jour ou la nuit). C'est pourquoi l'équation ci-dessus dépend de $\overline{V_1}$ et $\overline{V_2}$, qui sont des moyennes de V_1 et V_2 .

On obtient ainsi un coefficient α moyen, qui permet d'extrapoler les mesures de la hauteur z_2 à la hauteur z_3 avec la formule :

$$\widehat{V_3} = V_2 \left(\frac{z_3}{z_2} \right)^\alpha \quad (1.3)$$

Cette loi peut aussi être utilisée quand on ne dispose de mesures qu'à une seule hauteur. C'est le cas des atlas éoliens réalisés à partir de données à 10 m. Dans ce cas, on choisit souvent 1/7 (ou 0,14) pour la valeur de α .

I.5.2 Loi en logarithme

L'expression de la loi en logarithme est :

$$V(z) = \frac{V_i}{0.4} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (1.4)$$

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

$$\ln z_0 = \frac{\overline{V}_2 \ln(z_1) - \overline{V}_1 \ln(z_2)}{\overline{V}_2 - \overline{V}_1} \quad (1.5)$$

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

$$\widehat{V}_3 = V_2 \frac{\ln(z_3) - \ln(z_0)}{\ln(z_2) - \ln(z_0)} \quad (1.6)$$

Avec les mêmes notations que précédemment.

L'extrapolation verticale peut aussi être réalisée avec le logiciel WAsP. Dans ce cas, il ne s'agit pas d'une simple formule, mais elle s'appuie aussi sur l'équation (1.4) qui représente le profil théorique du vent. WAsP utilise les mesures à une seule hauteur et aussi une carte locale de la rugosité, ainsi il connaît le paramètre z_0 en amont du mât pour chaque direction de vent. Il en déduit V_* , la vitesse de friction, qui caractérise l'écoulement à plus haute altitude, non perturbé par la surface.[47] Cette étape est réalisée en même temps que l'extrapolation horizontale.

1.5.3 Perspectives

Ces deux modèles sont très simples, surtout avec l'emploi généralisé de moyennes. Les ateliers de l'EWEA concluent que cette étape introduit peu de dispersion dans les cas particuliers de ces exercices où il n'y avait presque aucune extrapolation à faire, mais que cette étape peut être plus problématique dans le cas d'une extrapolation plus importante. Ce peut être le cas par exemple si le mât ne fait que 40 m mais que l'éolienne est installée à 80 m ou 90 m.

I.6 Extrapolation horizontale et sillage

L'extrapolation horizontale permet de prendre en compte le fait que les éoliennes ne seront pas installées à l'emplacement exact du mât de mesure mais à quelques dizaines ou centaines de mètres. On utilise des logiciels dédiés qui prennent en compte la topographie du site pour modéliser localement les flux autour du point de mesure.

Si les emplacements des éoliennes ne sont pas déjà entièrement définis par d'autres contraintes, cette étape sert aussi à tester différentes configurations pour le par cet ainsi à placer les éoliennes aux endroits les plus ventés, tout en minimisant le sillage des éoliennes les unes sur les autres.

De fait l'extrapolation horizontale n'est jamais réalisée seule ; elle est en général combinée aux étapes du calcul de la production brute et de la production ajustée des effets de sillage. On prend en compte les caractéristiques techniques des éoliennes (leur courbe de production) et leurs emplacements respectifs, afin de calculer la production énergétique en tenant compte du sillage. On obtient ainsi le chiffre de la production brute ajustée des effets de sillage.

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

D'autres logiciels utilisés sont de véritables logiciels de mécanique des fluides numérique (CFD), comme par exemple le français Meteodyn, ou le nouveau module CFD, de WAsP. Une grille de quelques kilomètres de côté autour du parc est créée, et on y résout les équations de la dynamique des fluides (conservation de la masse et de la quantité de mouvement). L'écoulement dans le parc est modélisé pour chaque direction ou pour chaque couple {force, direction} de vent (par intervalles), pour obtenir le vent en tout point de la grille. Les calculs peuvent être assez longs mais sont en théorie plus précis, notamment dans les cas de terrains complexes, en montagne.

La modélisation du flux et des effets de sillage est un sujet très complexe qui dépasse largement le cadre de cette thèse. On n'abordera donc pas plus ce sujet.

I.7 Modélisation statistique : distribution de Weibull

Dans les étapes d'extrapolation du vent, on ne garde pas toujours la série temporelle observée. Souvent, sa distribution est modélisée par la distribution de Weibull.

I.7.1 Présentation

La distribution de Weibull est une distribution statistique qui dépend de deux paramètres (strictement positifs) :

- A, le facteur d'échelle, qui est proche du vent moyen,
- k, le facteur de forme.

Des exemples pour différents paramètres sont tracés dans la figure 1.4. Dans le cas particulier où $k = 2$, il s'agit d'une distribution de Rayleigh.

La densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent V, s'écrit :

$$p(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right] \quad (1.7)$$

La fonction de répartition est :

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right] \quad (1.8)$$

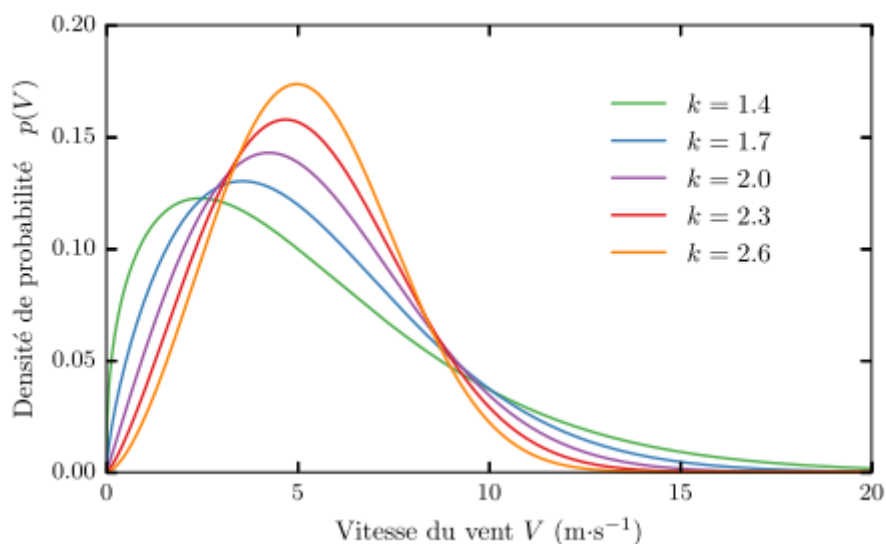


Figure 1.4 – Exemples de distributions de Weibull pour le paramètre d'échelle

$A = 6 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ et différents paramètres de forme k entre 1,4 et 2,6.

Cette distribution est très pratique parce que ses deux paramètres sont facilement déterminés et qu'il y a des expressions analytiques simples pour toutes ses caractéristiques.

Tableau 1.1 – Expressions analytiques des moments de la distribution de

Weibull. Γ est la fonction Gamma définie par $\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$

Moyenne	$\bar{V} = A \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$
Variance	$\sigma^2(V) = A^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{K}\right) \right]$
Moment d'ordre n	$\bar{V}^n = A^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{K}\right)$

1.7.2 Utilisation

Utilisée pour les applications éoliennes depuis la fin des années 1970 [48], la distribution de Weibull s'est rapidement imposée jusqu'à être maintenant largement utilisée par les industriels et être l'unique distribution implémentée dans tous les logiciels éoliens.

Beaucoup d'autres distributions ont été proposées et utilisées pour représenter la statistique du vent [49], notamment les distributions log-normale, Gamma et Beta. Cependant, la distribution de Weibull a émergé comme étant plus adaptée et s'est largement répandue.

Dans les atlas éoliens achetés par les industriels qui veulent une première idée du vent dans une région, ce sont en général les paramètres A et k du vent à une certaine hauteur qui sont donnés.

I.7.3 Méthodes d'ajustement

Le calcul des paramètres A et k, c'est-à-dire l'ajustement de la distribution de Weibull à une série d'observations (série de longueur n, notée $((V_i)_{i=1}^n)$) peut se faire par beaucoup de méthodes. On détaille ici trois méthodes parmi les plus courantes.

La méthode du maximum de vraisemblance (maximum likelihood estimation, MLE), non spécifique à la distribution de Weibull, détermine la distribution dont la forme s'approche le plus de la distribution observée. Cette méthode maximise le terme de vraisemblance $\ln [p(V)]$ par rapport aux paramètres, soit :

$$\frac{\partial \ln[p(V)]}{\partial A} = 0 \quad ; \quad \frac{\partial \ln[p(V)]}{\partial K} = 0$$

Cette méthode revient à résoudre les équations suivantes [50]:

$$K = \left(\frac{\sum_{i=1}^n V_i^K \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^K} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(V_i) \right)^{-1} \quad (1.9)$$

$$A = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^K \right)^{1/K} \quad (1.10)$$

L'équation (1.9) est résolue de façon itérative pour trouver la valeur de k, qui permet ensuite de calculer explicitement A avec l'équation (1.10).

La méthode des moments consiste à ajuster les paramètres de la distribution en fonction des valeurs de ses moments (donnés dans le tableau 1.1). La méthode des moments n'est pas spécifique à la distribution de Weibull ni à l'éolien, et en général les moments utilisés sont la moyenne et la variance de la distribution, ou bien la moyenne et la moyenne du carré. Dans l'industrie éolienne, on utilise plutôt la moyenne et le contenu en énergie, c'est-à-dire la moyenne du cube de la vitesse. En remaniant les deux équations pour V et V³, on obtient le système :

$$\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i\right)^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right) - \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3\right) \Gamma^3\left(1 + \frac{1}{K}\right) = 0 \quad (1.11)$$

$$A = \left(\frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3}{\Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right)}\right)^{1/3} \quad (1.12)$$

L'équation (1.11) est résolue de façon itérative puis A est calculé avec l'équation (1.12) et la valeur de k trouvée.

La méthode de WAsP est une variation de la méthode des moments : elle fait intervenir toujours \bar{V}^3 et non pas la moyenne mais la probabilité des vents supérieurs à la moyenne, notée

$\hat{p} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n 1 \{V_i > \bar{V}\}$ [51]. Il en résulte l'équation :

$$\ln(-\ln(\hat{p})) - K \left[\ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i\right) - \frac{1}{3} \ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3\right) + \frac{1}{3} \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right) \right] = 0 \quad (1.13)$$

Cette équation (1.13) est résolue de façon itérative pour déterminer k puis, de même A est calculé avec l'équation (1.12).

Déférentes méthodes d'ajustement de la distribution de Weibull montrent que les résultats, notamment l'énergie finale, peuvent changer significativement selon la méthode employée [52 -54].

I.8 Courbes de puissance

I.8.1 Courbes de puissance théoriques

La courbe de puissance d'une éolienne est la fonction qui donne la puissance délivrée par la machine en fonction de la vitesse du vent V au niveau du centre de son rotor (c'est-à-dire son moyeu). Son expression est :

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho A C_p (V) V^3 \quad (1.14)$$

Où P est la puissance délivrée en W,

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

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

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

Le facteur de puissance correspond à la proportion de l'énergie contenue dans le vent incident que l'éolienne est capable d'extraire. Sa valeur maximale théorique est $16 / 27$ soit environ 0,59. C'est ce qu'on appelle la limite de Betz et cela correspond au fait que l'éolienne ne peut pas complètement "arrêter" le vent. Dans la réalité, cette valeur n'est jamais atteinte, d'une part parce que le calcul de la limite de Betz est simplifié et ne prend pas en compte toutes les contraintes, d'autre part parce que les éoliennes ne sont pas efficaces à 100 %. Le facteur de puissance varie avec la vitesse et atteint, à son maximum, environ 0,45 (voir la revue des caractéristiques des éoliennes par Carrillo et al. , 2013). La figure 1.5 donne un exemple d'une courbe de puissance théorique et du facteur de puissance correspondant, pour une éolienne Vestas V90–2.0MW (90 m de diamètre et 2 MW de puissance nominale).

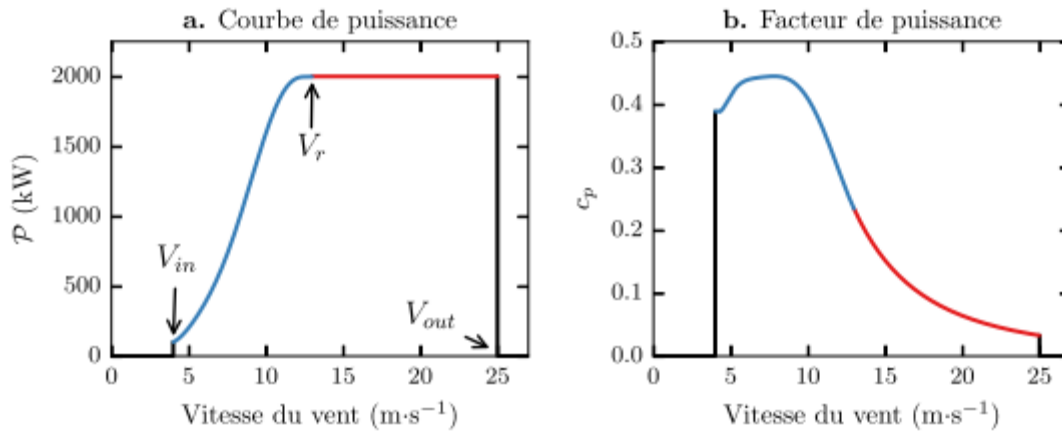


Figure 1.5 – Exemple d’une éolienne Vestas V90–2.0MW :

a. puissance P , b. facteur de puissance C_p . Pour une meilleure visibilité, les couleurs correspondent aux différentes parties de la courbe de puissance : rampe en bleu entre les vitesses “cut-in” V_{in} et nominale V_r ; puissance nominale en rouge entre les vitesses nominale et “cut-out” V_{out} .

L’expression mathématique d’une courbe de puissance peut être :

$$P(V) = \begin{cases} 0 & \text{si } V < V_{in} \\ a(V) & \text{si } V_{in} \leq V < V_r \\ P_r & \text{si } V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & \text{si } V > V_{out} \end{cases} \quad (1.15)$$

Où, dans le cas de la courbe de la figure 1.5a :

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

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

$$a(V) = a_0 + a_1V + a_2V^2 + a_3V^3 + a_4V^4 + a_5V^5 + a_6V^6$$

et dont les paramètres sont : $a_0 = 45.49$, $a_1 = -2.188 \cdot 10^3$, $a_2 = 4.181 \cdot 10^4$, $a_3 = -4.0894 \cdot 10^5$, $a_4 = 2.2000 \cdot 10^6$, $a_5 = -6.1086 \cdot 10^6$, $a_6 = 6.8576 \cdot 10^6$

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

- Quand le vent est trop faible, c'est-à-dire en dessous de V_{in} , la vitesse de démarrage ou "Cut-in", qui est typiquement de $4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$,
- Quand le vent est trop fort, au-dessus de V_{out} la vitesse de coupure "Cut-out", qui est typiquement de $25 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$, au-delà de laquelle les pales de l'éolienne sont tournées hors du vent par mesure de sécurité.

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

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

I.8.2 Courbes de puissance réelles

Les courbes de puissances fournies par les constructeurs d'éoliennes correspondent à des conditions standard qui sont rarement rencontrées dans la réalité.

La densité de l'air, ρ , dépend de la température et de la pression. Les courbes des constructeurs sont données pour la valeur standard de $1,225 \text{ kg/m}^3$ qui correspond à $15 \text{ }^\circ\text{C}$ pour la pression au niveau de la mer. Mais dans la réalité, la densité varie dans le temps et peut être bien inférieure, surtout en altitude. Les courbes sont aussi données pour une certaine classe de turbulence. Là aussi la turbulence varie et des niveaux de turbulence plus élevés ont tendance à réduire les performances.

Par conséquent, les courbes de puissance observées par les industriels dans les parcs en fonctionnement différent de la théorie, et présentent une grande dispersion autour d'une courbe moyenne. C'est pourquoi est apparue toute une littérature sur la modélisation des courbes de

puissance observées, avec des méthodes très diverses, du simple polynôme ajusté à la courbe moyenne observée [56].

I.8.3 Utilisation de la vitesse à hauteur de moyeu

La dispersion de la production observée par rapport à la courbe théorique est aussi due à l'utilisation de la vitesse à hauteur de moyeu pour représenter l'énergie disponible sur l'ensemble du rotor. C'est un standard international, norme de la commission électrotechnique internationale (IEC 61400-12-1) mais qui devient problématique vu le diamètre croissant et la hauteur croissante des éoliennes.

En effet le gradient vertical de vent varie dans le temps et à une même vitesse au moyeu peuvent correspondre énormément de profils de vent différents, donc différentes énergies intégrées sur tout le rotor, et différentes productions. Ce problème a été étudié notamment par Wagner et al. (2009, 2011) [57 -58] qui ont développé des méthodes prenant en compte des mesures à différentes altitudes le long du rotor, au lieu de la seule vitesse au moyeu, pour calculer la puissance.

Avec l'accroissement du diamètre, l'hypothèse que la vitesse au moyeu correspond à la moyenne sur tout le rotor ne tient plus. En particulier dans le cas commun où le gradient de vent diminue avec l'altitude, la vitesse au niveau du moyeu est supérieure à la vitesse moyenne sur l'aire balayée par l'éolienne. Cette question est soulignée par Sumner et Masson (2006) [59] qui trouve une surestimation en puissance de 4,5 % du fait de l'utilisation de la vitesse au niveau du moyeu, pour une éolienne donnée et une méthode particulière.

I.9 Conclusion

La revue de la méthodologie employée pour estimer le potentiel éolien montre que les méthodes sont très diverses et qu'elles comportent beaucoup d'étapes pour estimer le vent au niveau des éoliennes puis calculer la production. Chaque étape implique des modélisations ou des approximations, ce qui peut introduire des erreurs dans les calculs. Les principales difficultés se situent dans les méthodes utilisées pour estimer le vent à partir d'extrapolations verticales, horizontales et temporelles des données de vent mesurées sur site.

En effet tout le calcul de la productible repose sur ce vent estimé à l'issue de ces étapes d'extrapolation, or de faibles erreurs sur le vent peuvent avoir un gros impact pour le calcul de la production. Comme l'énergie est liée au cube de la vitesse mais que la courbe de puissance n'est pas linéaire, les erreurs sur le vent sont multipliées par un facteur compris entre 1,5 (pour un site très venté) et 3 (pour un site peu venté) quand on passe en production.

Chapitre II :

***Evaluation Du Gisement
Eolien Dans Le Sud Algérien***

II.1 INTRODUCTION

II.1.1 Contexte Du Développement De L'éolien.

Le développement durable est défini comme un développement qui répond aux besoins actuels sans compromettre l'avenir des générations futures. Le volet énergétique et environnemental sont des questions importantes à prendre en considération pour un tel développement.

Actuellement l'humanité entière doit faire face à deux problèmes qui sont l'épuisement progressif des ressources fossiles et les problèmes de pollution et leurs impacts sur l'environnement.

L'énergie éolienne par son aspect renouvelable est aussi une énergie propre. En effet, dépourvue d'émission de gaz à effet de serre, son utilisation doit faire partie de notre politique énergétique afin de réaliser un développement durable.

II.2 MODELISATION DE LA RESSOURCE EOLIENNE

Le choix d'un site afin d'aménager une installation d'une ferme éolienne passe par la connaissance la plus précise possible de la ressource naturelle.

En effet avant d'installer une ferme éolienne, le potentiel qui représente l'histoire du vent source site depuis au moins une décennie est fondamentale. Cette phase n'est autre que l'étude du gisement éolien. C'est l'étape la plus importante avant l'installation d'un parc éolien.

Une étude complète sur le gisement éolien ne peut se faire qu'en utilisant des données météorologiques fiables et sur de longues périodes.

II.2.1 Distribution Fréquentielle Des Vents : Loi De Weibull

Depuis de nombreuses années, il y'a un grand intérêt pour le développement d'un modèle représentatif de la distribution de fréquence de la vitesse du vent afin d'évaluer l'énergie produite par une éolienne. Plusieurs études ont été faites au cours des dernières décennies pour caractériser les variations des vitesses des vents.

La distribution de fréquences de Weibull est un modèle reconnu de façon géniale par la communauté scientifique au vu des bons résultats obtenus. Ce modèle donne une bonne représentation de la variation moyenne horaire de la vitesse du vent sur une année entière.

La densité de probabilité $f(v)$ d'une vitesse v de vent durant la période considéré est donnée par la relation suivante :

$$f(v) = \left(\frac{K}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^K} \quad (\text{II.1})$$

Où :

A est le facteur d'échelle,

K est le facteur de forme,

V est la vitesse du vent.

II.3 DONNEES ET METHODES

Dans notre étude, on a abordé l'évaluation du potentiel éolien, qui implique l'utilisation de données concernant les vitesses du vent, notamment celles mesurées à une hauteur de 10 mètres au-dessus du sol.

Le recours aux cartes du vent ne peut pas nous permettre de connaître avec précision le gisement éolien de chaque région en Algérie.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

Afin d'accéder aux données numériques exploitables, on a eu recours à NOAA « National Oceanic and Atmospheric Administration ». Cette agence américaine est un établissement qui s'occupe de l'étude de l'océan et l'atmosphère. Sous service le « National Environmental satellite, data and information service archive des données météorologique à travers le monde.

Nous avons récupéré les données relatives aux vitesses horaires du vent de 30 sites répartis à travers le sud algérien (voir figure II.1).

La période de mesure s'est faite durant les décennies (1987 à 2017), sur une période de trente années.

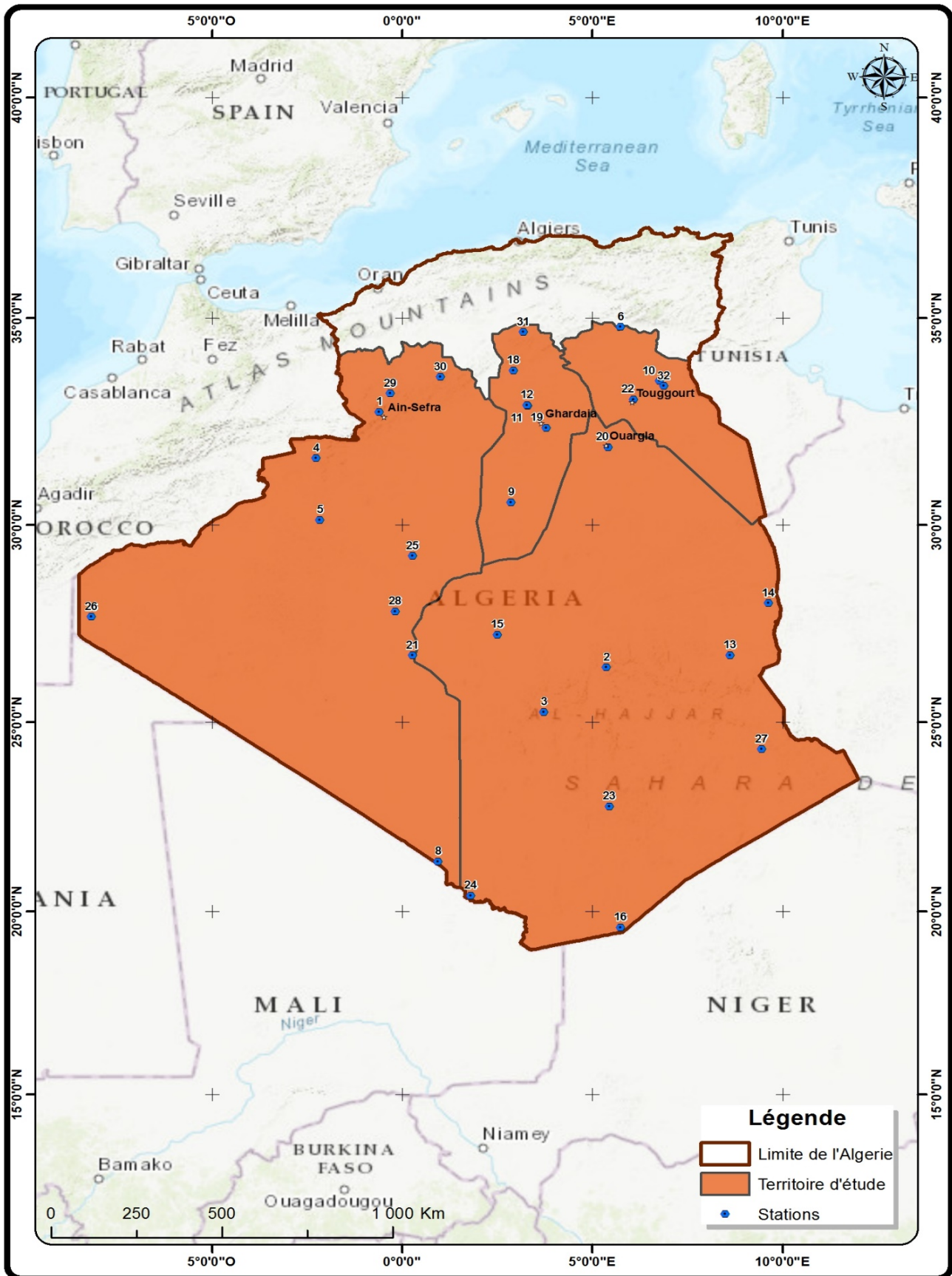


Figure II.01 : Répartition Des Sites De Mesure Sur Le Territoire Sud Algérien.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

Les coordonnées géographiques, la situation topographique ainsi que la période et le nombre d'années de mesure pour chaque site sont représentés dans le Tableau 1.

Tableau II.01 : Coordonnées Géographiques Et Caractéristiques Des Stations De Mesure Utilisées.

N°	Station de mesure	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Region	Nombre d'années et périodes de mesure
1	Ain-sefra	- 0.600	32.767	1059	Ain-Sefra	01/01/1987 à 31/12/2017
2	Amguid	+ 5.367	26.417	614	Oasis	01/01/1990 à 31/12/2017
3	Arak	+ 3.733	25.267	556	Oasis	01/01/1990 à 31/12/2017
4	Bechar	- 2.27	31.646	811.1	Ain-Sefra	01/01/1988 à 31/12/2017
5	Beni-abbes	- 2.167	30.133	505	Ain-Sefra	01/01/1987 à 31/12/2017
6	Biskra	+ 5.738	34.793	88.1	Touggourt	01/01/1987 à 31/12/2017
8	Bordj-badj-mokhtar	+ 0.95	21.333	399	Ain-Sefra	01/01/1994 à 31/12/2017
9	El golea	+ 2.86	30.571	398.1	Ghardaïa	01/01/1987 à 31/12/2017
10	Guemar	+ 6.777	33.511	61.9	Touggourt	01/01/1987 à 31/12/2017
11	Hassi r mel	+ 3.30	32.917	794	Ghardaïa	01/01/1990 à 31/12/2017
12	Hassir'mel	+ 3.283	32.933	764	Ghardaïa	01/01/1995 à 31/12/2017
13	Illizi takhamalt	+ 8.623	26.724	541.9	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
14	In amenas	+ 9.643	28.052	563	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
15	In salah	+ 2.5	27.25	280	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
16	In-guezzam	+ 5.75	19.567	399	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
18	Laghouat	+ 2.927	33.764	765	Ghardaïa	01/01/1987 à 31/12/2017
19	Noumerat	+ 3.794	32.384	460.9	Ghardaïa	01/01/1987 à 31/12/2017
20	Ouargla	+ 5.413	31.917	150	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
21	Ouad Irara	6.1405	31.673	140	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
22	Reggane	+ 0.283	26.717	291.1	Ain-Sefra	01/01/1990 à 31/12/2017
23	Sidi mahdi	+ 6.089	33.068	85	Touggourt	01/01/1987 à 31/12/2017
24	Tamanrasset	+ 5.45	22.80	1412	Oasis	01/01/1988 à 31/12/2017
25	Timiaouine	+ 1.80	20.417	608.7	Oasis	01/01/1992 à 31/12/2017
26	Timimoun	+ 0.276	29.237	313	Ain-Sefra	01/01/1987 à 31/12/2017
27	Tindouf	- 8.167	27.70	442	Ain-Sefra	01/01/1987 à 31/12/2017
28	Tiska	+ 9.452	24.293	968	Oasis	01/01/1987 à 31/12/2017
29	Touat	- 0.186	27.838	280.1	Ain-Sefra	01/01/1987 à 31/12/2017
30	Naâma	-0.313	33.215	1 176	Ain-Sefra	01/01/1988 à 31/12/2017
31	El bayadh	1,017	33.605	1 347	Ain-Sefra	01/01/1988 à 31/12/2017
32	Djelfa	3,185	34.672	1 140	Ghardaïa	01/01/1987 à 31/12/2017
33	El oued	6.893	33.389	76	Touggourt	01/01/1987 à 31/12/2017

II.4 Etude Temporelle Des Paramètres

En répertoriant les sites météorologiques selon leur situation géographique (régions sud de l'Algérie : Région d'Ain-Sefra, Région des Oasis, Région de Ghardaïa, Région de Touggourt), la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne sont données pour évaluer la ressource éolienne disponible. La distribution de Weibull avec ses deux paramètres sont présentés pour donner une meilleure interprétation des résultats. Ces derniers sont donnés en fonction des mois, des saisons et de l'année pour l'ensemble des stations de mesures à la hauteur de l'anémomètre (10m).

Les mesures utilisées pour chaque période correspondent à des années successives. Compte tenu de la robustesse et de la fiabilité de la méthode du maximum de vraisemblance en l'estimation des paramètres de Weibull A et k , nous avons choisi de l'utiliser dans notre travail.

Pour illustrer les interprétations de nos travaux, nous avons choisi de présenter 19 sites de Sud du pays (Région d'Ain-Sefra, Région des Oasis, Région de Ghardaïa, Région de Touggourt). Les sites retenus sont assez éloignés les uns des autres pour couvrir toutes les régions du Sud. Les sites pris pour cette étude sont :

- Région d'Ain-Sefra : Bechar, Reggane, Timimoun, Tindouf, Touat.
- Région des Oasis : Amguid, Arak, Illizi, In Amenas, Ouargla, Ouad Irara, Tamanrasset, Tiska.
- Région de Ghardaïa : El Golea, Laghouat, Noumerat.
- Région de Touggourt : Biskra, Guemar, sidi mahdi.

II.4.1 Etude annuelle

❖ *Région d'Ain-Sefra*

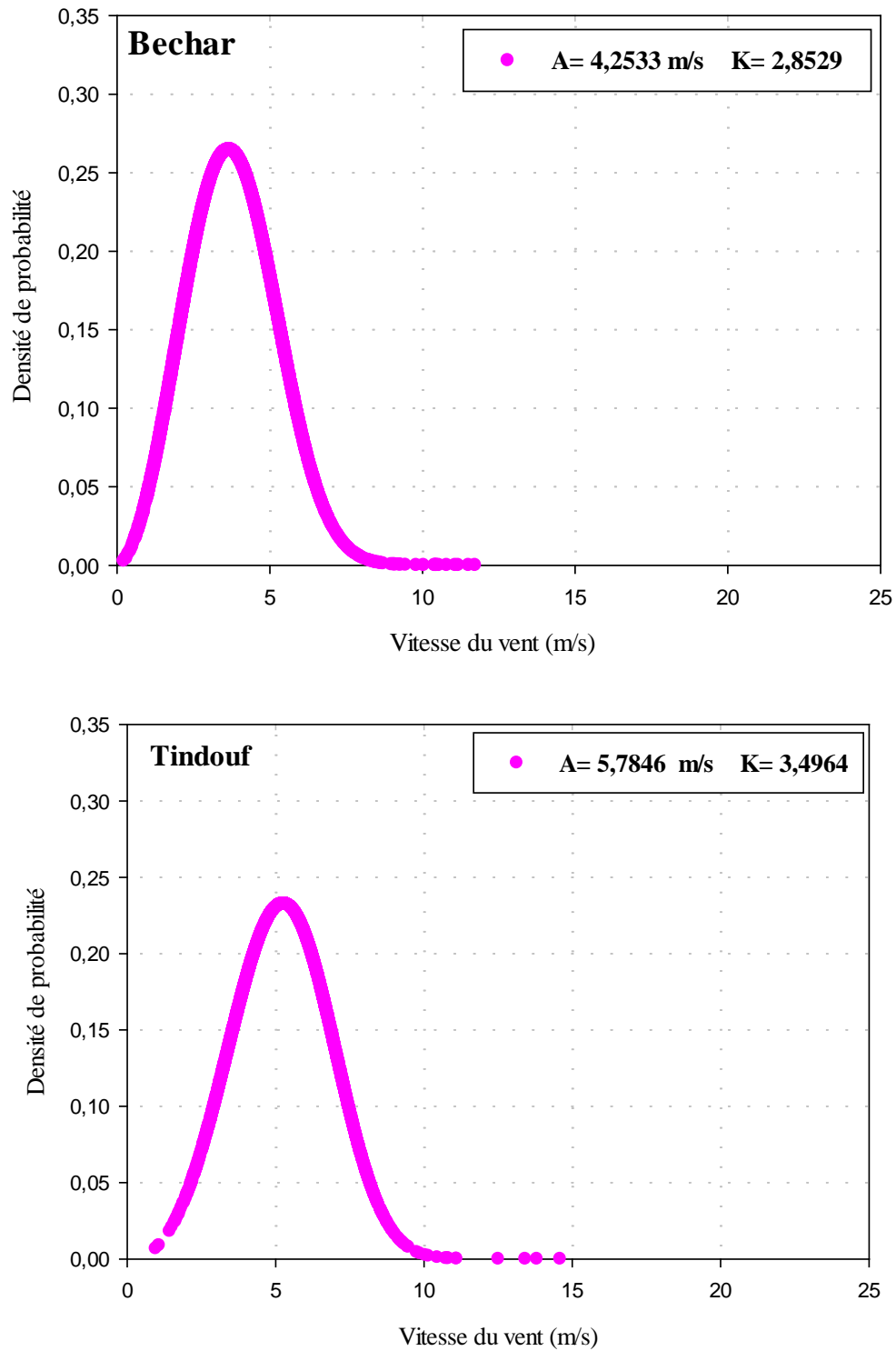


Figure II.02 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf

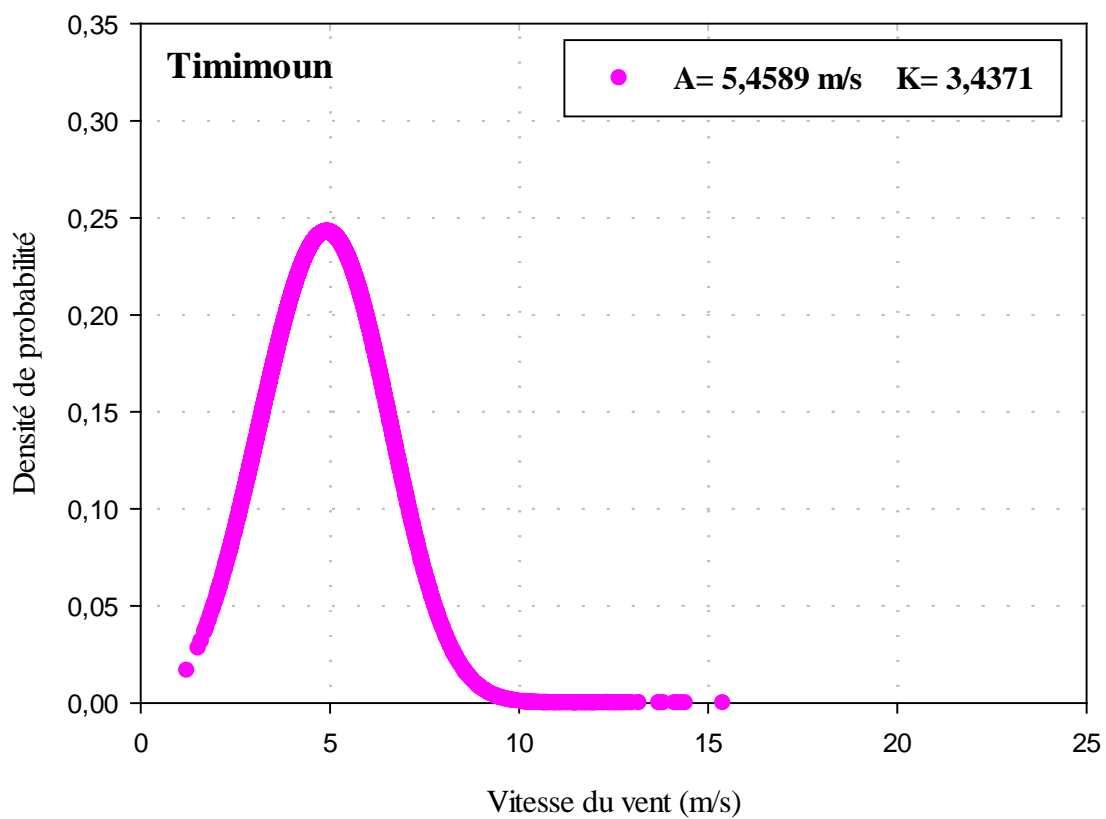
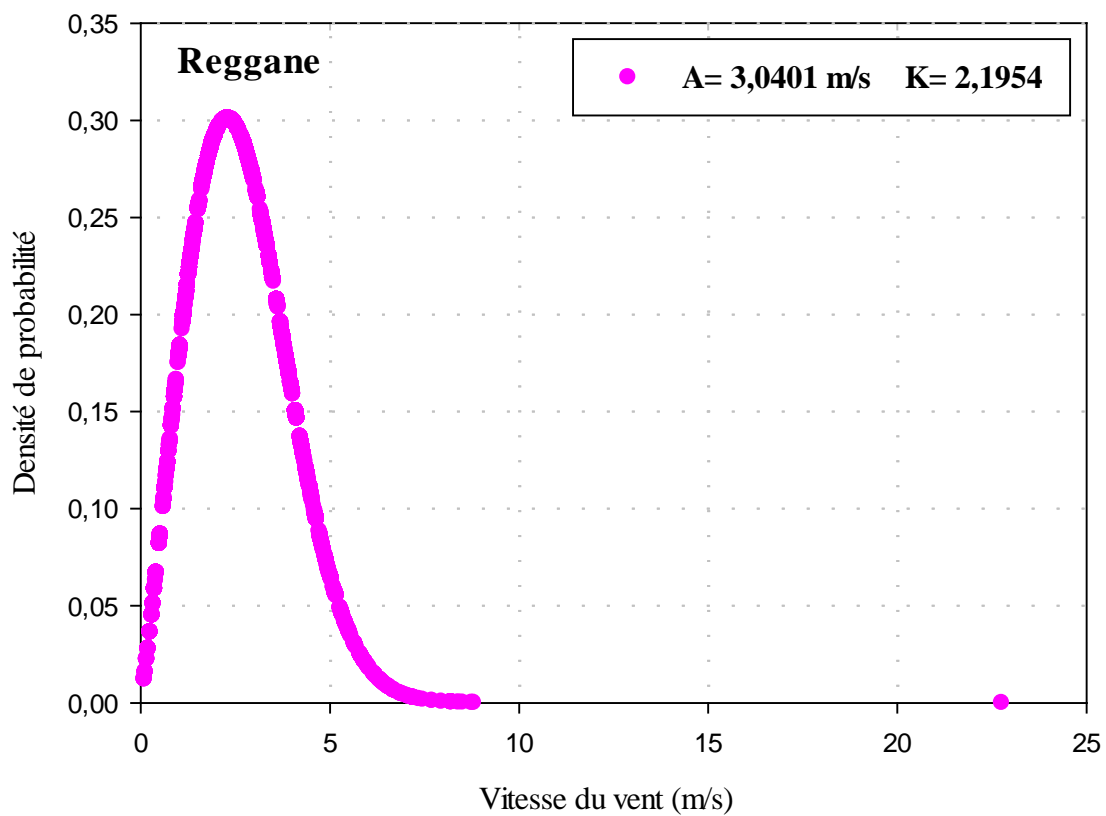


Figure II-03 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.

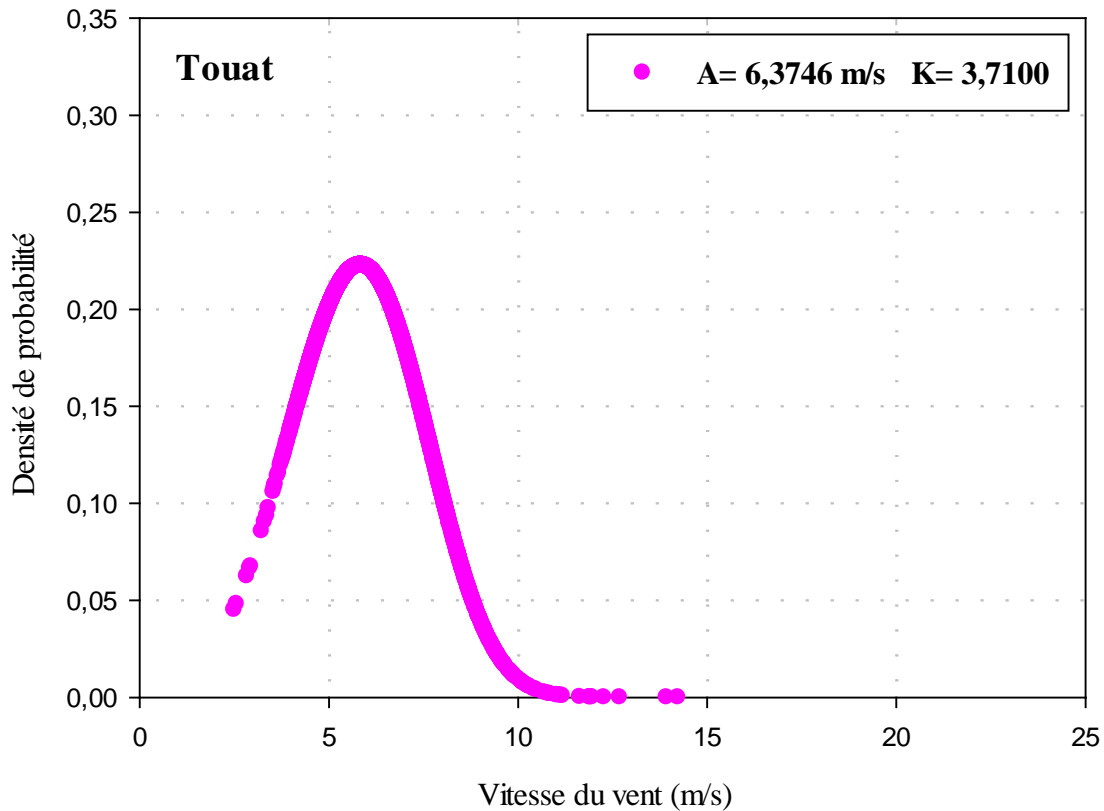


Figure II-04 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site De Touat.

La figure II.2 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites de Bechar et Tindouf, selon les résultats obtenus nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 8 m/s pour le site de Bechar et 10 m/s pour le site de Tindouf. Les valeurs du facteur d'échelle pour Bechar et Tindouf sont respectivement 4.2533 m/s et 5.7846 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 2.8529 pour Bechar et 3.4964 pour Tindouf.

La figure II.3 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites de Reggane et Timimoun, selon les résultats obtenus nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 8 m/s pour le site de Reggane et 10 m/s pour le site de Timimoun. Les valeurs du facteur d'échelle pour Reggane et Timimoun sont respectivement 3.0401 m/s et 5.4589 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 2,1954 pour Reggane et 3,4371 pour Timimoun.

La figure II.04 représente la distribution de Weibull annuelle pour le site de Touat, selon les résultats obtenus nous constatons que :

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La vitesse du vent couvre tout un intervalle et s'étend jusqu'à 11 m/s, le facteur d'échelle est égal à 6.3746 m/s, le paramètre de forme égal à 3.7100.

Le **Tableau II.02** donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 5 sites.

*Tableau II.02 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Annuelle A 10m
Pour Les 5 Sites De Région d'Ain Sefra.*

	<i>Bechar</i>	<i>Tindouf</i>	<i>Reggane</i>	<i>Timimoun</i>	<i>Touat</i>
<i>V (m/s)</i>	3.8116	5.3980	2.6128	4.7896	6.0662
<i>P (W/m²)</i>	33.9173	96.3376	10.9255	67.3000	136.7286

Notons les points suivants pour les divers sites :

- ✓ Site de Bechar : une vitesse moyenne annuelle faible égale à 3.8116 m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 33.9173 W/m².
- ✓ Site de Tindouf : une vitesse moyenne annuelle égale à 5.3980 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 96.3376 W/m².
- ✓ Site de Reggane : une vitesse moyenne annuelle faible égale à 2.6128 m/s et une densité de puissance moyenne très faible égale à 10.9255 W/m².
- ✓ Site de Timimoun : une faible vitesse moyenne annuelle égale à 4.7896 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 67.3000 W/m².
- ✓ Site de Touat : une faible vitesse moyenne annuelle égale à 6.0662 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 136.7286 W/m².

❖ **Région des Oasis**

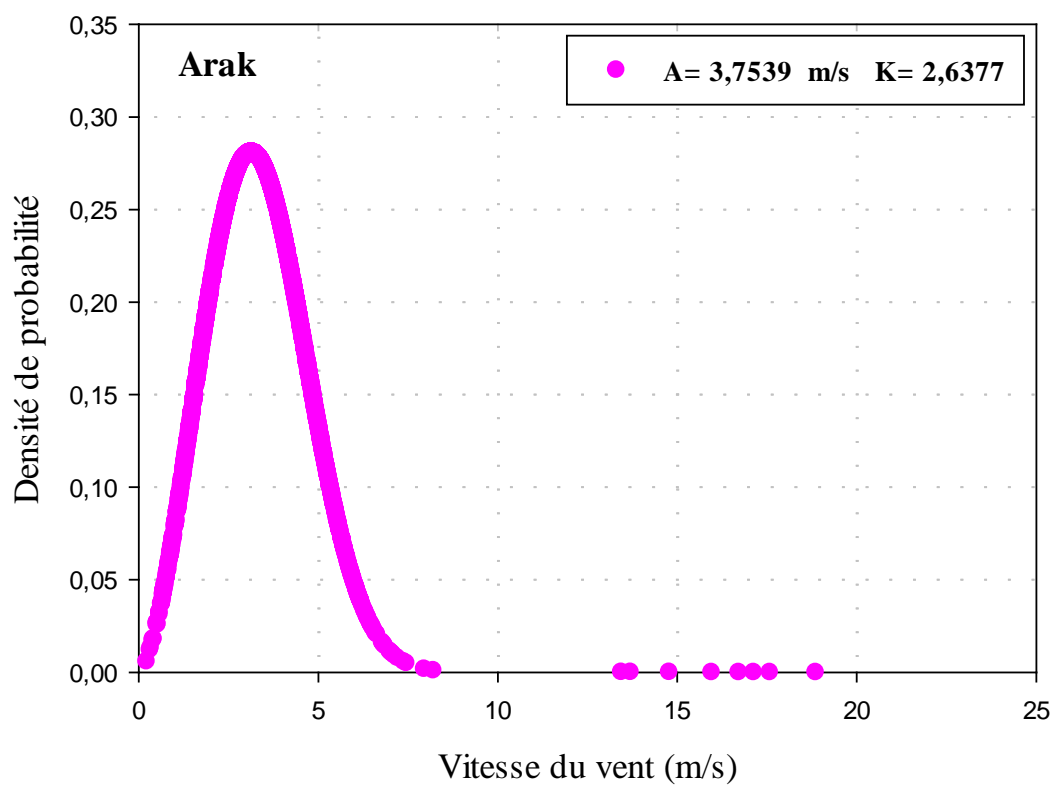
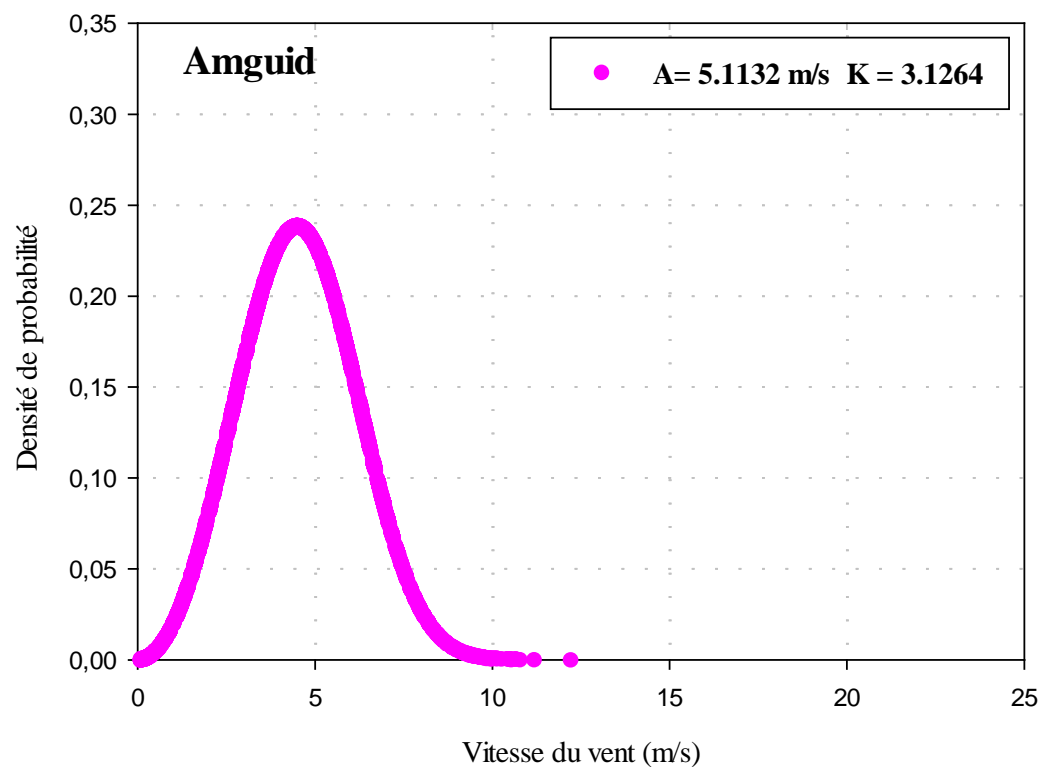


Figure II.05 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site D'Amguid Et Arak.

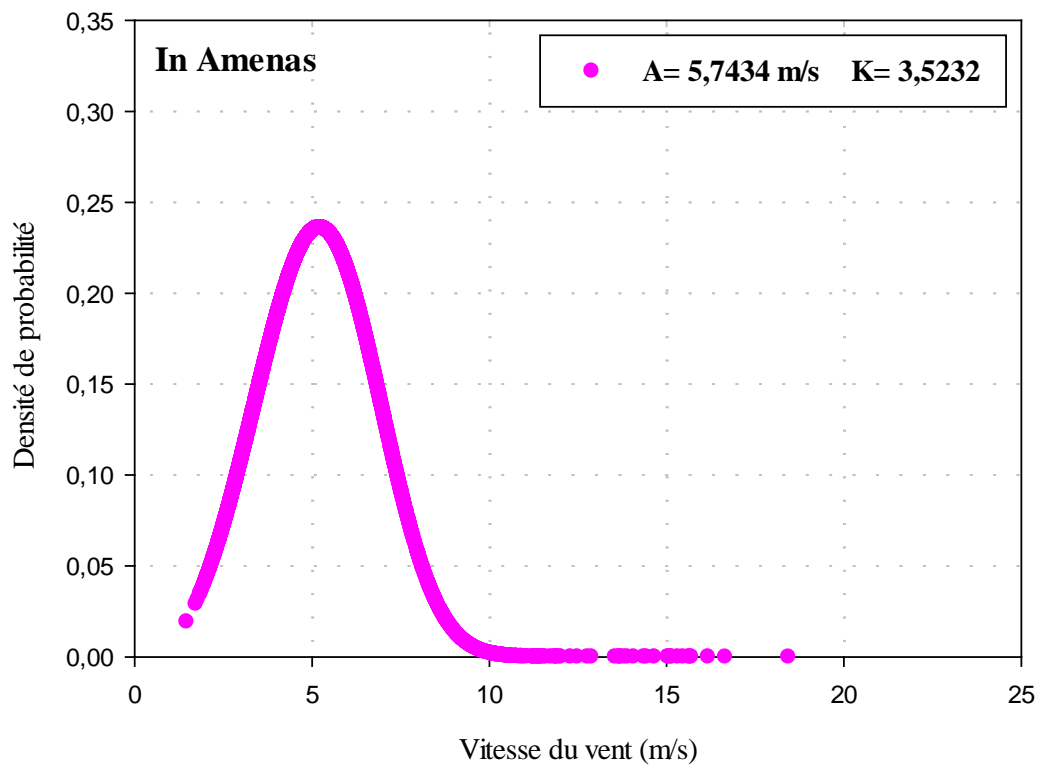
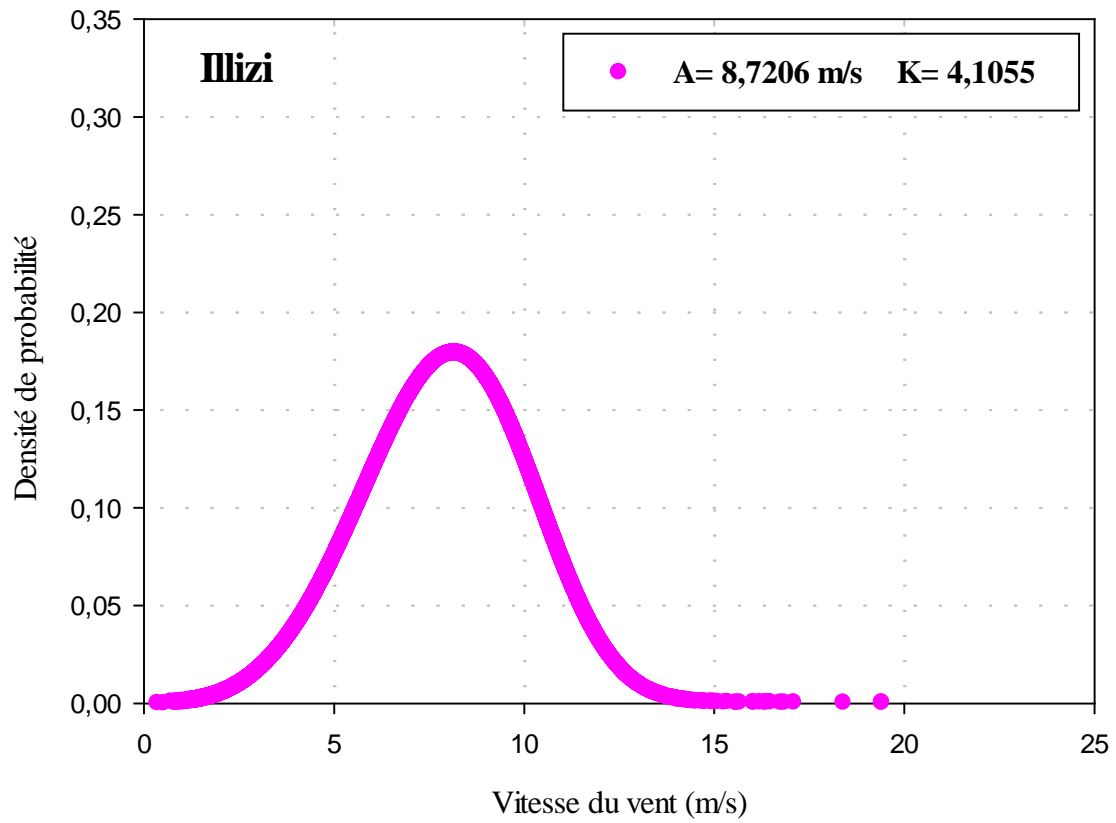


Figure II.06 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site D'Illizi Et In Amenas.

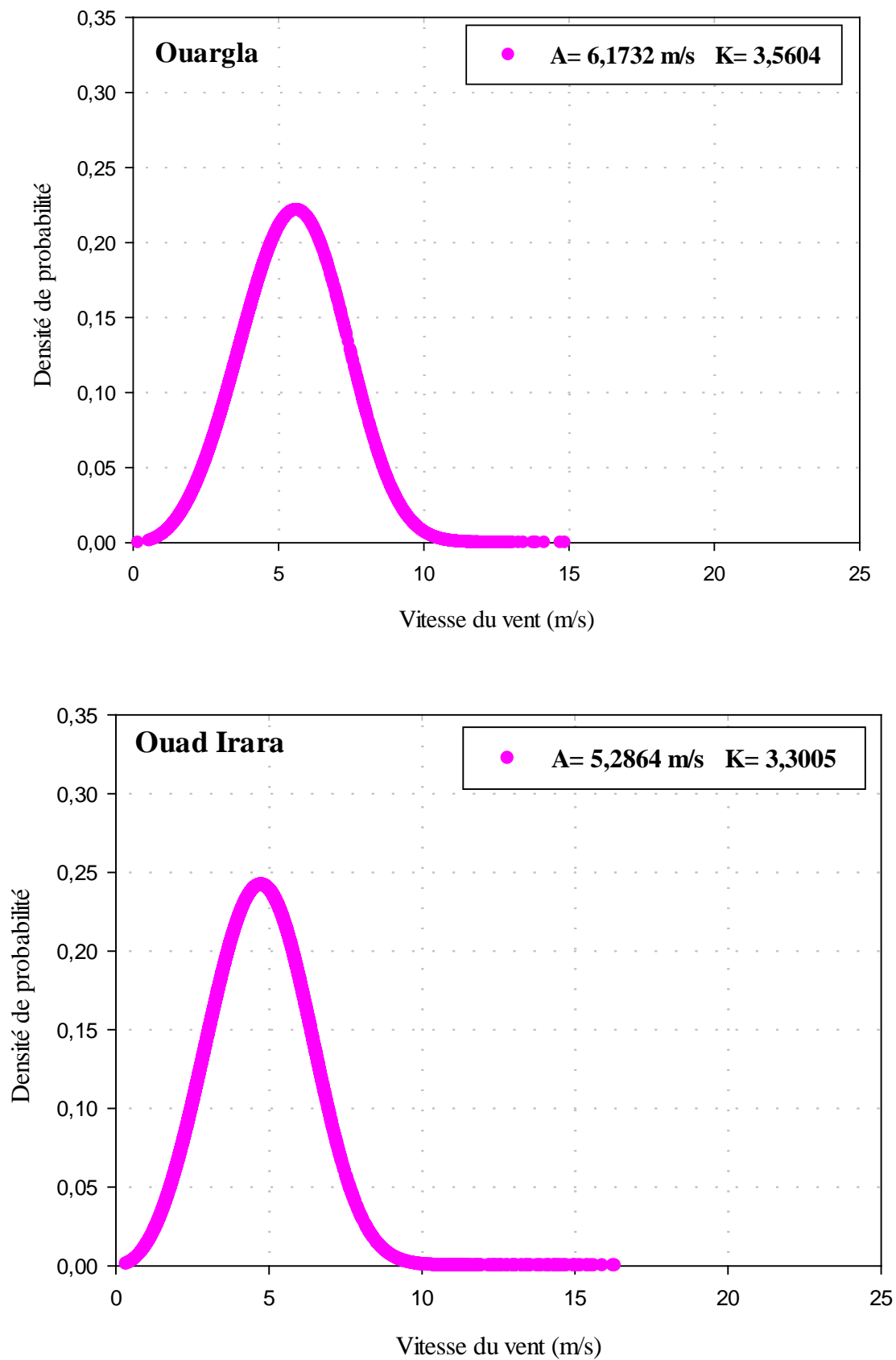


Figure II.07 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site D'Ouargla Et Ouad Irara.

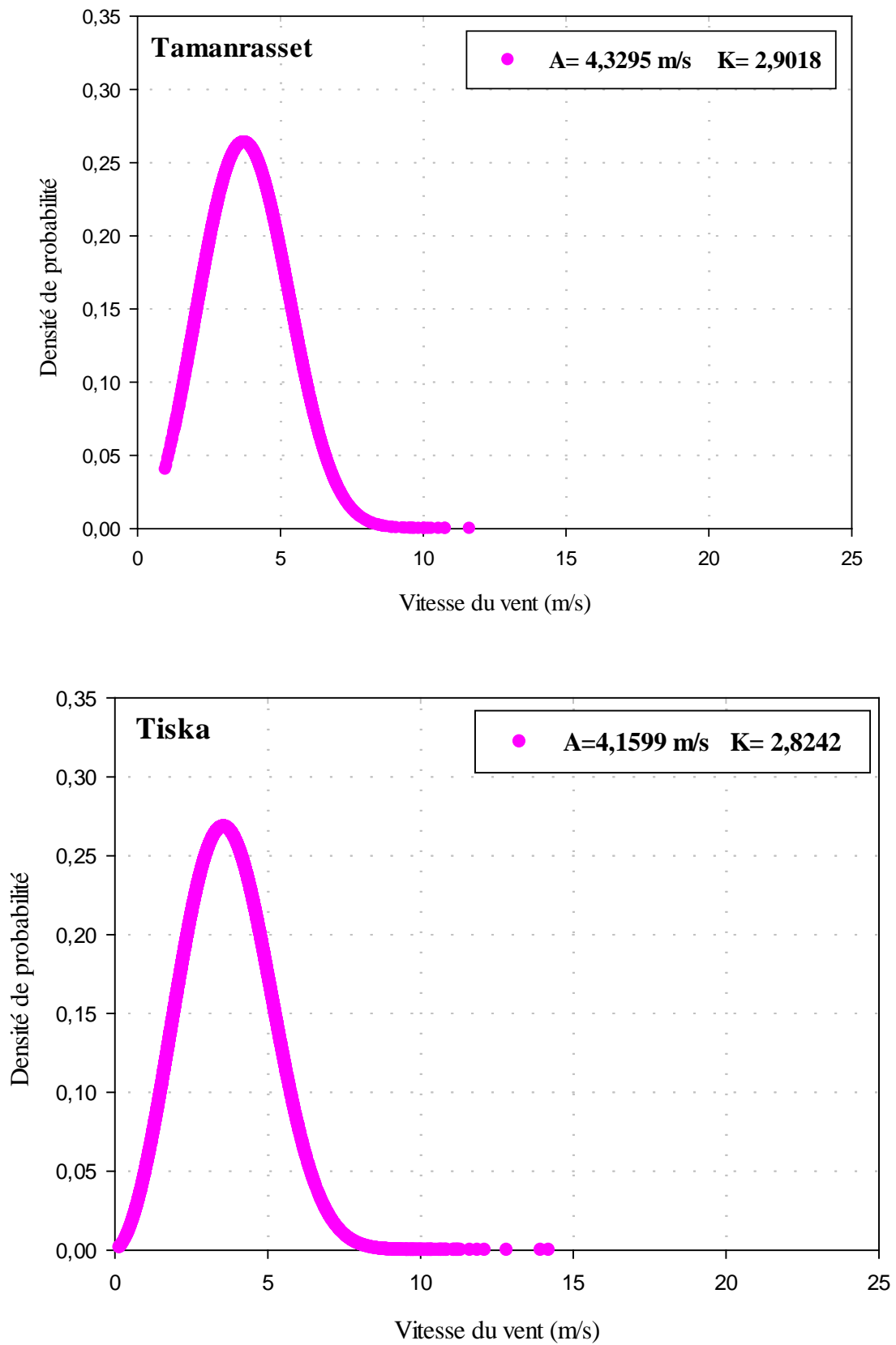


Figure II.08 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site De Tamanrasset et Tiska.

La figure II.05 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites d'Amguid et Arak, nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 10 m/s pour le site d'Amguid et 8 m/s pour le site d'Arak. Les valeurs du facteur d'échelle pour Amguid et Arak sont respectivement 5.1132 m/s et 3.7506 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 3.1264 pour Amguid et 2.6377 pour Arak.

La figure II.06 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites d'Illizi et In Amenas, nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 14 m/s pour le site d'Illizi et 10 m/s pour le site d'In Amenas. Les valeurs du facteur d'échelle pour Illizi et In Amenas sont respectivement 8.7206 m/s et 5.7434 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 4.1055 pour Illizi et 3.5232 pour In Amenas.

La figure II.07 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites d'Ouargla et Ouad Irara, nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 12 m/s pour le site d'Ouargla et 10 m/s pour le site d'Ouad Irara. Les valeurs du facteur d'échelle pour Ouargla et Ouad Irara sont respectivement 6.1732 m/s et 5.2864 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 3.5604 pour Ouargla et 3.3005 pour Ouad Irara.

La figure II.08 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites de Tamanrasset et Tiska, nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 9 m/s pour le site de Tamanrasset et 8 m/s pour le site de Tiska. Les valeurs du facteur d'échelle pour Tamanrasset et Tiska sont respectivement 4.3295 m/s et 4.1599 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 2.9018 pour Tamanrasset et 2.8242 pour Tiska.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

Le **Tableau II.03** donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 5 sites.

Tableau II.03 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 8 sites de région des Oasis.

	<i>Amguid</i>	<i>Arak</i>	<i>Illizi</i>	<i>In Amenas</i>	<i>Ouargla</i>	<i>Ouad Irara</i>	<i>Tamanrasset</i>	<i>Tiska</i>
<i>V (m/s)</i>	4.2464	3.4222	6.5003	4.8804	4.5615	4.0475	3.8668	3.4749
<i>P (W/m²)</i>	46.8992	24.5489	168.2298	71.1991	58.1348	40.6138	35.4119	25.7005

Notons les points suivants :

- ✓ Site d'Amguid : une vitesse moyenne annuelle égale à 4.2464 m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 46.8992 W/m².
- ✓ Site d'Arak : une vitesse moyenne annuelle faible égale à 3.4222 m/s et une densité de puissance moyenne très faible égale à 24.5489 W/m².
- ✓ Site d'Illizi : une vitesse moyenne annuelle égale à 6.5003 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 168.2298 W/m².
- ✓ Site d'In Amenas : une vitesse moyenne annuelle égale à 4.8804 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 71.1991W/m².
- ✓ Site d'Ouargla : une vitesse moyenne annuelle égale à 4.5615 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 58.1348 W/m².
- ✓ Site d'Ouad Irara : une vitesse moyenne annuelle égale à 4.0475 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 40.6138 W/m².
- ✓ Site de Tamanrasset : une faible vitesse moyenne annuelle égale à 3.8668 m/s et une densité de puissance moyenne faible égale à 35.4119 W/m².
- ✓ Site de Tiska : une faible vitesse moyenne annuelle égale à 3.4749 m/s et une densité de puissance moyenne très faible égale à 25.7005 W/m².

❖ **Région de Ghardaïa**

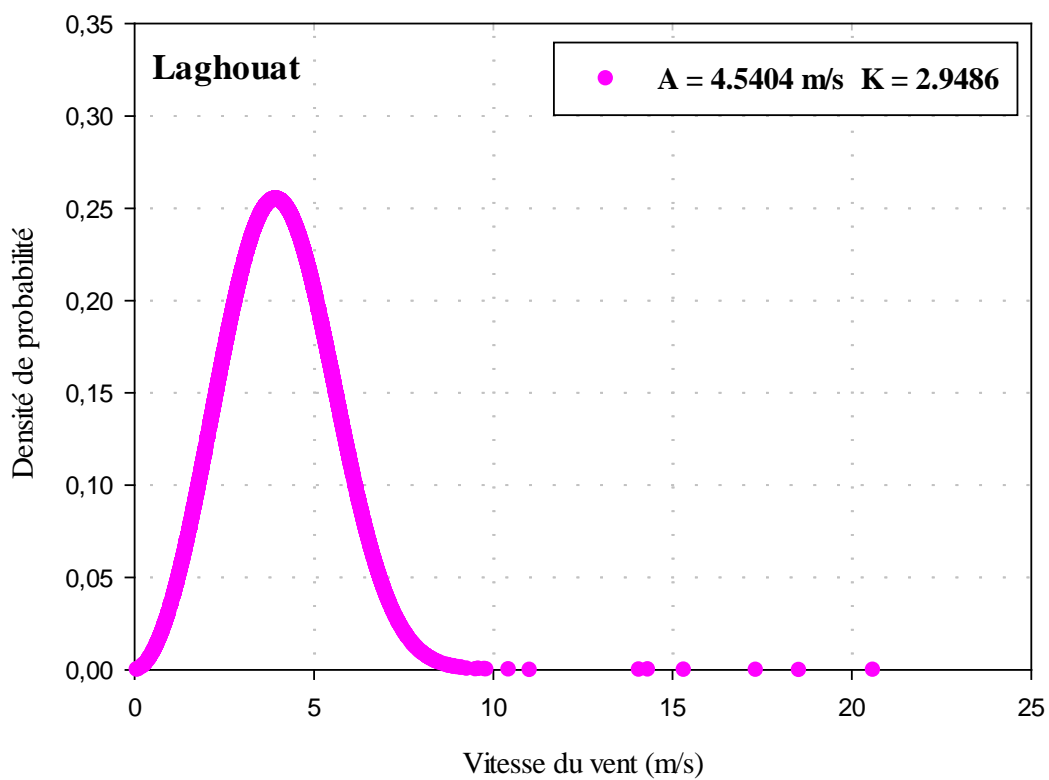
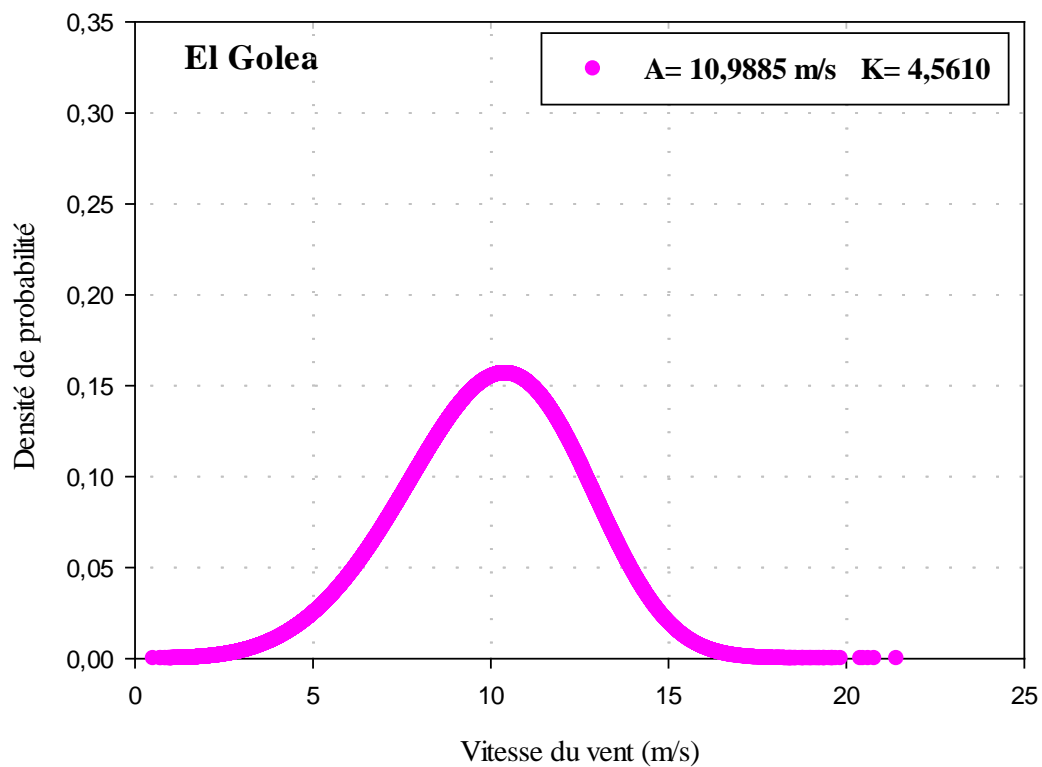


Figure II.09 : La distribution de Weibull annuelle à 10m du sol pour les sites

D'El Golea et Laghouat.

La figure II.09 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites d'El Golea et Laghouat, nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 17 m/s pour le site d'EL Golea et 8 m/s pour le site de Laghouat. Les valeurs du facteur d'échelle pour El Golea et Laghouat sont respectivement 10.9885 m/s et 4.5404 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 4.5610 pour El Golea et 2.9486 pour Laghouat.

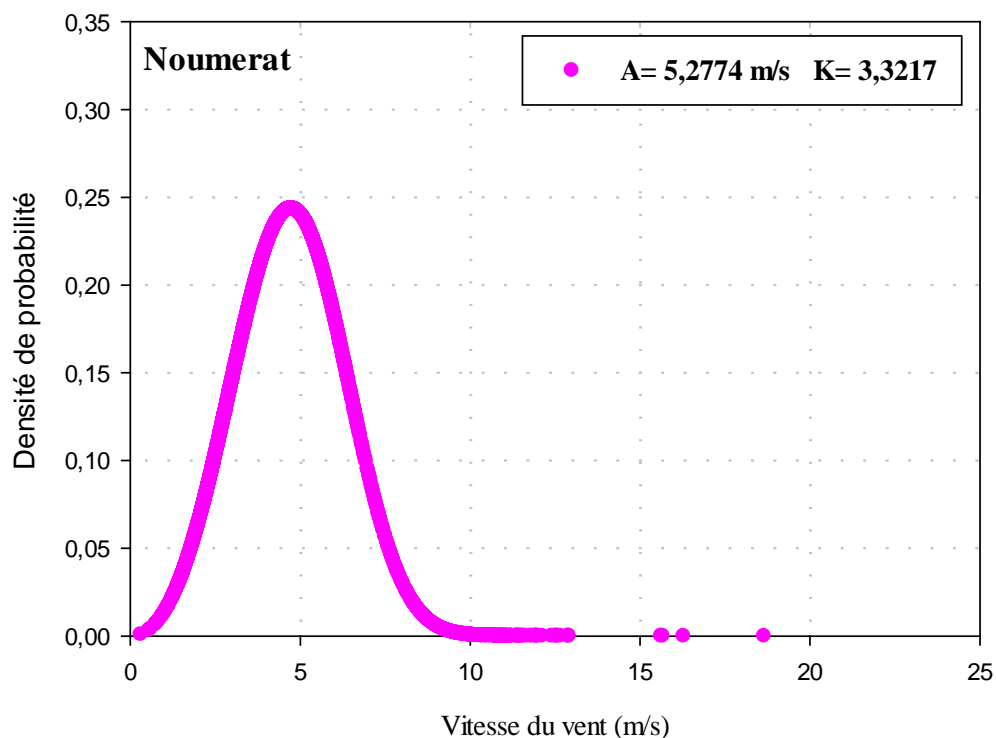


Figure II.10 : La distribution de Weibull annuelle à 10m du sol pour le site de Noumerat.

La figure II.10 représente la distribution de Weibull annuelle pour le site de Noumerat, selon les résultats obtenus nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 9 m/s, le facteur d'échelle est égal à 5.2774 m/s, le paramètre de forme égal à 3.3217.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

Le **Tableau II.04** donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 3 sites.

Tableau II.04 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 3 sites de région de Ghardaïa.

	<i>El Golea</i>	<i>Laghouat</i>	<i>Noumerat</i>
<i>V (m/s)</i>	8.0357	3.8614	4.2146
<i>P (W/m²)</i>	317.8117	35.2658	45.8540

Notons les points suivants :

- ✓ Site d'El Golea : une vitesse moyenne annuelle faible égale à 8.0357 m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 317.8117 W/m².
- ✓ Site de Laghouat : une vitesse moyenne annuelle faible égale à 3.8614 m/s et une densité de puissance moyenne faible égale à 35.2658 W/m².
- ✓ Site de Noumerat : une vitesse moyenne annuelle égale à 4.2146 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 45.8540W/m².

❖ **Région de Touggourt**

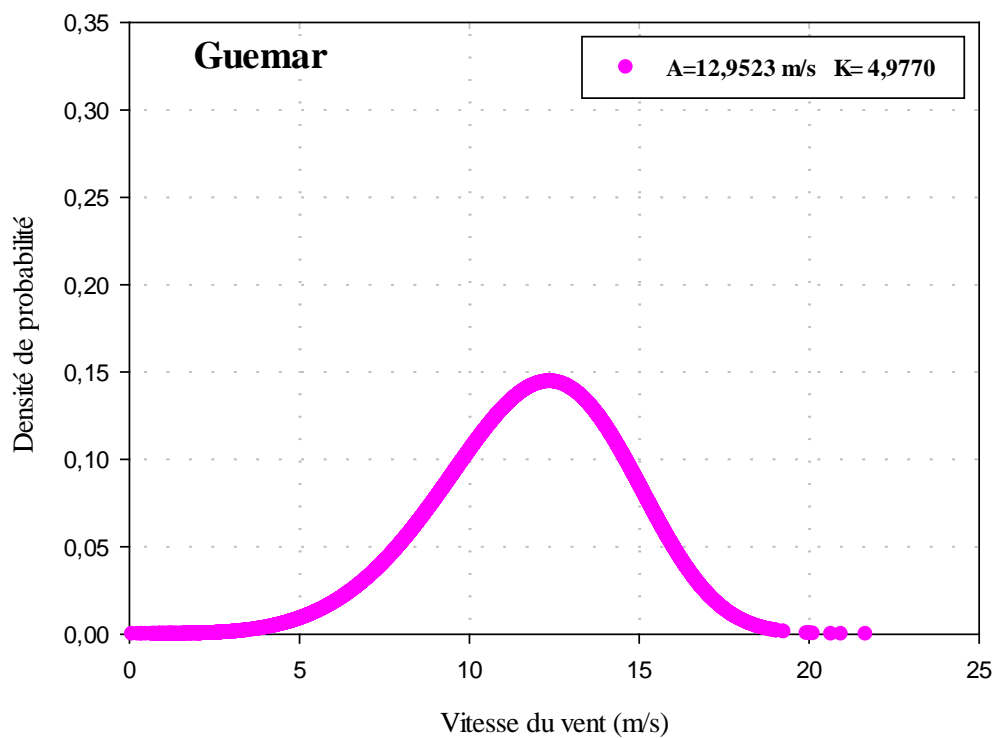
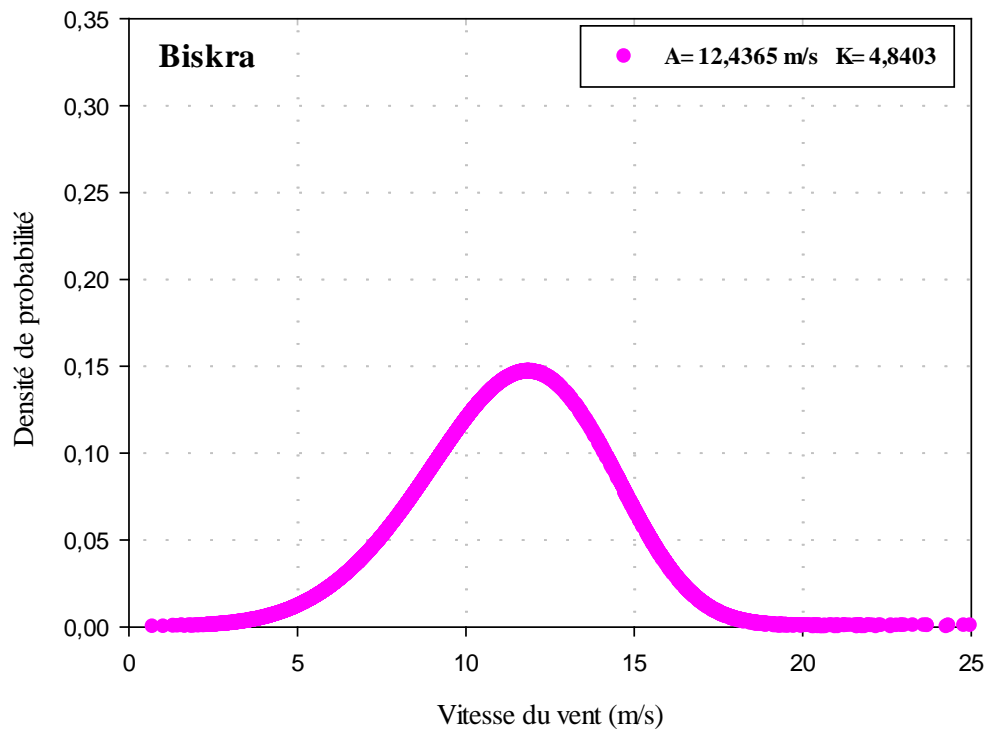


Figure II.11 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Les Sites De

Biskra Et Guemar.

La figure II.11 représente les distributions de Weibull annuelles pour les sites de Biskra et Guemar, selon les résultats obtenus nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 18 m/s pour le site de Biskra et 18 m/s pour le site de Guemar. Les valeurs du facteur d'échelle pour Biskra et Guemar sont respectivement 12.4365 m/s et 12.9523 m/s. La forme des deux courbes est déterminée par un paramètre de forme égale à 4.8403 pour Biskra et 4.9770 pour Guemar.

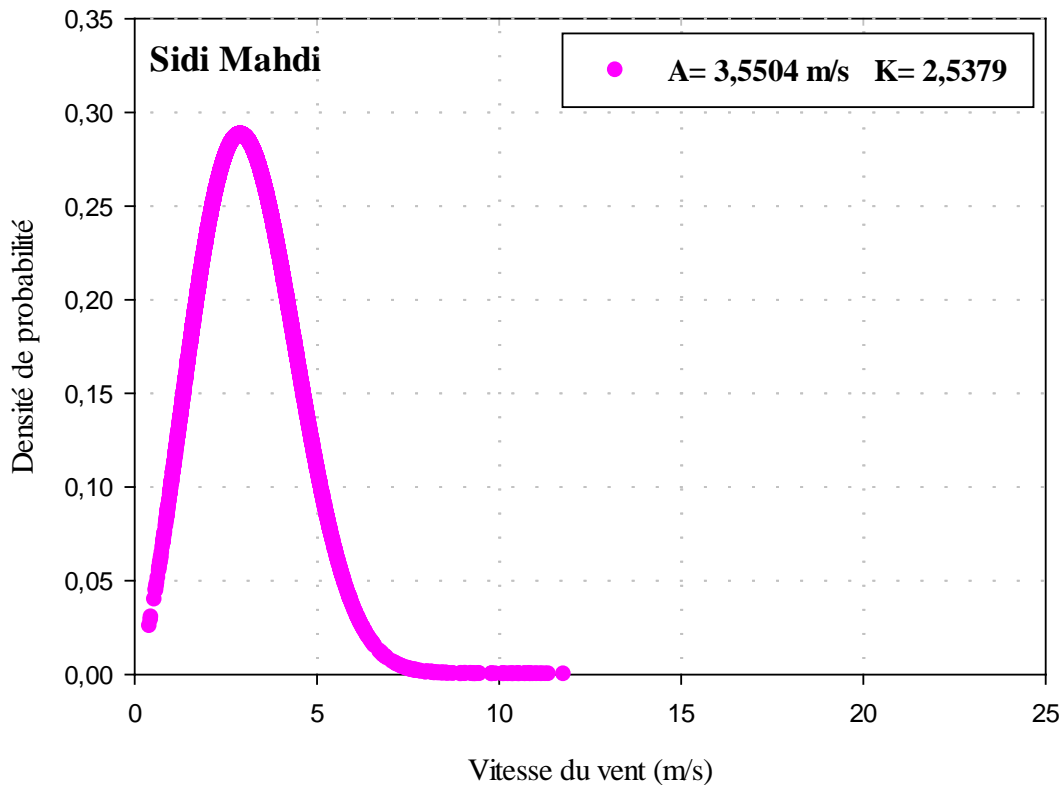


Figure II.12 : La Distribution De Weibull Annuelle A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.

La figure II.12 représente la distribution de Weibull annuelle pour le site de Sidi Mahdi, selon les résultats obtenus nous constatons que :

La vitesse du vent couvre un intervalle qui s'étend jusqu'à 7 m/s, le facteur d'échelle est égal à 3.5504 m/s, le paramètre de forme égal à 2.5379.

Le **Tableau II.05** donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 3 sites.

Tableau II.05 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 3 sites de région de Touggourt.

	<i>Biskra</i>	<i>Guemar</i>	<i>Sidi Mahdi</i>
<i>V (m/s)</i>	8.8720	10.6184	3.1802
<i>P (W/m²)</i>	427.7294	733.2974	19.7001

Notons les points suivants :

- ✓ Site de Biskra : une vitesse moyenne annuelle égale à 8.8720 m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 427.7294 W/m².
- ✓ Site de Guemar : une vitesse moyenne annuelle égale à 10.6184 m/s et une densité de puissance moyenne égale à 733.2974 W/m².
- ✓ Site de Sidi Mahdi : une vitesse moyenne annuelle faible égale à 3.1802 m/s et une densité de puissance moyenne très faible égale à 19.7001 W/m².

II.4.2 Etude saisonnière

❖ *Région d'Ain-Sefra*

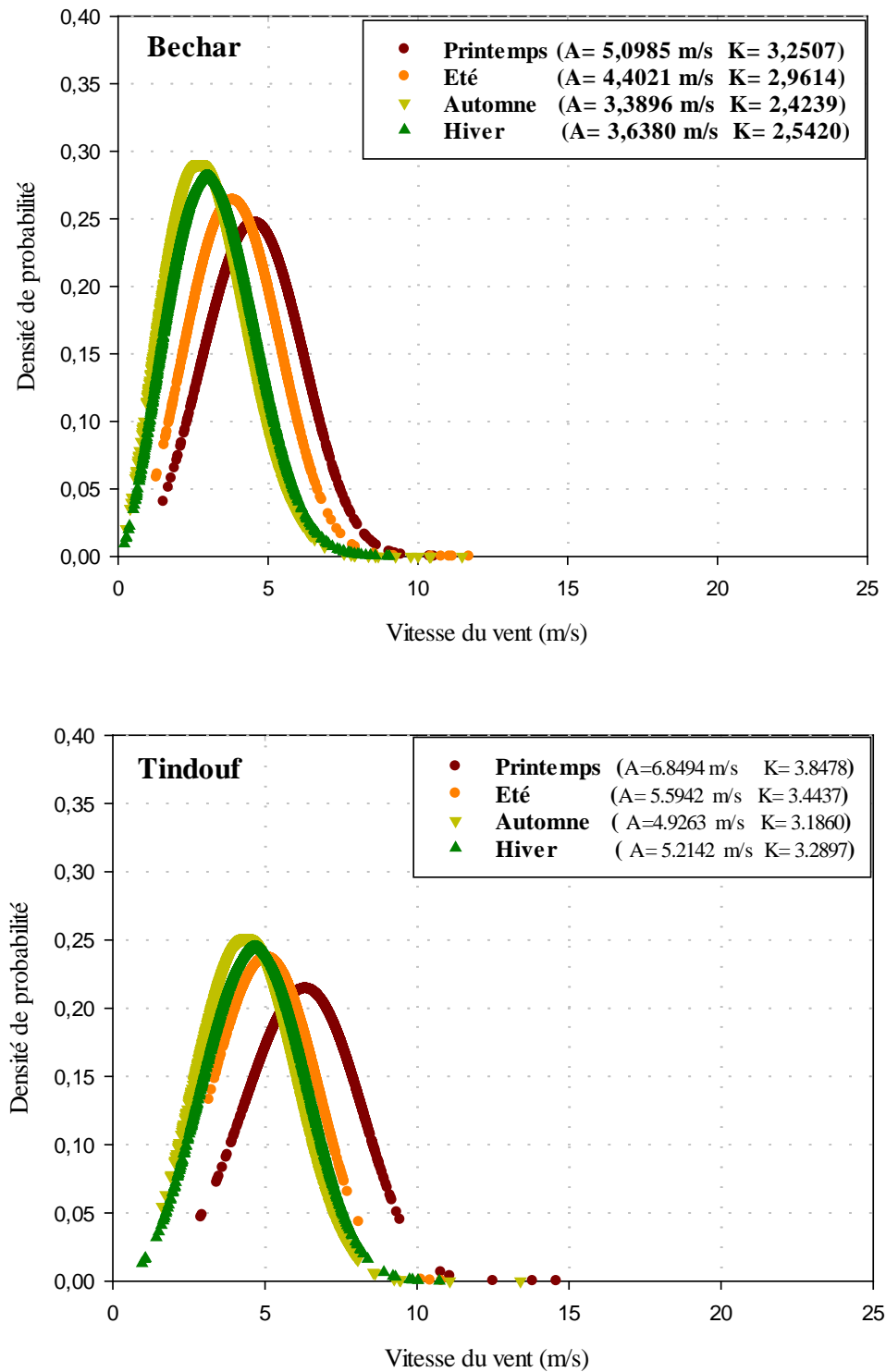


Figure II.13 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf

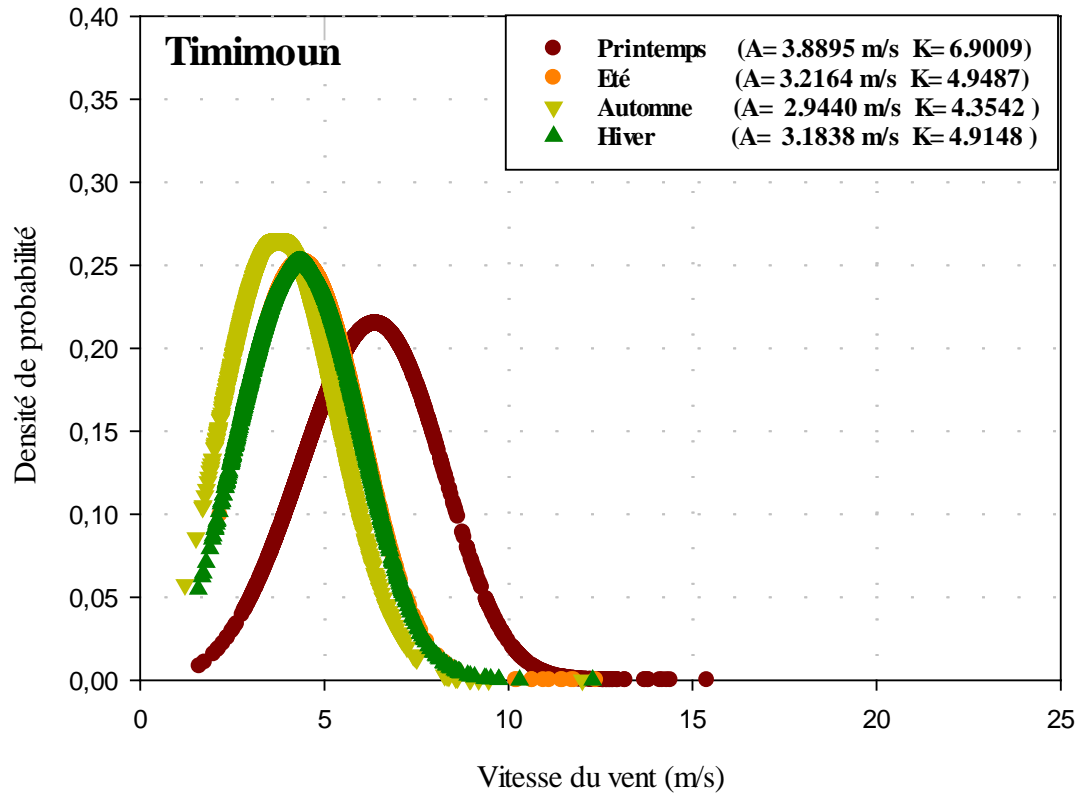
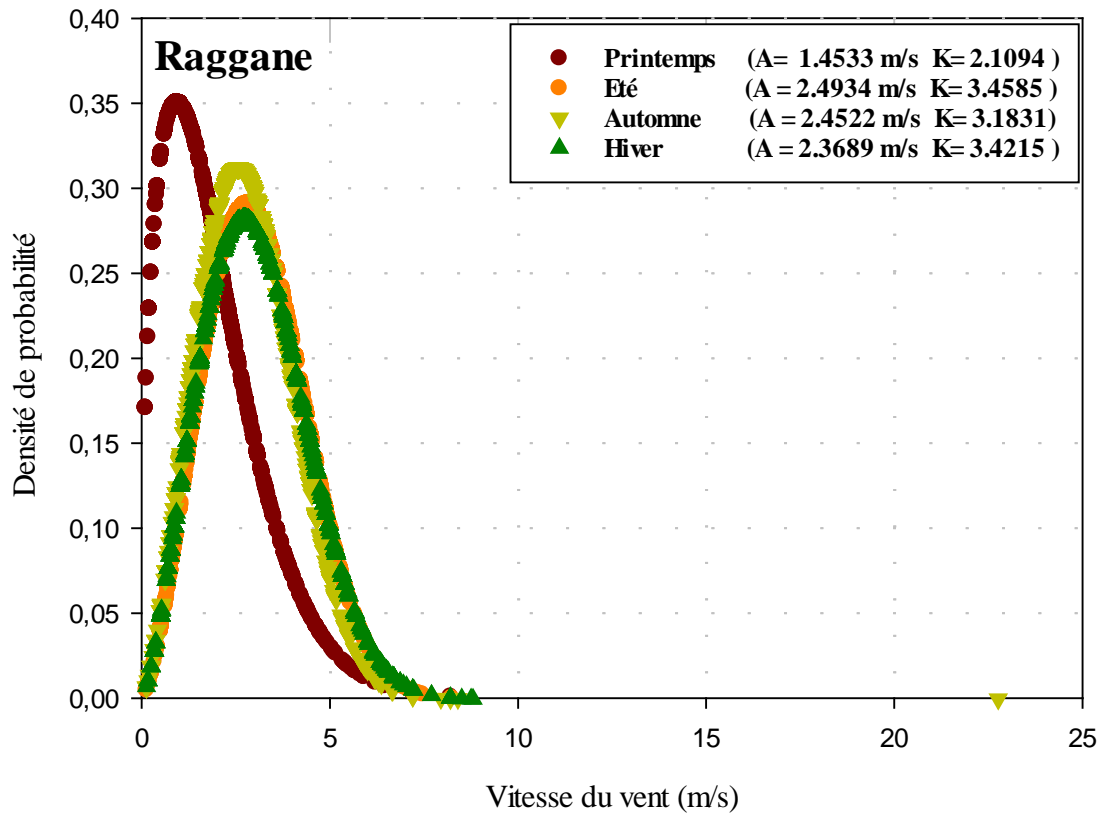


Figure II.14 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.

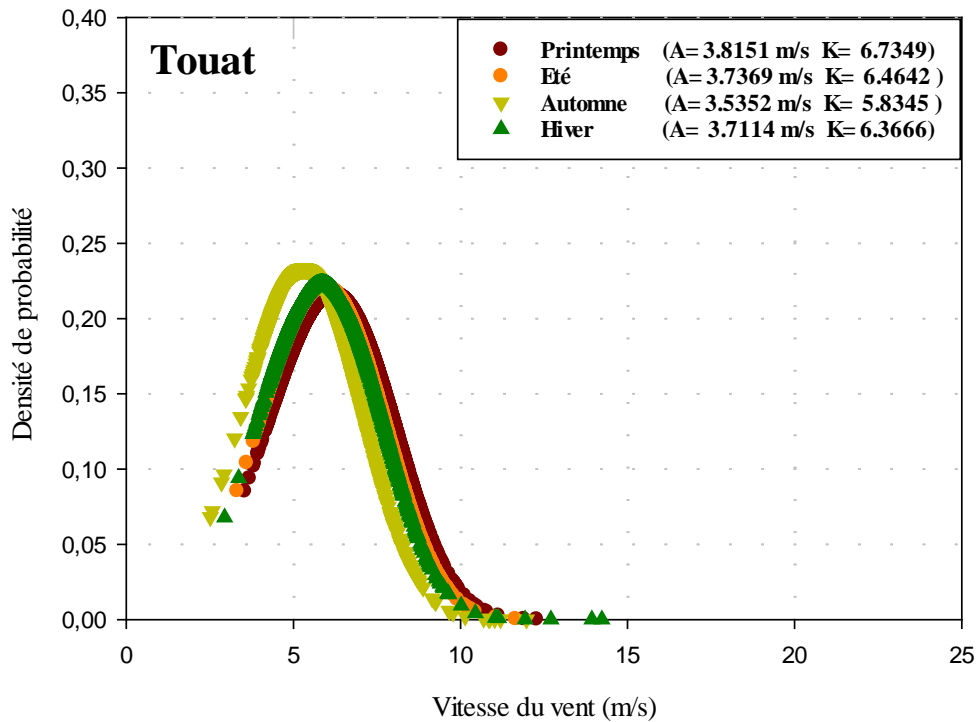


Figure II.15 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Le Site De Touat.

La distribution de Weibull saisonnière à 10 m pour les 5 sites étudiés de la région d’Ain Sefra est représentée sur les figures **II.13**, **II.14** et **II.15**.

À Bechar et Tindouf (Figure II.13), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n’y a pas de saison dans les deux sites étudiés où la vitesse du vent ne dépasse pas 10 m/s sauf pour le printemps du site Tindouf où l’intervalle de la vitesse s’étend jusqu’à 12 m/s.

À Reggane et Timimoun (Figure II.14), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n’y a pas de saison dans les deux sites étudiés où la vitesse du vent ne dépasse pas 9 m/s sauf pour le printemps du site Timimoun où l’intervalle de la vitesse s’étend jusqu’à 13 m/s et pour le printemps du site Reggane où l’intervalle de la vitesse s’étend jusqu’à 8 m/s .

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

À Touat (Figure II.15), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n'y a pas de saison où la vitesse du vent ne dépasse pas 12 m/s.

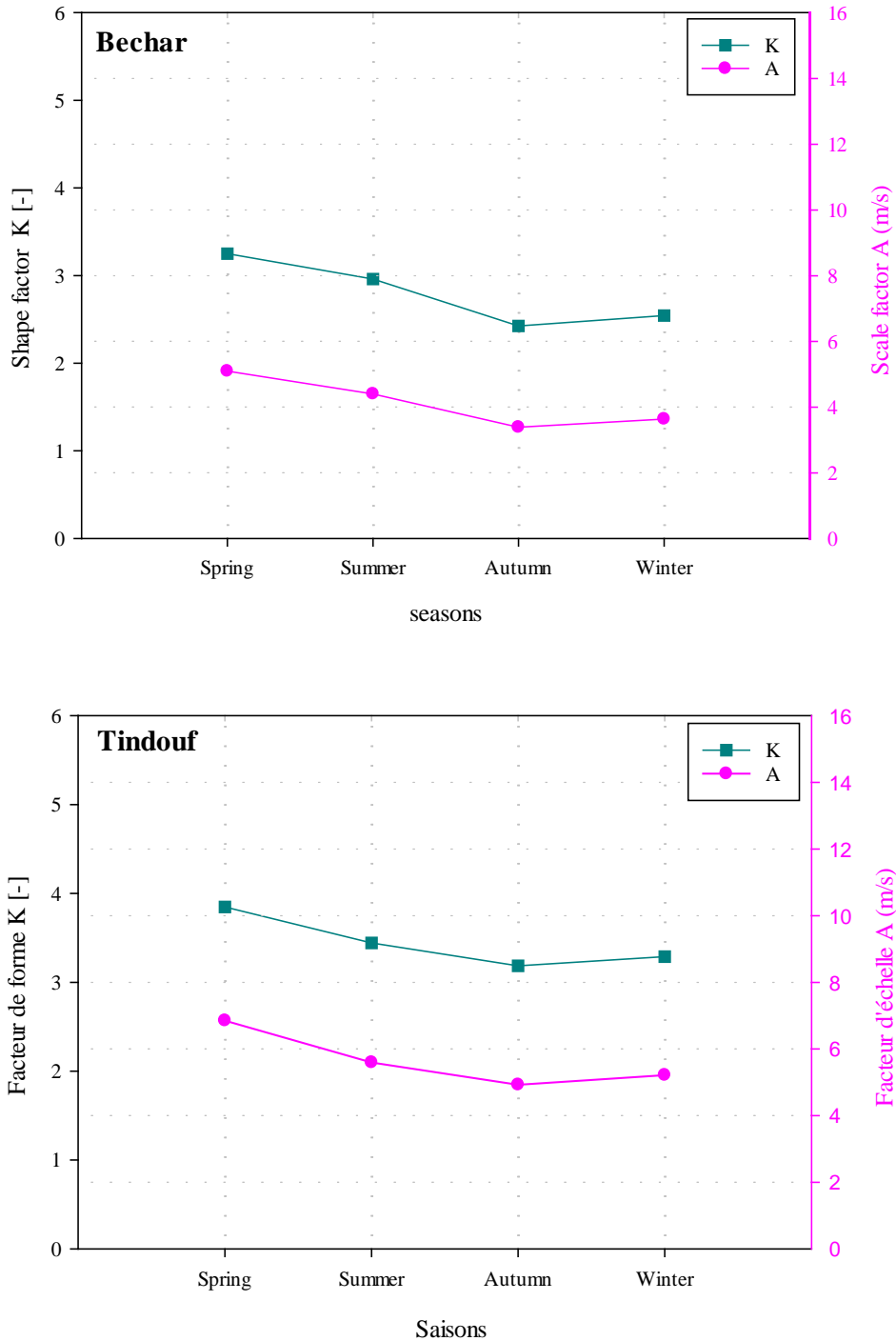


Figure II.16 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf.

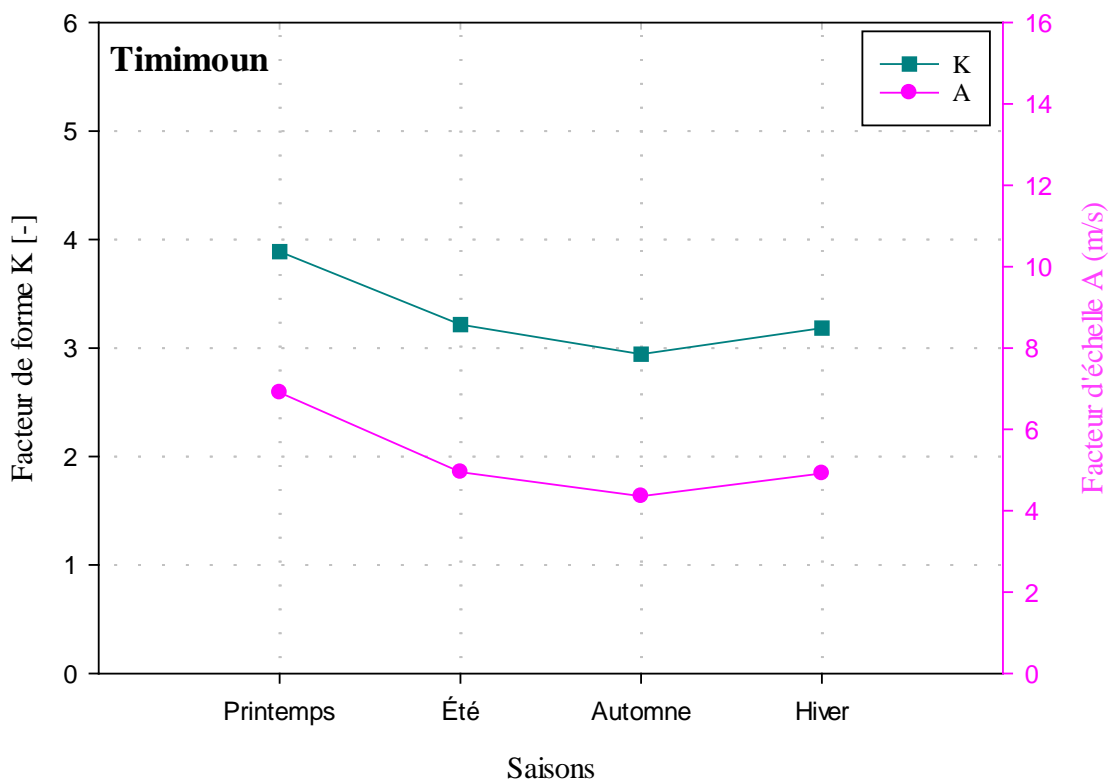
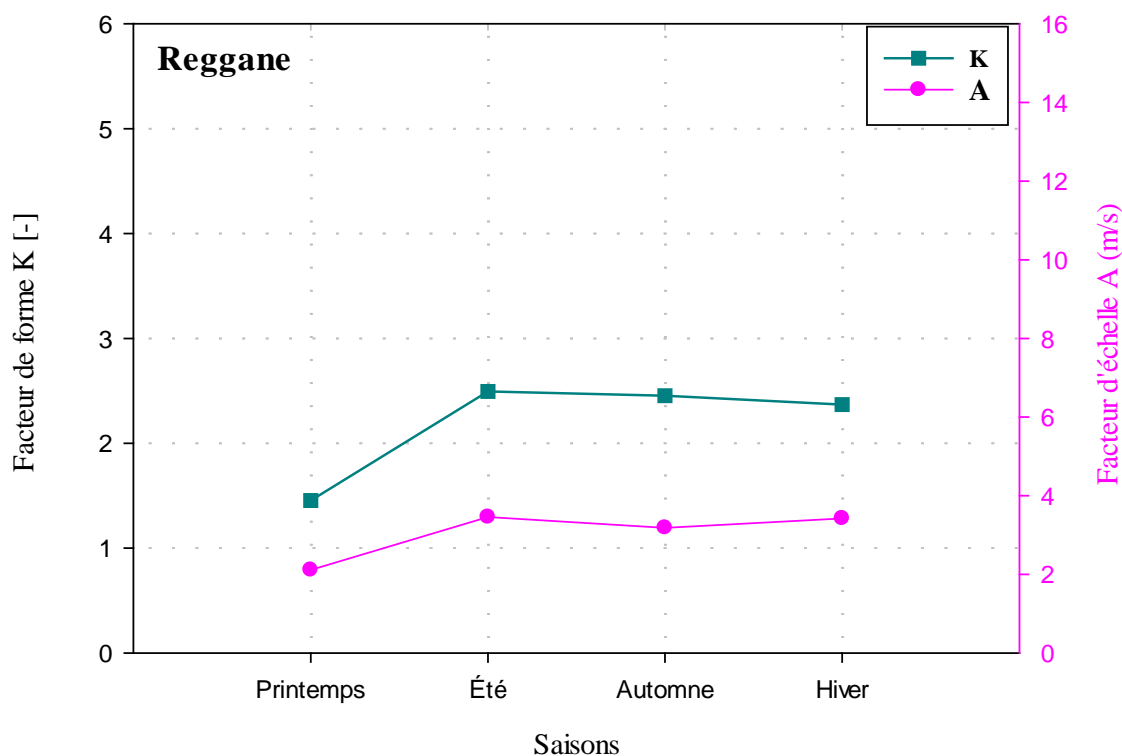


Figure II.17 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.

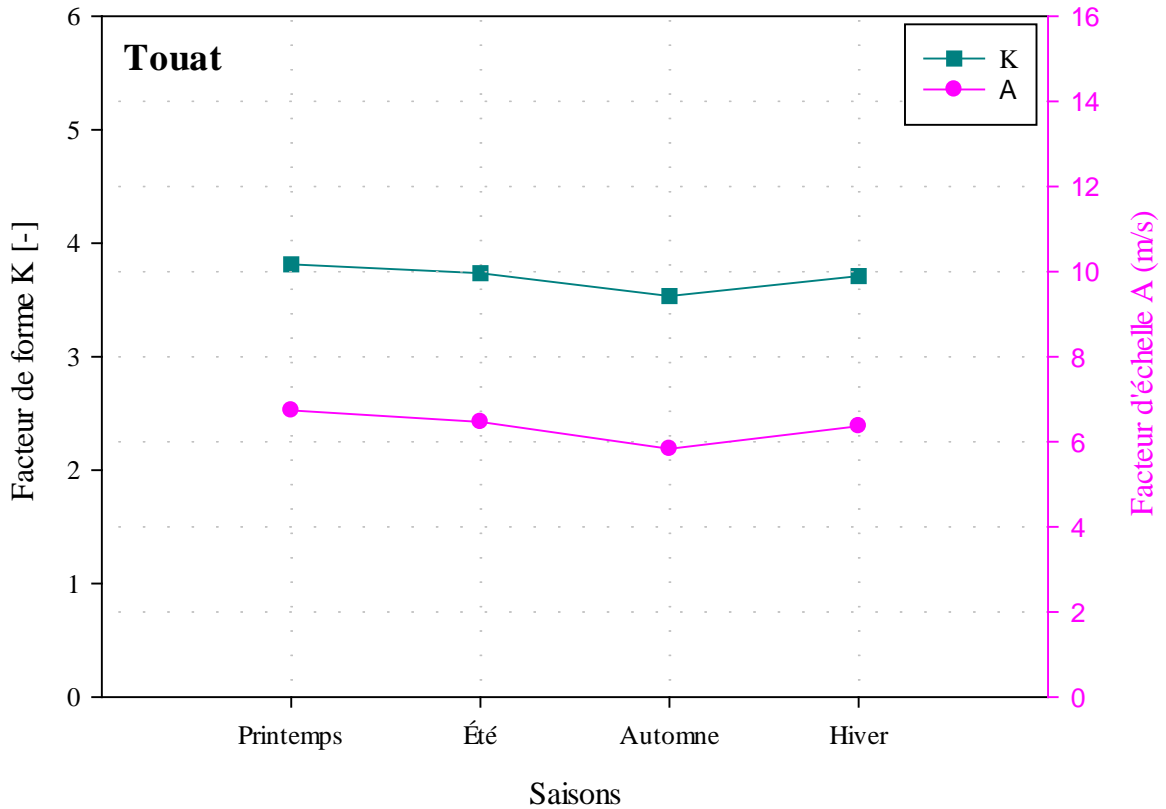


Figure II.18 : Variation saisonnière des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour le site de Touat.

La figure II.16 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en printemps pour Bechar et Tindouf avec 5.0985 m/s et 6.8494 m/s respectivement. En outre, sa valeur minimale est en automne pour les deux sites Bechar et Tindouf avec 3.3896 m/s et 4.9263 m/s respectivement.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 3.8478 pour Tindouf et 3.2507 pour Bechar.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La figure II.17 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en été avec 3.4585 m/s pour Reggane et en printemps avec 6.9009 m/s pour Timimoun. En outre, sa valeur minimale est en printemps avec 2.1094 m/s pour Reggane et en automne avec 4.3542 m/s pour Timimoun.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en été avec 2.4934 pour Reggane et en printemps avec 3.8895 pour Timimoun.

La figure II.18 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée pour le site de Touat. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en printemps avec 6.7349 m/s. En outre, sa valeur minimale est en automne avec 5.8345 m/s.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 3.8151.

La variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.06.

Tableau II.06 : Vitesse et densité de puissance moyenne saisonnière à 10m pour les 5 sites de région d'Ain Sefra.

Sites	Printemps		Eté		Automne		Hiver	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Bechar	4.8153	68.3868	4.1230	42.9282	3.0512	17.3995	3.2166	20.3838
Tindouf	6.6295	178.4226	5.4584	99.6075	4.60	59.6172	4.8575	70.2008
Reggane	1.9878	4.8109	2.9095	15.0849	2.6155	10.9588	2.9713	16.0671
Timimoun	5.8067	119.9231	4.6958	63.4203	4.0729	41.3826	4.5469	57.5793
Touat	6.4154	161.7251	6.1673	143.6816	5.6086	108.0590	6.0620	136.4430

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

- ✓ Pour le site de **Bechar**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en saison d'automne avec 3.0512 m/s et la valeur maximale est en saison de printemps avec 4.8153 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 17.3995 W/m² et 68.3868 W/m².

- ✓ Pour le site de **Tindouf**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 4.60 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 6.6295 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 59.6172 W/m² et 178.4226 W/m².

- ✓ Pour le site de **Reggane**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 1.9878 m/s en saison de printemps et une valeur maximale de 2.9713 m/s en saison d'hiver. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 4.8109 W/m² et 16.0671 W/m².

- ✓ Pour le site de **Timimoune**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 4.0729 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 5.8067 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 41.3826 W/m² et 119.9231 W/m².

- ✓ Pour le site de **Touat**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 5.6086 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 6.4154 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 108.0590 W/m² et 161.7251 W/m².

❖ **Région des Oasis**

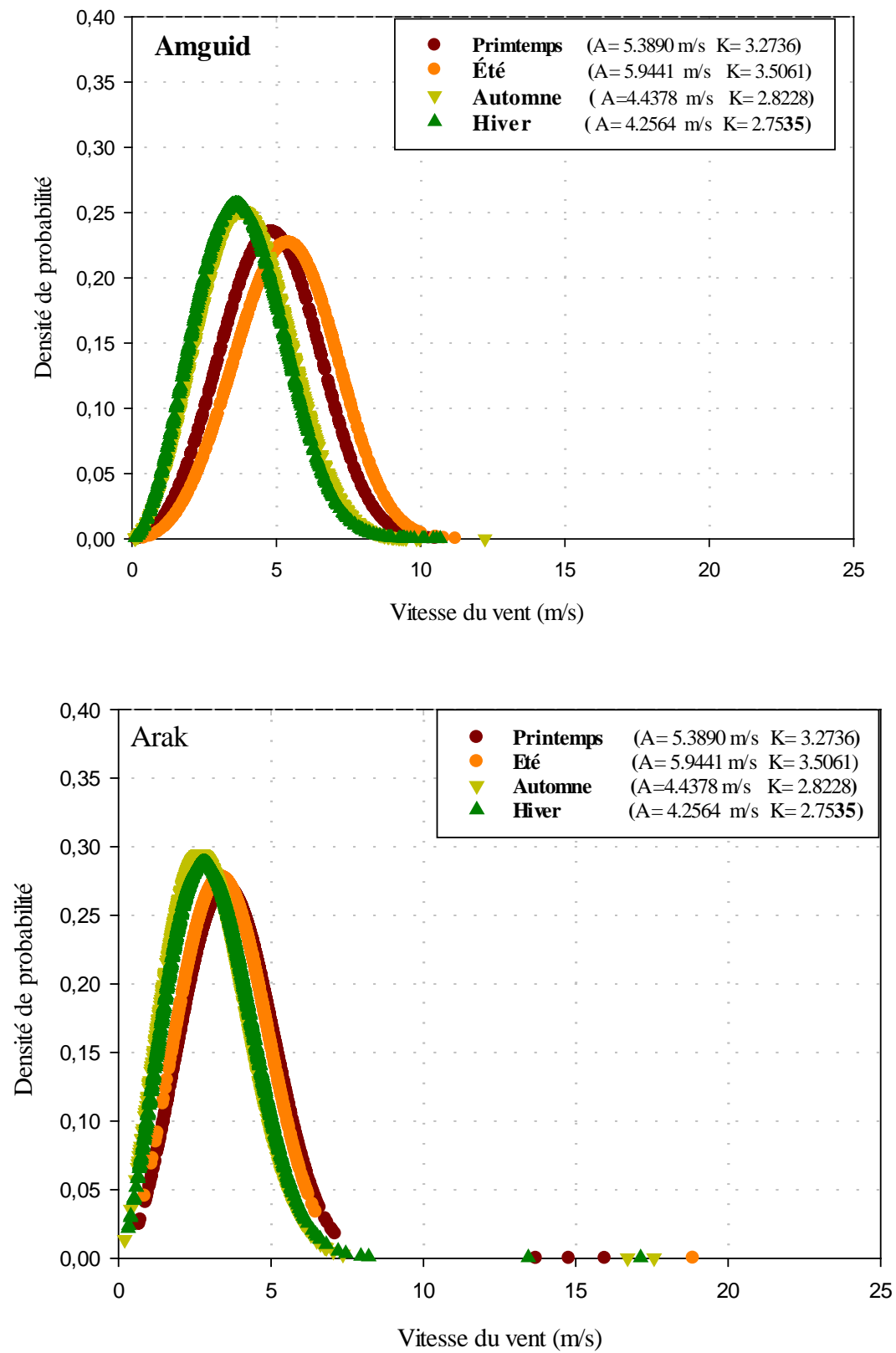


Figure II.19 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Amguid Et Arak.

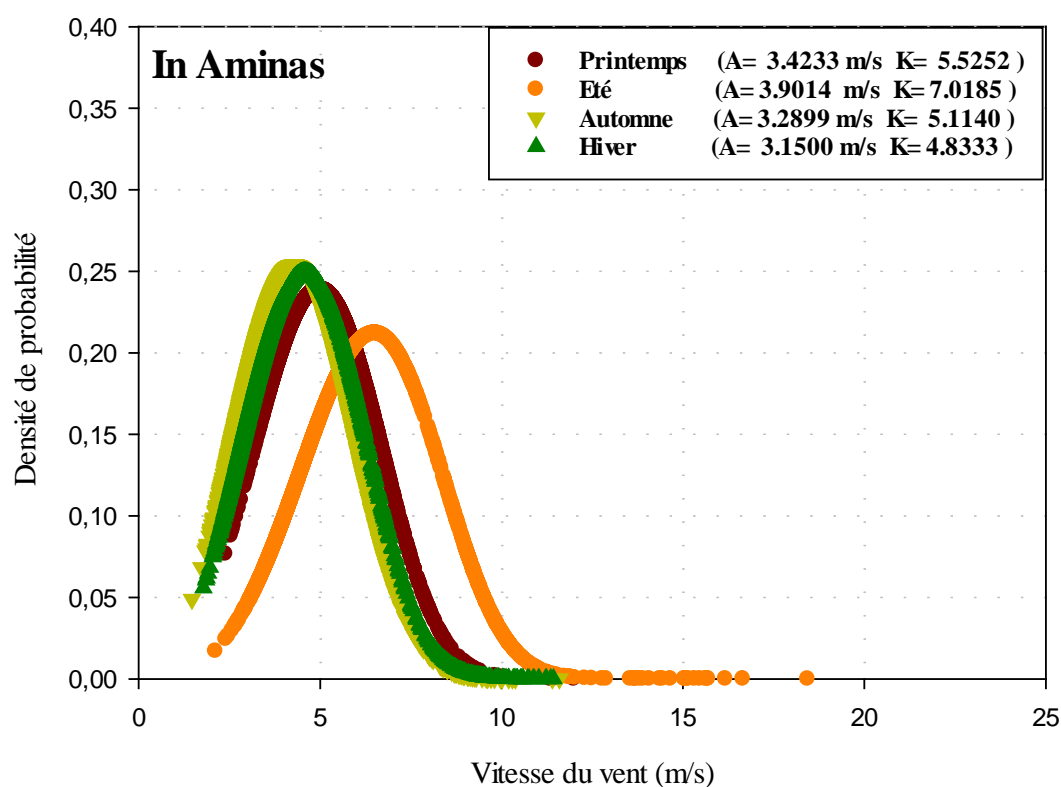
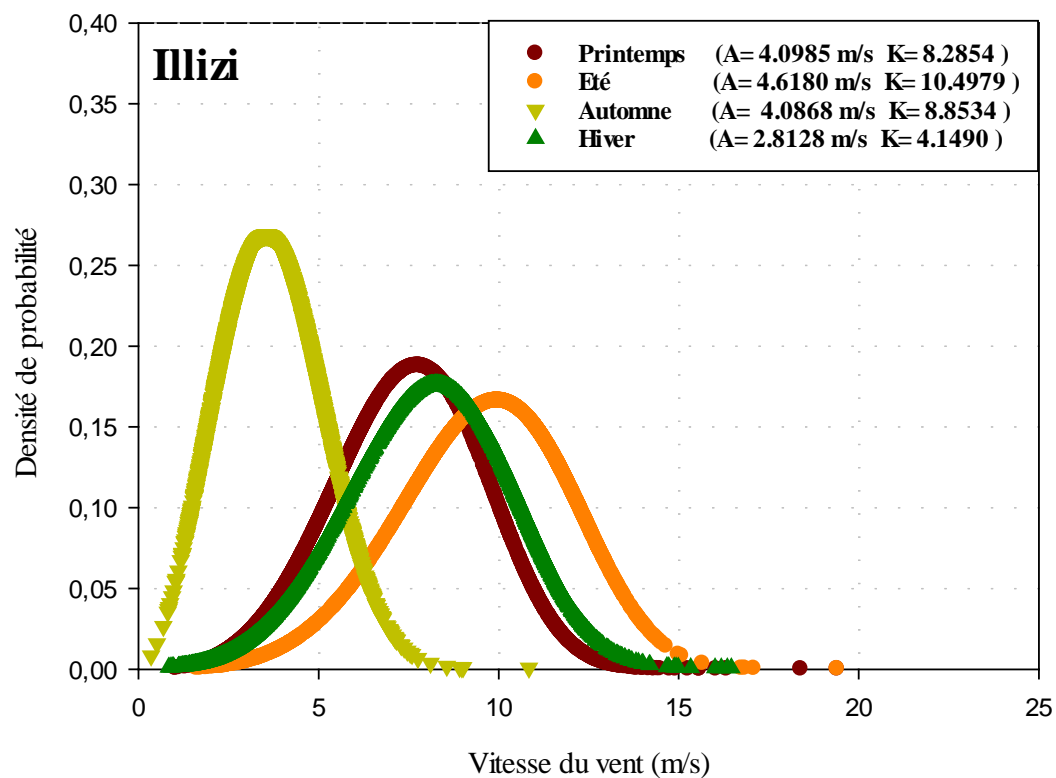


Figure II.20 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Illizi et In Amenas.

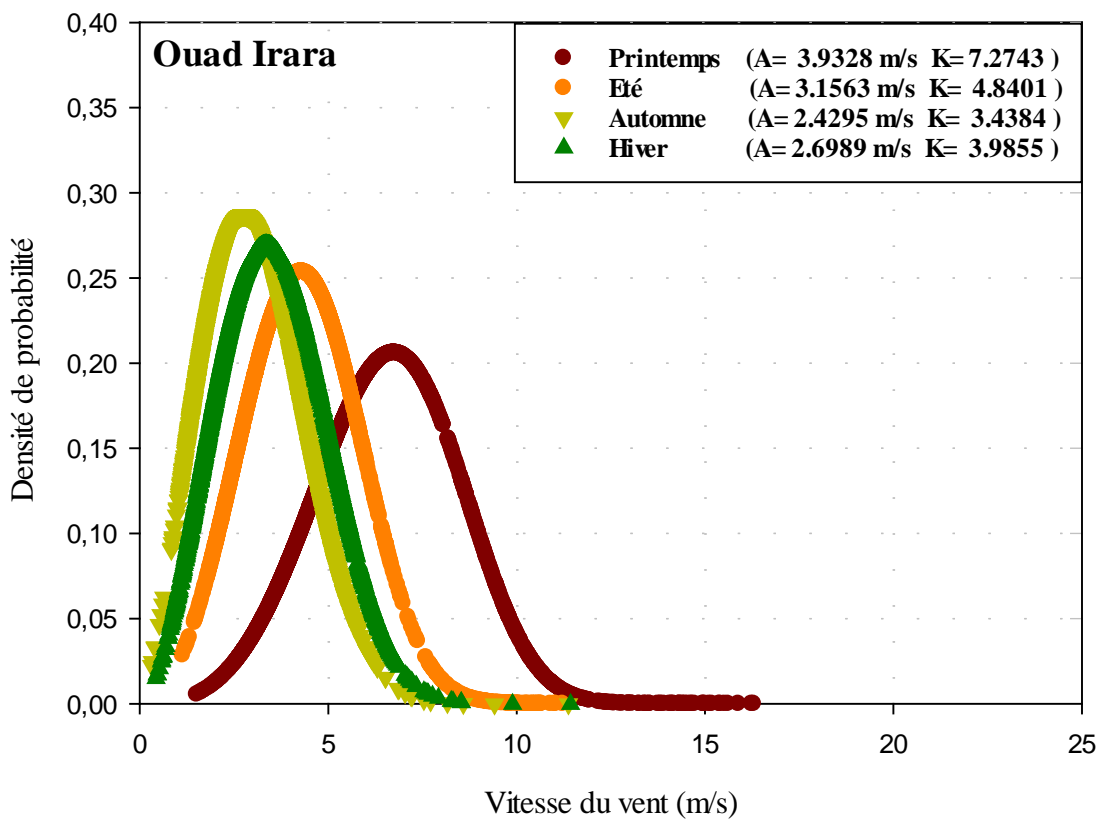
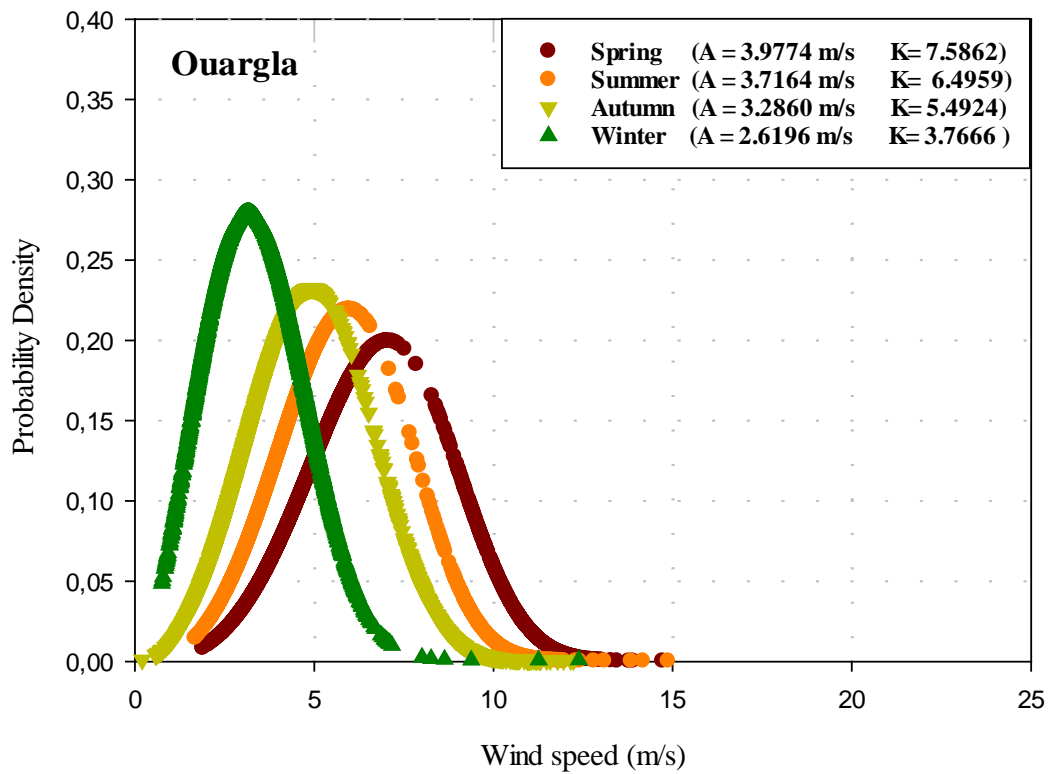


Figure II.21 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites D'Ouargla et Ouad Irara.

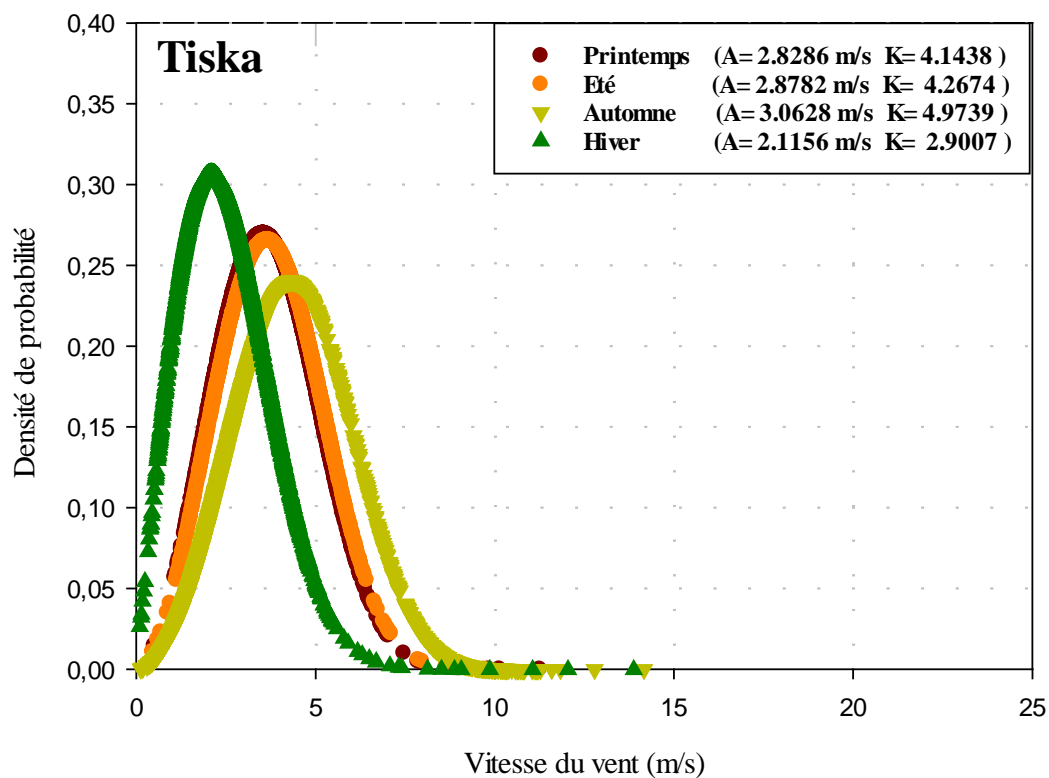
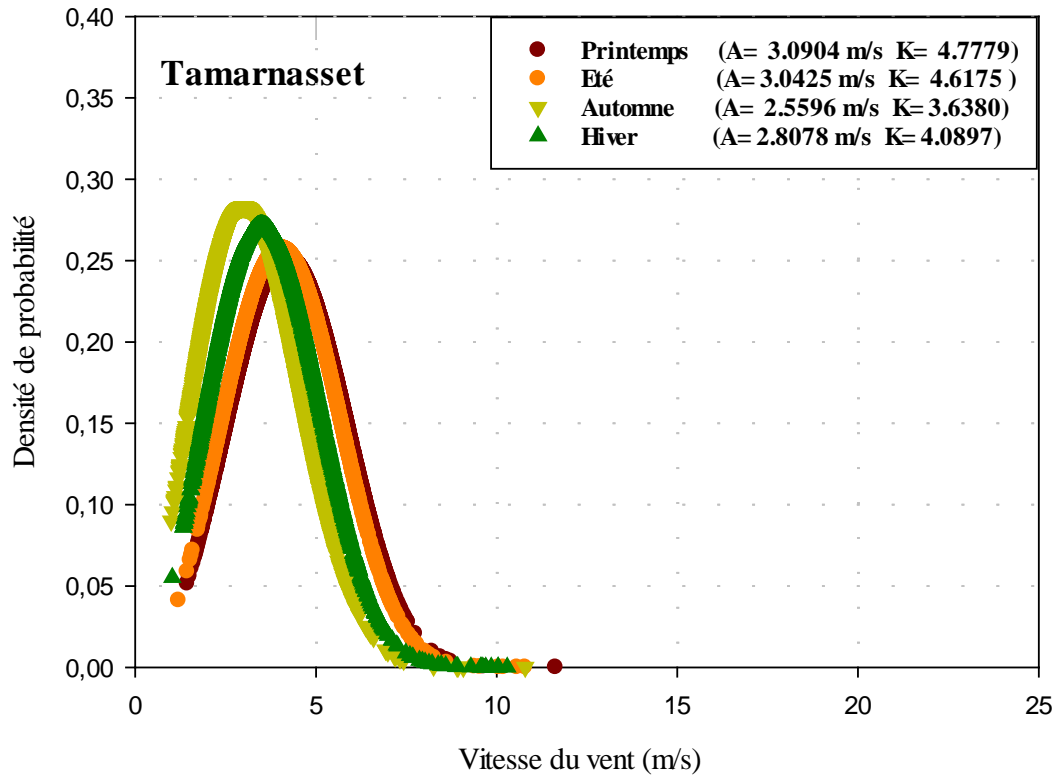


Figure II.22 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Tamarnasset Et Tiska.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La distribution de Weibull saisonnière à 10 m pour les 8 sites étudiés de la région des Oasis est représentée sur les figures **II.19, II.20, II.21 et II.22**.

À Amguid et Arak (Figure II.19), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n'y a pas de saison dans les deux sites étudiés où la vitesse du vent ne dépasse pas 8 m/s sauf pour le printemps et l'été du site Amguid où l'intervalle de la vitesse s'étend jusqu'à 10 m/s.

À Illizi et In Amenas (Figure II.20), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n'y a pas de saison dans le site d'Illizi où la vitesse du vent ne dépasse pas 15 m/s sauf pour l'automne où l'intervalle de la vitesse s'étend jusqu'à 9 m/s. Comme pour le site d'In Amenas, la vitesse du vent ne dépasse pas 10 m/s pour toutes les saisons, sauf l'été où l'intervalle de vitesse s'étend jusqu'à 12 m/s.

La Figure II.21 représente la distribution de Weibull saisonnière à 10 m pour les deux sites d'Ouargla et Ouad Irara. Selon les résultats obtenus nous constatons que :

✚ À Ouad Irara, la vitesse du vent ne dépasse pas 8 m/s pour toutes les saisons, sauf le printemps où l'intervalle de vitesse s'étend jusqu'à 12 m/s.

✚ À Ouargla, la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 12 m/s au printemps, 11 m/s en été, 10 m/s en Automne et n'excède pas les 8 m/s en hiver.

À Tamanrasset et Tiska (Figure II.22), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n'y a pas de saison dans les deux sites étudiés où la vitesse du vent ne dépasse pas 8 m/s sauf pour l'automne du site Tiska où l'intervalle de la vitesse s'étend jusqu'à 10 m/s.

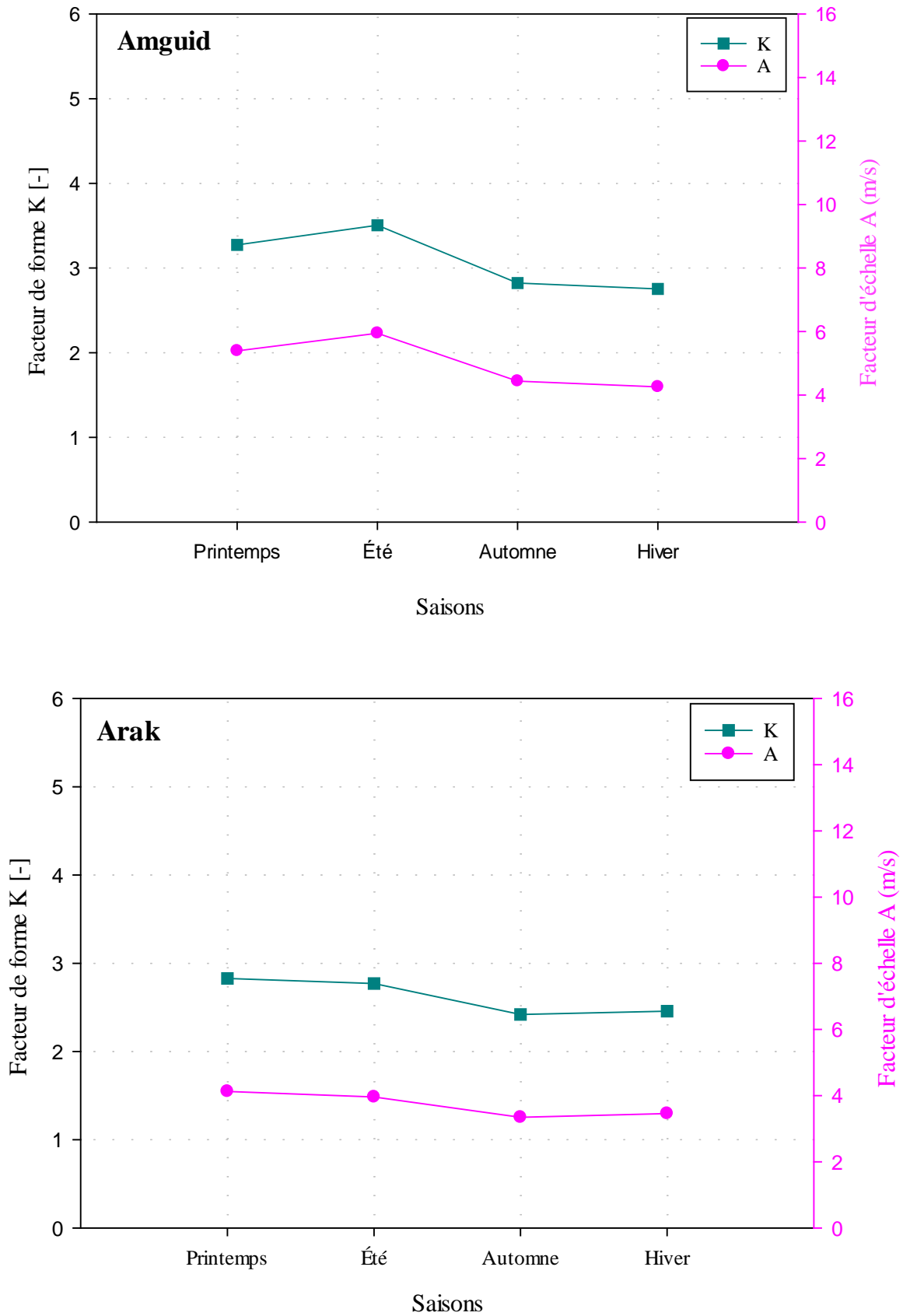


Figure II.23 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Amguid Et Arak.

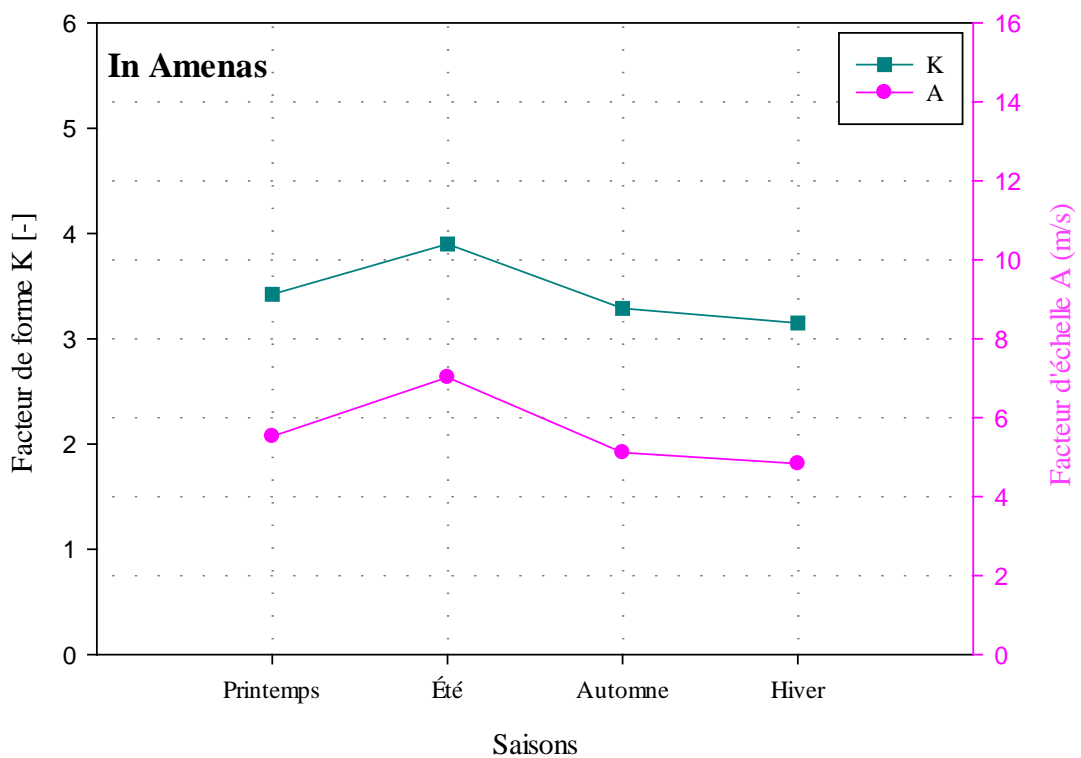
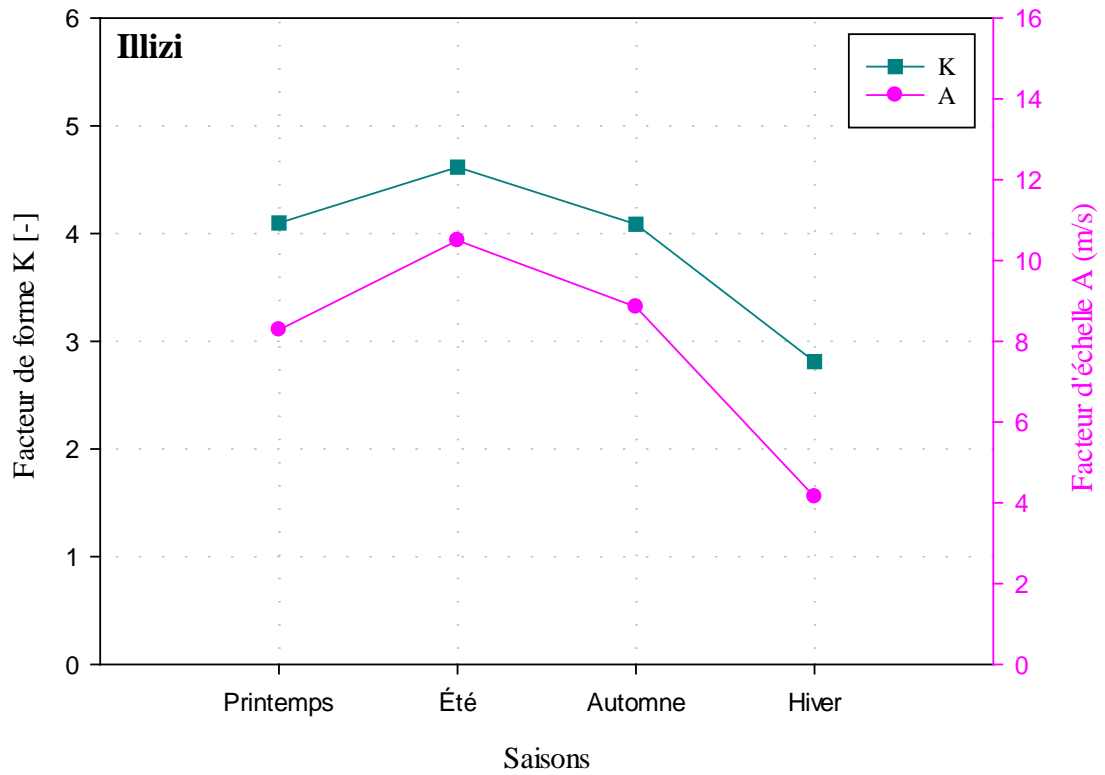


Figure II.24 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol

Pour Les Sites d'Illizi Et In Amenas.

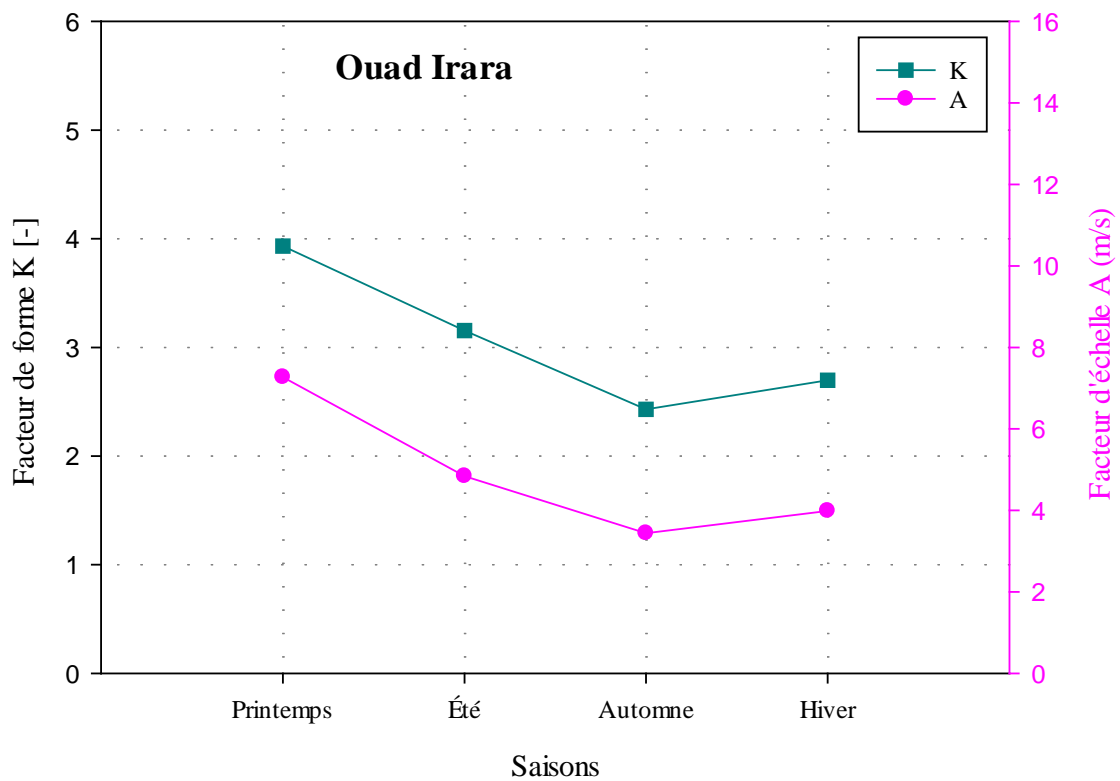
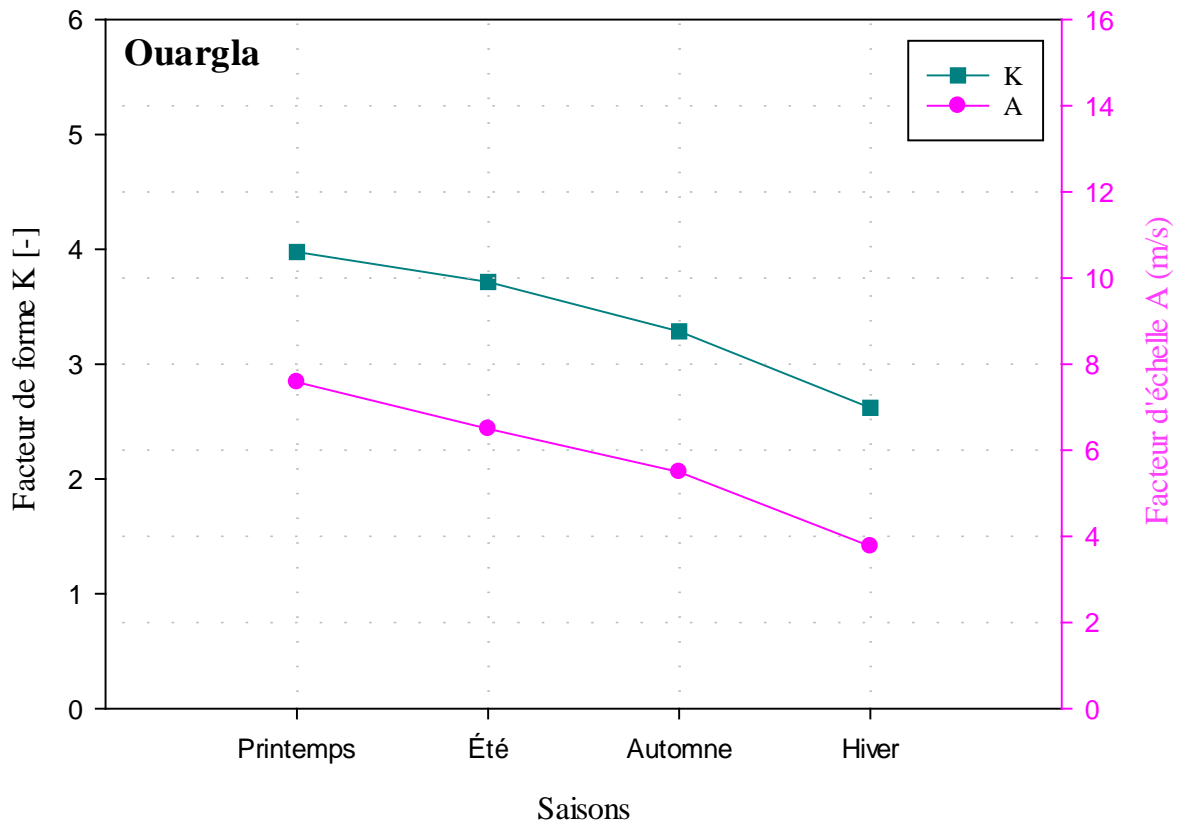


Figure II.25 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Ouargla Et Ouad Irara.

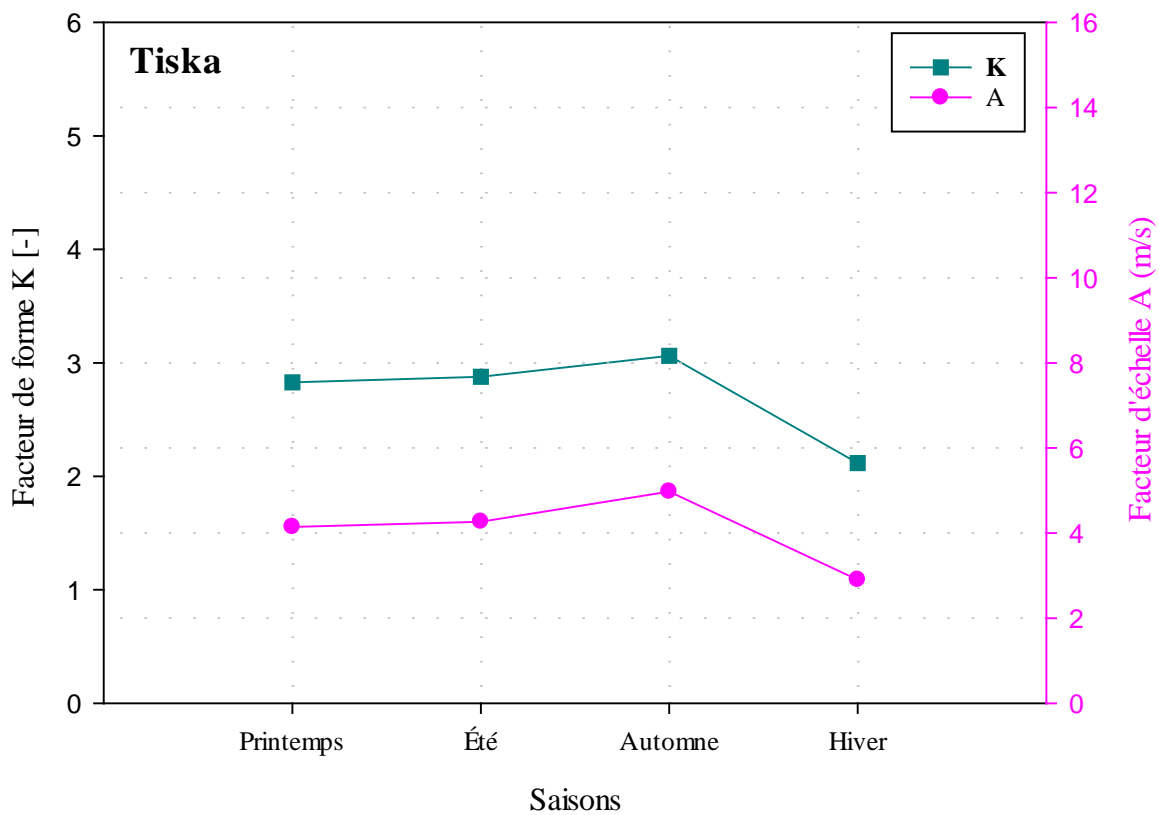
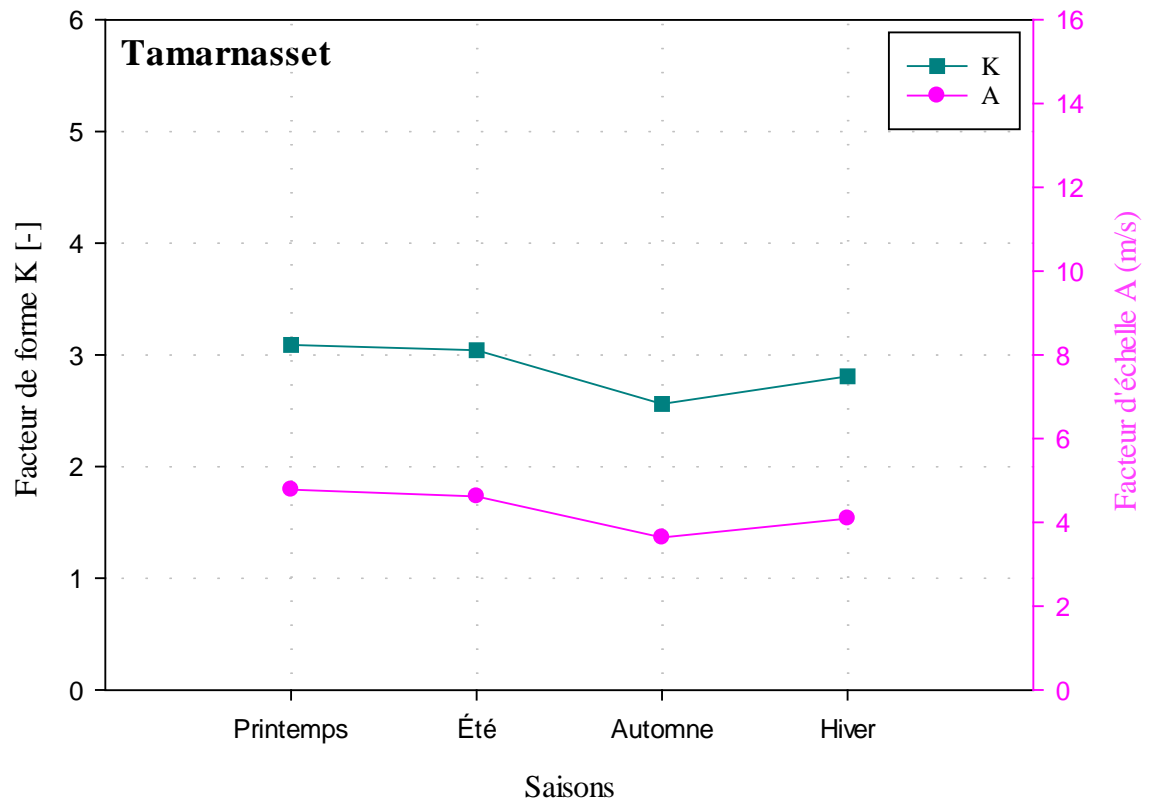


Figure II.26 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Tamanrasset Et Tiska.

La figure II.23 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en été avec 5.9441 m/s pour Amguid et en printemps avec 4.1253 m/s pour Arak. En outre, sa valeur minimale est en hiver avec 4.2564 m/s pour Amguid et en automne avec 3.3430 m/s pour Arak.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en été avec 3.5061 pour Amguid et en printemps avec 2.8298 pour Arak.

La figure II.24 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en été pour Illizi et In Amenas avec 10.4979 m/s et 7.0185 m/s respectivement. En outre, sa valeur minimale est en hiver pour les deux sites Illizi et In Amenas avec 4.1490 m/s et 4.8333 m/s respectivement.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en été avec 4.6180 pour Illizi et 3.9014 pour In Amenas.

La figure II.25 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en printemps pour Ouargla et Ouad Irara avec 7.5862 m/s et 7.2743 m/s respectivement. En outre, sa valeur minimale est en hiver avec 3.7666 m/s pour Ouargla et en automne avec 3.4384 m/s pour Ouad Irara.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 3,9774 pour Ouargla et 3,9328 pour Ouad Irara.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La figure II.26 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en printemps avec 4.7779 m/s pour Tamanrasset et en automne avec 4.9739 m/s pour Tiska. En outre, sa valeur minimale est en hiver avec 2.9007 m/s pour Tiska et en automne avec 3.6380 m/s pour Tamanrasset.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 3.0904 pour Tamanrasset et en automne avec 3.0628 pour Tiska.

La variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.07.

Tableau II.07 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Saisonnière A 10m Pour Les 8 Sites De Région Des Oasis.

Sites	Printemps		Eté		Automne		Hiver	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
<i>Amguid</i>	4.5960	59.4632	5.2363	87.9401	3.6267	29.2162	3.5033	26.3358
<i>Arak</i>	3.7786	33.0448	3.7574	32.4901	3.0487	17.3568	3.0886	18.0470
<i>Illizi</i>	6.2277	147.9436	9.4150	511.1744	6.6184	177.5712	3.7184	31.4891
<i>In Amenas</i>	5.2307	87.6548	5.6061	107.9146	4.3656	50.9626	4.3014	48.7440
<i>Ouargla</i>	5.9069	126.2386	4.9313	73.4495	4.0153	39.6530	3.3347	22.7128
<i>Ouad Irara</i>	5.6205	108.7505	4.0812	41.6365	3.0324	17.0797	3.3966	24.0022
<i>Tamanrasset</i>	4.3149	49.2060	4.2190	45.9963	3.2887	21.7853	3.6271	29.2277
<i>Tiska</i>	3.8707	35.5188	3.9604	38.0465	3.4320	24.7589	2.6138	10.9378

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

- ✓ Pour le site d'**Amguid**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en saison d'hiver avec 3.5033 m/s et la valeur maximale est en saison d'été avec 5.2363 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 26.3358 W/m² et 87.9401 W/m².
- ✓ Pour le site d'**Arak**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.0487 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 3.7786 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 17.3568 W/m² et 33.0448 W/m².
- ✓ Pour le site d'**Illizi**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.7184 m/s en saison d'hiver et une valeur maximale de 9.4150 m/s en saison d'été. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 31.4891 W/m² et 511.1744 W/m².
- ✓ Pour le site d'**In Amenas**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 4.3014 m/s en saison d'hiver et une valeur maximale de 5.6061 m/s en saison d'été. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 48.7440 W/m² et 107.9146 W/m².
- ✓ Pour le site d'**Ouargla**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.3347 m/s en saison d'hiver et une valeur maximale de 5.9069 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 22.7128 W/m² et 126.2386 W/m².
- ✓ Pour le site d'**Ouad Irara**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.0324 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 5.6205 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 17.0797 W/m² et 108.7505 W/m².
- ✓ Pour le site de **Tamanrasset**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.2887 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 4.3149 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 21.7853 W/m² et 49.2060 W/m².

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

- ✓ Pour le site de **Tiska**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.6138 m/s en saison d'hiver et une valeur maximale de 3.9604 m/s en saison d'été. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 10.9378 W/m² et 38.0465 W/m².

❖ Région de Ghardaïa

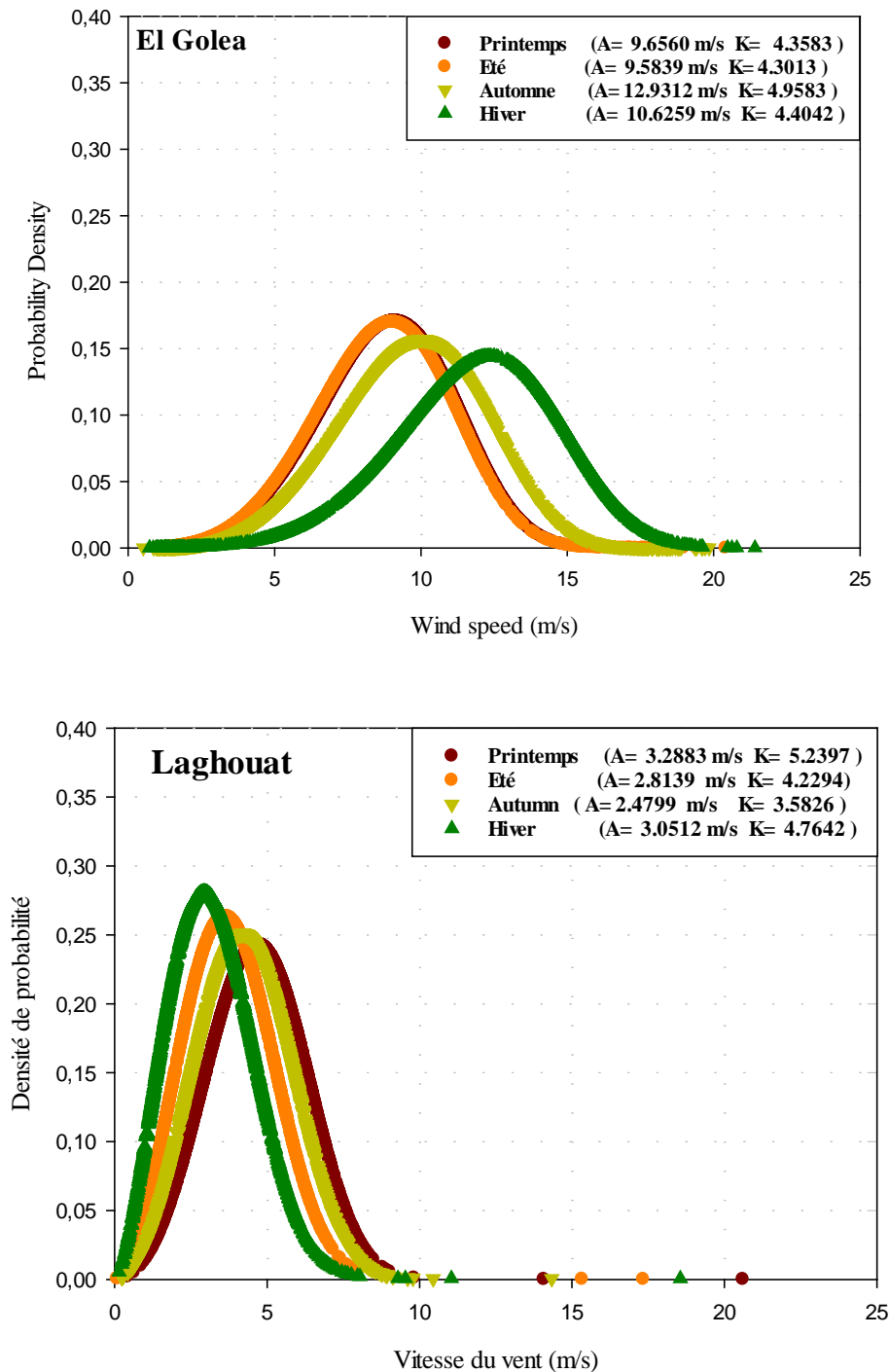


Figure II.27 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites

D'el Golea Et Laghouat.

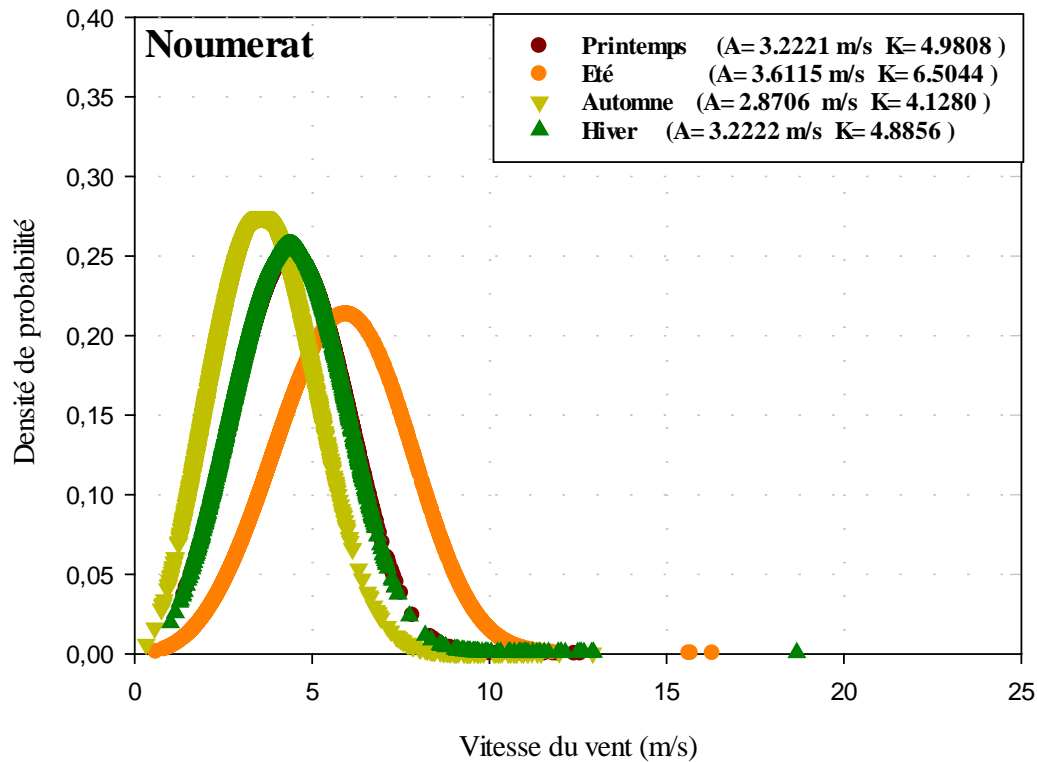


Figure II.28 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Le Site De Noumerat.

La distribution de Weibull saisonnière à 10 m pour les 3 sites étudiés de la région de Ghardaïa est représentée sur les figures **II.27** et **II.28**.

À EL Golea (Figure II.27), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n’y a pas de saison où la vitesse du vent ne dépasse pas 18 m/s, sauf pour l’hiver où l’intervalle de la vitesse s’étend jusqu’à 20 m/s.

À Laghouat (Figure II.27), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n’y a pas de saison où la vitesse du vent ne dépasse pas 10 m/s.

À Noumerat (Figure II.28), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n’y a pas de saison où la vitesse du vent ne dépasse pas 9 m/s, sauf pour l’été où l’intervalle de la vitesse s’étend jusqu’à 12 m/s.

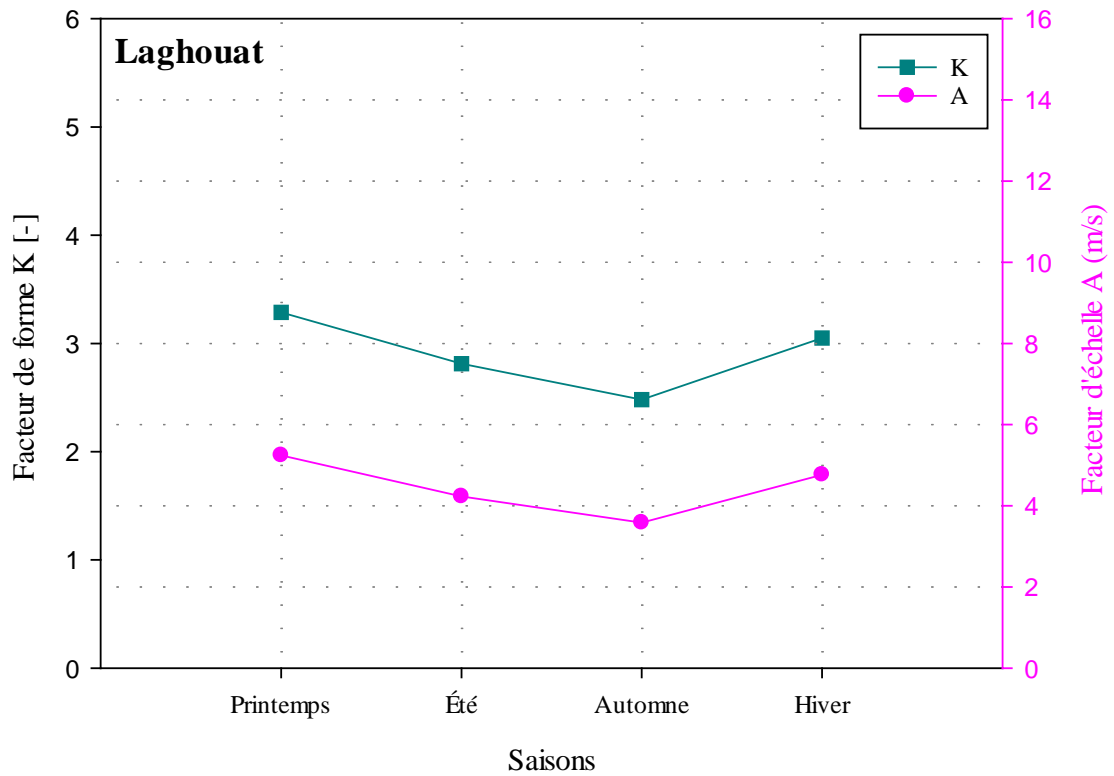
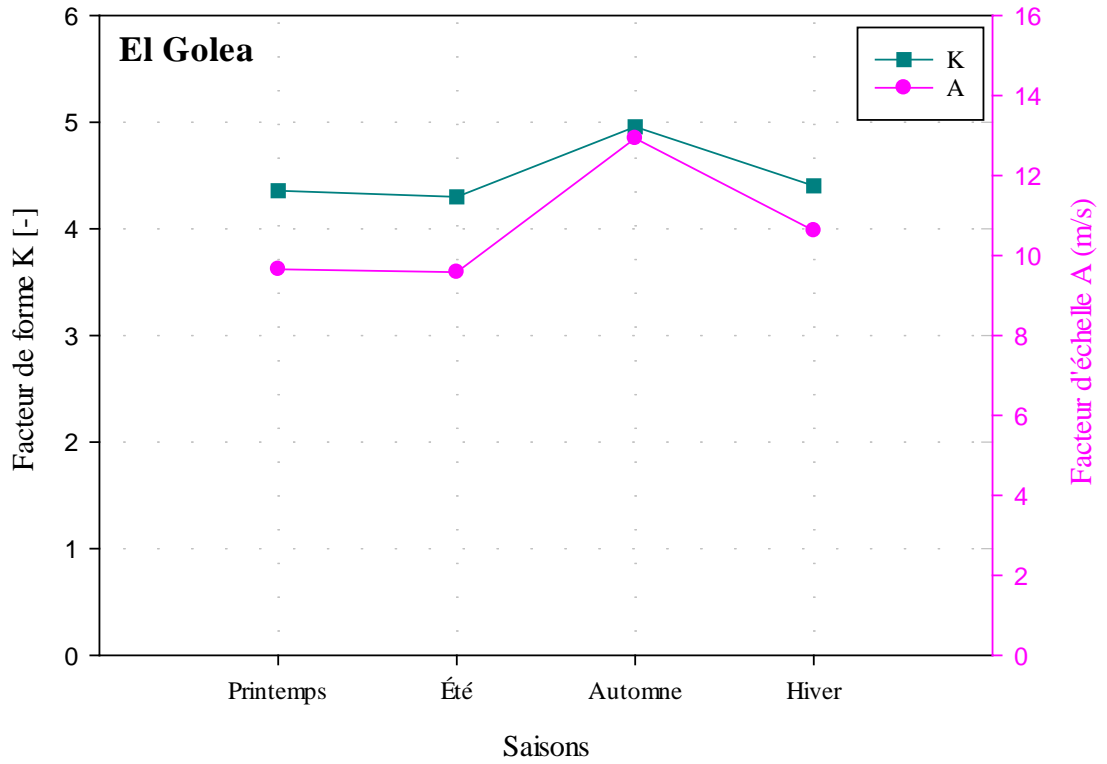


Figure II.29 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol

Pour Les Sites d'El Golea Et Laghouat.

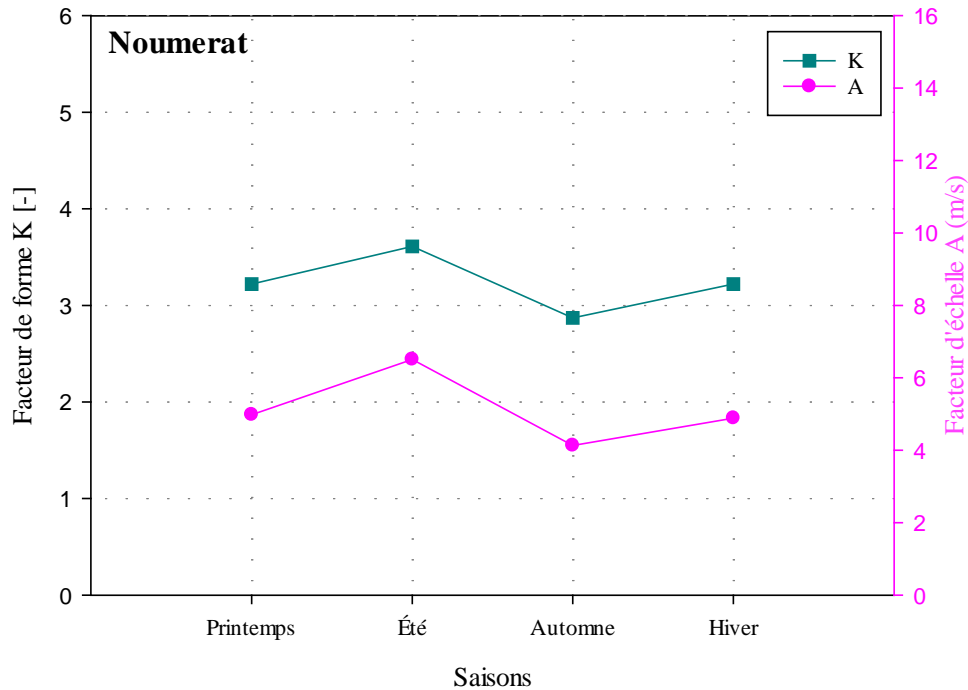


Figure II.30 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Noumerat.

La figure II.29 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en automne avec 12.9312 m/s pour El Golea et en printemps avec 5.2397 m/s pour Laghouat. En outre, sa valeur minimale est en été avec 9.5839 m/s pour El Golea et en automne avec 3.5826 m/s pour Laghouat.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 3.2883 pour Laghouat et en automne avec 4.9583 pour El Golea.

La figure II.30 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée pour le site de Noumerat. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en été avec 6.5044 m/s. En outre, sa valeur minimale est en automne avec 4.1280 m/s.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en été avec 3.6115.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.08.

Tableau II.08 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Saisonnière A 10m Pour Les 3 Sites De Région De Ghardaïa.

Sites	Printemps		Eté		Automne		Hiver	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
El Golea	7.8744	299.0577	6.9368	204.4479	10.2946	668.2495	7.0283	212.6452
Laghouat	4.6453	61.3953	3.6892	30.7544	3.0280	17.0043	4.0545	40.8240
Noumerat	4.5113	56.2373	4.8632	70.4476	3.4145	24.3832	4.0579	40.9269

- ✓ Pour le site d'**El Golea**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en saison d'été avec 6.9368 m/s et la valeur maximale est en saison d'automne avec 10.2946 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 204.4479 W/m² et 668.2495 W/m².
- ✓ Pour le site de **Laghouat**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.0280 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 4.6453 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 17.0043 W/m² et 61.3953 W/m².
- ✓ Pour le site de **Noumerat**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.4145 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 4.8632 m/s en saison d'été. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 24.3832 W/m² et 70.4476 W/m².

❖ **Région de Touggourt**

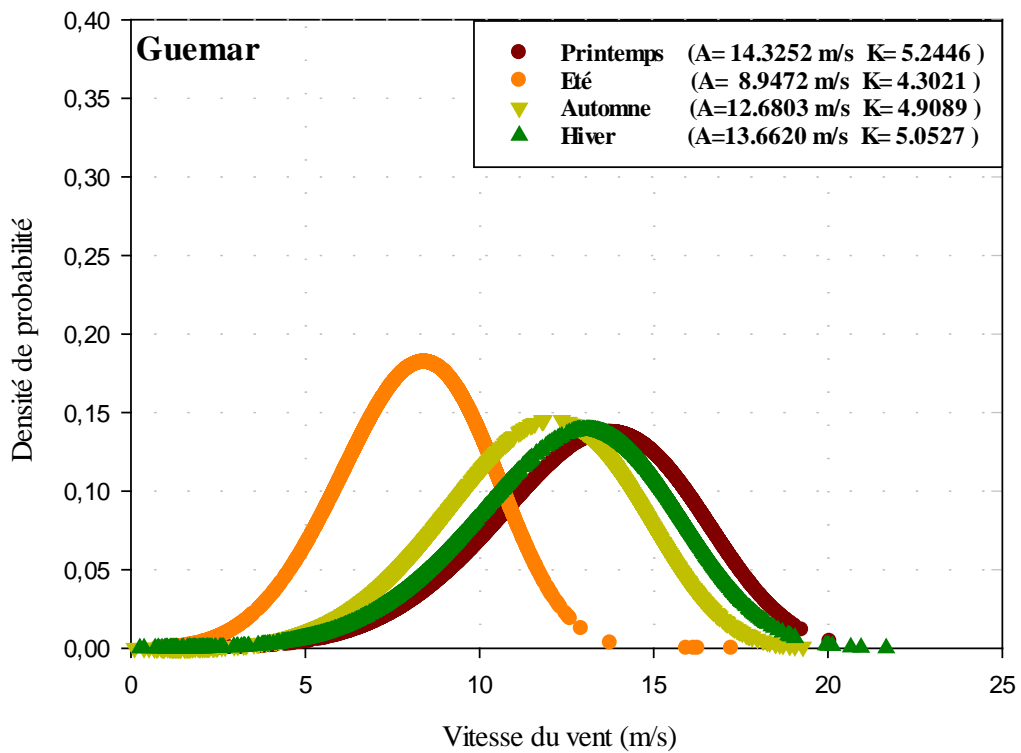
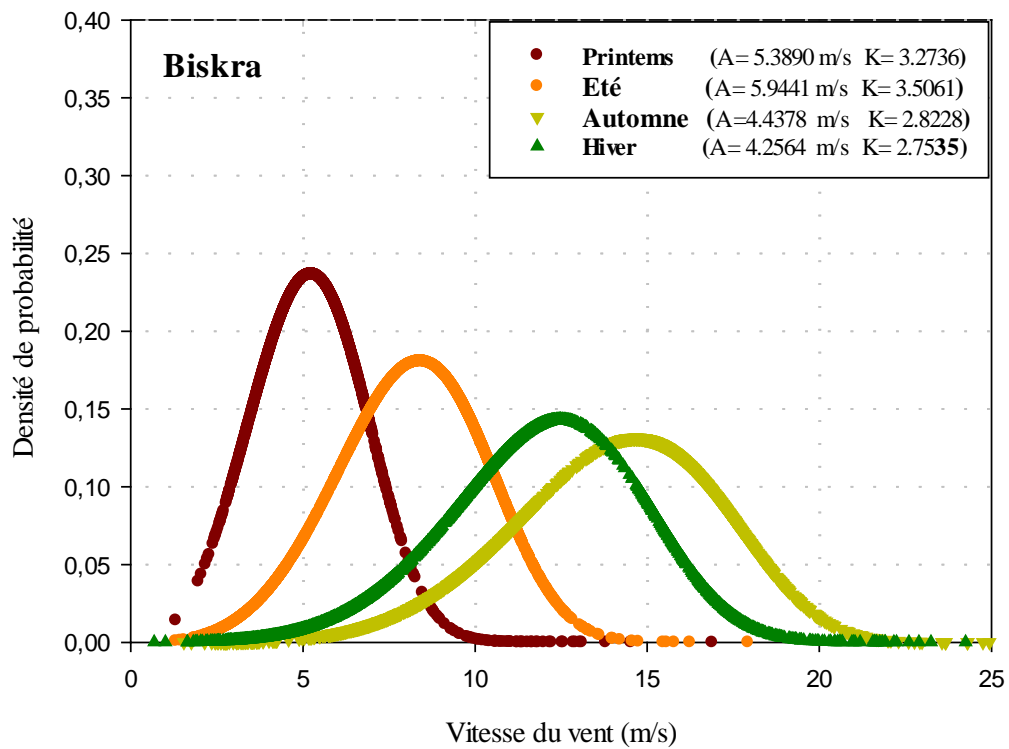


Figure II.31 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra et Guemar.

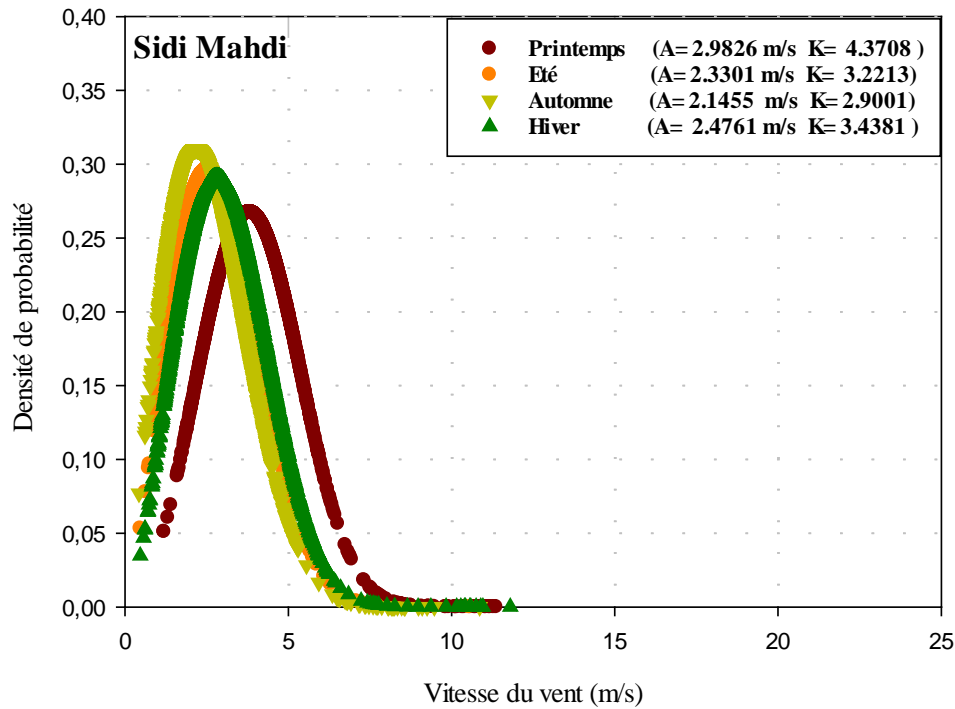


Figure II.32 : La Distribution De Weibull Saisonnière A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.

La distribution de Weibull saisonnière à 10 m pour les 3 sites étudiés de la région de Touggourt est représentée sur les figures **II.31** et **II.32**.

La Figure II.31 représente la distribution de Weibull saisonnière à 10 m pour les deux sites de Biskra et Guemar. Selon les résultats obtenus nous constatons que :

✚ À Guemar, la vitesse du vent ne dépasse pas 20 m/s pour toutes les saisons, sauf l'été où l'intervalle de vitesse s'étend jusqu'à 15 m/s.

✚ À Biskra, la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 23 m/s en hiver, 20 m/s en automne, 15 m/s en été et n'excède pas les 10 m/s au printemps.

À Sidi Mahdi (Figure II.32), toutes les courbes ont une tendance similaire des vitesses du vent pour la distribution de Weibull. Il n'y a pas de saison où la vitesse du vent ne dépasse pas 8 m/s.

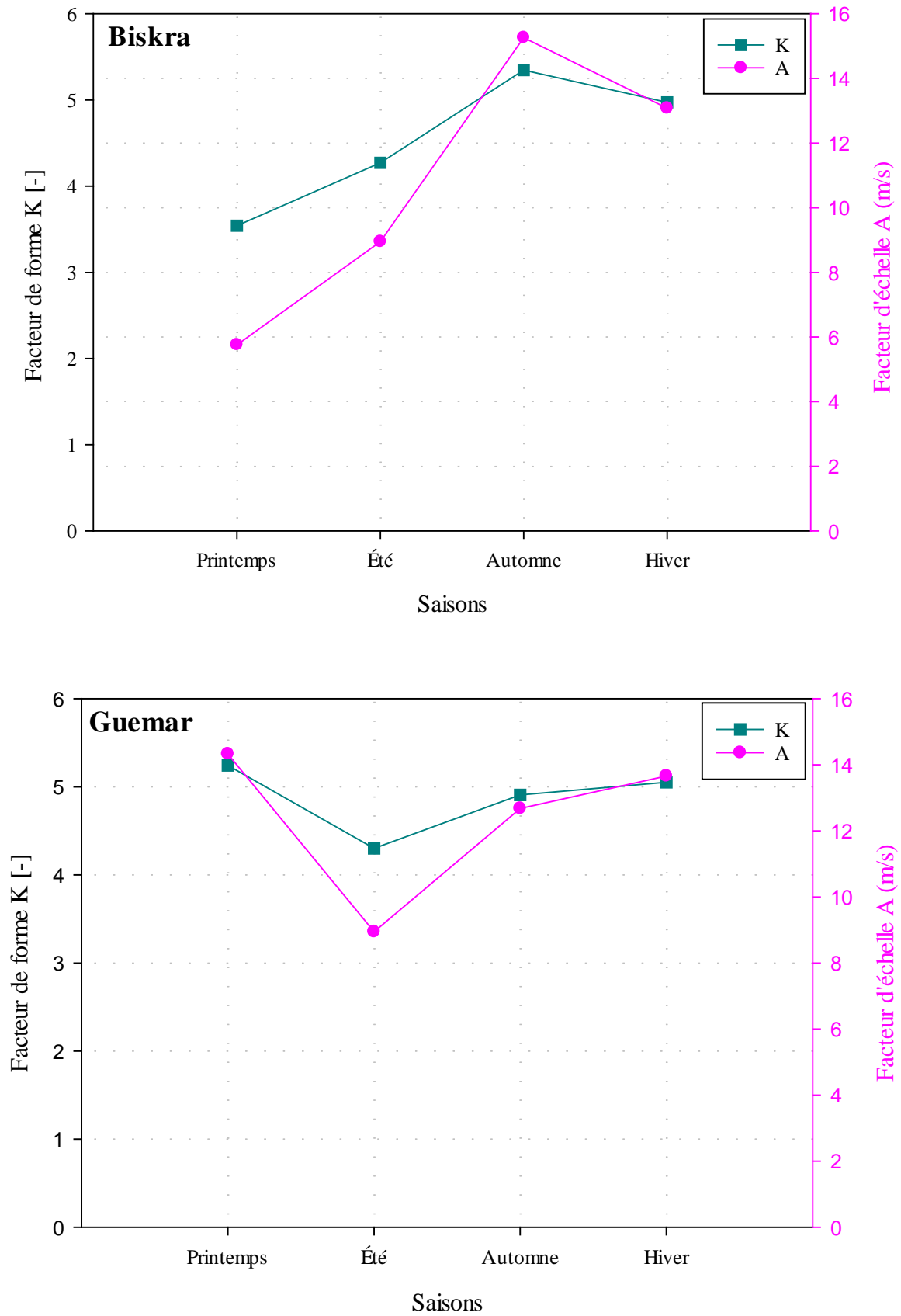


Figure II.33 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra Et Guemar.

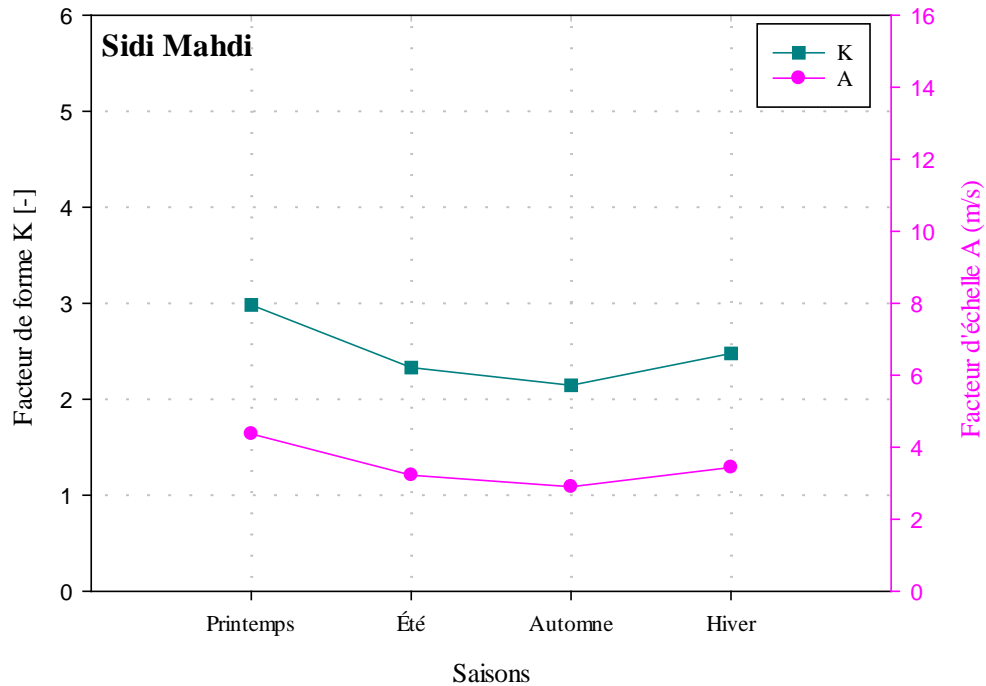


Figure II.34 : Variation Saisonnière Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.

La figure II.33 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en printemps avec 14.3252 m/s pour Guemar et en automne avec 15.2624 m/s pour Biskra. En outre, sa valeur minimale est en été avec 8.9472 m/s pour Guemar et en printemps avec 5.7542 m/s pour Biskra.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 5.2446 pour Guemar et en automne avec 5.3466 pour Biskra.

La figure II.34 représente la distribution saisonnière des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée pour le site de Sidi Mahdi. On remarque que le facteur d'échelle A atteint sa valeur maximale en printemps avec 4.3708 m/s. En outre, sa valeur minimale est en automne avec 2.9001 m/s.

On constate aussi que le facteur de forme K prend son maximum en printemps avec 2.9826.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.09.

Tableau II.09 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Saisonnière A 10m Pour Les 3 Sites De Région De Touggourt.

<i>Sites</i>	<i>Printemps</i>		<i>Eté</i>		<i>Automne</i>		<i>Hiver</i>	
	<i>V</i> <i>(m/s)</i>	<i>P</i> <i>(W/m²)</i>	<i>V</i> <i>(m/s)</i>	<i>P</i> <i>(W/m²)</i>	<i>V</i> <i>(m/s)</i>	<i>P</i> <i>(W/m²)</i>	<i>V</i> <i>(m/s)</i>	<i>P</i> <i>(W/m²)</i>
<i>Biskra</i>	5.1639	84.3416	7.6212	271.1269	13.0172	1351	9.8183	579.7138
<i>Guemar</i>	12.7330	1264.5	8.0961	325.0429	10.3223	673.6575	11.2593	874.2639
<i>Sidi Mahdi</i>	3.9714	38.3638	3.0672	17.6741	2.6330	11.1800	3.0214	16.8944

- ✓ Pour le site de **Biskra**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en saison de printemps avec 5.1639 m/s et la valeur maximale est en saison d'automne avec 13.0172 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 84.3416 W/m² et 1.3510e+03 W/m².
- ✓ Pour le site de **Guemar**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 8.0961 m/s en saison d'été et une valeur maximale de 12.7330 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 325.0429 W/m² et 1.2645e+03 W/m².
- ✓ Pour le site de **Sidi Mahdi**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.6330 m/s en saison d'automne et une valeur maximale de 3.9714 m/s en saison de printemps. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 11.1800 W/m² et 38.3638 W/m².

II.4.3 Etude mensuelle

❖ *Territoire d'Ain-Sefra*

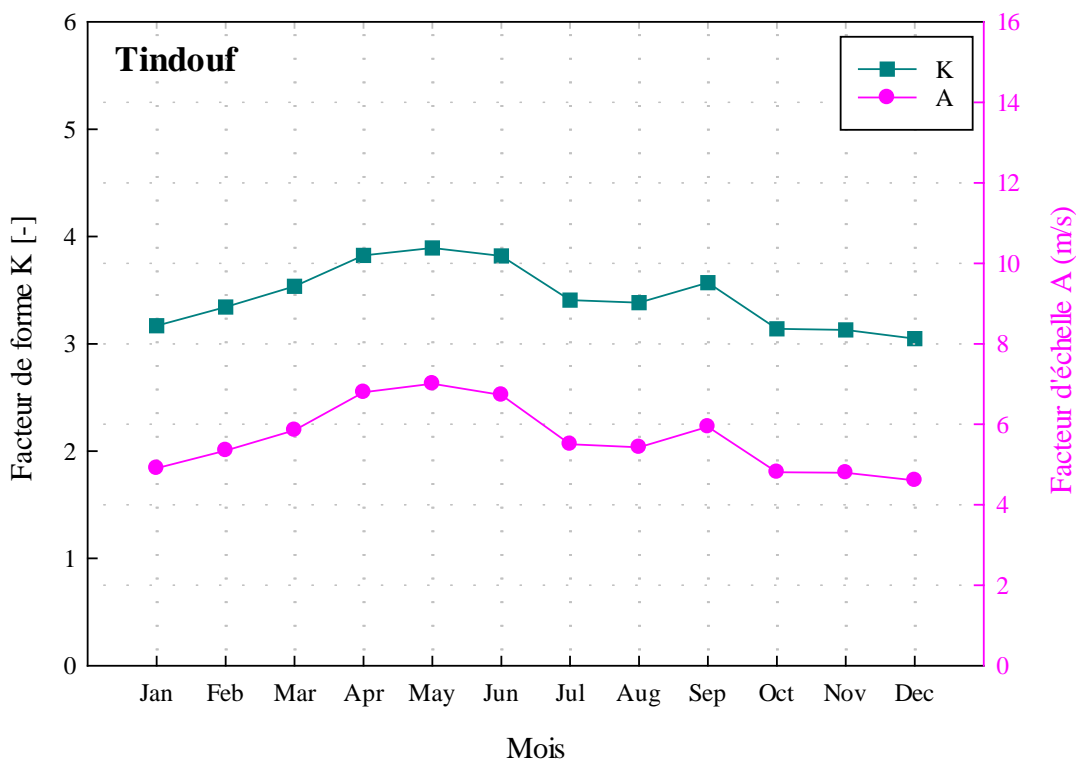
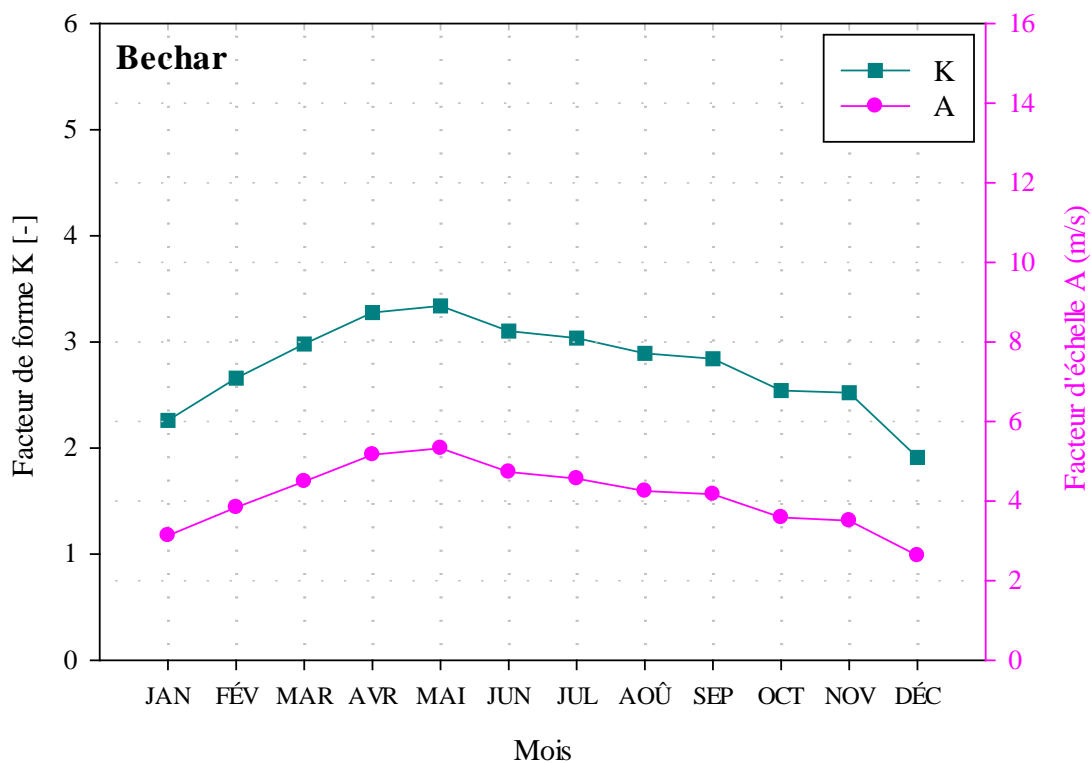


Figure II.35 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Bechar Et Tindouf.

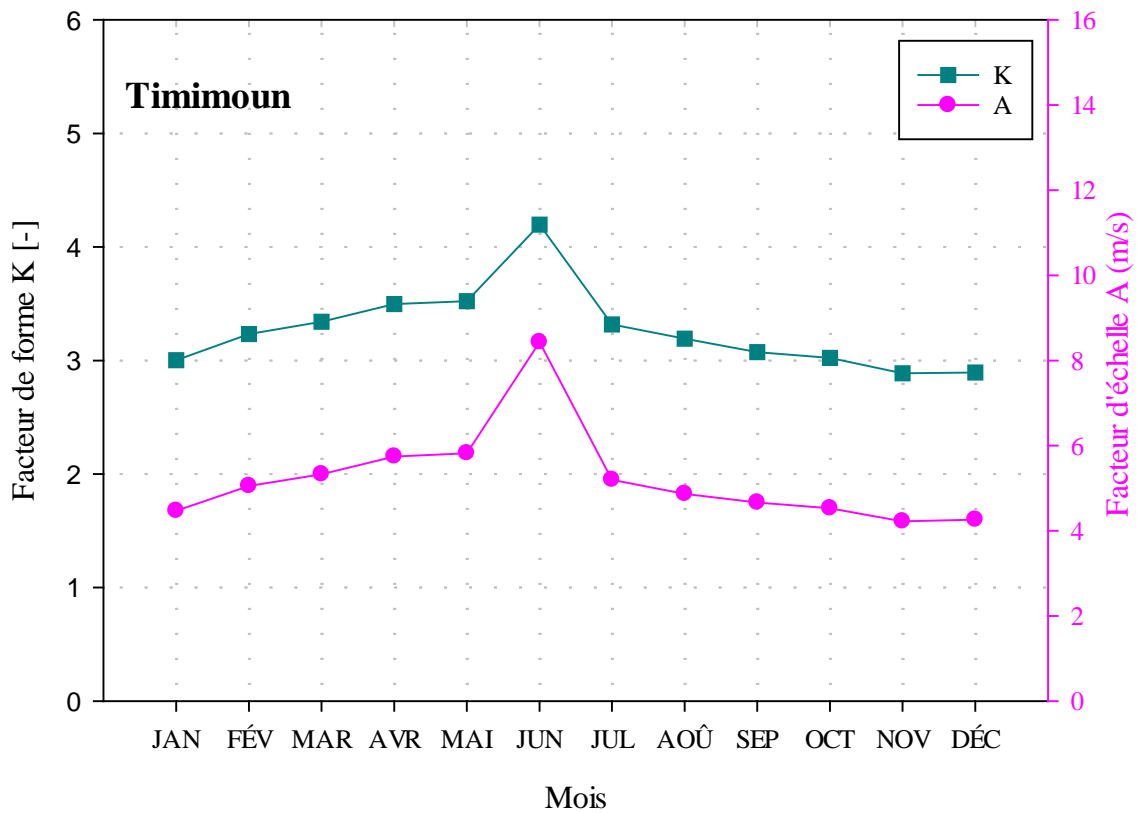
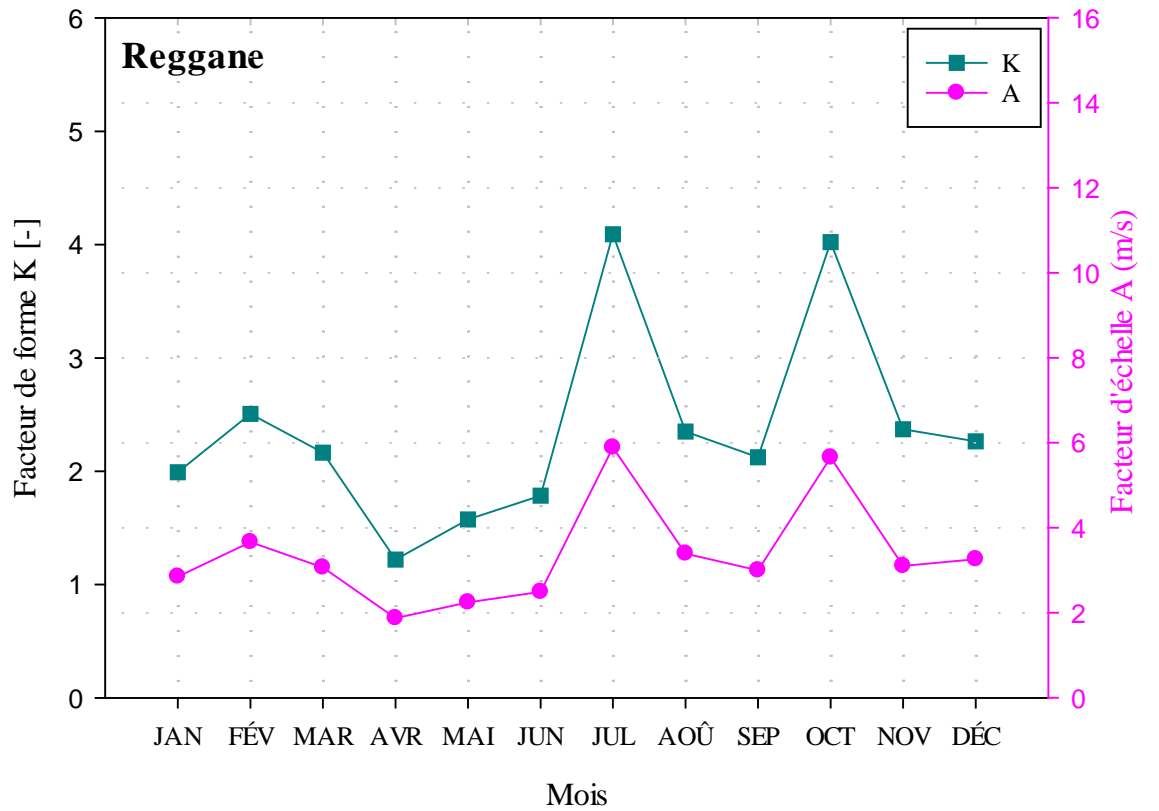


Figure II.36 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Reggane Et Timimoun.

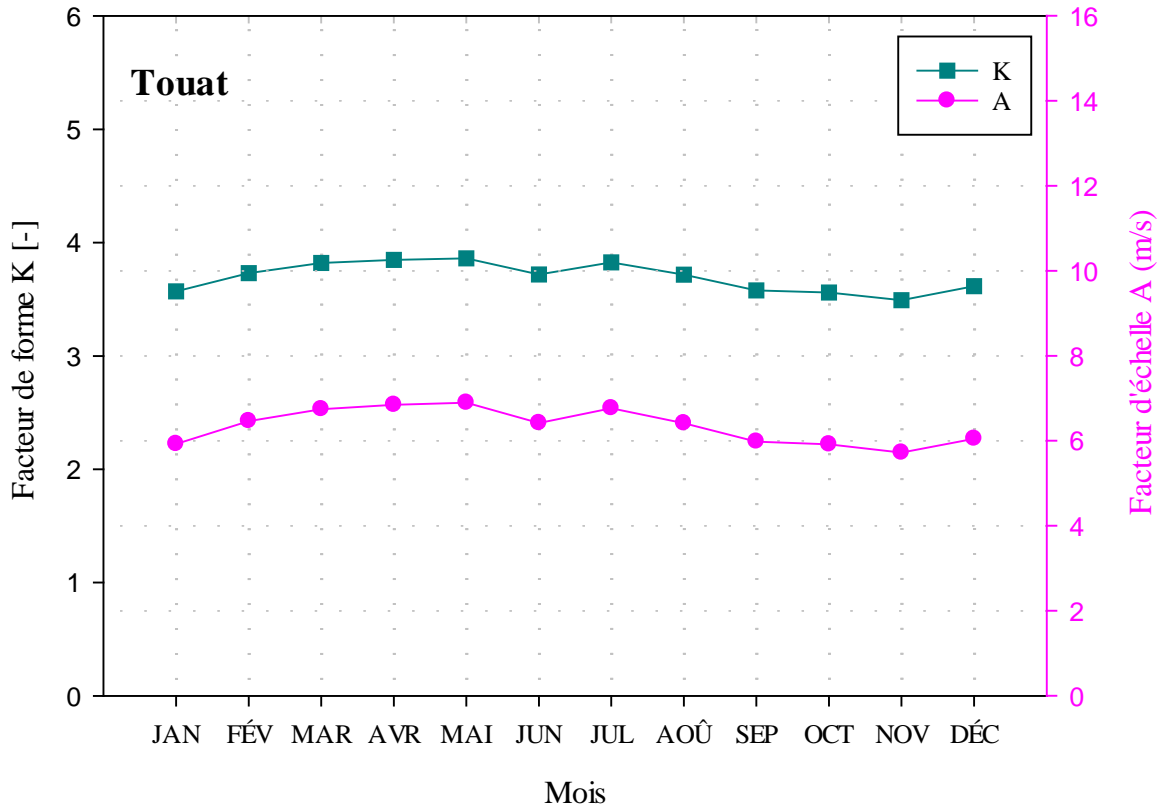


Figure II.37 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Touat.

La figure II.35 représente la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pendant la période étudiée. On remarque une augmentation du paramètre de forme K aux mois chauds de 2.8423 à 3.3410 pour Bechar et entre 3.4089 et 3.8941 pour Tindouf. Les valeurs minimales sont pour les mois froids de 1.9109 à 2.6504 pour Bechar et entre 3.0484 et 3.3436. L'analyse donne aussi une valeur maximale du paramètre d'échelle A en Mai pour les deux sites Bechar et Tindouf avec respectivement 5.3271 m/s et 7.0083 m/s.

La figure II.36 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois de Juillet pour Reggane avec 5.8858 m/s, pour Timimoun le mois de Juin correspond à la valeur maximale avec 8.4320 m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site de Timimoun et atteint une valeur minimale au mois de Novembre avec 4.2194 m/s, pour Reggane le mois d'Avril correspond à la valeur minimale avec 1.8729 m/s. Quant au paramètre de forme, il croît considérablement en milieu d'année entre Mai et Septembre pour les deux sites, et atteint sa valeur maximale au mois de Juillet avec 4.0917 pour Reggane, et au mois de Juin avec 4.1981 pour Timimoun.

La figure II.37 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour le site de Touat. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint sa valeur maximale au mois de Mai avec 6.8947 m/s et sa valeur minimale au mois de Novembre avec 5.7193 m/s. Quant au paramètre de forme, il atteint sa valeur maximale au mois de Mai avec 3.8620.

La variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.10.

Tableau II.10 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m Pour Les 5 Sites De Région d'Ain Sefra.

Mois	Bechar		Tindouf		Reggane		Timimoun		Touat	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
<i>Janvier</i>	2.7395	12.5931	4.5445	57.4867	2.5291	9.9088	4.1289	43.1139	5.7008	113.4789
<i>Février</i>	3.4735	25.6688	5.0155	77.2790	3.1381	18.9275	4.7190	64.3661	6.1728	144.0618
<i>Mars</i>	4.1080	42.4622	5.5397	104.1263	2.6434	11.3140	4.9659	75.0080	6.4307	162.8864
<i>Avril</i>	4.8835	71.3363	6.5815	174.6145	1.8150	3.6620	5.3613	94.3863	6.4762	166.3695
<i>Mai</i>	5.0555	79.1420	6.8501	196.8801	2.0720	5.4482	5.4842	101.0276	6.5899	175.2875
<i>Juin</i>	4.4927	55.5446	6.5198	169.7526	2.2820	7.2788	6.7025	184.4266	6.1293	141.0372
<i>Juillet</i>	4.2641	47.4897	5.3744	95.0790	3.3030	22.0705	4.8891	71.5809	6.4204	162.1053
<i>Août</i>	4.0206	39.8080	5.2882	90.5774	2.97	15.6396	4.6074	59.9052	6.1723	144.0251
<i>Septembre</i>	3.8973	36.2571	5.7682	117.5516	2.6587	11.5116	4.4640	54.4846	5.7160	114.3902
<i>Octobre</i>	3.2891	21.7945	4.5867	59.1039	2.5074	9.6557	4.2617	47.4096	5.6746	111.9196
<i>Novembre</i>	3.0735	17.7829	4.4910	55.4797	2.5524	10.1851	3.9237	36.9997	5.5180	102.9101
<i>Décembre</i>	2.4538	9.0492	4.2501	47.0230	2.8985	14.9149	4.0051	39.3498	5.7867	118.6829

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

- ✓ Pour le site de **Bechar**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en décembre avec 2.4538 m/s et la valeur maximale est en Mai avec 5.0555 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 9.0492 W/m² en Décembre et 79.1420 W/m² en Mai.

- ✓ Pour le site de **Tindouf**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 4.2501 m/s en Décembre et une valeur maximale de 6.8501 m/s en Mai. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 47.0230 W/m² et 196.8801 W/m².

- ✓ Pour le site de **Reggane**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 1.8150 m/s en Avril et une valeur maximale de 3.3030 m/s en Juillet. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 3.6620 W/m² et 22.0705 W/m².

- ✓ Pour le site de **Timimoun**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.9237 m/s en Novembre et une valeur maximale de 6.7025 m/s en Juin. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 36.9997 W/m² et 184.4266 W/m².

- ✓ Pour le site de **Touat**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 5.5180 m/s en Novembre et une valeur maximale de 6.5899 m/s en Mai. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 102.9101 W/m² et 175.2875 W/m².

❖ **Territoire des Oasis**

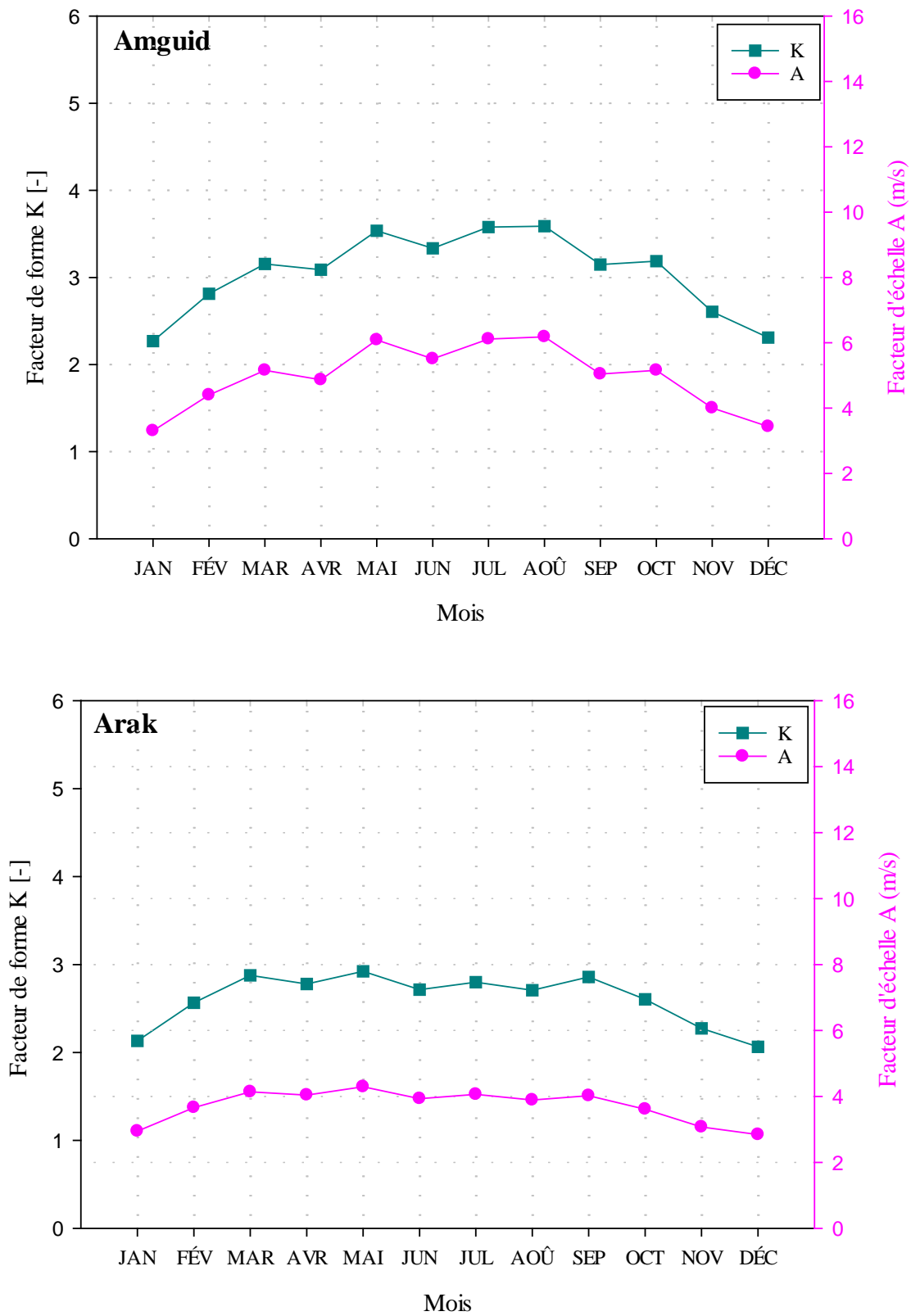


Figure II.38 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Amguid Et Arak.

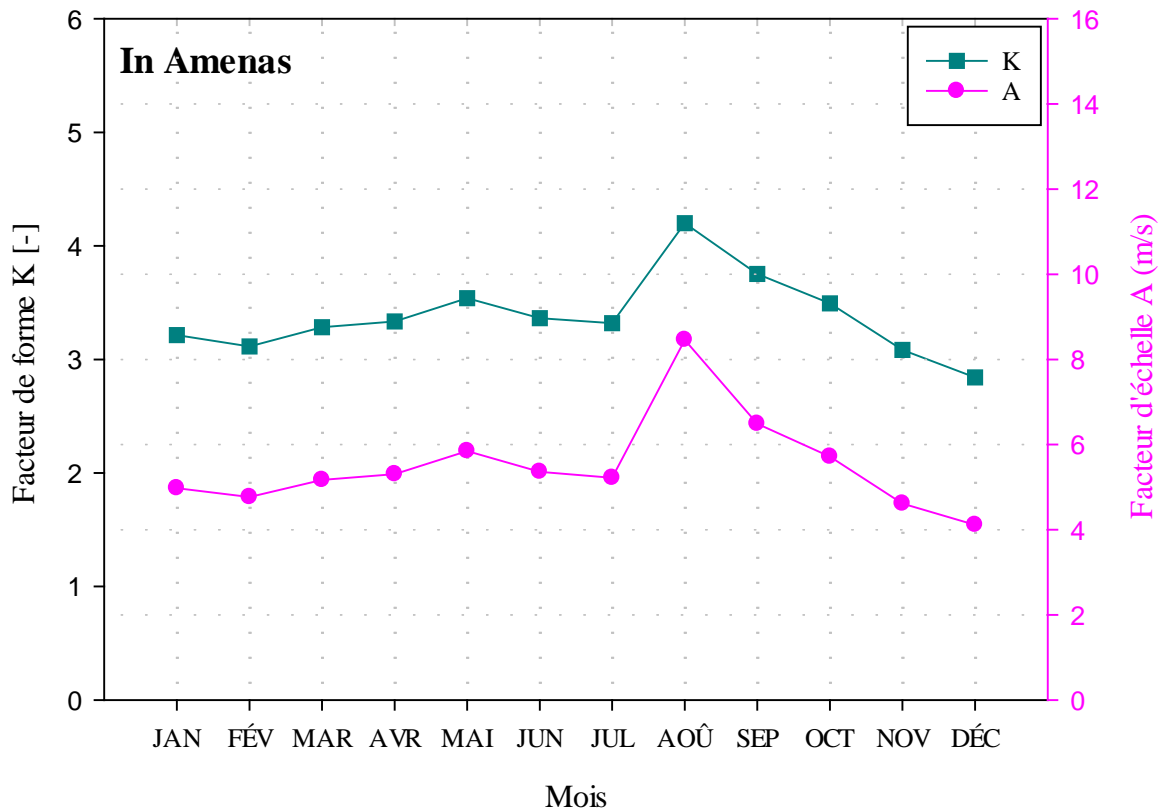
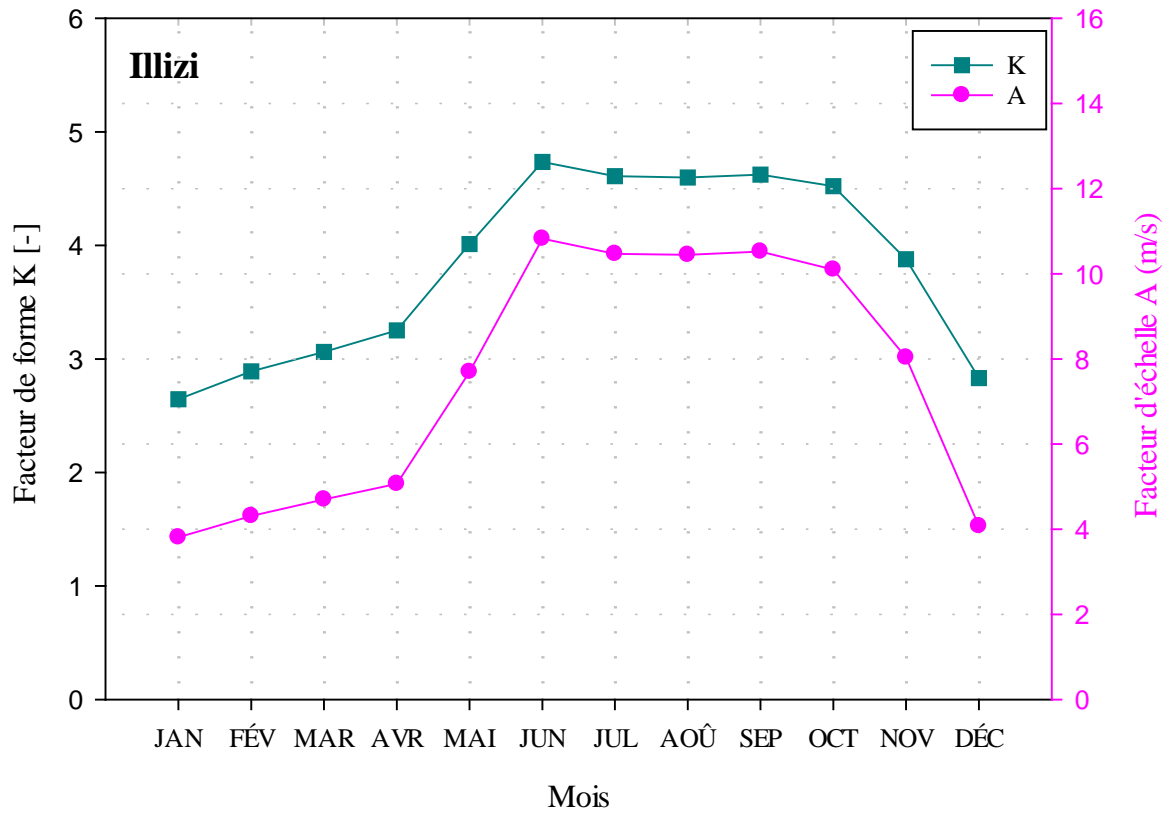


Figure II.39 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol

Pour Les Sites d'Illizi Et In Amenas.

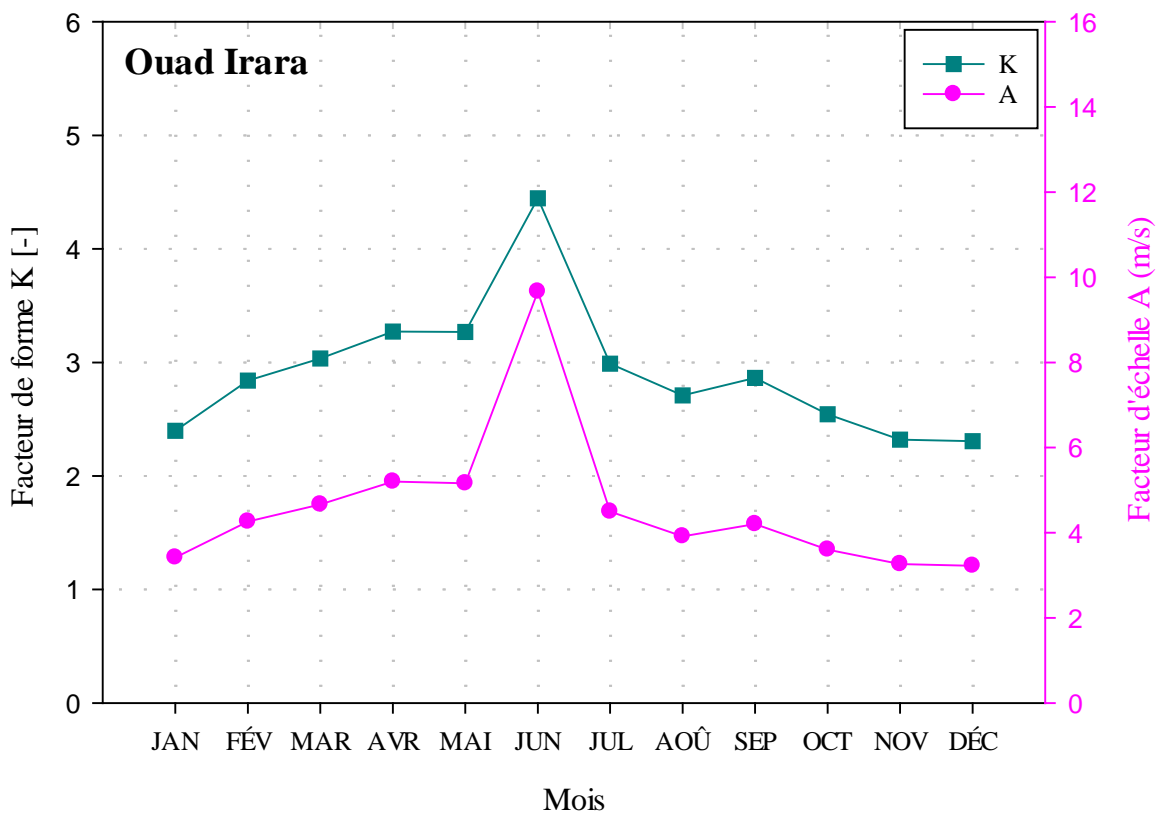
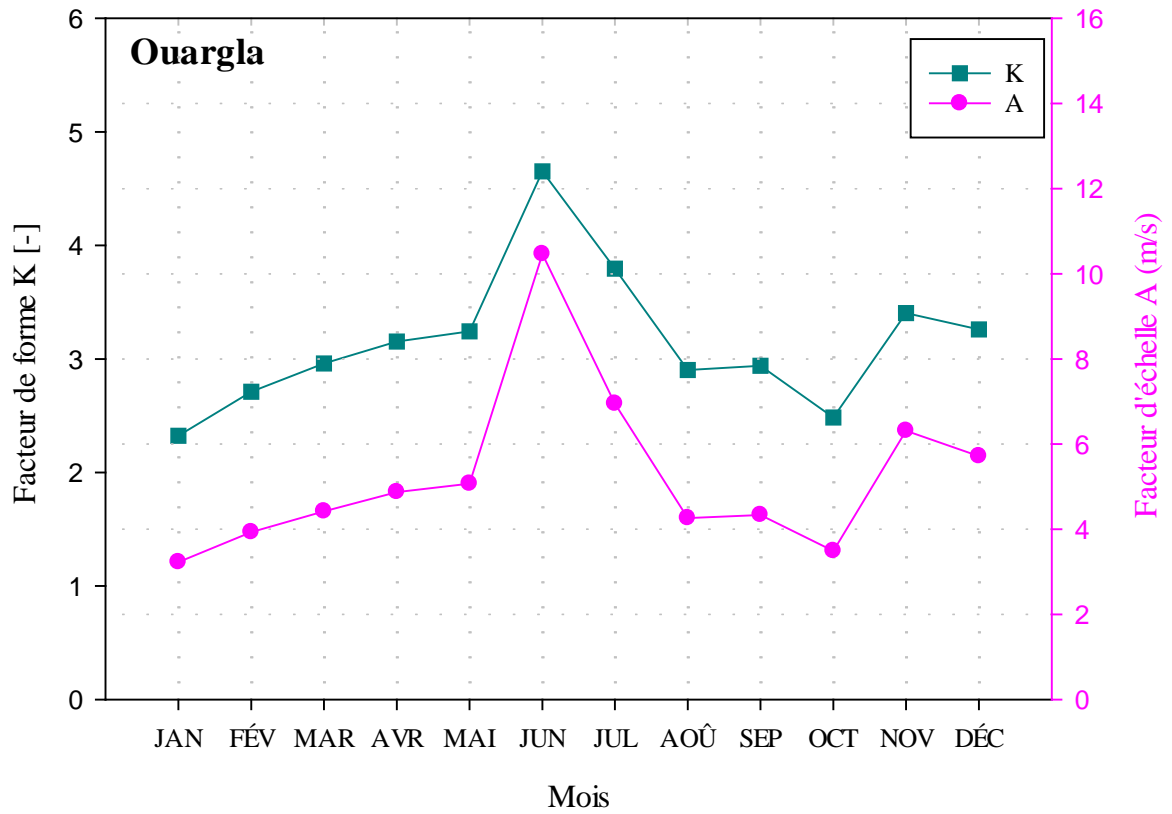


Figure II.40 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites d'Ouargla Et Ouad Irara.

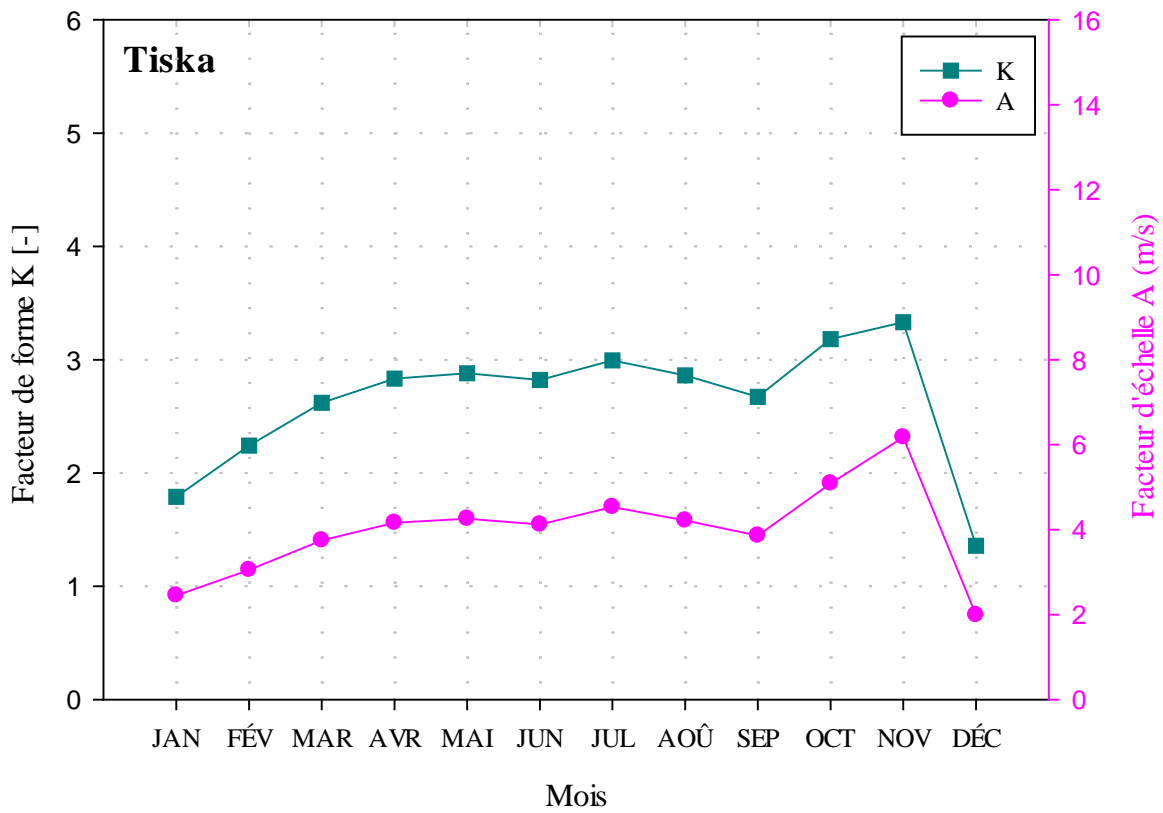
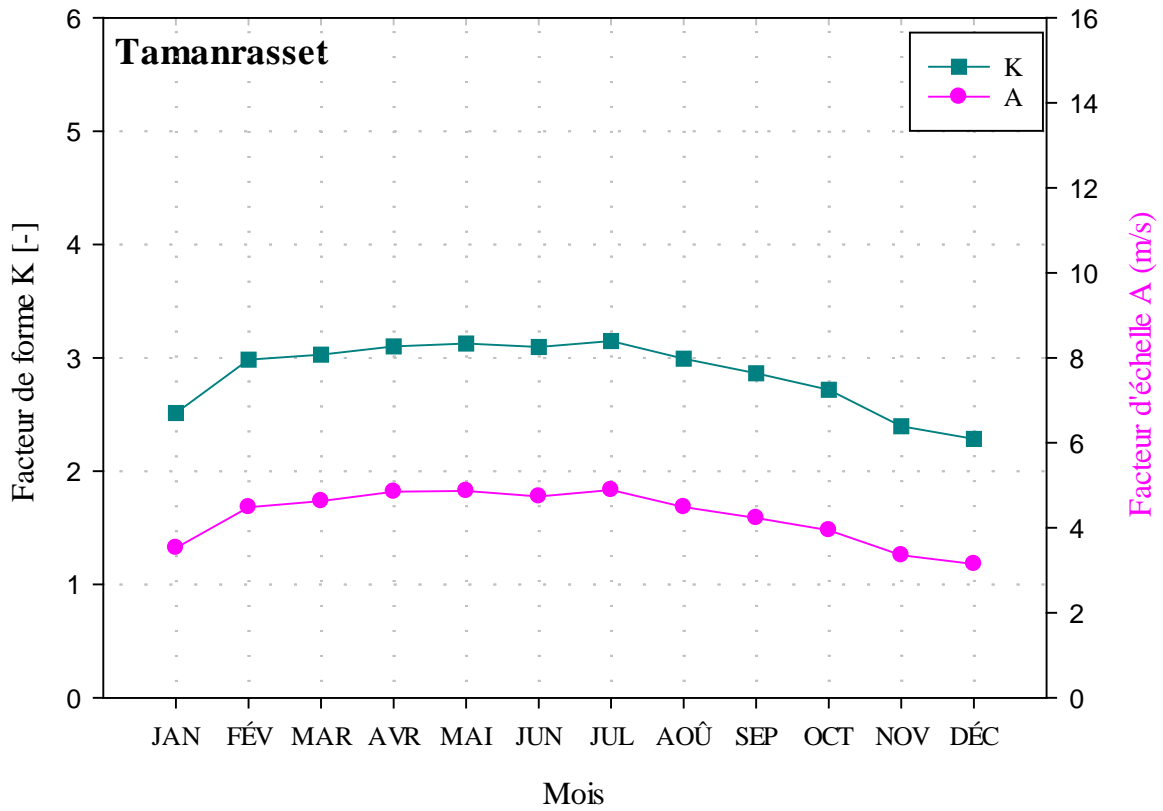


Figure II.41 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol

Pour Les Sites De Tamanrasset Et Tiska.

La figure II.38 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois d'Août pour Amguid avec 6.1792 m/s, pour Arak le mois de Mai correspond à la valeur maximale avec 4.2911m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site d'Arak et atteint une valeur minimale au mois de Décembre avec 2.8444 m/s, pour Amguid le mois de Janvier correspond à la valeur minimale avec 3.3049m/s. Quant au paramètre de forme, il croît considérablement en milieu d'année entre Mai et Septembre pour les deux sites, et atteint sa valeur maximale au mois d'Août avec 3.5886 pour Amguid, et au mois de Mai avec 2.9232 pour Arak.

La figure II.39 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois de Juin pour Illizi avec 10.8272 m/s, pour In Amenas le mois d'Août correspond à la valeur maximale avec 8.4588 m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site d'In Amenas et atteint une valeur minimale au mois de Décembre avec 4.1119 m/s, pour Illizi le mois de Janvier correspond à la valeur minimale avec 3.8086 m/s. Quant au paramètre de forme, il croît considérablement en milieu d'année entre Mai et Septembre pour les deux sites, et atteint sa valeur maximale au mois de Juin avec 4.7357 pour Illizi, et au mois d'Août avec 4.2010 pour In Amenas.

La figure II.40 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois de Juin pour Ouargla avec 10.4640 m/s, pour Ouad Irara le mois de Juin correspond à la valeur maximale avec 9.6653 m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site d'Ouad Irara et atteint une valeur minimale au mois de Décembre avec 3.2232 m/s, pour Ouargla le mois de Janvier correspond à la valeur minimale avec 3.2269 m/s. Quant au paramètre de forme, il croît considérablement en milieu d'année entre Mai et Septembre pour les deux sites, et atteint sa valeur maximale au mois de Juin avec 4.6531 pour Ouargla, et au mois de Juin avec 4.4458 pour Ouad Irara.

La figure II.41 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois de Juillet pour Tamanrasset avec 4.8901 m/s, pour Tiska le mois de Novembre correspond à la valeur maximale avec 6.1709 m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site de Tiska et atteint une valeur minimale au mois de Décembre avec 1.9883 m/s, pour Tamanrasset le mois de Décembre correspond à la valeur minimale avec 3.1461 m/s. Quant au paramètre de forme, il atteint sa valeur maximale au mois de Juillet avec 3.1490 pour Tamanrasset, et au mois de Novembre avec 3.3313 pour Tiska.

La variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.11.

Tableau II.11 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m Pour

Les 8 Sites De Région Des Oasis.

Mois	Amguid		Arak		Illizi		In Amenas		Ouargla		Oued Irara		Tamarrasset		Tiska	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
<i>Janvier</i>	2.8519	14.2072	2.6479	11.3711	3.4193	24.4868	4.2276	46.2796	2.8602	14.3324	2.9007	14.9493	3.2748	21.5107	2.2827	7.2853
<i>Février</i>	3.7086	31.2427	3.3475	22.9750	3.8984	36.2880	4.3444	50.2207	3.5549	27.5154	3.6397	29.5331	3.8490	34.9255	2.7205	12.3326
<i>Mars</i>	4.2639	47.4819	3.6681	30.2300	4.2444	46.8335	4.7856	67.1294	4.0049	39.3434	4.1116	42.5744	4.1795	44.7170	3.4389	24.9103
<i>Avril</i>	4.2186	45.9856	3.6754	30.4104	4.4385	53.5575	5.0253	77.7302	4.6104	60.0236	4.6863	63.0377	4.2515	47.0677	3.8568	35.1397
<i>Mai</i>	5.2588	89.0756	3.9194	36.8783	5.8818	124.6322	5.5553	105.0123	4.8883	71.5467	4.8199	68.5826	4.4189	52.8493	3.9795	38.5994
<i>Juin</i>	4.8062	67.9986	3.7167	31.4462	9.9641	605.9212	5.1252	82.4614	9.8994	594.2032	8.1285	328.9578	4.3887	51.7726	3.9072	36.5336
<i>Juillet</i>	5.5632	105.4567	3.9224	36.9617	9.3411	499.2246	4.8844	71.3759	5.1656	84.4262	4.0123	39.5640	4.4684	54.6480	4.2267	46.2503
<i>Août</i>	5.3845	95.6211	3.7334	31.8730	9.3239	496.4834	6.7610	189.2917	4.0661	41.1755	3.5929	28.4073	4.1268	43.0477	3.9040	36.4441
<i>Septembre</i>	4.3296	49.7111	3.6557	29.9247	9.4649	519.3495	5.2070	86.4711	4.1269	43.0507	3.8773	35.7018	3.8757	35.6579	3.5980	28.5286
<i>Octobre</i>	4.3534	50.5338	3.3350	22.7199	8.8551	425.2943	4.8046	67.9310	3.2855	21.7224	3.2246	20.5371	3.5962	28.4868	3.5791	28.0823
<i>Novembre</i>	3.3025	22.0619	2.7905	13.3094	5.7445	116.1111	4.0605	41.0059	4.3768	51.3551	2.8463	14.1243	3.0197	16.8654	4.2855	48.2079
<i>Décembre</i>	2.8542	14.2410	2.6546	11.4579	3.3759	23.5655	3.7460	32.1978	3.9880	38.8491	2.8112	13.6073	2.9531	15.7743	1.9263	4.3780

- ✓ Pour le site d'**Amguid**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en Janvier avec 2.8519 m/s et la valeur maximale est en Juillet avec 5.5632 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 14.2072 W/m² en Janvier et 105.4567 W/m² en Juillet.
- ✓ Pour le site d'**Arak**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.6479 m/s en Janvier et une valeur maximale de 3.9224 m/s en Juillet. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 11.3711 W/m² et 36.9617 W/m².
- ✓ Pour le site d'**Illizi**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.3759 m/s en Décembre et une valeur maximale de 9.9641 m/s en Juin. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 23.5655 W/m² et 605.9212 W/m².
- ✓ Pour le site d'**In Amenas**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.7460 m/s en Décembre et une valeur maximale de 6.7610 m/s en Août. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 32.1978 W/m² et 189.2917 W/m².
- ✓ Pour le site d'**Ouargla**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.8602 m/s en Janvier et une valeur maximale de 9.8994 m/s en Juin. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 14.3324 W/m² et 594.2032 W/m².
- ✓ Pour le site d'Ouad **Irara**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.8112 m/s en Décembre et une valeur maximale de 8.1285 m/s en Juin. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 13.6073 W/m² et 328.9578 W/m².
- ✓ Pour le site de **Tamanrasset**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.9531 m/s en Décembre et une valeur maximale de 4.4684 m/s en Juillet. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 15.7743 W/m² et 54.6480 W/m².
- ✓ Pour le site de **Tiska**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 1.9263 m/s en Décembre et une valeur maximale de 4.2855 m/s en Novembre. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 1.9263 W/m² et 4.3780 W/m².

❖ **Territoire de Ghardaïa**

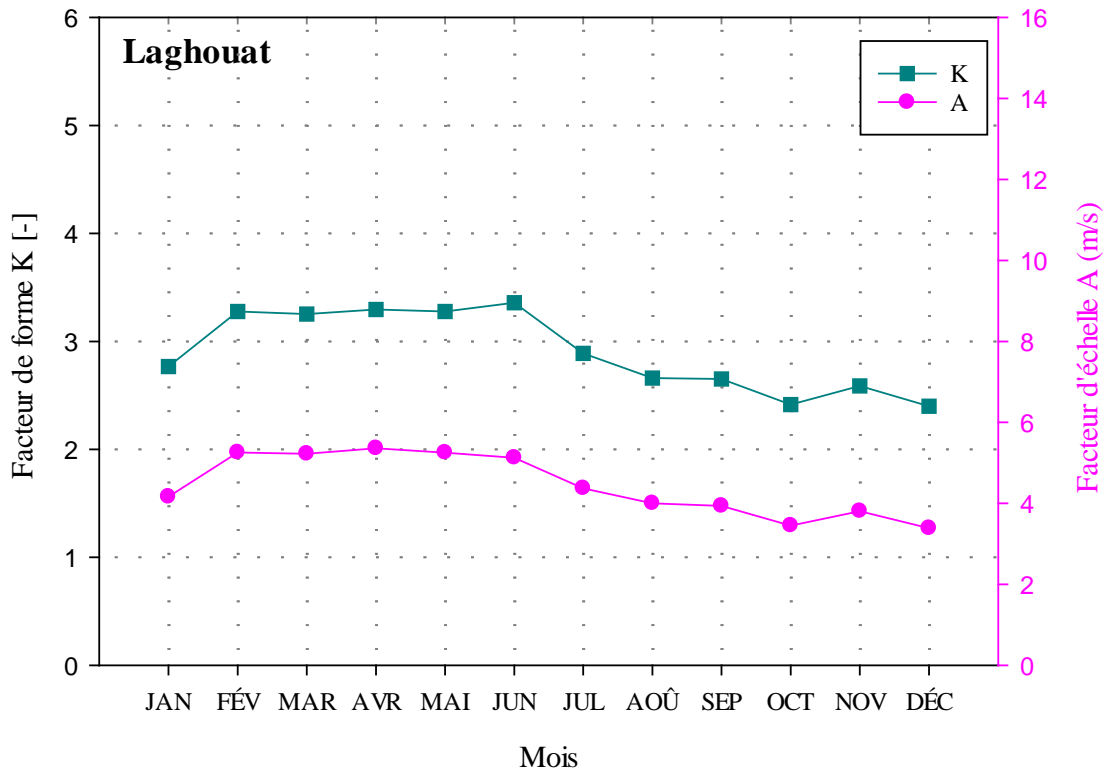
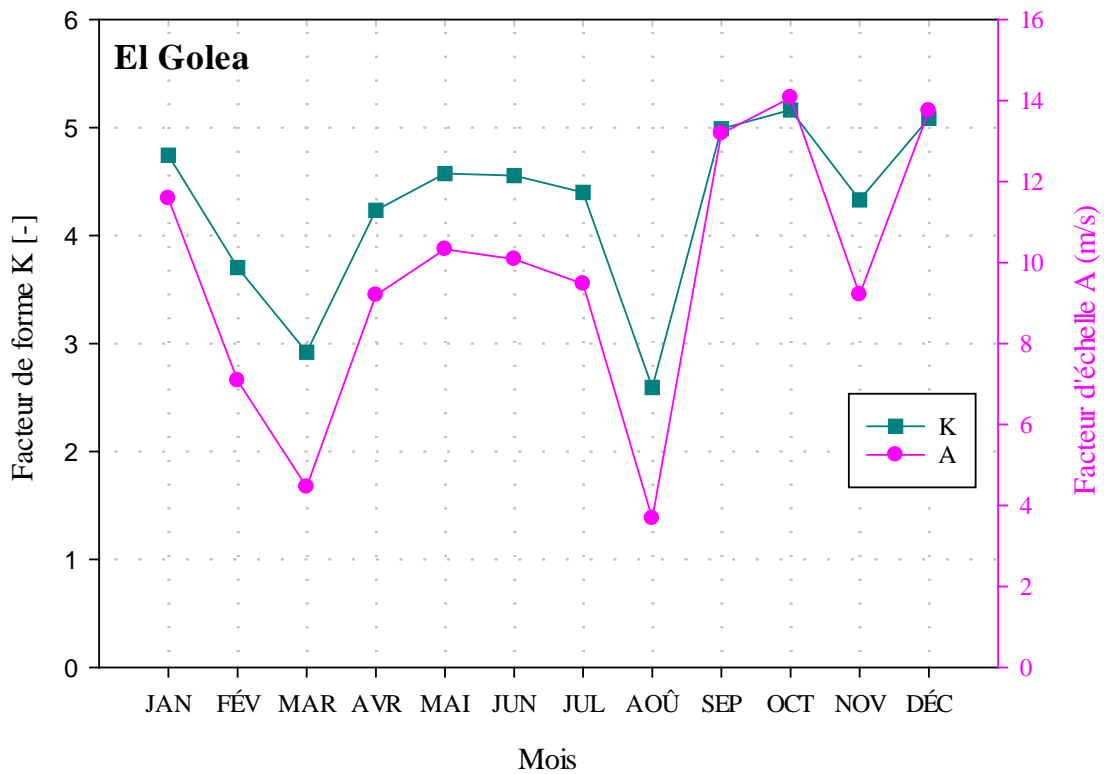


Figure II.42 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol

Pour Les Sites d'El Golea Et Laghouat.

La figure II.42 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois d'octobre pour El Golea avec 14.0722 m/s, pour Laghouat le mois d'Avril correspond à la valeur maximale avec 5.3590 m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site de Laghouat et atteint une valeur minimale au mois de Décembre avec 3.3828 m/s, pour El Golea le mois d'Août correspond à la valeur minimale avec 3.6760 m/s. Quant au paramètre de forme, il atteint sa valeur maximale au mois d'Octobre avec 5.1650 pour El Golea, et au mois d'Avril avec 3.2967 pour Laghouat.

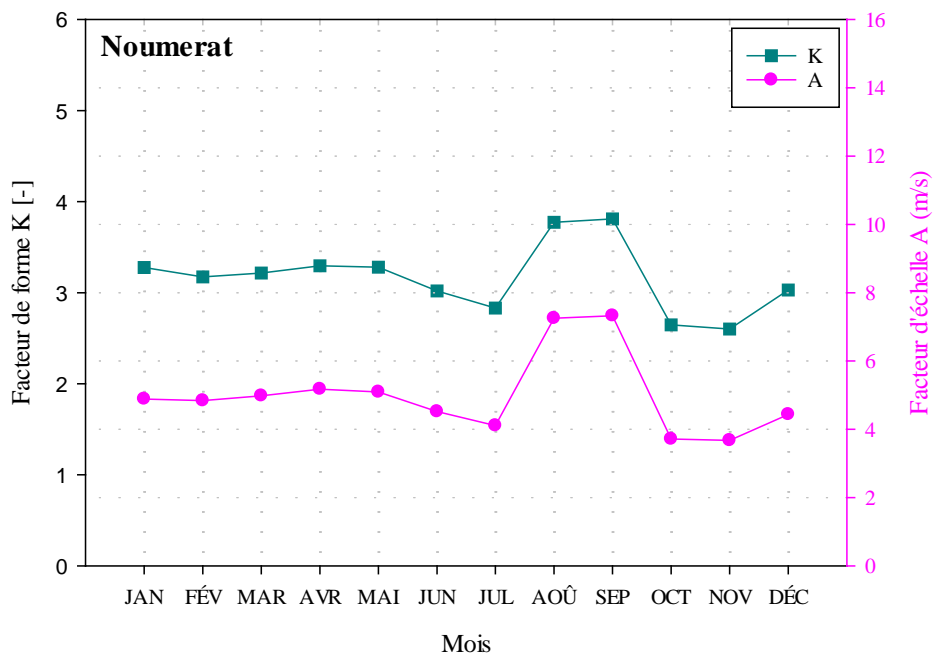


Figure II.43 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Noumerat.

La figure II.43 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour le site de Noumerat. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint sa valeur maximale au mois de Septembre avec 7.3282 m/s et sa valeur minimale au mois de Novembre avec 3.6717 m/s. Quant au paramètre de forme, il atteint sa valeur maximale au mois de Septembre avec 3.8119.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.12.

Tableau II.12 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m Pour Les 3 Sites De Région De Ghardaïa.

<i>Mois</i>	<i>El Golea</i>		<i>Laghouat</i>		<i>Noumerat</i>	
	<i>V (m/s)</i>	<i>P (W/m²)</i>	<i>V (m/s)</i>	<i>P (W/m²)</i>	<i>V (m/s)</i>	<i>P (W/m²)</i>
<i>Janvier</i>	9.1740	472.9080	3.5399	27.1694	3.8022	33.6685
<i>Février</i>	4.9553	74.5278	4.5442	57.4750	4.1491	43.7495
<i>Mars</i>	3.8233	34.2309	4.5984	59.5556	4.3761	51.3291
<i>Avril</i>	7.0236	212.2180	4.7836	67.0457	4.6987	63.5371
<i>Mai</i>	9.1240	465.2183	4.7317	64.8855	4.5650	58.2684
<i>Juin</i>	9.1077	462.7316	4.3386	50.0201	4.1480	43.7139
<i>Juillet</i>	8.3027	350.5625	3.8419	34.7344	3.6139	28.9080
<i>Août</i>	3.3870	23.7978	3.5052	26.3779	5.4273	97.9174
<i>Septembre</i>	10.5725	723.8352	3.4405	24.9442	5.7137	114.2500
<i>Octobre</i>	11.8603	1.0219e+03	2.8224	13.7713	3.1717	19.5422
<i>Novembre</i>	7.7453	284.5889	3.2384	20.8013	3.2545	21.1140
<i>Décembre</i>	11.2031	861.2418	2.9862	16.3110	3.6818	30.5682

- ✓ Pour le site d'**El Golea**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en Août avec 3.3870 m/s et la valeur maximale est en Octobre avec 11.8603 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 23.7978 W/m² en Août et 1.0219e+03 W/m² en Octobre.
- ✓ Pour le site de **Laghouat**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.8224 m/s en Octobre et une valeur maximale de 4.7836 m/s en Avril. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 13.7713 W/m² et 67.0457 W/m².
- ✓ Pour le site de **Noumerat**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3.1717 m/s en Octobre et une valeur maximale de 5.7137 m/s en Septembre. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 19.5422 W/m² et 114.2500 W/m².

❖ **Territoire de Touggourt**

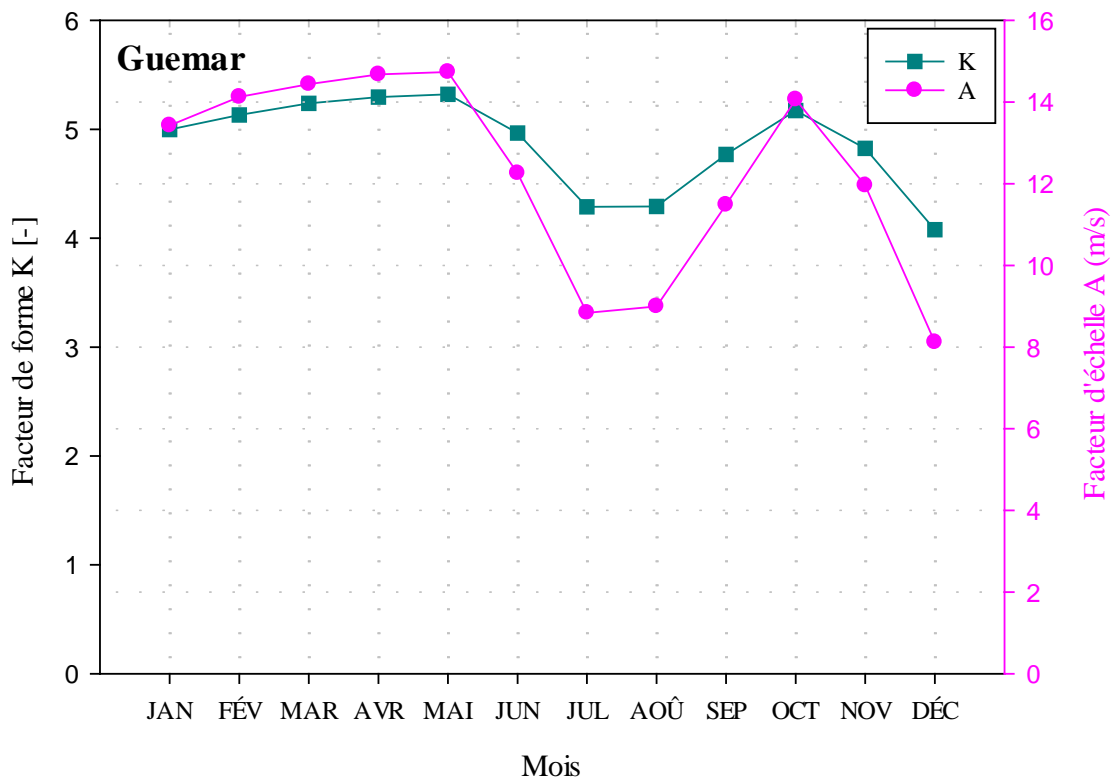
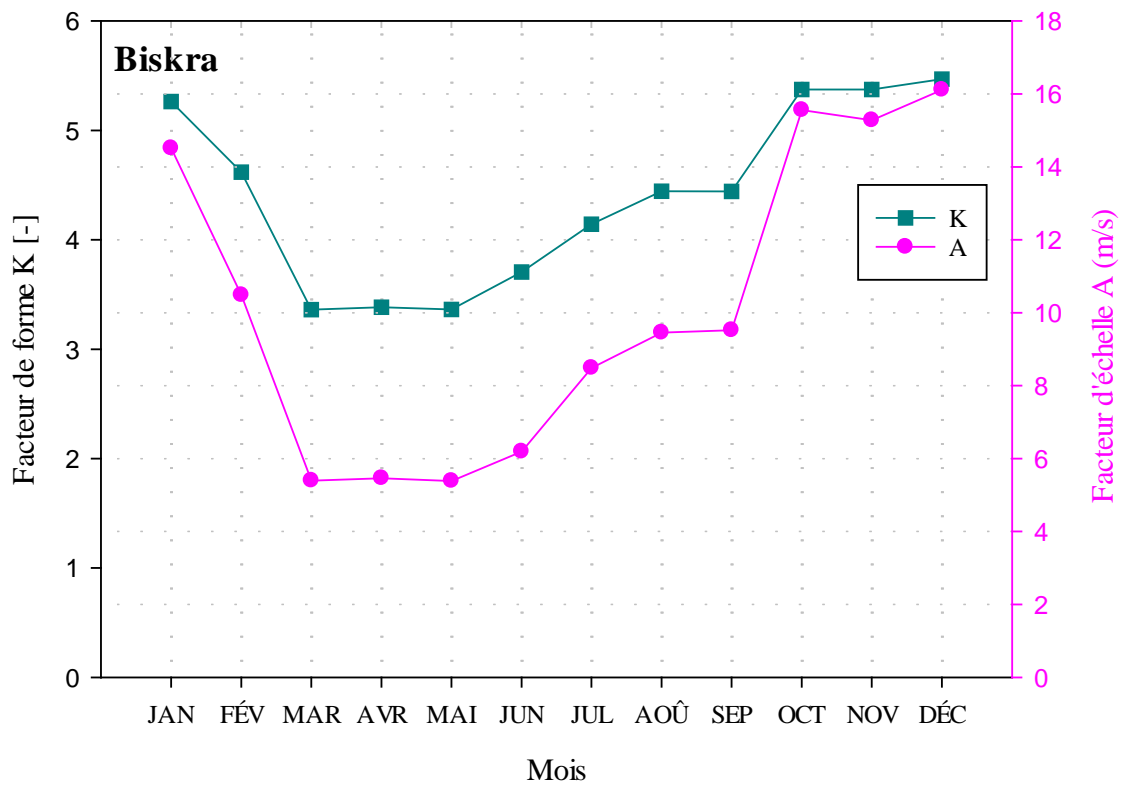


Figure II.44 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Les Sites De Biskra Et Guemar.

La figure II.44 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les deux sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois de Décembre pour Biskra avec 16.1140 m/s, pour Guemar le mois de Mai correspond à la valeur maximale avec 14.7377 m/s. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Juillet pour le site de Guemar et atteint une valeur minimale au mois de Décembre avec 8.1230 m/s, pour Biskra le mois de Mai correspond à la valeur minimale avec 5.3827 m/s. Quant au paramètre de forme, il atteint sa valeur maximale au mois de Décembre avec 5.4687 pour Biskra, et au mois de Mai avec 5.3224 Guemar.

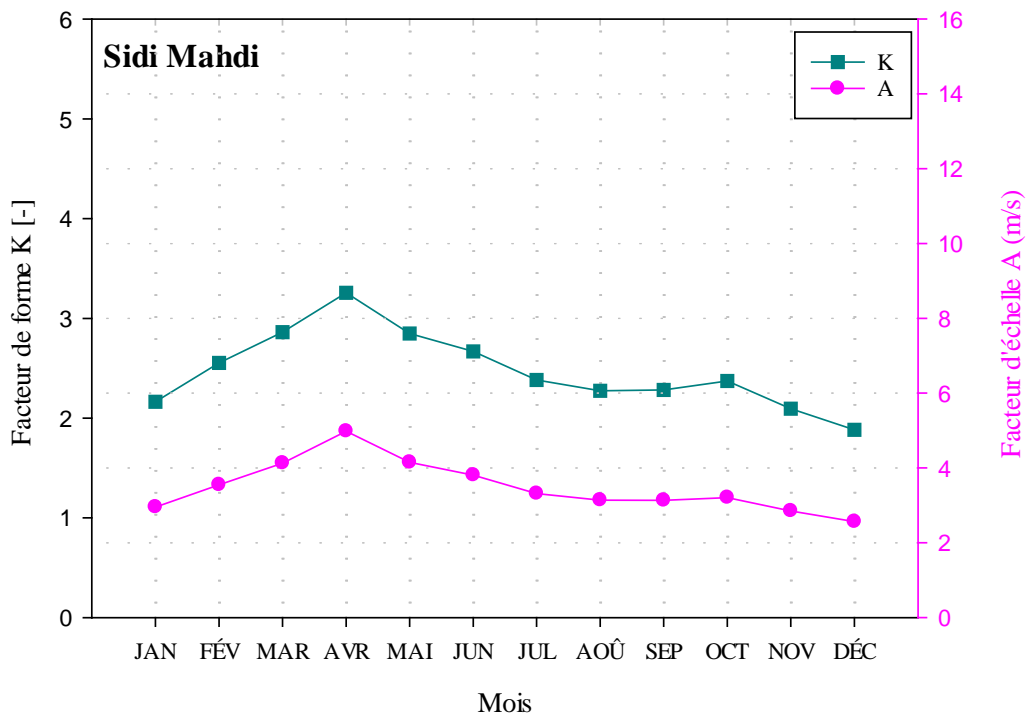


Figure II.45 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol Pour Le Site De Sidi Mahdi.

La figure II.45 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour le site de Sidi Mahdi. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint sa valeur maximale au mois d'Avril avec 4.9777 m/s et sa valeur minimale au mois de Décembre avec 2.5615 m/s. Quant au paramètre de forme, il atteint sa valeur maximale au mois d'Avril avec 3.2566.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la densité de puissance moyenne à 10 m au-dessus du niveau du sol est mentionnée dans le tableau II.13.

Tableau II.13 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m Pour Les 3 Sites De Région De Touggourt.

<i>Mois</i>	<i>Biskra</i>		<i>Guemar</i>		<i>sidi mahdi</i>	
	<i>V (m/s)</i>	<i>P (W/m²)</i>	<i>V (m/s)</i>	<i>P (W/m²)</i>	<i>V (m/s)</i>	<i>P (W/m²)</i>
<i>Janvier</i>	12.0171	1062.9	10.7068	751.7711	2.6621	11.5549
<i>Février</i>	9.3320	497.7682	12.1587	1100.9	3.1275	18.7378
<i>Mars</i>	4.9803	75.6612	12.7922	1282.2	3.6276	29.2401
<i>Avril</i>	5.1947	85.8570	13.2743	1432.6	4.2661	47.5546
<i>Mai</i>	5.1552	83.9160	13.4758	1498.9	3.9738	38.4341
<i>Juin</i>	4.7815	66.9592	10.3091	671.0740	3.5976	28.5206
<i>Juillet</i>	6.9858	208.8144	8.1151	327.3319	3.1543	19.2223
<i>Août</i>	8.5724	385.8457	8.0443	318.8333	3.0075	16.6616
<i>Septembre</i>	8.6027	389.9480	9.3254	496.7191	2.9662	15.9846
<i>Octobre</i>	13.2059	1410.6	12.4619	1185.4	2.8244	13.8009
<i>Novembre</i>	13.5665	1529.4	9.7646	570.2515	2.5938	10.6881
<i>Décembre</i>	13.9916	1677.7	7.0982	219.0535	2.3807	8.2647

- ✓ Pour le site de **Biskra**, on remarque que la valeur minimale de la vitesse moyenne est en Juin avec 4.7815 m/s et la valeur maximale est en Décembre avec 13.9916 m/s. en outre la densité de puissance moyenne varie entre 66.9592 W/m² en Juin et 1.6777e+03 W/m² en Décembre.
- ✓ Pour le site de **Guemar**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 7.0982 m/s en Décembre et une valeur maximale de 13.4758 m/s en Mai. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 219.0535 W/m² et 1.4989e+03W/m².
- ✓ Pour le site de **Sidi Mahdi**, on observe que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 2.3807 m/s en Décembre et une valeur maximale de 4.2661 m/s en Avril. De plus, la densité de puissance moyenne varie entre 8.2647 W/m² et 47.5546 W/m².

II.5 Cartographie De La Ressource Eolienne

La ressource énergétique éolienne ou potentiel éolien d'un site est défini comme étant la quantité d'énergie électrique extractible durant un certain laps de temps, typiquement un an, à partir de l'énergie cinétique contenu dans le vent par une éolienne installée sur ce site [4].

Les critères importants pour le choix d'un site sont la permanence de vents de force suffisante, ainsi que la constante de la vitesse et de la direction du vent, autrement dit la turbulence du vent.

Avant l'installation d'un parc éolien, il est primordial de procéder à la connaissance approfondie du vent susceptible d'être exploitée. Cette phase est appelée étude ou évaluation du gisement éolien, c'est l'une des plus importantes étapes dans tout projet éolien. Il est donc nécessaire de connaître la variabilité du vent dans le temps et dans l'espace.

La variation temporelle du vent nous donne le changement du régime et de l'intensité du vent pour site donné pour différentes périodes comme les saisons et les différentes heures de la journée.

La variabilité spatiale est en fonction des spécificités de la région (topographie, rugosité du sol, etc...). L'évaluation de tout gisement éolien repose sur des données météorologiques fiables et des outils adéquats. La multiplication du nombre de points de mesure reste une des solutions pour faire une bonne étude du gisement éolien en Algérie.

Dans notre étude, on s'est intéressé à l'évaluation du gisement éolien au sud Algérien.

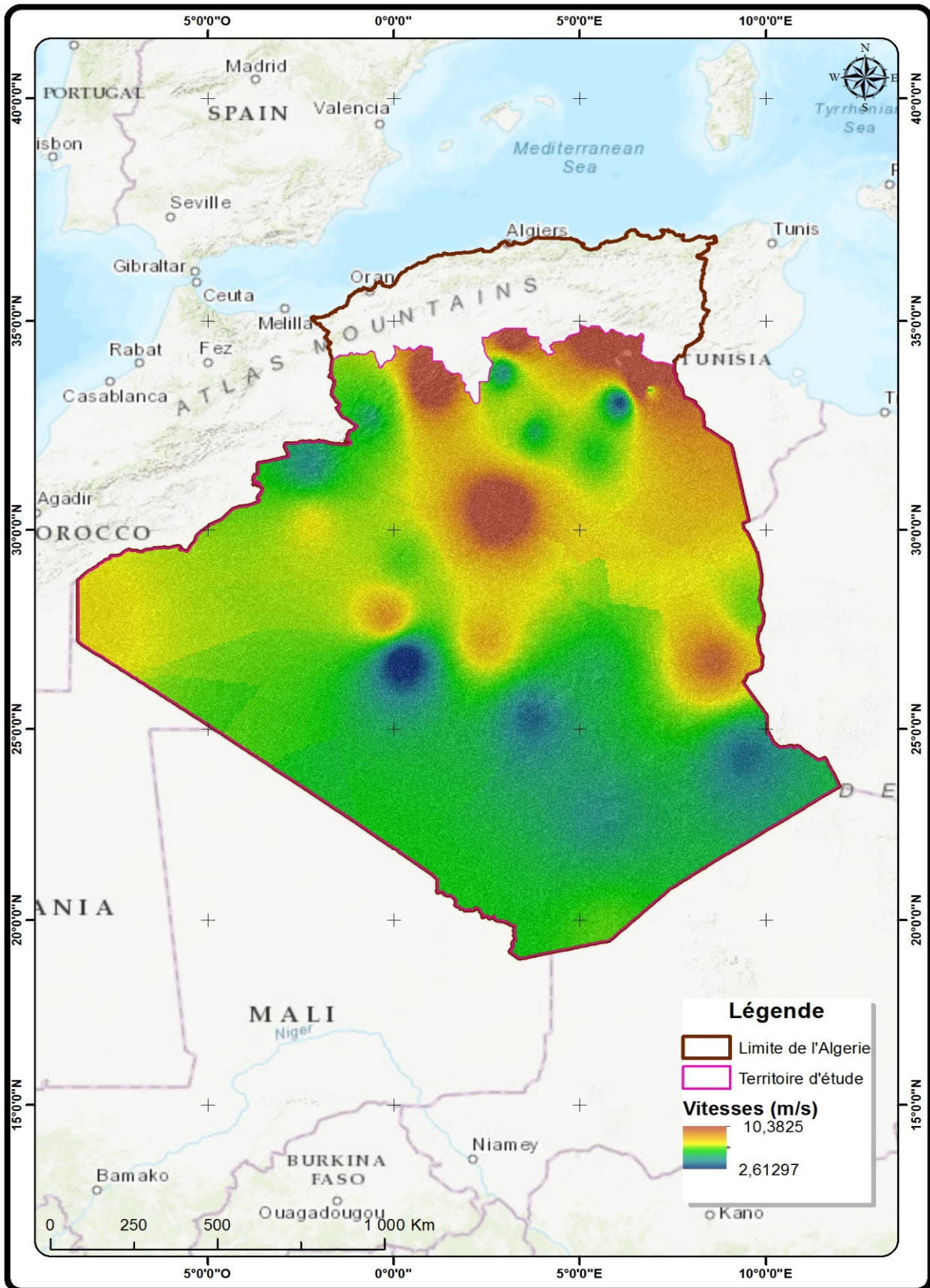


Figure II.46 : Carte annuelle des vents à 10m du sol comprenant uniquement les sites du Sud Algérien.

Chapitre II : Evaluation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien

La carte des vents annuelles évaluée à 10m de hauteur est donnée dans la Figure **II.46**.

Nous constatons que la majorité des régions présentant des vitesses moyennes annuelles élevées se trouvent au sud du pays, les vitesses moyennes annuelles varient à travers l'ensemble du territoire sud algérien, avec des valeurs allant de 2,6 à 10,6 m/s. La région de Guemar se distingue en termes de vitesse maximale du vent, atteignant 10,6 m/s. La région de Biskra la suit de près avec une vitesse moyenne annuelle de 8,87 m/s. Le site d'El Golea se classe troisième avec une vitesse avoisinant les 8 m/s.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, les résultats de l'optimisation temporelle de l'évaluation des ressources éoliennes au Sud Algérien ont été présentés en examinant différents paramètres de vent d'une part et en poursuivant la mise à jour de l'atlas éolien algérien d'autre part. différentes méthodes présentées dans le chapitre précédent. Nous avons répertorié les sites explorés dans 4 régions du pays, à savoir la région d'Ain-Sefra, la région des Oasis, la région de Ghardaïa et la région de Touggourt. Après avoir calculé les paramètres qui régulent le vent, nous avons identifié le type et le potentiel éolien de l'ensemble du Sud Algérien.

La réactualisation de l'Atlas des vents à 10m du sol a permis de noter que la majorité des grandes vitesses moyennes annuelles se situent au Sud du pays.

Chapitre III :
Choix Des Sites Et
Dimensionnement Des Parcs
Eoliens

III.1 Introduction

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C environ [67].

La Première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, ce n'est qu'au VIIème siècle que l'on voit apparaître les premiers moulins à vent. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés [67].

L'arrivée de l'électricité donne l'idée au britannique Lord Kelvin en 1802 de songi pour la première fois à transformer l'énergie éolienne en énergie électrique. En effet, il essaya d'associer une génératrice d'électricité à un moteur éolien, mais en fait il faudra attendre 1850 et l'avènement de la dynamo pour qu'on puisse voir ce que l'on appellera les « aérogénérateurs ». Cette nouvelle application de l'énergie éolienne a connu un certain succès, et l'on comptait en 1920 jusqu'à 300 constructeurs d'aérogénérateurs. « Malheureusement », à cette époque, le faible coût du pétrole avait mis le kilowatt fourni par l'énergie thermique à un niveau de compétitivité inaccessible à l'énergie éolienne [67 - 68].

Dès 1973, le processus inverse a, petit à petit, relancé les programmes d'études et de réalisation d'aérogénérateurs. Mais les budgets de recherche et de développement, ainsi que les aides gouvernementales fluctuent avec le prix du baril de pétrole, et les aides accordées aux autres énergies. Toutefois, au cour des dernières années se dessine une nette tendance au développement de « fermes éoliennes » ou « parcs éoliens » raccordés aux réseaux de distribution avec les machines de 300KW à 1.5MW [67]. Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur

nucléaire, un barrage hydro-électrique ou une centrale thermique au charbon. Cependant, les puissances générées et les impacts sur l'environnement ne sont pas les mêmes.

III.2 L'énergie éolienne

III.2.1 Définition de l'énergie éolienne :

L'énergie en provenance du vent traverse la turbine éolienne qui est un élément d'interface entre le domaine de la mécanique des fluides et de la mécanique traditionnelle.

L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présentée dans le vent et la transformée en énergie mécanique de rotation, Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières [67] :

- ✚ Soit Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.

- ✚ Soit Transformation en énergie électrique : l'éolienne est couplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien il fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie [68].

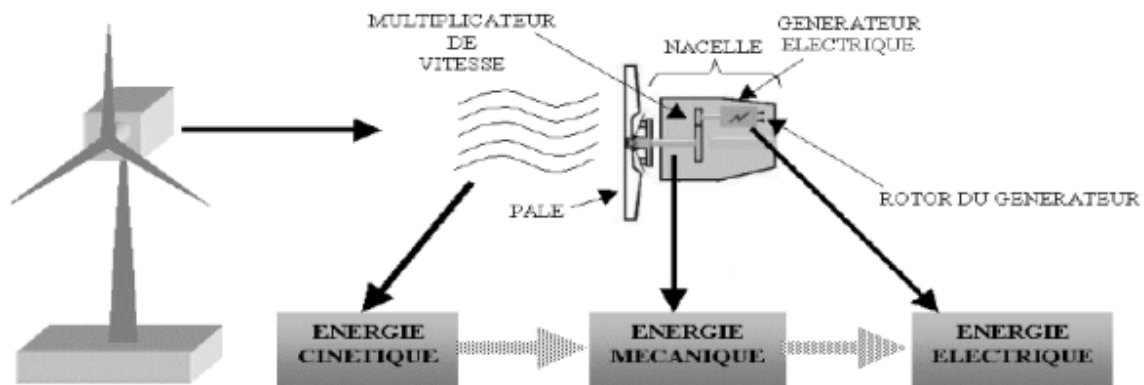


Figure III.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent [68].

III.2.2 L'aérogénérateur

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique solidaire au rotor. L'électricité peut être envoyée dans le réseau de distribution, stockée dans des accumulateurs ou utilisée par des charges isolées.

III.2.2.1 Architecture d'une éolienne :

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour, (Voir Figure (III.2)) :

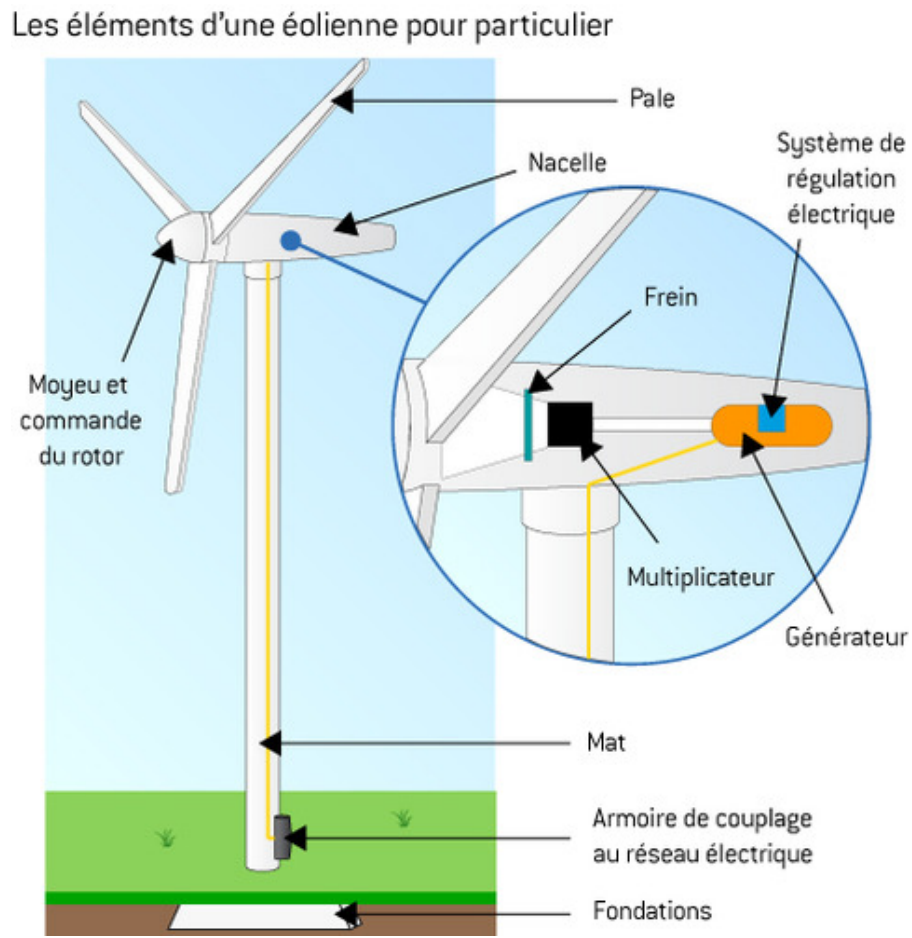


Figure III.2 : Composants d'une éolienne [69].

III.2.2.2 Types des éoliennes

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes [69] :

- Eolienne à axe horizontal ;
- Eolienne à axe vertical.

A. Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent (Voir Figure III.4). Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [70].



Figure III.3 : Eoliennes à axes horizontal. [70]

On peut distinguer des éoliennes dont l'hélice est en amont par rapport au vent, « hélice au vent », et ceux dont l'hélice est en aval par rapport au vent, « hélice sous le vent » (Voir figure III.5).

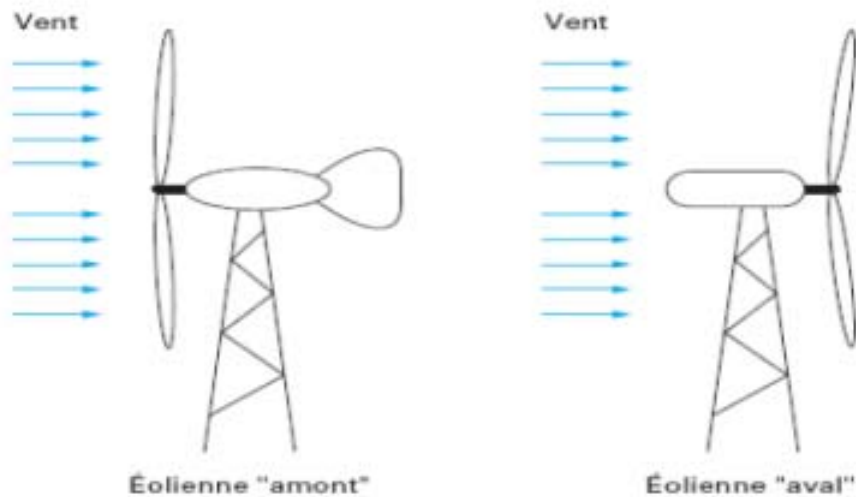


Figure III.4 : Configuration à axe horizontal [71]

B. Éolienne à axe vertical

Pour ces capteurs, l'axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent, et sont les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, donc elles sont facilement accessibles.

Elles sont adaptées à tous les vents et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation. Deux d'entre elles sont particulièrement remarquables : Savonius et Darrieus.

- L'éolienne Savonius comporte principalement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre. Comme les machines à aubes, elle utilise essentiellement la traînée pour tourner. Cette machine présente deux avantages :
 - ✚ Elle est simple à fabriquer
 - ✚ Elle démarre avec des vitesses de vent de l'ordre de 2 m/s

- L'éolienne inventée par le Français Darrieus est un rotor dont la forme la plus courante rappelle vaguement un fouet à battre les œufs. Cette machine est bien adaptée à la fourniture d'électricité. Malheureusement, elle ne peut pas démarrer seule. Ce type de machine, qui peut offrir les puissances les plus fortes n'a pas connu le développement technologique qu'il méritait à cause de la fragilité du mécanisme encore mal maîtrisée. Toutefois, cela devrait pouvoir être résolu si des efforts supplémentaires étaient faits dans la recherche sur ce sujet.



Éolienne de type Darrieus.



Éolienne de type Savonius.

Figure III.5 : Eoliennes à axes vertical[71].

III.2.3 Énergie et puissance

Le vent fournit une énergie cinétique puisqu'il s'agit d'une masse d'air qui se déplace.

Cette énergie cinétique est donnée par l'équation suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot V^2 \quad (\text{III.1})$$

Où :

m : est la masse du volume de vent ou d'air (kg) en déplacement,

V : la vitesse du vent (m/s).

Pour une conduite de section S, traversée par le vent soufflant à la vitesse V, l'énergie récupérable à chaque seconde, donc la puissance, peut s'écrire à l'aide de l'équation de l'énergie cinétique. La masse m est alors remplacée par le débit massique (kg/s) qui permet le passage de l'énergie à la puissance.

Pour un fluide incompressible, la masse m s'exprime par :

$$m = \rho \cdot l \cdot S \quad (\text{III.2})$$

Où

ρ : la masse volumique de l'air (kg /m³).

S : la section du tuyau (m²).

L : la longueur de tuyau parcourue chaque seconde par le vent (m).

Chapitre III : Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

L'énergie serait alors :

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot V^2 \quad (\text{III.3})$$

Ou encore,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot l \cdot S \cdot V^2 \quad (\text{III.4})$$

Par ailleurs, le débit massique est donné par :

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot S \quad (\text{III.5})$$

La puissance P est donc :

$$P = \frac{1}{2} \underbrace{\rho \cdot V \cdot S}_{\dot{m}} \cdot V^2 \quad (\text{III.6})$$

Ou encore

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{III.7})$$

L'aire S balayée par le rotor est proportionnelle au carré du diamètre D du rotor

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (\text{III.8})$$

L'expression de la puissance en fonction du diamètre sera finalement donnée par :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot V^3 \quad (\text{III.9})$$

Nous voyons donc que la puissance du vent est proportionnelle au cube de la vitesse du vent et au carré de l'aire balayée par le rotor.

III.2.3.1 Limite de Betz

La totalité de l'énergie ne peut pas être captée par l'éolienne car la vitesse en aval du rotor n'est jamais nulle. Donc une partie de l'énergie cinétique du vent n'est pas captée.

Le théorème du physicien Allemand Betz montre que le maximum d'énergie du vent récupérable par le rotor est égal à $16 / 27$, soit environ 62 % de l'énergie totale du vent [72].

$$C_p = \frac{\text{puissance}_{\text{rotor}}}{\text{puissance}_{\text{vent}}} \quad (\text{III.10})$$

a. Extrapolation des paramètres de Weibull

Pour estimer les paramètres de Weibull au niveau de moyeu, on procède à une extrapolation verticale des paramètres de Weibull que nous avons calculé à 10m du sol.

La loi de puissance permettant l'extrapolation des paramètres de Weibull k_1 et C_1 en un point H_1 vers un niveau H_2 est donnée par la relation :

$$k_2 = k_1 \left(\frac{1 - 0.0881 \log \frac{H_1}{10}}{1 - 0.0881 \log \frac{H_2}{10}} \right) \quad (\text{III.11})$$

H_1 : hauteur de mesure (m).

H_2 : hauteur de moyeu (m).

k_1 : facture de forme calculé à la hauteur H_1 .

k_2 : facture de forme estime à la hauteur H_2 .

$$C_2 = C_1 \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^n \quad (\text{III.12})$$

C_1 : facture d'échelle calculée à la hauteur H_1 (m/s).

C_2 : facture d'échelle estimée à la hauteur H_2 (m/s).

Avec

$$n = \frac{0.370 - 0.0881 \text{ Log} C_1}{1 - 0.0881 \text{ Log} \left(\frac{H_1}{10} \right)} \quad (\text{III.13})$$

III.2.3.2 Puissance effective de l'éolienne

La puissance effective à une vitesse V du vent est [73]:

$$P_{\text{eff}} = c_e \underbrace{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3}_{P_{\text{vent}}} \quad (\text{III.14})$$

Le coefficient d'efficacité de l'éolienne est :

$$c_e = c_p \eta_m \eta_g \quad (\text{III.15})$$

C_p : Coefficient de la puissance.

η_m : Le rendement du multiplicateur et

η_g : Le rendement de la génératrice.

Au sol, l'air a une plus grande masse volumique, une plus grande pression et, sauf en cas d'inversion météorologique, une température plus élevée. Il devient moins dense quand l'altitude augmente.

Si la température était constante quelle que soit l'altitude, la pression et la masse volumique de l'air diminueraient proportionnellement avec l'altitude. Connaissant l'altitude Z (m) et la température Θ (°K) de notre site, la densité d'air peut être calculée par [74] :

$$\rho = \frac{353.049}{\theta} \exp\left(-0.034 \frac{z}{\theta}\right) \quad (\text{III.16})$$

III.3 Dimensionnement D'un Parc Eolien Au Sud Algérien

La première étape dans le développement d'un parc éolien est d'identifier emplacement approprié ayant une vitesse du vent relativement élevée. Une fois la région géographique destinée à l'implantation du parc éolien identifiée, il peut être possible de trouver plusieurs sites qui pourraient être utilisés pour la construction dudit parc éolien. Les données de vent disponibles dans les stations météorologiques locales ou dans les documents publiés, comme les cartes de vent, peuvent être utilisés à cette fin.

Une fois que ces sites disponibles dans la région sont identifiés, les modèles informatiques sont alors utilisés pour estimer le potentiel énergétique.

Dans une première étape nous nous sommes appuyés sur les informations existantes pour évaluer les potentialités des sites.

Dans la seconde étape, une analyse plus rigoureuse est nécessaire. La nature du vent, les spectres disponibles sur les sites doivent être bien compris pour une technique détaillée.

Pour cela, la vitesse du vent doit être mesurée à la hauteur du moyeu de la turbine de l'éolienne proposée. Des anémomètres installés sur les mâts sont utilisés pour la mesure du vent.

Une fois que les données horaires à long terme recueillies du vent sont disponibles, une étude détaillée doit être faite car la production en kWh par la turbine d'une éolienne donnée, sur un site donné, dépend de l'adéquation entre le profil du vent du site et les caractéristiques de la machine.

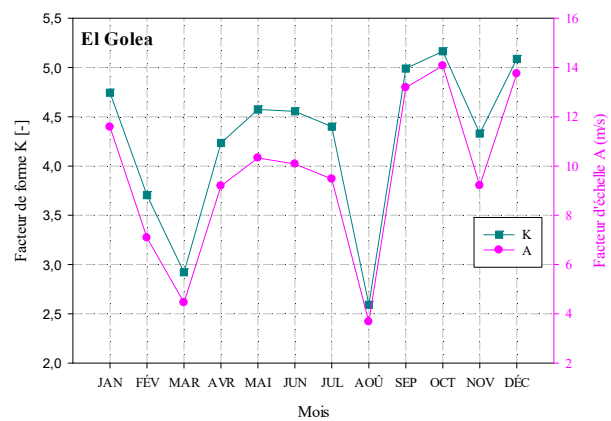
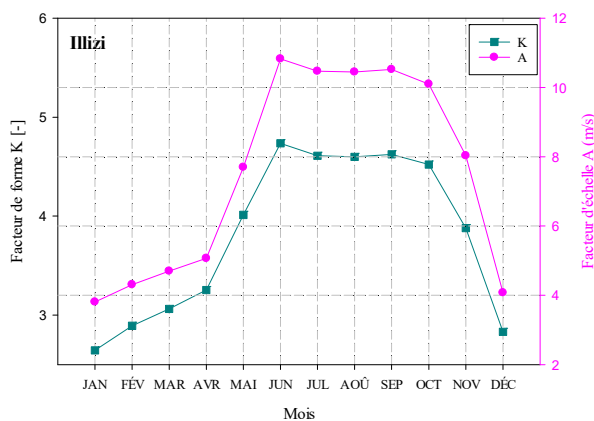
Dans notre travail on va installer un parc éolien de 20 MW.

III.3.1 Choix De Sites Et Les Caractéristiques Du Vent

Vu les caractéristiques étudiées du gisement éolien de nos sites au sud Algérien, notre choix se porte sur les sites les plus ventés comme Illizi, Guemar, El Golea et Biskra dont les caractéristiques du vent sont données dans les tableaux et les figures suivantes :

III.3.1.1 La Variation Mensuelle

Les variables mensuelles des caractéristiques du vent sont les plus couramment utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne. En fait, la plupart des calculs de performance des systèmes éoliens sont effectués sur la base des vitesses mensuelles moyennes, car le comportement de la vitesse du vent est presque uniforme sur un mois donné.



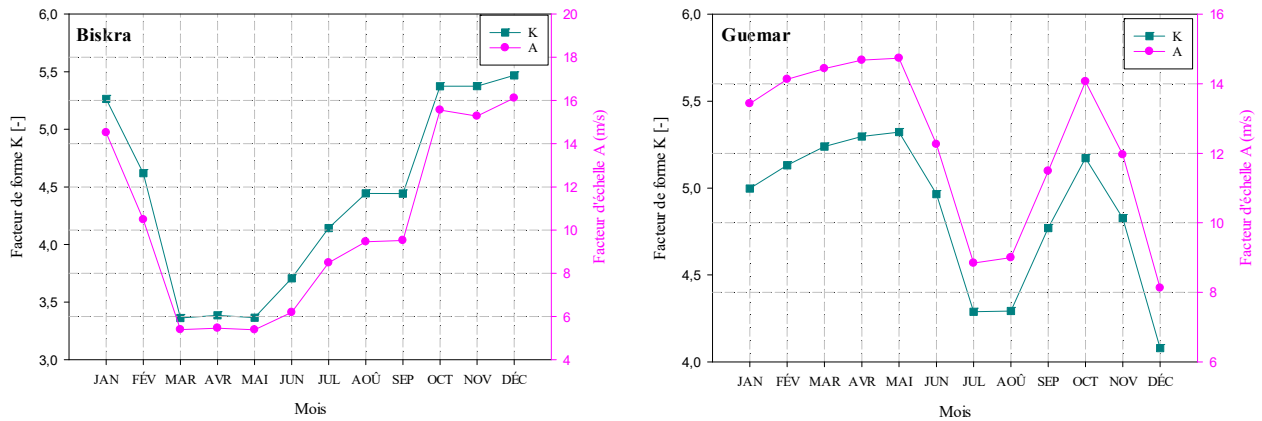


Figure III.6 : Variation Mensuelle Des Deux Paramètres De Weibull A 10m Du Sol

La figure III.7 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les quatre sites. Elle illustre que ces derniers paramètres atteint leur valeur maximale au mois de Décembre pour Biskra, au mois de Juin pour Illizi, au mois de Mai pour Guemar et au mois d’Octobre pour le site d’El Golea.

Tableau III.1 : Vitesse Et Densité De Puissance Moyenne Mensuelle A 10m

Mois	Biskra		Guemar		El Golea		Illizi	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Janvier	12.0171	1062.9	10.7068	751.7711	9.1740	472.9080	3.4193	24.4868
Février	9.3320	497.7682	12.1587	1100.9	4.9553	74.5278	3.8984	36.2880
Mars	4.9803	75.6612	12.7922	1282.2	3.8233	34.2309	4.2444	46.8335
Avril	5.1947	85.8570	13.2743	1432.6	7.0236	212.2180	4.4385	53.5575
Mai	5.1552	83.9160	13.4758	1498.9	9.1240	465.2183	5.8818	124.6322
Juin	4.7815	66.9592	10.3091	671.0740	9.1077	462.7316	9.9641	605.9212
Juillet	6.9858	208.8144	8.1151	327.3319	8.3027	350.5625	9.3411	499.2246
Août	8.5724	385.8457	8.0443	318.8333	3.3870	23.7978	9.3239	496.4834
Septembre	8.6027	389.9480	9.3254	496.7191	10.5725	723.8352	9.4649	519.3495
Octobre	13.2059	1410.6	12.4619	1185.4	11.8603	1.0219e+03	8.8551	425.2943
Novembre	13.5665	1529.4	9.7646	570.2515	7.7453	284.5889	5.7445	116.1111
Décembre	13.9916	1677.7	7.0982	219.0535	11.2031	861.2418	3.3759	23.5655

III.3.2 dimensionnement d'un parc éolien de 20 MW.

Pour concevoir un parc éolien de 20 MW dans les 4 sites déjà choisie, on va prendre un aérogénérateur dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau III- 2 : Paramètres de la conception d'une éolienne standard

Diamètre du rotor (m)	Hauteur(s) du moyeu (m)	Puissance nominale (kW)
126	137	3450

Pour nos calculs le coefficient d'efficacité de l'éolienne est pris des données Data / WGT Data (voir la Figure III.7).

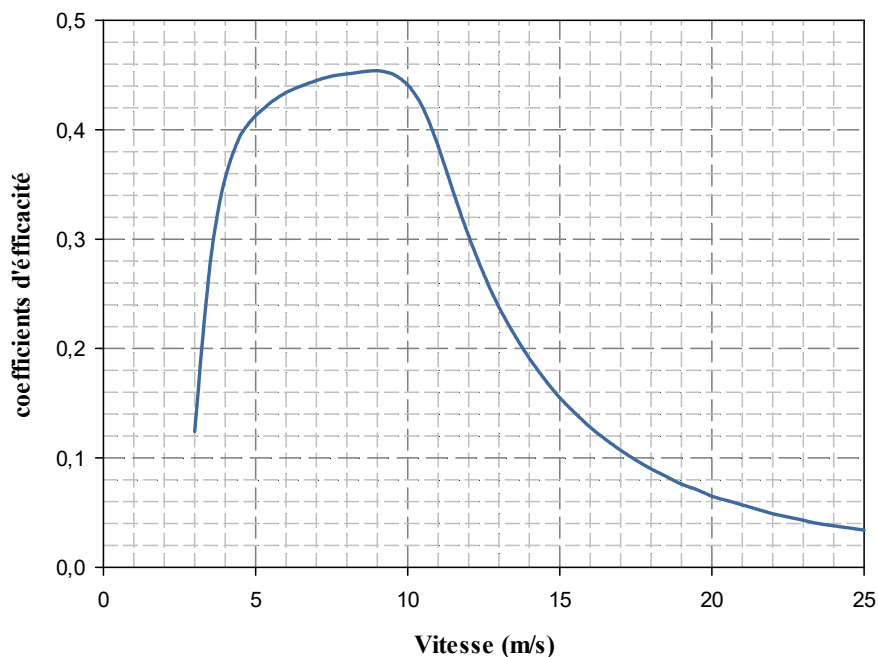


Figure III.7: Courbes des coefficients d'efficacité de l'éolienne en fonction de vitesse.

La puissance moyenne de l'éolienne est calculée comme l'intégrale de la puissance effective :

$$\bar{p} = \int P_{eff}(V)f(V)dV \tag{III.17}$$

En utilisant la méthode du trapèze pour l'approximation de l'intégrale donnée par l'équation suivante [75] :

$$\int_a^b f(x)dx \approx \frac{h}{2} \sum_{i=1}^n (f(x_{i+1}) + f(x_i)) \tag{III.18}$$

Nous avons calculé la densité de puissance moyenne mensuelle et annuelle pour les 4 sites. Les résultats sont présentés dans les figures suivantes.

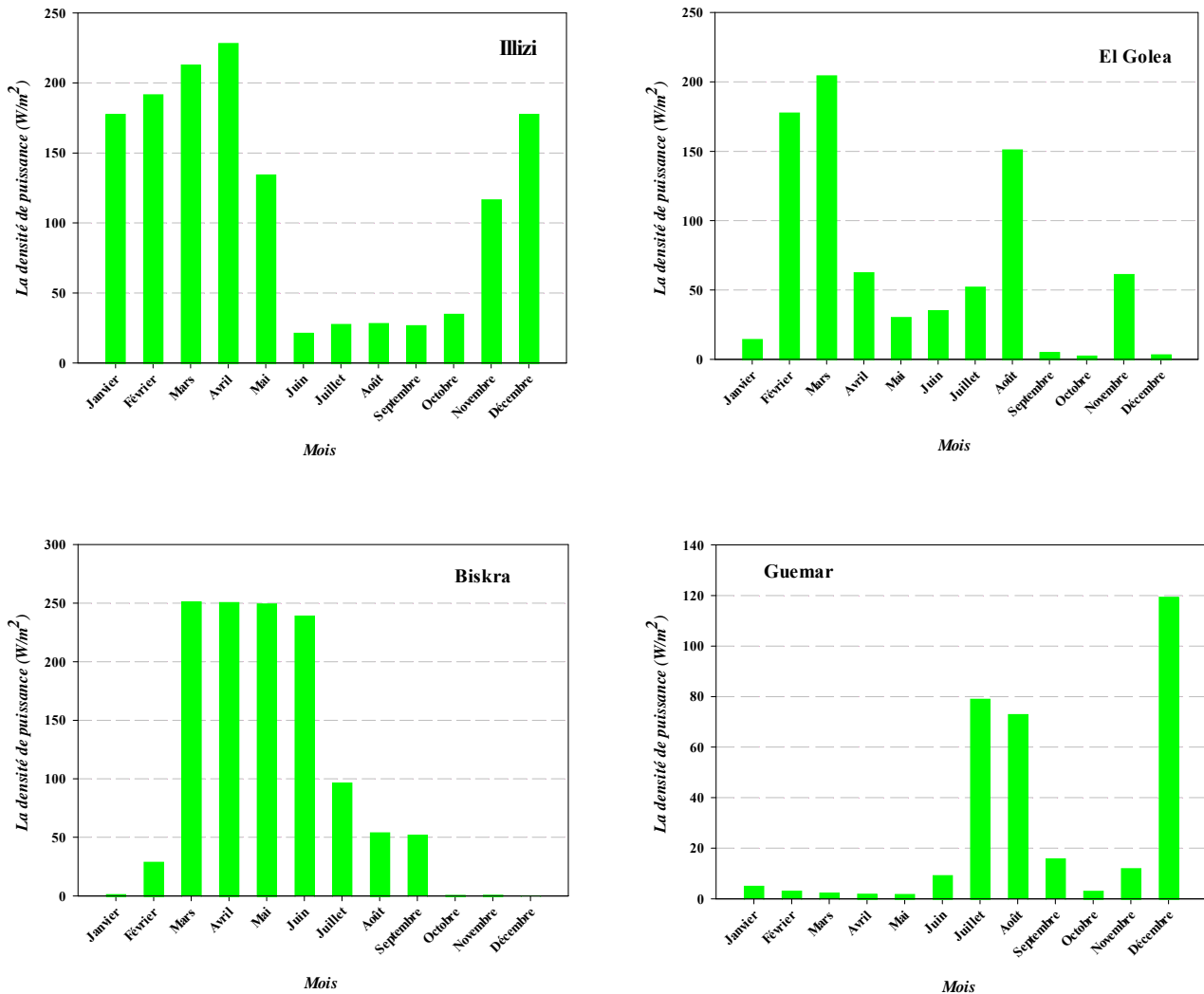


Figure III.8: La densité de puissance moyenne mensuelle pour les sites étudiés.

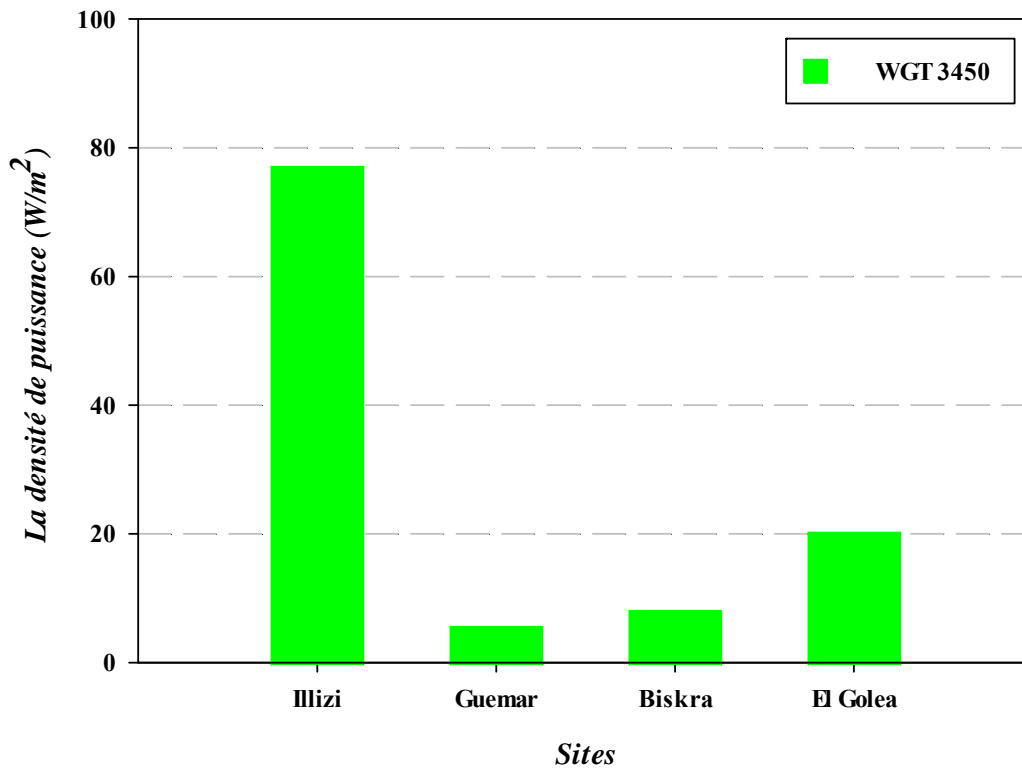


Figure III.9: La densité de puissance moyenne annuelle pour les sites étudiés.

III.3.2.1 Facteur de capacité

Le facteur de capacité (CF) pour un site donné est défini comme le rapport de l'énergie produite par le système sur l'énergie nominale [76]:

$$CF = \frac{\overline{P}}{P_N} \quad (III.19)$$

Nous avons calculé le facteur de capacité mensuelle et annuelle pour les 4 sites. Les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

Chapitre III : Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

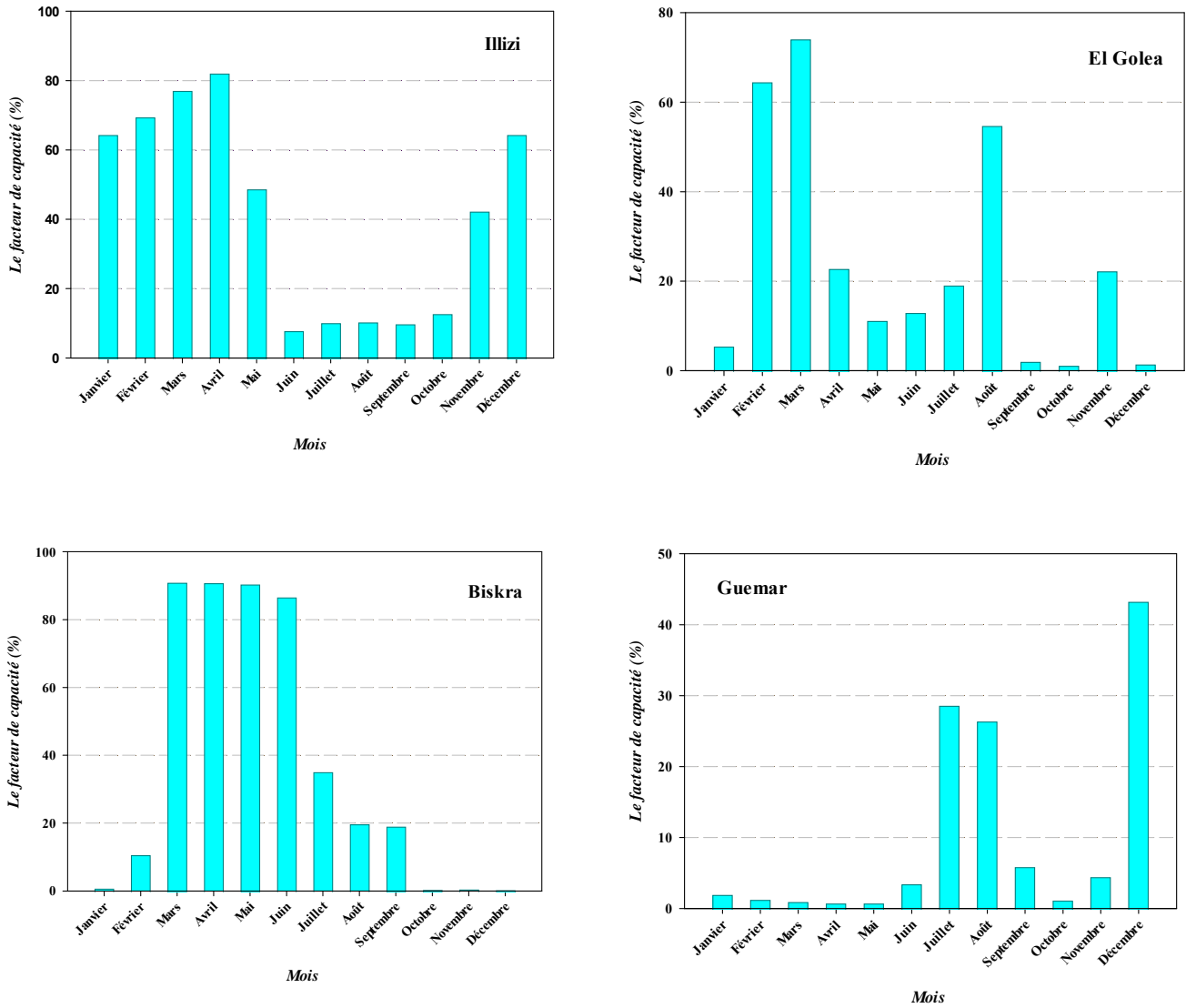


Figure III.10: Le facteur de capacité mensuel pour les sites étudiés.

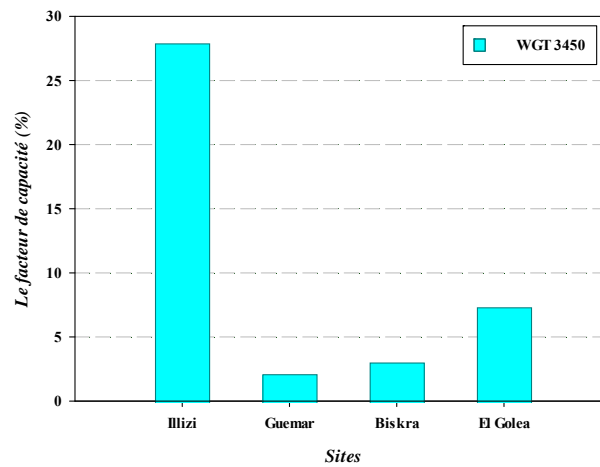


Figure III.11: Le facteur de capacité annuel pour les sites étudiés

Chapitre III : Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

Selon les résultats obtenus, nous avons choisi le site d'Ilizi comme meilleur site pour l'installation du parc éolien de 20 MW, car ce dernier possède un meilleur facteur de capacité avec une densité de puissance plus élevée.

Pour confirmer notre choix, on travaille avec un aérogénérateur dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau III- 3 : Paramètres de la conception d'une éolienne standard

Diamètre du rotor (m)	Hauteur(s) du moyeu (m)	Puissance nominale (kW)
80	100	1500

Pour nos calculs le coefficient d'efficacité de l'éolienne est pris des données Data / WGT Data (voir la Figure III.12).

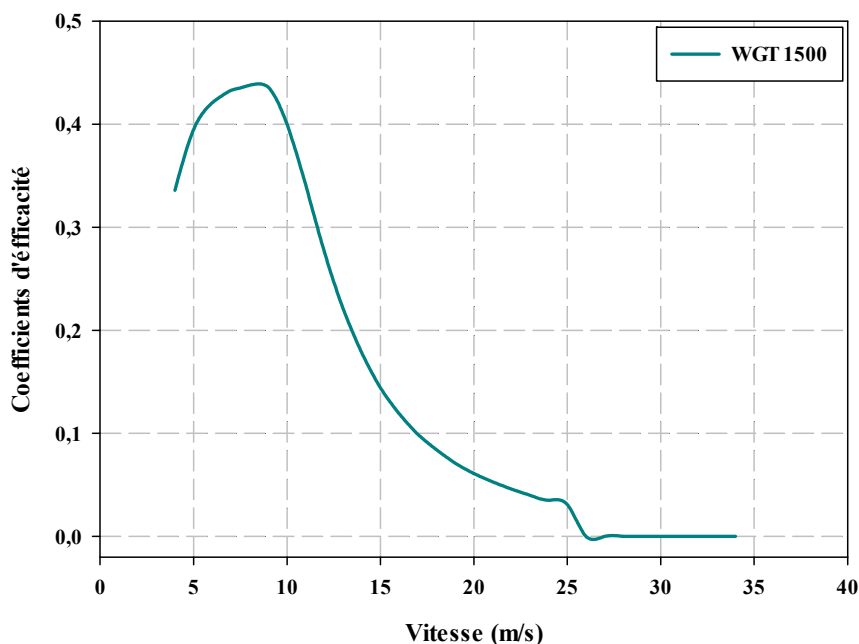


Figure III.12: Courbes des coefficients d'efficacité de l'éolienne en fonction de vitesse.

La densité de puissance moyenne mensuelle et annuelle pour les 4 sites sont présentés dans les figures suivantes :

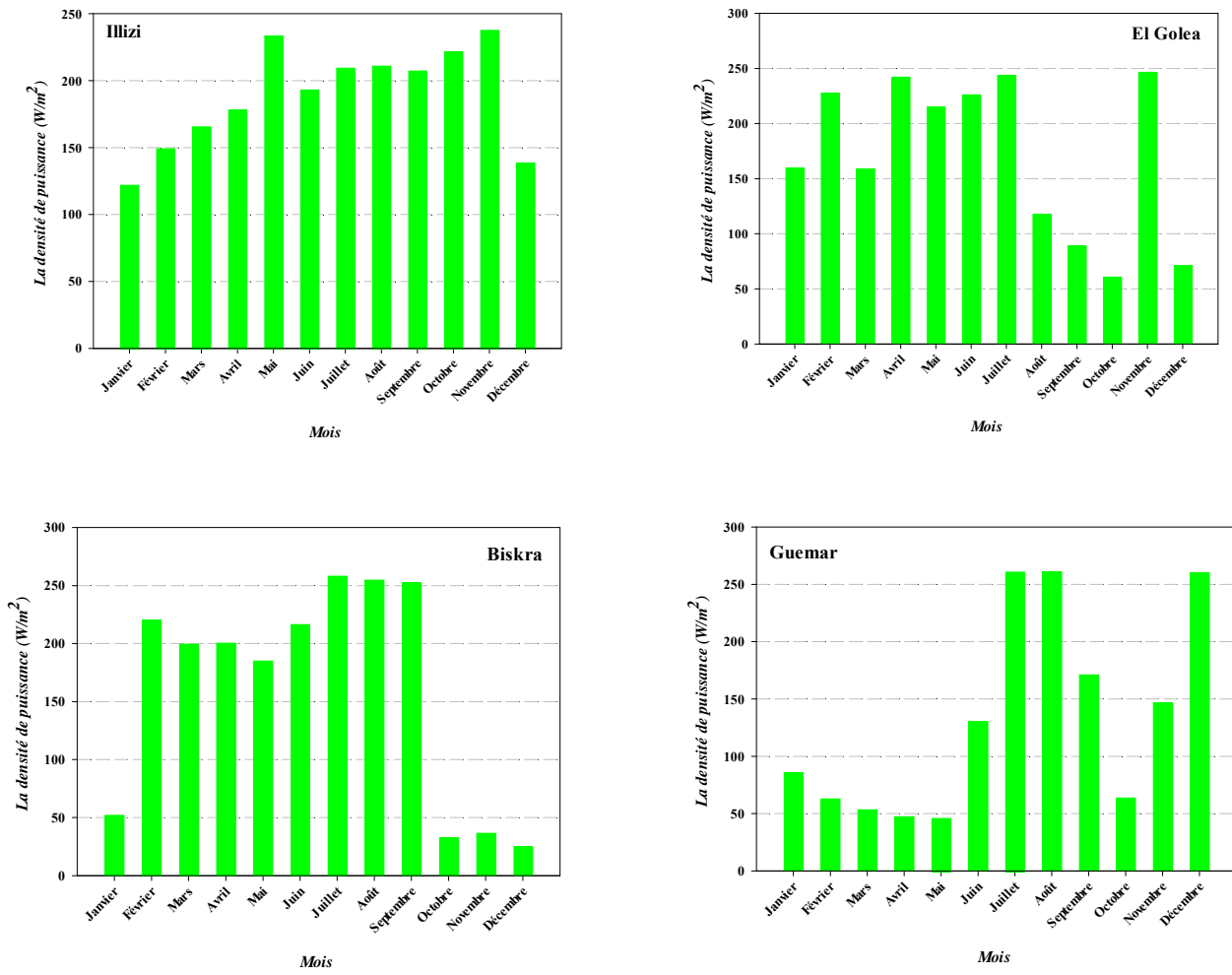


Figure III.13: La densité de puissance moyenne mensuelle pour les sites étudiés.

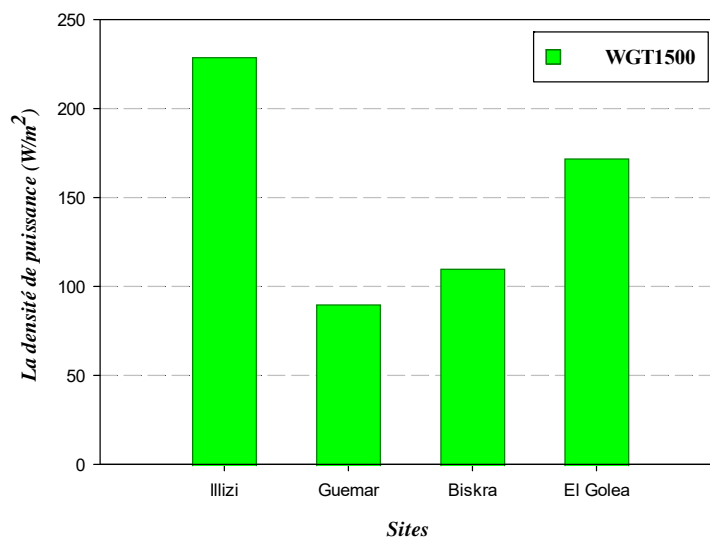


Figure III.14: La densité de puissance moyenne annuelle pour les sites étudiés.

Chapitre III : Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

Le facteur de capacité mensuelle et annuelle pour les 4 sites sont présentés dans les figures suivantes :

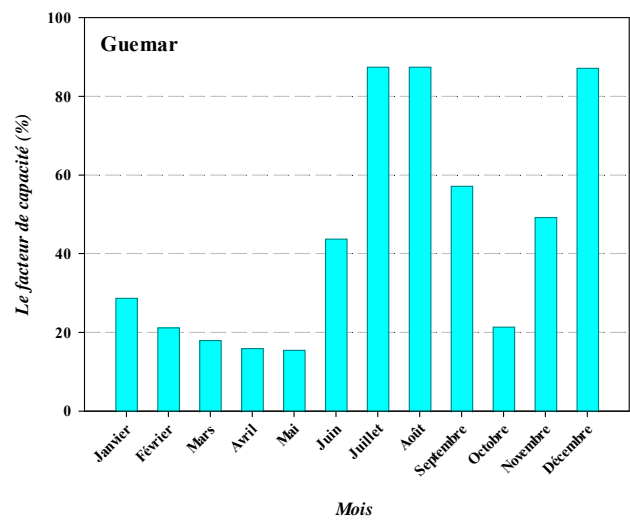
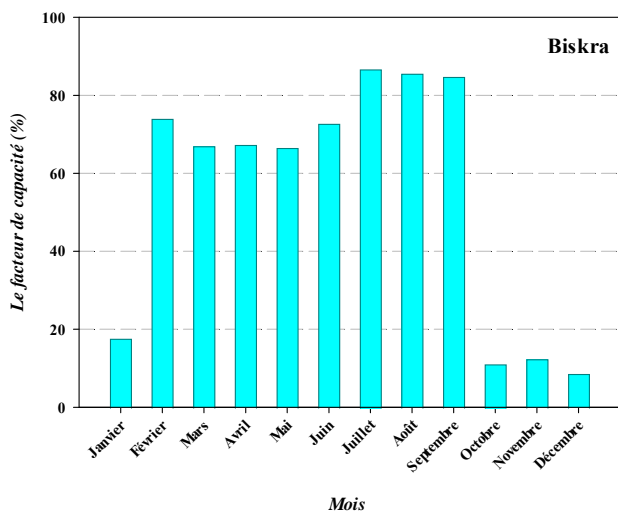
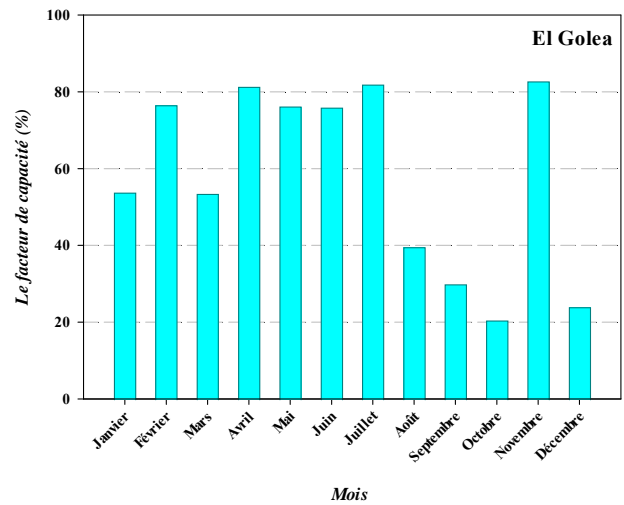
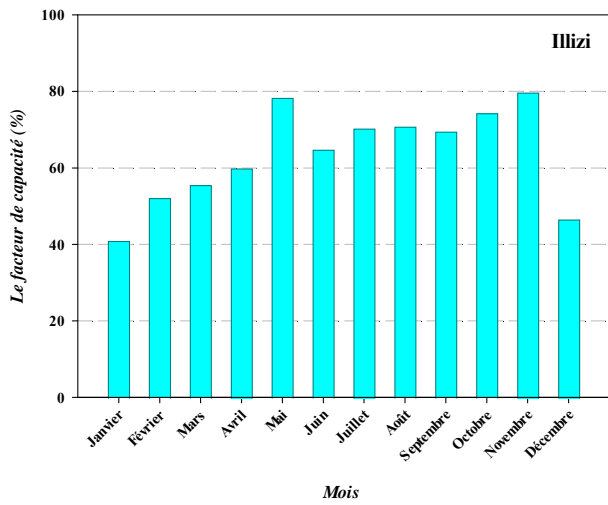


Figure III.15: Le facteur de capacité mensuel pour les sites étudiés.

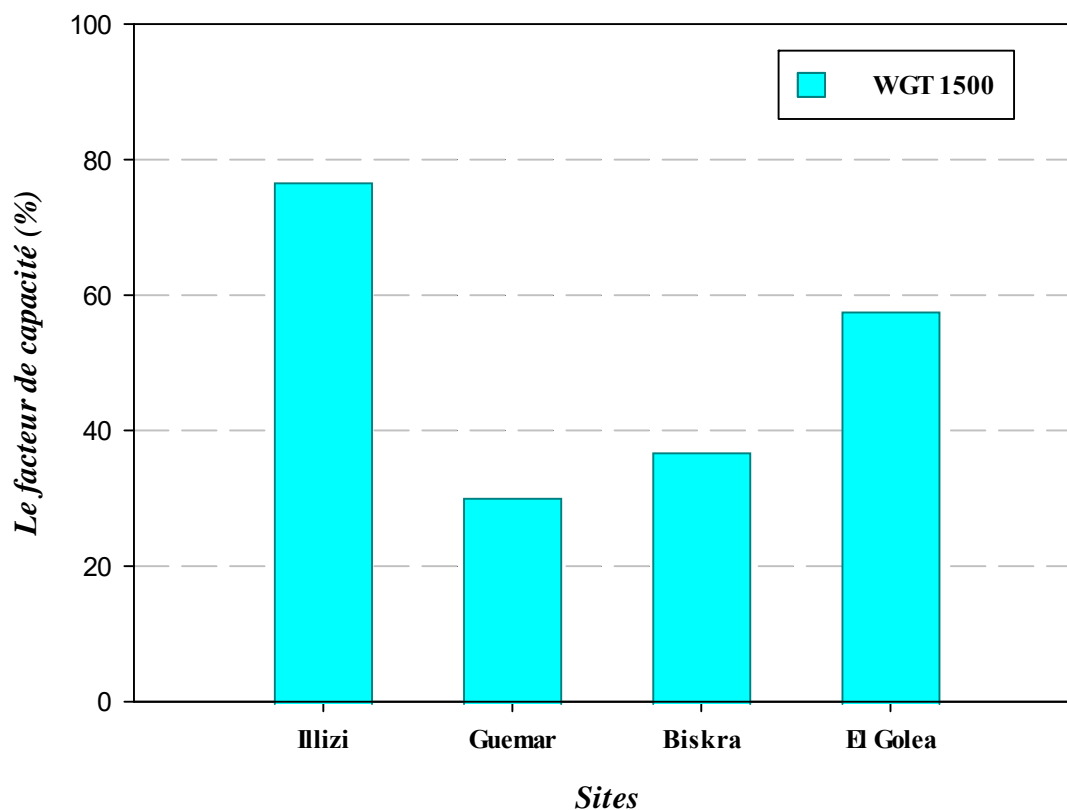


Figure III.16: Le facteur de capacité annuel pour les sites étudiés

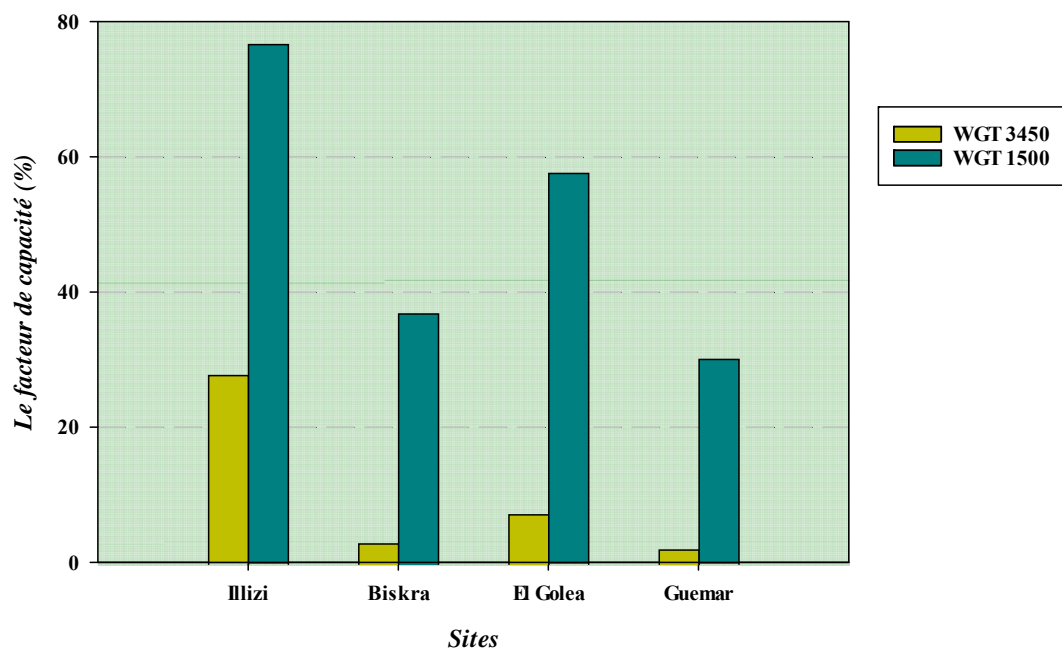


Figure III.17: Le facteur de capacité pour les sites étudiés

Les résultats obtenus valident notre choix sur le site d'Ilizi pour l'installation d'un parc éolien de puissance nominale de 20 MW.

III.3.2.2 Estimation de l'énergie produite par un parc éolien

Pour produire une grande quantité d'énergie en doit installer un parc éolien. L'alignement des éoliennes a plusieurs avantages. En effet, l'installation, l'exploitation et l'entretien de ces dernières sont plus faciles que la gestion de plusieurs unités dispersées, offrant la même puissance.

L'énergie moyenne récupérable sur une année, est égale à [77] :

$$\overline{E} = \overline{P} \times 8760 \quad (\text{III.20})$$

Lorsque plusieurs turbines sont installées en bloc, la turbulence due à la rotation des lames d'une turbine peut affecter les turbines à proximité.

Afin de minimiser l'effet de cette turbulence induite par le rotor, un espacement de l'ordre 3 à 4 DT (DT est le diamètre du rotor) est fourni à l'intérieur des rangées.

De même, l'écartement entre les rangées peut être de l'ordre 10 DT, de sorte que le courant d'air passant à travers une turbine est rétabli avant son interaction avec la turbine suivante.

Cet espacement peut être encore augmenté pour une meilleure performance, mais il peut être coûteux car nous avons besoin de plus de terres et d'autres ressources pour plus d'espacement.

En général, la perte d'énergie à cause de l'effet de parc est d'environ 5 % [77].

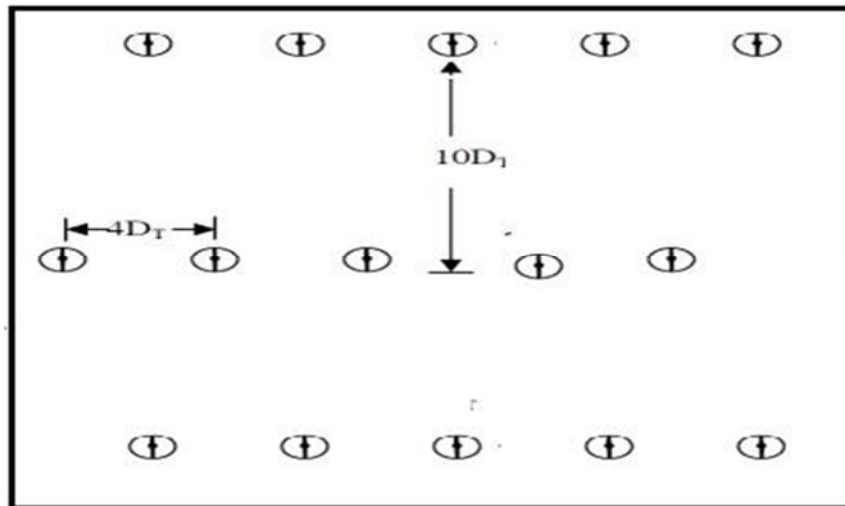


Figure III.18 : Planification du parc éolien [77].

Nous avons choisi d'installer un parc éolien avec une puissance nominale de 20 MW.

On a estimé, comme indiqué ci-dessous, l'énergie produite par les différents types d'éoliennes (voir tableau III-4).

Tableau III- 4 : Estimation de l'énergie produite par un parc éolien de puissance 20 MW.

Aérogénérateur	Nombre des éoliens	Le facteur de capacité CF (%)	Energies	
			$E_{Turbine}$ (MWh)	E_{parc} (MWh)
WGT 3450 KW	6	27,9	11600	69378
WGT 1500 KW	13	76,7	7411,10	96344,30

A partir du tableau III-4, on observe que l'éolienne de type WGT 1.5 MW possède le meilleur facteur de capacité et un meilleur rendement.

III.3.3 L'orientation des éoliennes

La Figure III.8 montre la répartition de la vitesse du vent en fonction de la direction dans la région d'Ilizi.

Chapitre III : Choix Des Sites Et Dimensionnement Des Parcs Eoliens

Le bilan annuel montre que les directions des vents dominants, données par la rose des vents, sont observées du Nord qui représente 22% des fréquences du vent, donc les aérogénérateurs seront alignés perpendiculairement à cette direction.

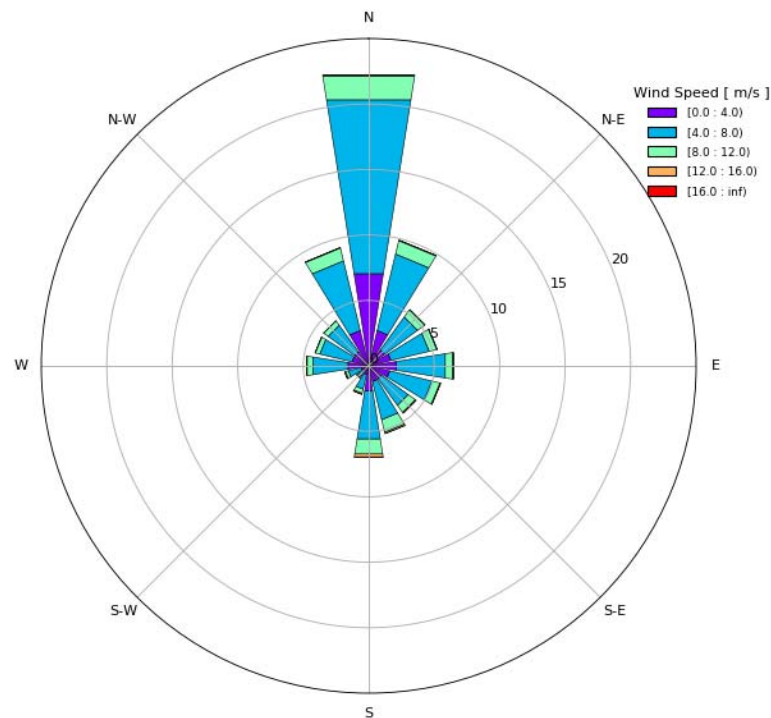


Figure III.19 : La rose des fréquences de vent pour le site d'Illizi.

Sur un terrain plat, il est souvent préférable d'installer les éoliennes dans un arrangement géométrique simple qui est facilement visible pour le spectateur. Il est souvent judicieux de placer les éoliennes à la même distance les unes des autres

Dans notre cas, pour un parc éolien de puissance nominale de 20 MW, nous choisissons d'installer treize éoliennes de type Gamesa G80 avec une puissance nominale de 1500 KW.

Notre choix est porté sur une seule rangée de 13 éoliennes distantes de 320 m entre elles. La planification géographique du parc est illustrée dans figure III-9. Le parc éolien virtuel est représenté dans la figure III- 10.

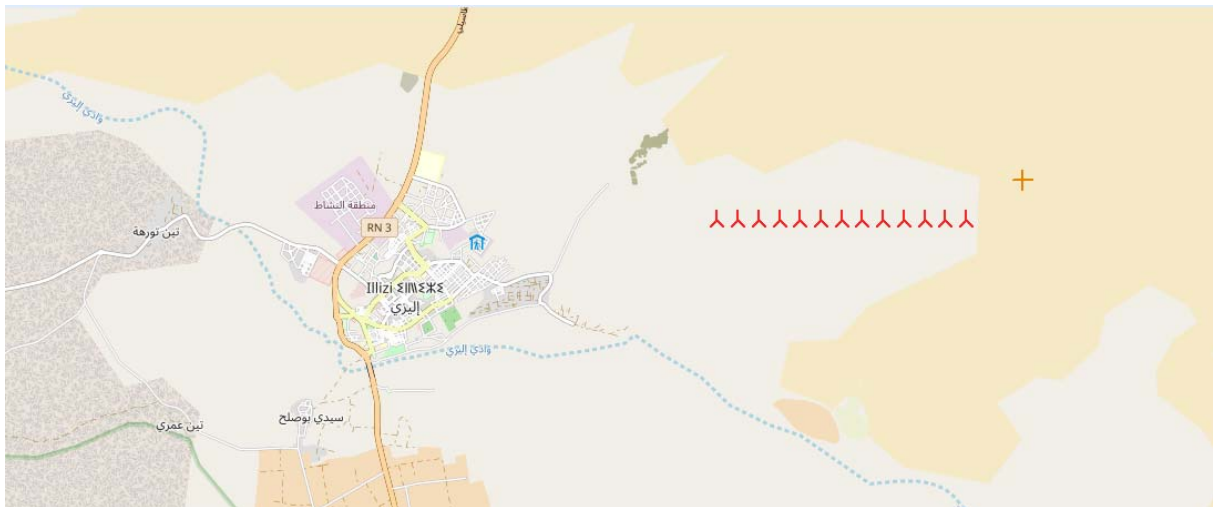


Figure III.20 : Les planifications géographiques des parcs éoliens à Illizi.



Figure III.21 : Parc éolien virtuel à Illizi.

III.4 Conclusion

Ce chapitre a examiné en détail les différentes étapes et considérations associées à l'installation d'un parc éolien. Nous avons exploré les aspects clés de la planification, de la conception et de la construction d'un tel projet.

En tenant compte des caractéristiques du gisement éolien de nos sites étudiés, notre choix s'est porté sur les sites les plus ventés comme Illizi, Guemar, El Golea et Biskra .

De nos calculs, on peut déduire que le site favorable pour une installation d'un parc éolien c'est le site d'Illizi et que l'éolienne de type WGT (1500KW) possède le meilleur facteur capacité et un meilleur rendement.

Nous avons choisi d'installer un parc éolien avec une puissance nominale de 20 MW.

Conclusion

Générale

Conclusion générale

Notre travail souligne l'importance croissante des énergies renouvelables dans la lutte contre le changement climatique et la diversification de l'approvisionnement énergétique. L'énergie éolienne, en particulier, est considérée comme une source d'énergie propre et durable, et le développement de parcs éoliens est une priorité pour notre pays.

Bien que la capacité éolienne installée en Algérie soit encore limitée, des projets sont en cours, notamment la construction d'une première ferme éolienne à Adrar, et des programmes nationaux ambitieux visent à augmenter considérablement la puissance éolienne d'ici 2030.

L'optimisation du choix du site et du dimensionnement des parcs éoliens constitue un enjeu majeur pour garantir leur efficacité et minimiser leur impact sur l'environnement. À travers l'évaluation approfondie du gisement éolien, en prenant en compte les caractéristiques des vents, les facteurs environnementaux et économiques, cette étude propose des critères pour faciliter le processus de sélection du site idéal.

Nous avons réalisé une optimisation de l'évaluation temporelle du potentiel éolien au Sud Algérien pour la mise à jour de la carte des vents. Notre approche a consisté à diviser le Sud Algérien en quatre régions distinctes : région d'Ain-Sefra, région des Oasis, région de Ghardaïa et la région de Touggourt. Nous avons étudié les caractéristiques et le potentiel éolien de chaque zone en analysant les paramètres régissant le vent.

Dans un premier temps, nous avons examiné les paramètres de Weibull, la densité de puissance moyenne et la vitesse moyenne du vent à une hauteur de 10 mètres pour sites préalablement sélectionnés dans chaque zone, en se basant sur des données météorologiques horaires sur une période de plus de 30 ans.

Nos conclusions sont les suivantes :

- ✓ Dans le sud du pays, la plus large gamme de vitesses du vent est observée au printemps.
- ✓ Le facteur de forme, qui mesure la stabilité des vents, a révélé une stabilité plus élevée et constante au printemps. En ce qui concerne la densité de puissance moyenne, des variations importantes ont été observées selon les mois, les saisons et les régions. Le Sud du pays présente une densité de puissance de plus en plus importante, atteignant des valeurs élevées.

En somme, cette étude démontre un potentiel éolien significatif en Algérie, avec des variations saisonnières et régionales importantes. Les résultats obtenus permettent de déterminer les zones les plus favorables à l'exploitation de l'énergie éolienne.

Ces conclusions fournissent des informations précieuses pour le développement futur de parcs éoliens et la planification énergétique durable en Algérie.

Dans un deuxième temps, la mise à jour de l'Atlas des vents à une hauteur de 10 mètres du sol a permis d'évaluer les vitesses moyennes annuelles du vent au Sud Algérien. Les résultats ont montré une variation de 2,6 à 10,6 m/s sur l'ensemble du territoire Sud Algérien. La région de Guemar se distingue en termes de vitesse maximale du vent, atteignant 10,6 m/s. La région de Biskra la suit de près avec une vitesse moyenne annuelle de 8,87 m/s. Le site d'El Golea se classe troisième avec une vitesse avoisinant les 8 m/s.

L'analyse des ressources éoliennes des sites étudiés montre que ces derniers sont caractérisés par un potentiel énergétique éolien important que peut être effectivement exploité. En effet, le traitement statistique des données nous a permis d'optimiser le choix du site et le dimensionnement des parcs éoliens. On a choisi le site d'Illizi comme meilleur site

pour l'installation du parc éolien de 20 MW, car ce dernier possède un meilleur facteur de capacité avec une densité de puissance plus élevée.

Dans notre cas, pour un parc éolien de puissance nominale de 20 MW, nous choisissons d'installer treize éoliennes de type Gamesa G80 avec une puissance nominale de 1500 KW.

Notre choix est porté sur une seule rangé de 13 éoliennes distantes de 320 m entre elles.

En conclusion, on a évalué le gisement éolien et de l'énergie éolienne, en fournissant des informations précieuses sur le potentiel énergétique, la production d'électricité et on a réactualisé la carte des vents au Sud Algérien. Les résultats obtenus peuvent servir de base pour la planification et la mise en œuvre de projets éoliens, ainsi que pour l'élaboration de politiques énergétiques durables. L'exploitation efficace de l'énergie éolienne contribuera à la transition énergétique vers un avenir plus propre et plus durable.

Comme perspectives, Les divers résultats obtenus ouvrent la voie vers d'autres travaux futurs dans cette thématique très prometteuse qui vont être réalisés par notre équipe par une autre doctorante.

Bibliographie

References

- [1] Yves JANNOT. Thermique solaire. 2003.
- [2] Christoph Kost, Benjamin Pfluger, Wolfgang Eichhammer, and Mario Ragwitz. Fruitful symbiosis: Why an export bundled with wind energy is the most feasible option for north african concentrated solar power. *Energy Policy*, 39(11):7136–7145, 2011. Asian Energy Security.
- [3] Nadejda Komendantova, Anthony Patt, Lucile Barras, and Antonella Battaglini. Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in north africa. *Energy Policy*, 40:103–109, 2012. Strategic Choices for Renewable Energy Investment.
- [4] Hasni Toufik. Developpement des energies renouvelables en algerie. *National conference on renewable energies and sustainable development. Laghouat, Algeria*, 2006.
- [5] Amine Boudghene Stambouli. Promotion of renewable energies in algeria: Strategies and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2):1169–1181, 2011.
- [6] Yoshihiro Hamakawa. Recent progress in solar photovoltaic energy conversion. *JSAP international*, 5:30–35, 2002.
- [7] N. Salvacao and C. Guedes Soares. Wind resource assessment offshore the atlantic iberian coast with the wrf model. *Energy*, 145:276–287, 2018.
- [8] Jiale Li, Xuefei Wang, and Xiong (Bill) Yu. Use of spatio-temporal calibrated wind shear model to improve accuracy of wind resource assessment. *Applied Energy*, 213:469–485, 2018.
- [9] Christopher Jung and Dirk Schindler. 3d statistical mapping of germany wind resource using wsws. *Energy Conversion and Management*, 159:96–108, 2018.
- [10] Ahmed Shata Ahmed. Wind resource assessment and economics of electric generation at four locations in sinai peninsula, egypt. *Journal of Cleaner Production*, 183:1170–1183, 2018.
- [11] Mostafa Mahdy and AbuBakr S. Bahaj. Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in egypt. *Renewable Energy*, 118:278–289, 2018.
- [12] Ahmed Shata Ahmed. Wind energy characteristics and wind park installation in shark el-ouinat, egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:734–742, 2018.
- [13] Chana Chancham, Jompob Waewsak, and Yves Gagnon. Offshore wind resource assessment and wind power plant optimization in the gulf of thailand. *Energy*, 139:706–731, 2017.
- [14] Gholamreza Amirinia, Somayeh Mafi, and Said Mazaheri. Offshore wind resource assessment of persian gulf using uncertainty analysis and gis. *Renewable Energy*, 113:915–929, 2017.
- [15] Komal S. Khan and Muhammad Tariq. Wind resource assessment using sodar and meteorological mast - a case study of pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:2443–2449, 2018.
- [16] Junkai Liu, Chloe Y. Gao, Jingzhen Ren, Zhiqiu Gao, Hanwei Liang, and Linlin Wang. Wind resource potential assessment using a long term tower measurement approach: A case study of beijing in china. *Journal of Cleaner Production*, 174:917–926, 2018.
- [17] R. Laudari, B. Sapkota, and K. Banskota. Validation of wind resource in 14 locations of nepal. *Renewable Energy*, 119:777–786, 2018.
- [18] F. Veronesi, S. Grassi, and M. Raubal. Statistical learning approach for wind resource assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56:836–850, 2016.
- [19] Davut Solyali, Mustafa AltunÅ§, SÅEleyman Tolun, and Zafer Aslan. Wind resource assessment of northern cyprus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:180–187, 2016.

- [20] Teresa Simoes and Ana Estanqueiro. A new methodology for urban wind resource assessment. *Renewable Energy*, 89:598–605, 2016.
- [21] Ki-Yong Oh, Ji-Young Kim, Jun-Shin Lee, and Ki-Wahn Ryu. Wind resource assessment around korean peninsula for feasibility study on 100Å mw class offshore wind farm. *Renewable Energy*, 42:217–226, 2012. International Symposium on Low Carbon and Renewable Energy Technology 2010 (ISLCT 2010).
- [22] Ki-Yong Oh, Ji-Young Kim, Jae-Kyung Lee, Moo-Sung Ryu, and Jun-Shin Lee. An assessment of wind energy potential at the demonstration offshore wind farm in korea. *Energy*, 46(1):555–563, 2012. Energy and Exergy Modelling of Advance Energy Systems.
- [23] Farouk Chellali, Adballah Khellaf, Adel Belouchrani, and Abdelmadjid Recioui. A contribution in the actualization of wind map of algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2):993–1002, 2011.
- [24] N.Kasbadji Merzouk. Wind energy potential of algeria. *Renewable Energy*, 21(3):553–562, 2000.
- [25] N Kasbadji Merzouk. *Evaluation du gisement energetique eolien. Contribution a la determination du profil vertical de la vitesse du vent en Algerie*. PhD thesis, These de doctorat. Universite Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2006.
- [26] Y. Himri, S. Himri, and A. Boudghene Stambouli. Assessing the wind energy potential projects in algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8):2187–2191, 2009.
- [27] Y. Himri, S. Himri, and A. Boudghene Stambouli. Wind power resource in the south-western region of algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1):554–556, 2010.
- [28] Y. Himri, S. Rehman, B. Draoui, and S. Himri. Wind power potential assessment for three locations in algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(9):2495–2504, 2008.
- [29] Y. Himri, S. Rehman, A. Agus Setiawan, and S. Himri. Wind energy for rural areas of algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5):2381–2385, 2012.
- [30] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, and B. Draoui. Prospects of wind farm development in algeria. *Desalination*, 239(1):130–138, 2009.
- [31] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, and S. Himri. Review of wind energy use in algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4):910–914, 2009.
- [32] Sidi Mohammed Boudia and Ouahiba Guerri. Investigation of wind power potential at oran, north-west of algeria. *Energy Conversion and Management*, 105:81–92, 2015.
- [33] Sidi Mohammed Boudia, Sidahmed Berrached, and Sihem Bouri. On the use of wind energy at tlemcen, north-western region of algeria. *Energy Procedia*, 93:141–145, 2016. Africa-EU Symposium on Renewable Energy Research and Innovation.
- [34] Sidi Mohammed Boudia, Abdelhalim Benmansour, and Mohamed Abdellatif Tabet Hellal. Wind energy resource assessment at tindouf region, extreme southwest of algeria. In *Engineering and Manufacturing Technologies*, volume 541 of *Applied Mechanics and Materials*, pages 972–976. Trans Tech Publications, 6 2014.
- [35] Sidi Mohammed Boudia, A Benmansour, N Ghellai, M Benmdjahed, and M.A. Tabet Hellal. Temporal assessment of wind energy resource in algerian highlands regions. 15:43–55, 03 2012.
- [36] SM Boudia, A Benmansour, N Ghellai, M Benmedjahed, and MA Tabet Hellal. Temporal wind energy resource assessment at ghardaia region. *SIENR?12 Ghardaïa. Revue des Energies Renouvelables*, 67?74., pages 67–74, 2012.
- [37] S. M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, and M. A. Tabet Hellal. Monthly and seasonal assessment of wind energy potential in mechria region, occidental highlands of algeria. *International Journal of Green Energy*, 9(3):243–255, 2012.
- [38] Nassera Ghellai, Miloud Benmedjahed, Zakaria Bouzid. Wind potential assessment of ain salah in algeria; calculation of the cost energy. *International Journal of Energy and Power Engineering. Vol. 4, No. 2, pp. 38-42*, 2015.

- [39] M Benmedjahed, N Ghellai, A Benmansour, SM Boudai, and MA Tabet Hellal. Assessment of wind energy and energy cost in algeria. *International Journal of Renewable Energy*, 9(1):31–40, 2014.
- [40] N. GHELLAI and M.BELARBI Z. BOUZID. Assessment of wind resource and production in oran, algeria. *International Journal on Computational Sciences & Applications (IJCSA) Vol.4, No.5*, October 2014.
- [41] Said Diaf, M Belhamel, Mourad Haddadi, Louche Alain, and Al. Assessment of wind energy resource in southern algeria. 10:3–321, 01 2007.
- [42] Mounir Aksas and Amor Gama. Assessment of wind and solar energy resources in batna, algeria. *Energy Procedia*, 6:459–466, 2011. Impact of Integrated Clean Energy on the Future of the Mediterranean Environment?
- [43] Niels G Mortensen, H Ejning Jørgensen, Mike Anderson, and K Hutton. Comparison of resource and energy yield assessment procedures. *Proceedings EWEA–The European Wind Energy Association*, 2012.
- [44] Niels G Mortensen and Hans E Jørgensen. Comparative resource and energy yield assessment procedures (creyap) pt. ii. *Assessment*, 26:06, 2013.
- [45] IWEA. *Best Practice Guidelines for the Irish Wind Energy Industry*, March 2012.
- [46] CEC. *Best Practice Guidelines For Implementation of Wind Energy Projects in Australia*, 2013.
- [47] Erik L Petersen, Niels G Mortensen, Lars Landberg, Jørgen Højstrup, and Helmut P Frank. Wind power meteorology. part i: Climate and turbulence. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 1(S1):25–45, 1998.
- [48] CG Justus, WR Hargraves, and Ali Yalcin. Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators. *Journal of Applied Meteorology (1962-1982)*, pages 673–678, 1976.
- [49] Jose A Carta, Penelope Ramirez, and Sergio Velazquez. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the canary islands. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(5):933–955, 2009.
- [50] A Clifford Cohen. Maximum likelihood estimation in the weibull distribution based on complete and on censored samples. *Technometrics*, 7(4):579–588, 1965.
- [51] SC Pryor, M Nielsen, RJ Barthelmie, and J Mann. Can satellite sampling of offshore wind speeds realistically represent wind speed distributions? part ii: Quantifying uncertainties associated with distribution fitting methods. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 43(5):739–750, 2004.
- [52] Seyit A Akdağ and Ali Dinler. A new method to estimate weibull parameters for wind energy applications. *Energy conversion and management*, 50(7):1761–1766, 2009.
- [53] Tian Pau Chang. Performance comparison of six numerical methods in estimating weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy*, 88(1):272–282, 2011.
- [54] C Carrillo, AF Obando Montaña, J Cidrás, and Eloy Díaz-Dorado. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:572–581, 2013.
- [55] M Lydia, S Suresh Kumar, A Immanuel Selvakumar, and G Edwin Prem Kumar. A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:452–460, 2014.
- [56] Rozenn Wagner, Ioannis Antoniou, Søren M Pedersen, Michael S Courtney, and Hans E Jørgensen. The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 12(4):348–362, 2009.
- [57] Rozenn Wagner, Michael Courtney, Julie Gottschall, and P Lindelöv-Marsden. Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement. *Wind Energy*, 14(8):993–1004, 2011.

- [58] Jonathon Sumner and Christian Masson. Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves. 2006.
- [59] Isaac Y.F Lun and Joseph C Lam. A study of weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy*, 20(2):145–153, 2000.
- [60] Ahmet D. Sahin and Zekai Sen. First-order markov chain approach to wind speed modelling. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 89(3):263–269, 2001. 10th International Conference on Wind Engineering.
- [61] Zekai Şen. Stochastic wind energy calculation formulation. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 84(2):227–234, 2000.
- [62] S. Finardi, G. Tinarelli, P. Faggian, and G. Brusasca. Evaluation of different wind field modeling techniques for wind energy applications over complex topography. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 74-76:283–294, 1998.
- [63] SI Molla, AL Kenimer, DL Reddell, AD Morton, and GJ Sabbagh. Wind speed simulation using double fourier transformation. *Transactions of the ASAE*, 44(1):151, 2001.
- [64] <http://www.ncdc.noaa.gov>. Ncdc national climatic data center.
- [65] S. Krohn. *Manuel de référence sur l'énergie éolienne 2ème partie : Définitions de l'énergie et de la puissance*, 2003.
- [66] B MULTON, G ROBIN, O GERGAUD, and HBEN AHMED. Le génie électrique dans le vent: état de l'art et.
- [67] Arnaud Gaillard. *Système éolien basé sur une MADA: contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service*. PhD thesis, Université Henri Poincaré-Nancy 1, 2010.
- [68] Jean-Marie Martin-Amouroux. World energy perspectives; perspectives energetiques mondiales. *Techniques de l'ingénieur. Génie énergétique*, 2004.
- [69] Désiré Le Gourières. *Energie éolienne : théorie, conception et calcul pratique des installations / par Désiré Le Gourières,...* Eyrolles, Paris, 1980, 1980.
- [70] C.Boris Et G. Christophe. Energie eolienne, fonctionnement, contraintes et perspective sur l'avenir.
- [71] Jessica Kerns and Paul Kerlinger. A study of bird and bat collision fatalities at the mountaineer wind energy center, tucker county, west virginia: Annual report for 2003. *Prepared for FPL Energy and Mountaineer Wind Energy Center Technical Review Committee*, 2004.
- [72] ISO 3741. Acoustics — determination of sound power levels of noise sources, precision methods for broad-band sources in reverberation rooms. Technical report, 1988.
- [73] ISO 1996-1. Acoustics — description and measurement of environmental noise, part 7: Basic quantities and procedures. Technical report, 1982.
- [74] ISO 1996-3. Acoustics — description and measurement of environmental noise, part 3: Application to noise limits. Technical report, 1987.
- [75] Sathyajith Mathew. *Wind energy and environment*, pages 179–207. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2006.
- [76] Centre National Recherche Appliquée de en Génie-Parasismique. Regles parasismiques algeriennes rpa 99 / version 2003. Technical report, 2003.

Annexes

Wind Energy Resource Assessment in South Western of Algeria

Asma Abderrahim*, Nassera Ghellai, Zakaria Bouzid, Younes Menni

Unit of Research on Materials and Renewable Energies, Department of Physics, Faculty of Sciences, Abou Bekr Belkaid University, P.O. Box 119-13000-Tlemcen, Algeria

Corresponding Author Email: abder.asmaa@gmail.com

<https://doi.org/10.18280/mmep.060201>

ABSTRACT

Received: 29 April 2019

Accepted: 4 June 2019

Keywords:

wind energy, wind resource, assessment wind potential, Weibull parameters, the southwest of Algeria

The aim of this paper is to evaluate the wind potential in southwestern Algeria, according to months, seasons and entire years and contribute to the updating of the wind map in Algeria at 10 m from the ground, using hourly data for wind collected over a period of more than 30 years. The wind data analysis was done using the Weibull function at 10 m from the ground. Then we did the statistical analysis, which includes several fundamental properties, such as Weibull parameters, mean wind speed and average power density. The results give the city of Tindouf as the one with the highest annual average speed with 5.39 m/s at 10 m from the ground. As for the temporal study, it gives that spring is the best windy period.

1. INTRODUCTION

An unprecedented boom, especially after the 1973 oil crisis that alerted states producing fossil energy [1]. In fact, after the year 2000, the fluctuating context of fossil fuels, the explosion of worldwide demand for electricity and environmental awareness have drawn attention to the need for clean and sustainable energy.

Electricity generation in North Africa using renewable energy resources has recently gained momentum through several projects such as the Desertec Industrial Initiative, where bulk wind, CSP and PV large scale export is the most feasible option [2].

North African countries with high levels of direct solar radiation, the goal of these plans is to create a new renewable energy generation capacity, using solar and wind energy on the basin Mediterranean [3].

In Algeria, the objectives fixed by the company to capital action NEAL (Novel Energy Algeria), centered on the increase of the renewable power production in 1400 MW in 2030 and 7500 MW at the beginning of 2050. The electrical energy will result from solar power plants, exclusively solar, or from hybrid solar power plants, which also use other renewable or conventional forms of energy, rather natural gas [4]. Recently, Boudghene Stambouli concluded that there is a considerable potential in Algeria for the renewable use of a source of energy [5], in particular as regards solar and wind energy producing fewer greenhouse gas emissions [6].

In the field of the evaluation of the wind potential, the scientific literature proposes recent studies on different areas of the globe; among them: the study of wind resource assessment offshore the Atlantic Iberian coast with the WRF model in Spain [7]; Use of spatio-temporal calibrated wind shear model to improve accuracy of wind resource assessment in the USA [8]; 3D statistical mapping of Germany's wind resource using WSWS [9]; Wind resource assessment and economics of electric generation at four

locations in Sinai Peninsula, Egypt [10]; Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt [11]; Wind energy characteristics and wind park installation in Shark El-Ouinat, Egypt [12]; Offshore wind resource assessment and wind power plant optimization in the Gulf of Thailand [13]; Offshore wind resource assessment of Persian Gulf using uncertainty analysis and GIS [14]; Wind resource assessment using SODAR and meteorological mast – A case study of Pakistan [15]; Wind resource potential assessment using a long term tower measurement approach: A case study of Beijing in China [16]; Validation of wind resource in 14 locations of Nepal [17]; Statistical learning approach for wind resource assessment in United Kingdom [18]; Wind resource assessment of Northern Cyprus in Turkey [19]; A new methodology for urban wind resource assessment in Portugal [20] et. The wind resource assessment around coastal areas of the Korean peninsula [21-22].

Numerous works indicated that Algeria was characterized by the most important wind potential; in particular, the first approach is the establishment of Atlas and wind map in Algeria. In this context, we can quote the contribution to the updating of the card of the wind of Algeria, adding the study of Hassi R'mel South of the country to the Atlas of the wind by Challali and al [23], few studies were led to estimate the wind resources, although the publication of the Atlas of wind by Kasbadji [24-25] gave rise to a growth of the domain of the evaluation of the wind. The second approach is the assessment of wind potential and the design of wind energy conversion systems. In this context, we can mention the studies by Himri et al. [26-31] who were among the first to give a statistical analysis of the wind speed in different regions of Algeria and the work on the evaluation of wind resources at different sites in Algeria (Boudia et al. [32-37], Benmedjahed et al. [38-39], Bouzid et al. [40], Diaf et al. [41], Aksas et al. [42]).

In this study, we suggest making an analysis of the wind resource in the Southwest region of Algeria by choosing two

sites. Furthermore, the objective of this work is the contribution to the updating of the wind Atlas of Algeria in 10 m of the ground by using meteorological data according to the wind speed adjusted by the distribution of Weibull. So, the estimation of the average speed and the average density of power, according to the months, seasons and of the year.

2. SITES SELECTIONS AND WEATHER DATA

2.1 Sites presentation

Bechar is the largest city in southwestern Algeria, located 852 km northeast of Tindouf which is located at the extreme southwestern tip of Algeria. The geographic location of the two weather stations is shown in Figure 1.



Figure 1. The geographic location of the wind measurement station in Algerian map

2.2 Data analysis of wind speeds

In this article, the geographic coordinates of weather stations and years of measurements are presented in Table 1.

Table 1. Geographical coordinates of the data collection station used in the study

Stations	Station code (AWS)	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Measurement Period
Bechar	605710	-2,27	31.646	811.1	01/01/1988 31/12/2017
Tindouf	606560	-8,167	27.7	442.9	01/01/1987 31/12/2017

We used wind speeds at 10 meters above ground level recorded every hour. These data were obtained via "NCDC Climate Data Online" [43].

3. WIND ANALYSIS MODEL

3.1 Weibull statistics of wind speed

To estimate the potential of wind energy of any site, it is important to characterize the probability distribution of the wind speed of the site. The distribution of Weibull is the most wide-spread to adjust the distributions of the wind speed for a period of time [44-45]. He is defined by the following equation:

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

where $f(v)$ is the probability to observe the wind speed, v is the wind speed (m/s), K is the parameter of shape of Weibull (dimensionless), and A is the parameter of scale of Weibull (m/s).

There are different methods for estimating parameters of the Weibull distribution [46-47]. In this work, for the analysis of the wind data, the maximum likelihood method was used, taking into account its good performance [48]. The parameters of Weibull K and A can be estimated by the following equations:

$$K = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^K \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^K} - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \ln v_i \right] \quad (2)$$

$$A = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n v_i^K \right)^{\frac{1}{K}} \quad (3)$$

where v_i is the non-zero speed of the wind at a time i and N the number of nonzero wind speed data. The average wind speed V_m can be calculated according to Weibull parameters as follows [49-51]:

$$V_m = A \Gamma \left(1 + \frac{1}{K} \right) \quad (4)$$

where Γ is the gamma function.

3.2 Wind power density

The power of the wind that flows at speed v through a blade sweep area S (m^2) is the cubic of its velocity and is given by the following equation [52]:

$$P(v) = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v_m^3 \quad (5)$$

where ρ is the density of the air (Kg/m^3). The wind power density of a site can be expressed using the Weibull parameters by the following relation:

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{K} \right) \quad (6)$$

4. RESULTS AND DISCUSSION

Figure 2 represents the annual Weibull distributions for both Bechar and Tindouf sites; according to the results obtained, we find that the wind speed covers an interval of up to 8 m/s for the Bechar site and 10 m/s for the Tindouf site. The scale factor values for Bechar and Tindouf are respectively 4.2533 m/s and 5.7846 m/s. The shape of the two curves is determined by a shape parameter equal to 2.8529 for Bechar and 3.4964 for Tindouf.

The seasonal Weibull distribution at 10 m for the two sites studied is shown in Figure 3. It is shown that all curves have a similar trend of wind speeds for the Weibull distribution. There is no season in the two studied sites where the wind

speed does not exceed 10 m/s except for the spring of the Tindouf site where the speed interval extends up to 12 m/s.

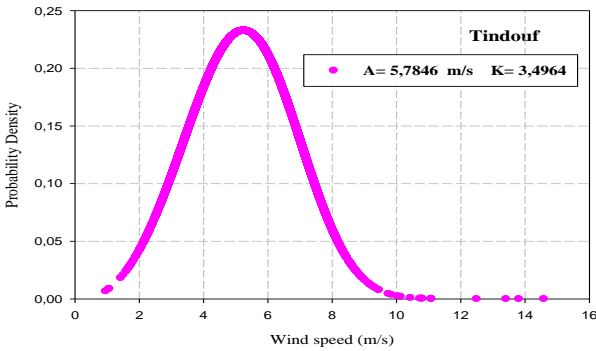
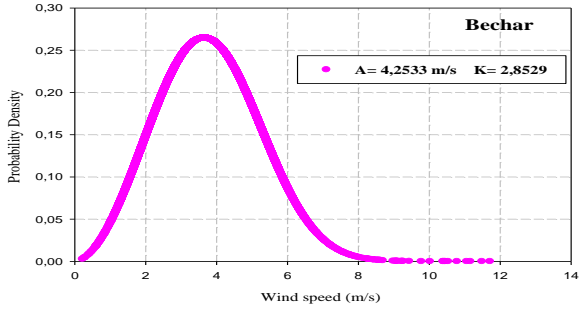


Figure 2. Annual Weibull wind distribution at 10m

Table 2. Annual average speed and power density at 10m

	Bechar	Tindouf
V (m/s)	3.8116	5.3980
P (W/m ²)	33.9173	96.3376

From Table 2, we note that the average annual speed does not exceed 5.4 m/s.

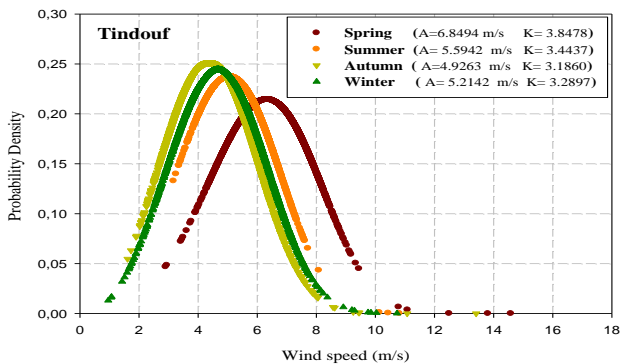
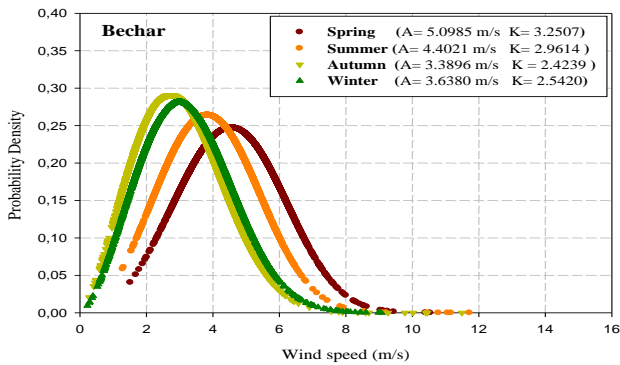


Figure 3. Seasonal Weibull wind distribution at 10m

Table 3. Seasonal average power speed and density at 10m

	Bechar		Tindouf	
Season	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Spring	4.8153	68.3868	6.6295	178.4226
Summer	4.1230	42.9282	5.4584	99.6075
Autumn	3.0512	17.3995	4.60	59.6172
Winter	3.2166	20.3838	4.8575	70.2008

According to Table 3, we note that the minimum value of the average wind speed is in the autumn season for the two sites Bechar and Tindouf with 3.0512 m/s and 4.60 m/s respectively and the maximum value is in season spring with 4.8153 m/s and 6.6295 m/s respectively.

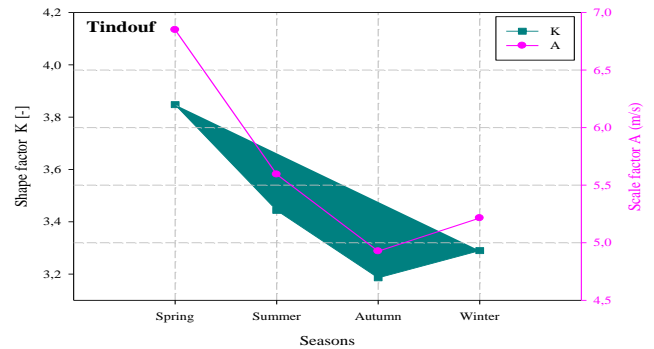
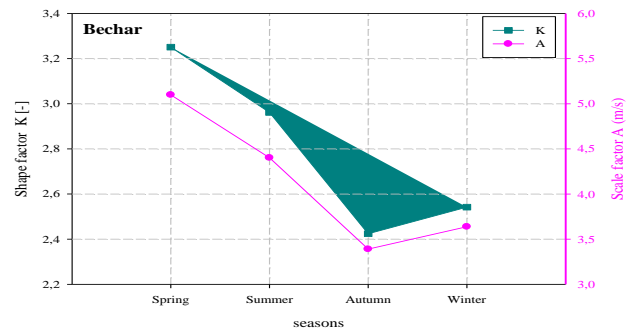


Figure 4. Seasonal Weibull distribution parameters at 10m

In addition, the value of the average power density varies between 17.39 W/m² and 68.38 W/m² for Bechar and between 59.61 W/m² and 178.42 W/m² for Tindouf.

Figure 4 represents the seasonal distribution of the two Weibull parameters during the study period. We note that the scale factor A reaches its maximum value in spring for Bechar and Tindouf with 5.0985 m/s and 6.8494 m/s respectively. In addition, its minimum value is in autumn for both Bechar and Tindouf sites with 3.3896 m/s and 4.9263 m/s respectively. We also note that the form factor K takes its maximum in spring with 3.8478 for Tindouf and 3.2507 for Bechar.

The monthly Weibull wind distribution study presented in Figure 5 and the monthly distribution of the two Weibull parameters presented in Figure 6 give an increase of the K shape parameter in the warm months from 2.8423 to 3.3410 for Bechar and between 3.4089 and 3.8941 for Tindouf. The minimum values are for cold months from 1.9109 to 2.6504 for Bechar and between 3.0484 and 3.3436 for Tindouf. The analysis also gives a maximum value of the A scale parameter in May for the two Bechar and Tindouf sites with respectively 5.3271 m/s and 7.0083 m/s.

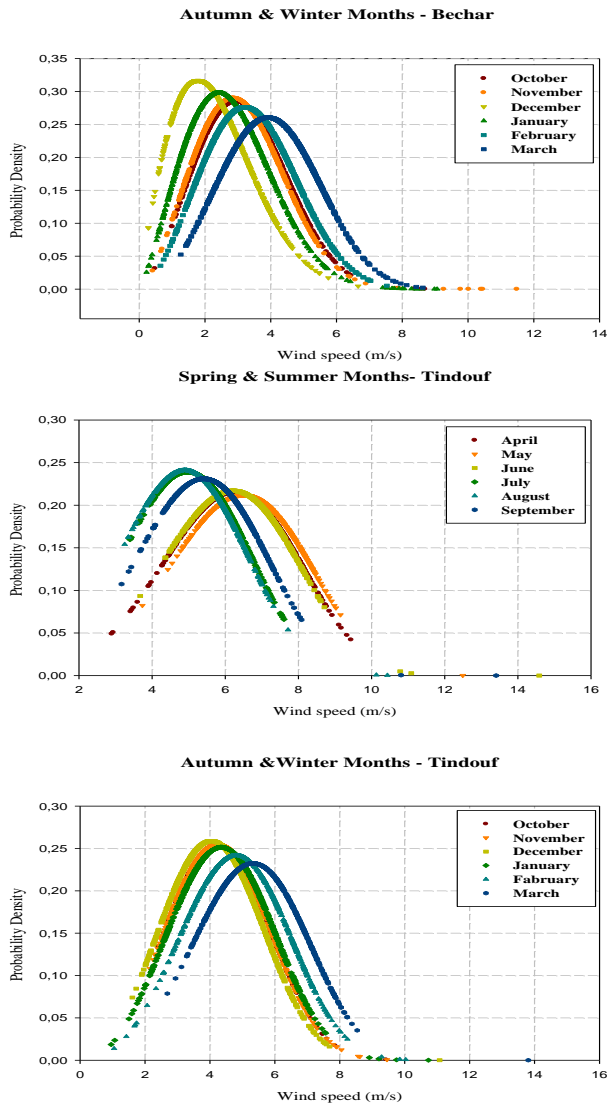


Figure 5. Monthly Weibull wind distribution at a height of 10 m

The monthly variation of mean wind speed and the mean power density at 10 m above ground level is mentioned in the table 4. For the Bechar site, we note that the minimum value of the mean speed is in December with 2.4538 m/s and the maximum value is in May with 5.0555 m/s. In addition, the mean power density varies between 9.0492 W/m² in December and 79.1420 W/m² in May. For the Tindouf site, we observe that the monthly mean wind speed varies between 4.2501 m/s in December and a maximum value of 6.8501 m/s in May. Furthermore, the mean power density varies between 47.0230 W/m² and 196.8801 W/m².

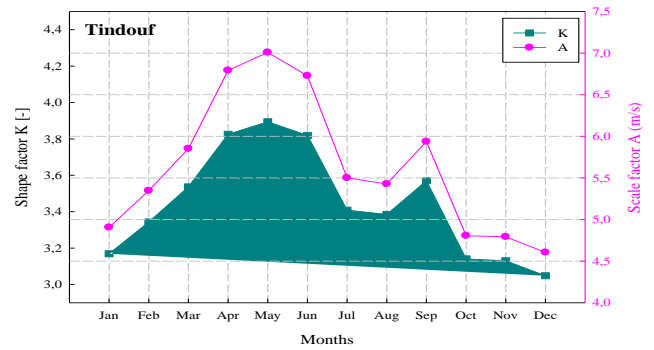
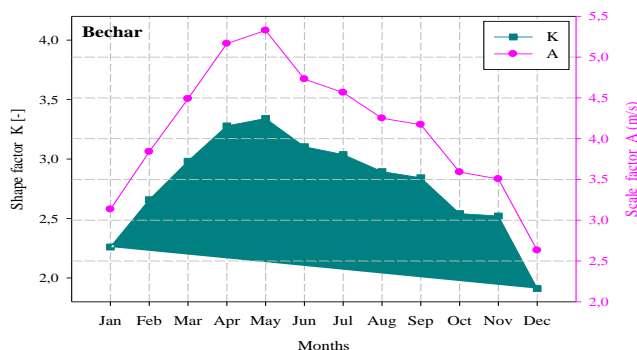


Figure 6. Monthly Weibull distribution parameters at 10

Table 4. Monthly variations of mean wind speed and power density at 10m

Months	Bechar		Tindouf	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
January	2.7395	12.5931	4.5445	57.4867
February	3.4735	25.6688	5.0155	77.2790
March	4.1080	42.4622	5.5397	104.1263
April	4.8835	71.3363	6.5815	174.6145
May	5.0555	79.1420	6.8501	196.8801
June	4.4927	55.5446	6.5198	169.7526
July	4.2641	47.4897	5.3744	95.0790
August	4.0206	39.8080	5.2882	90.5774
September	3.8973	36.2571	5.7682	117.5516
October	3.2891	21.7945	4.5867	59.1039
November	3.0735	17.7829	4.4910	55.4797
December	2.4538	9.0492	4.2501	47.0230

5. CONCLUSION

Through this study, the monthly, seasonal and annual Weibull parameters, mean wind speed and wind power densities are determined at a height of 10 m at two sites in the southwestern of Algeria, to provide information of wind resources. The results of this study can be concluded as follows:

The analysis gives a potential correlation between the mean temperature of the air and the factor of shape K in both sites where the biggest values are determined in the hot months. His minimal monthly value estimated at Bechar equal to 1.9109 in December while the maximum is estimated at 3.8941 in May at Tindouf. The minimal seasonal value estimated at Bechar equal to 2.4239 in autumn while the maximum equals to 3.8478 in Spring at Tindouf.

The seasonal analysis of the mean wind speed allowed us to show clearly that the spring remains the best beloved season. The maximal monthly value of the mean speed for both sites Bechar and Tindouf is in May with 5.0555 m/s and 6.8501 m/s respectively.

The spring supplies the highest mean wind power density on both sites Bechar and Tindouf with 68.3868 w/m² and 178.4226 w/m² respectively.

The present study leads to estimate completely the wind potential in the region Sahara of Algeria and to request afterward a possible feasibility of a project of the wind farm.

REFERENCES

- [1] Yves Jannot, Thermique solaire, (2011). <http://www.thermique55.com/principal/thermiquesolair e.pdf>.
- [2] Kost C, Pfluger B, Eichhammer W, Ragwitz M. (2011). Fruitful symbiosis: Why an export bundled with wind energy is the most feasible option for North African concentrated solar power. *Energy Policy Asian Energy Security* 39(11): 7136-7145. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.08.032>
- [3] Komendantova N, Patt A, Barras L, Battaglini A. (2012). Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in North Africa. *Energy Policy Strategic Choices for Renewable Energy Investment* 40: 103-109. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.12.008>
- [4] Toufik H. (2006). Developpement des energies renouvelables en Algerie. National Conference on Renewable Energies and Sustainable Development. Laghouat, Algeria.
- [5] Boudghene Stambouli A. (2011). Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(2): 1169-1181. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.017>
- [6] Hamakawa Y. (2002). Recent progress in solar photovoltaic energy conversion. *JSAP International* 5: 30-35.
- [7] Salvação N, Guedes Soares C. (2018). Wind resource assessment offshore the Atlantic Iberian coast with the WRF model. *Energy* 145: 276-287. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.101>
- [8] Li J, Wang XF, Yu X. (2018). Use of spatio-temporal calibrated wind shear model to improve accuracy of wind resource assessment. *Applied Energy* 213: 469-485. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.063>
- [9] Jung C, Schindler D. (2018). 3d statistical mapping of Germany wind resource using WSWS. *Energy Conversion and Management* 159: 96-108. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.095>
- [10] Ahmed Shata A. (2018). Wind resource assessment and economics of electric generation at four locations in Sinai Peninsula. Egypt. *Journal of Cleaner Production* 183: 1170-1183. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.182>
- [11] Mahdy M, Bahaj AS. (2018). Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt. *Renewable Energy* 118: 278-289. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.021>
- [12] Ahmed Shata A. (2018). Wind energy characteristics and wind park installation in shark el-Ouinat. Egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82: 734-742. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.031>
- [13] Chancham C, Waewsak J, Gagnon Y. (2017). Offshore wind resource assessment and wind power plant optimization in the gulf of Thailand. *Energy* 139: 706-731. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.026>
- [14] Amirinia G, Mafi S, Mazaheri S. (2017). Offshore wind resource assessment of Persian Gulf using uncertainty analysis and GIS. *Renewable Energy* 113: 915-929. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.070>
- [15] Khan KS, Tariq M. (2018). Wind resource assessment using sodar and meteorological mast a case study of Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81: 2443-2449. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.050>
- [16] Liu JK, Gao CY, Ren JZ, Gao ZQ, Liang HW, Wang LL. (2018). Wind resource potential assessment using a long term tower measurement approach: A case study of Beijing in china. *Journal of Cleaner Production* 174: 917-926. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.347>
- [17] Laudari R, Sapkota B, Banskota K. (2018). Validation of wind resource in 14 locations of Nepal. *Renewable Energy*, 119: 777-786. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.068>
- [18] Veronesi F, Grassi S, Raubal M. (2016). Statistical learning approach for wind resource assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56: 836-850. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.099>
- [19] Solyali D, Altunç M, Tolun S, Aslan Z. (2016). Wind resource assessment of northern Cyprus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55: 180-187.
- [20] Simões T, Estanqueiro A. (2016). A new methodology for urban wind resource assessment. *Renewable Energy* 89: 598-605. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.008>
- [21] Oh KY, Kim JY, Lee JS, Ryu KW. (2012). Wind resource assessment around Korean peninsula for feasibility study on 100 MW class offshore wind farm. *Renewable Energy* 42: 217-226. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.08.012>
- [22] Oh IKY, Kim JY, Lee JK, Ryu MS, Lee JS. (2012). An assessment of wind energy potential at the demonstration offshore wind farm in Korea. *Energy and Exergy Modelling of Advance Energy Systems* 46(1): 555-563. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.07.056>
- [23] Chellali F, Khellaf A, Belouchrani A, Recioui A. (2011). A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(2): 993-1002. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.025>
- [24] Kasbadji Merzouk N. (2000). Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy* 21(3): 553-562. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(00\)00090-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(00)00090-2)
- [25] Kasbadji Merzouk N. (2006). Evaluation du gisement energetique eolien. Contribution à la determination du profil vertical de la vitesse du vent en Algerie. PhD Thesis, These de doctorat. Universite Abou Bekr Belkaid, Tlemcen.
- [26] Himri Y, Himri S, Boudghene Stambouli A. (2009). Assessing the wind energy potential projects in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(8): 2187-2191. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.003>
- [27] Himri Y, Himri S, Boudghene Stambouli A. (2010). Wind power resource in the south-western region of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(1): 554-556. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.018>
- [28] Himri Y, Rehman S, Draoui B, Himri S. (2008). Wind power potential assessment for three locations in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(9): 2495-2504. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.06.007>
- [29] Himri Y, Rehman S, Agus Setiawan A, Himri S. (2012). Wind energy for rural areas of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(5): 2381-2385. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.055>

- [30] Himri Y, Boudghene Stambouli A, Draoui B. (2009). Prospects of wind farm development in Algeria. *Desalination* 239(1): 130-138. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2008.03.013>
- [31] Himri Y, Boudghene Stambouli A, Draoui B, Himri S. (2009). Review of wind energy use in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(4): 910-914. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.02.006>
- [32] Boudia SM, Guerri O. (2015). Investigation of wind power potential at Oran, northwest of Algeria. *Energy Conversion and Management* 105: 81-92. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.07.055>
- [33] Boudia SM, Berrached S, Bouri S. (2016). On the use of wind energy at Tlemcen, north-western region of Algeria. *Energy Procedia* 93: 141-145. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.162>
- [34] Boudia SM, Benmansour A, Tabet Hellal MA. (2014). Wind energy resource assessment at Tindouf region, extreme southwest of Algeria. In *Engineering and Manufacturing Technologies of Applied Mechanics and Materials* 541: 972-976. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.541-542.972>
- [35] Boudia SM, Benmansour A, Ghellai N, Benmedjahed M, Tabet Hellal M.A. (2012). Temporal assessment of wind energy resource in Algerian highlands regions. *Revue des Energies Renouvelables* 15(03): 43-55.
- [36] Boudia SM, Benmansour A, Ghellai N, Benmedjahed M, Tabet Hellal MA. (2012). Temporal wind energy resource assessment at Ghardaia region. *SIENR'12 Ghardaia. Revue des Energies Renouvelables*, pp. 67-74.
- [37] Boudia SM, Benmansour A, Ghellai N, Benmedjahed M, Tabet Hellal MA. (2012). Monthly and seasonal assessment of wind energy potential in Mechria region, occidental highlands of Algeria. *International Journal of Green Energy* 9(3): 243-255. <https://doi.org/10.1080/15435075.2011.621482>
- [38] Benmedjahed M, Bouzid Z, Ghellai N. (2015). Wind potential assessment of AIN salah in Algeria; calculation of the cost energy. *International Journal of Energy and Power Engineering* 4(2): 38-42.
- [39] Benmedjahed M, Ghellai N, Benmansour A, Boudai SM, Tabet Hellal MA. (2014). Assessment of wind energy and energy cost in Algeria. *International Journal of Renewable Energy* 9(1): 31-40.
- [40] Bouzid Z, Ghellai N, Belarbi M. (2014). Assessment of wind resource and production in Oran, Algeria. *International Journal on Computational Sciences & Applications (IJCSA)* 4(5).
- [41] Diaf S, Belhamel M, Haddadi M, Alain L, Al. (2007). Assessment of wind energy resource in southern Algeria. *Revue des Energies Renouvelables* 10(3): 321-333.
- [42] Aksas M, Gama A. (2011). Assessment of wind and solar energy resources in Batna, Algeria. *Energy Procedia* 6: 459-466. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.053>
- [43] NCDC, National Climatic Data Center, [online] <http://www.ncdc.noaa.gov>
- [44] BoroumandJazi G, Rismanchi B, Saidur R. (2013). Technical characteristic analysis of wind energy conversion systems for sustainable development. *Energy Conversion and Management* 69: 87-94. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.01.030>
- [45] Ahmed Shata A. (2010). Wind energy as a potential generation source at Ras Benas, Egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(8): 2167-2173. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.006>
- [46] Carla Freitas de Andrade and Hely Falcão Maia Neto and Paulo Alexandre Costa Rocha and Maria Eugênia Vieira da Silva. (2014). An efficiency comparison of numerical methods for determining weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of brazil. *Energy Conversion and Management* 86: 801-808. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.046>
- [47] Maatallah T, El Alimi S, Dahmouni AW, Nasrallah SB. (2013). Wind power assessment and evaluation of electricity generation in the gulf of Tunis, Tunisia. *Sustainable Cities and Society* 6: 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2012.06.004>
- [48] Seguro JV, Lambert TW. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 85(1): 75-84. [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00122-1](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00122-1)
- [49] Jamil M, Parsa S, Majidi M. (1995). Wind power statistics and an evaluation of wind energy density. *Renewable Energy* 6(5): 623-628. [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(95\)00041-H](https://doi.org/10.1016/0960-1481(95)00041-H)
- [50] Kavak Akpınar E, Akpınar S. (2005). An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Conversion and Management* 46(11): 1848-1867. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.08.012>
- [51] Paulo Alexandre Costa Rocha and Ricardo Coelho de Sousa and Carla Freitas de Andrade and Maria Eugênia Vieira da Silva. (2012). Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. *Applied Energy* 89(1): 395-400. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.08.003>
- [52] Li M, Li XG. (2005). Mep-type distribution function: a better alternative to Weibull function for wind speed distributions. *Renewable Energy* 30(8): 1221-1240.

NOMENCLATURE

A	The parameter of scale of Weibull, m/s
K	The parameter of shape of Weibull
P	The power of the wind, W/m ²
V	The wind speed, m/s.

Greek symbols

Γ	The gamma function
ρ	The density of the air, Kg/m ³



Determination of Wind Potential in some Regions of Algeria

A. Abderrahim¹, M. M. Boudia¹, N. Ghellai¹, Y. Menni¹, H. Ameur^{2*}

¹ Unit of Research on Materials and Renewable Energies, Department of Physics, Faculty of Sciences, Abou Bekr Belkaid University, P.O. Box 119, 13000, Tlemcen, Algeria

² Department of Technology, University Centre of Naama - Salhi Ahmed, P.O. Box 66, Naama 45000, Algeria

PAPER INFO

Paper history:

Received 08 July 2020

Accepted in revised form 19 September 2020

Keywords:

Region of Algeria
Seasonal statistics
Wind energy
Wind power

ABSTRACT

This paper aims to determine the wind potential in two regions of Algeria according to months, seasons, and entire years. An attempt is made to participate to the update of the wind map in this country, by using the collected hourly data during a period of more than thirty years. The Weibull function is employed to perform the wind data analysis. Two regions are considered: Illizi and Oran, which are located in the southeast and northwest of Algeria, respectively. The values of the Weibull parameters, average power density, and mean velocity are employed to achieve the statistical analysis. At the height of 10 m from the ground, the obtained results revealed that the highest annual average rate of 6.5 m/s occurred at the city of 'Illizi'. It was also found that the city of 'Essenia' has a middle potential of wind with an annual mean velocity of 3.5m/s. Furthermore, it was observed that the spring season is the most windy season for both regions.

doi: 10.5829/ijee.2020.11.03.03

INTRODUCTION

Wind energy potential, in Algeria possess the 5th rank among African countries [1]. In the past decades, the wind energy has become very competitive with the technologies of conventional power generation. This renewable energy has proven to be reliable and cost-effective. Algeria is known by its great potential in the wind energy. The interest of the wind farm in Adrar located in the Southwest Network of Algeria which was discussed by Hocine et al. [1]. Many researchers investigated the potential of wind power generation via theoretical and experimental approaches [2]. Abid et al. [2] focused on wind power technology for domestic use. The detail on performance of technologies involved in wind power is discussed in literature [1–3]. The establishment of Atlas wind maps provided a useful knowledge in this context, citing for example the work of Chellali et al. [4], who studied the characteristics of the region of Hassi R'mel. The determination of wind resources at different regions in this country provided additional and valuable information [5–8].

The objective of this work is to contribute to the update of the wind map in Algeria. For this purpose, and

analysis of the wind resource in two regions in Algeria is performed. The study is achieved by using meteorological data according to the wind velocity. An estimation of the average velocity and power density is provided. The measurements are taken for different months, seasons, and years.

The wind speeds at the height of 10 m above the ground were measured every hour by using "NCDC Climate Data Online" [9].

SITES SELECTION AND WEATHER DATA

Sites presentation

The first region under investigation "Illizi" is located in the southeast of Algeria, north of Tassili n'Ajjer, about a hundred kilometers from Libya. The second region studied "Oran" is a harbor city of the Mediterranean Sea, situated in the northwest of Algeria, at 432 km from the capital Algiers [8]. The geographic locations of both regions are shown in Figure 1.

Details on the position of each region under investigation are provided in Table 1. The measurement period is also given for both cases.

*Corresponding Author E-mail: houari_ameur@yahoo.fr (H. Ameur)

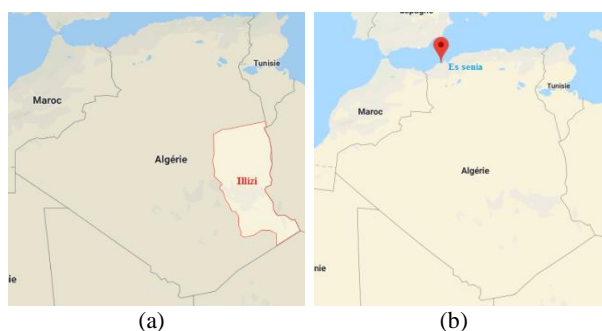


Figure 1. Geographic location of the cases studied in the Algerian map, (a) region of Illizi, (b) region of Oran Analysis of wind velocities [8]

TABLE 1. Geographical coordinates of the regions studied

Region	Region code (AWS)	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Measurement Period
Illizi	606400	+008.623	+26.724	+0541.9	01/01/1987-31/12/2017
Es senia	609400	-000.621	+35.624	+0089.9	01/01/1949 - 01/10/2019

MODELS OF WIND ANALYSIS

Weibull statistics

The distribution of the wind velocity is needed for the estimation of the potential of wind energy at any region. The distribution of Weibull is the most used approach [10]. It is given as follows:

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

where $f(v)$ is the probability to observe the wind speed, V is the wind speed (m/s), K is the parameter of the shape of Weibull (dimensionless), A is the parameter of scale of Weibull (m/s).

Various methods are available to estimate the distribution of Weibull parameters [11]. The maximum likelihood method is employed in this paper for its efficiency [12].

The parameters of Weibull K and A are given as:

$$K = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^K \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^K} - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \ln v_i \right] \quad (2)$$

$$A = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n v_i^K \right)^{\frac{1}{K}} \quad (3)$$

where N is the number of non-zero wind velocity and v_i is the non-zero wind velocity at a time i . The use of the values of Weibull parameters allows us to calculate the average wind velocity V_m [13]:

$$V_m = A \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{K} \right) \quad (4)$$

where Γ is the gamma function.

Density of the wind power

The wind power may be determined by the following expression [14]:

$$P(v) = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot V_m^3 \quad (5)$$

where ρ is the air density (kg/m³).

The density of wind power for a site may be calculated as follows:

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{K} \right) \quad (6)$$

RESULTS AND DISCUSSIONS

The seasonal distribution of Weibull parameters is given in Figure 3. As observed, all of the curves have a similar trend of wind velocities for the Weibull distribution. For the region of Illizi, the wind velocity is higher than 20 m/s for all of the seasons, except for the winter season, where the speed range extends up to 10 m/s (Figure 3a). However, for the region of Oran, the wind velocity is higher than 12 m/s for the four seasons (Figure 3b).

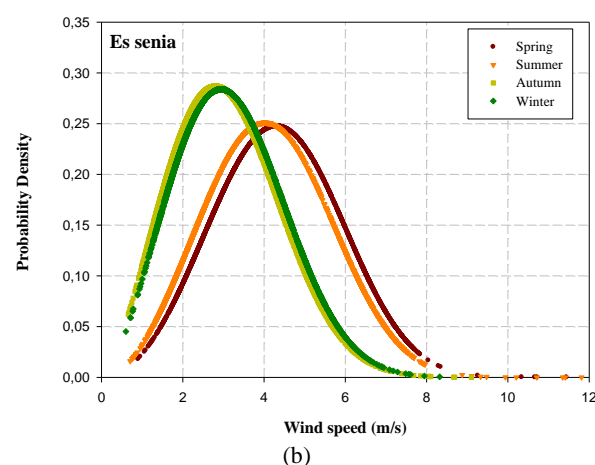
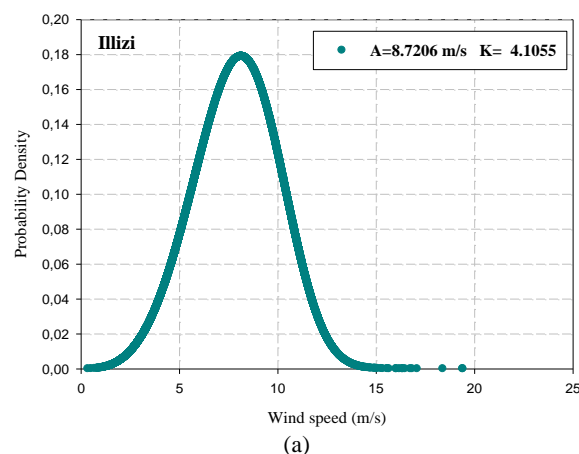


Figure 2. Annual distribution of Weibull parameters at 10 m of height, (a) Illizi, (b) Oran

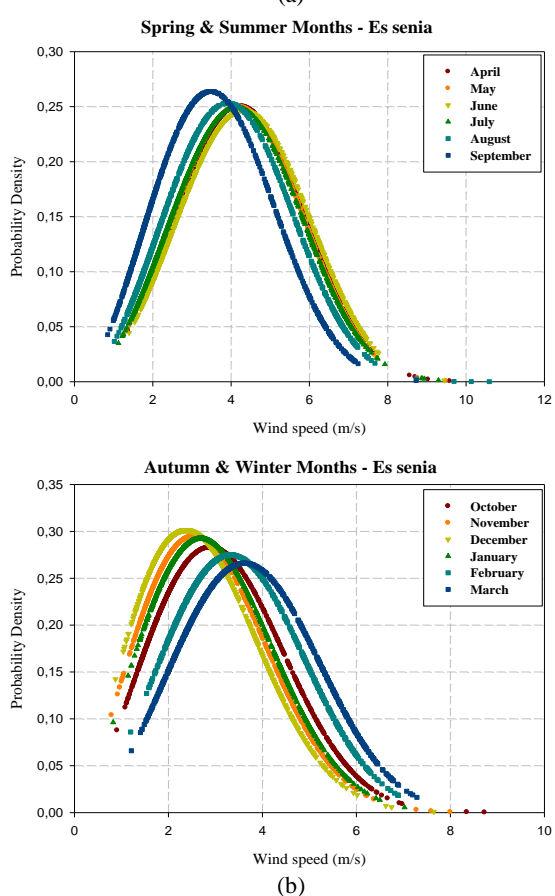
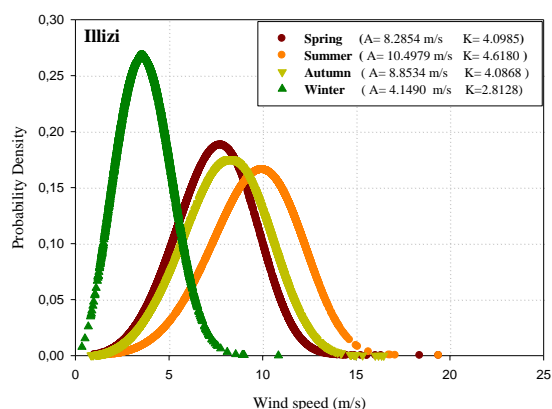


Figure 3. Seasonal Weibull wind distribution at 10 m of height, (a) Ilizi, (b) Oran

Region of Ilizi

For the region of Ilizi, Figure 4 presents the monthly and seasonal variation of both Weibull parameters during the period under investigation. The results show the most significant shape parameter equal to 4.7357 in June and 4.6180 in the summer season. However, the worst values of 2.6438 and 2.8128 are in January and the winter season, respectively, while the best scale parameter is

reached in the summer months with the greatest value equal to 10.8272 m/s in June.

According to the data provided in Table 2, it is observed that the monthly mean wind speed at 10 m varies between 3.3759 m/s in December and 9.9641 m/s in June. Furthermore, the mean power density varies between 23.5655 W/m² in December and 605.9212 W/m² in June.

Region of Oran

The monthly and seasonal distributions of both Weibull parameters for the region of Oran are provided in Figure 5. The highest values of the shape parameter, which are equal to 3.0976 and 3.1008, are reached in June and the spring season, respectively. However, the worst values of 2.2465 and 2.4566 are observed in December and the autumn season, respectively, while the best scale parameter is obtained during the summer months (in June) with the highest value of 4.9014 m/s.

It is clearly observed that the monthly mean wind speed changes between 2.8132 m/s in December and 4.1356 m/s in June. Besides, the mean power density varies between 13.6364 W/m² in December and 43.3242 W/m² in June (Table 2).

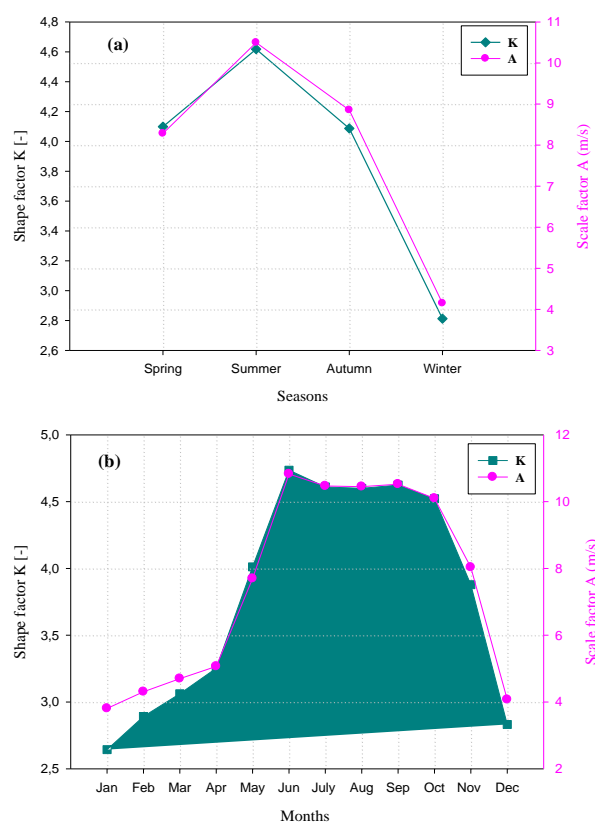
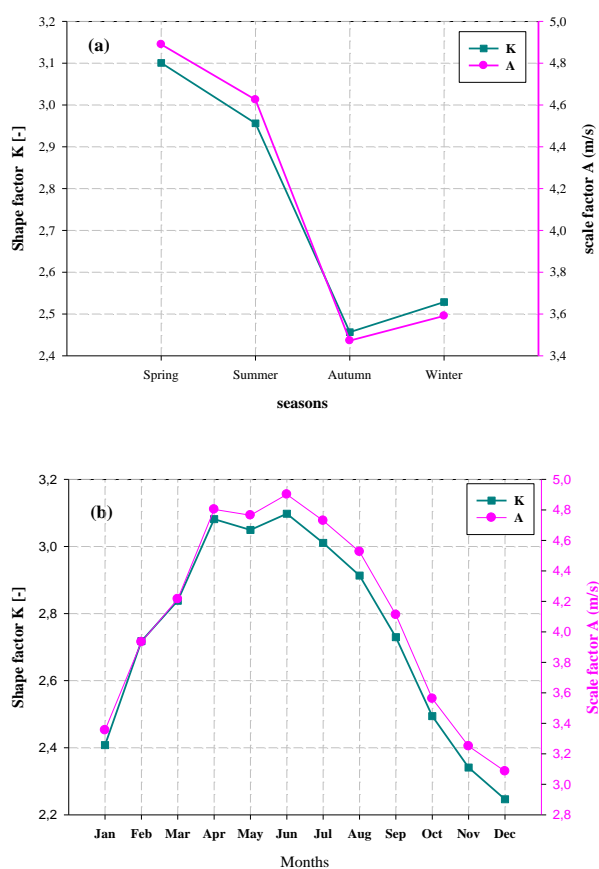


Figure 4. Weibull distribution parameters at a height of 10 m for the region of Ilizi, (a) Seasonal, (b) Monthly

TABLE 2. Monthly variations of the mean wind speed and power density at 10 m

Months	Ilizi		Oran	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
January	3.4193	24.4868	3.0331	17.0908
February	3.8984	36.2880	3.5130	26.5556
March	4.2444	46.8335	3.7068	31.1954
April	4.4385	53.5575	4.1166	42.7276
May	5.8818	124.6322	4.0208	39.8159
June	9.9641	605.9212	4.1356	43.3242
July	9.3411	499.2246	3.8791	35.7525
August	9.3239	496.4834	3.6421	29.5921
September	9.4649	519.3495	3.3446	22.9162
October	8.8551	425.2943	3.0323	17.0777
November	5.7445	116.1111	2.8940	14.8455
December	3.3759	23.5655	2.8132	13.6364

**Figure 5.** Weibull distribution parameters at a height of 10 m for the region of Oran, (a) Seasonal, (b) Monthly

CONCLUSION

For the country of Algeria, the monthly and seasonal Weibull parameters, density of the wind power, and mean velocity of the wind were determined to provide information about wind resources. A region from the southwest (Ilizi) and another region from the northeast (Oran) of Algeria were selected to achieve the study. Measurements of the wind characteristics were taken for a height of 10 m from the ground.

A strong relationship between the shape factor (K) and mean temperature of the air was observed, where the most prominent values were determined in the hot months for both regions. The minimal monthly cost of K was estimated to be 2.6438 in January, while the maximum value was equal to 4.7357 in June for the area of Ilizi. However, and for the area of Oran, the minimal and maximal monthly values of K were equal to 2.2465 and 3.0976 in December and June, respectively.

REFERENCES

- Hocine, G., Fatiha, L., Zohra, G. F. & Tayeb, A., 2019, The Interest of the Wind Farm of Adrar to the Southwest Network of Algeria, Iranian (Iranica) Journal of Energy and Environment, 10(3): 2079–2115. <https://doi.org/10.5829/ijee.2019.10.03.01>
- Abid, M., Karimov, K. S., & Wajid, H. A., 2014, Numerical and Experimental Analysis of a Spiral Horizontal Axis Wind Turbine, Iranian (Iranica) Journal of Energy and Environment, 5(1): 13–17. <https://doi.org/10.5829/idosi.ijee.2014.5.1.3>
- Nemati, A., 2020, Three-dimensional Numerical Study of the Performance of a Small Combined Savonius-Darrieus Vertical Wind Turbine, Iranian (Iranica) Journal of Energy and Environment, 11(2): 2079–2115. <https://doi.org/10.5829/ijee.2020.11.02.11>
- Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., & Recioui, A., 2011, February 1, A contribution in the actualization of wind map of Algeria, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 15(2): 993–1002. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.025>
- Himri, Y., Himri, S., & Boudghene Stambouli, A., 2009, October 1, Assessing the wind energy potential projects in Algeria, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 13(8): 2187-2191. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.003>
- Boudia, S. M., Berrached, S., & Bouri, S., 2016, On the Use of Wind Energy at Tlemcen, North-Western Region of Algeria, Energy Procedia, 93: 141–145. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.162>
- Benmedjahed, M., Ghellai, N., Benmansour, A., Boudai, S. M., & Tabet Hellal, M. A., 2014, Assessment of wind energy and energy cost in Algeria, International Journal of Renewable Energy, 9(1): 31–40. Retrieved from <https://ph01.tci-thaijo.org/index.php/RAST/article/view/26347>
- Wikipedia, [online], <https://fr.wikipedia.org/wiki/Ilizi>
- National Climatic Data Center, [online] <http://www.ncdc.noaa.gov>
- Boroumandjazi, G., Rismanchi, B., & Saidur, R., 2013, Technical characteristic analysis of wind energy conversion systems for sustainable development, Energy Conversion and Management, 69: 87–94. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.01.030>
- Andrade, C. F. De, Maia Neto, H. F., Costa Rocha, P. A., & Vieira

- Da Silva, M. E., 2014, An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil, *Energy Conversion and Management*, 86: 801–808. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.046>
12. Seguro, J. V., & Lambert, T. W., 2000, Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(1): 75–84. [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00122-1](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00122-1)
13. Jamil, M., Parsa, S., & Majidi, M., 1995, Wind power statistics and an evaluation of wind energy density, *Renewable Energy*, 6(5–6): 623–628. [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(95\)00041-H](https://doi.org/10.1016/0960-1481(95)00041-H)
14. Li, M., & Li, X., 2005, MEP-type distribution function: A better alternative to Weibull function for wind speed distributions, *Renewable Energy*, 30(8): 1221–1240. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.10.003>

Persian Abstract

DOI: 10.5829/ijee.2020.11.03.03

چکیده

این مقاله با هدف تعیین پتانسیل باد در دو منطقه الجزایر با توجه به ماه‌ها، فصول و کل سال انجام می‌شود. سعی شده است با استفاده از اطلاعات ساعتی جمع‌آوری شده در طی بیش از سی سال، در به روزرسانی نقشه باد در این کشور مشارکت شود. از تابع Weibull برای انجام تجزیه و تحلیل داده‌های باد استفاده شده است. دو منطقه در نظر گرفته شده است: ایلیزی و اوران که به ترتیب در جنوب شرقی و شمال غربی الجزایر واقع شده‌اند. مقادیر پارامترهای Weibull، میانگین چگالی توان و سرعت متوسط برای دستیابی به تجزیه و تحلیل آماری استفاده شده است. در ارتفاع ۱۰ متری زمین، نتایج به دست آمده نشان داد که بالاترین میزان متوسط سالانه ۶/۵ متر بر ثانیه در شهر "ایلیزی" رخ داده است. همچنین مشخص شد که شهر "Es-senia" دارای پتانسیل متوسط باد با سرعت متوسط سالانه ۳/۵ متر بر ثانیه است. علاوه بر این، مشاهده شد که فصل بهار برای هر دو منطقه بادگیرترین فصل است.

تحديث خريطة الرياح في جنوب الجزائر:

"حالة مزرعة الرياح وتأثيرها على البيئة"

ملخص:

تهدف أطروحة الدكتوراه الحالية إلى دراسة طاقة الرياح وتقييم إمكانات الرياح وفقًا للأشهر والفصول وسنوات كاملة في المنطقة الجنوبية من الجزائر. أولاً ، يتم إجراء تقييم متعمق لإمكانات الرياح باستخدام بيانات الأرصاد الجوية للرياح كل ساعة والتي تم جمعها على مدى أكثر من 30 عامًا وتقنيات التحليل المتقدمة. الهدف هو تحديد سرعة الرياح المتوسطة و طاقة الرياح بالإضافة إلى معلمات توزيع Weibull لمواقع مختلفة في المنطقة.

بعد ذلك ، يتم إجراء تحديث لخريطة الرياح ، مع دمج البيانات الجديدة التي تم الحصول عليها من خلال تقييم سرعات الرياح. يوفر هذا التحديث تمثيلًا دقيقًا لإمكانات الرياح في المنطقة الجنوبية من الجزائر ، والتي تعد أساسًا أساسيًا لتطوير مشاريع الرياح.

أخيرًا ، بناءً على نتائج تقييم مورد الرياح وخريطة الرياح المحدثة ، تم التخطيط لتكوين مزرعة رياح. يتم أخذ الخصائص المحددة لكل موقع في الاعتبار لحجم مزرعة الرياح ذات طاقة أعظمية تبلغ 20 ميجاوات. يتم إجراء عمليات المحاكاة لتقييم أداء الطاقة المتوقع للمشروع.

ستوفر نتائج أطروحة الدكتوراه هذه معلومات قيمة لصانعي السياسات والمستثمرين وأصحاب المصلحة في الصناعة في مجال الرياح المهتمين بالتنمية المستدامة لطاقة الرياح في جنوب الجزائر. بالإضافة إلى ذلك ، ستساهم هذه النتائج في توسيع المعرفة في مجال تقييم موارد الرياح وإنشاء مزارع الرياح في المناطق ذات الإمكانات العالية للرياح.

الكلمات المفتاحية: رياح ؛ طاقة الرياح ؛ خريطة أطلس الرياح ؛ جنوب الجزائر؛ مزرعة رياح.

Wind Resource Assessment In Southern Algéria : « Case Study Of A Wind Farm And Its Environmental Impact »

Abstract :

This doctoral thesis aims to study wind energy and assess the wind potential in the southern region of Algeria, considering monthly, seasonal, and annual variations. Firstly, a comprehensive evaluation of the wind resource is conducted using hourly meteorological wind data collected over a period of more than 30 years, along with advanced analysis techniques. The objective is to determine the average wind speed, wind power density, and Weibull distribution parameters for various sites in the region.

Subsequently, an update of the wind map is carried out, incorporating the new data obtained from the wind resource assessment. This update provides an accurate representation of the wind potential in the southern region of Algeria, serving as a vital foundation for wind energy project development.

Finally, based on the results of the wind resource evaluation and the updated wind map, the installation of a wind farm is proposed. The specific characteristics of each site are considered to optimize the wind farm's nominal power, set at 20 MW. Simulations are conducted to assess the expected energy yield of the project.

The findings of this doctoral thesis will provide valuable insights for policymakers, investors, and stakeholders in the wind energy industry interested in the sustainable development of wind energy in southern Algeria. Furthermore, these results will contribute to expanding knowledge in the field of wind resource assessment and wind farm installation in regions with high wind potential.

Keywords : Wind ; Wind Resource ; Wind Energy ; Wind Atlas ; Southern Algeria ; Wind Farm.

Réactualisation Du Gisement Eolien Dans Le Sud Algérien : « Cas d'une ferme éolienne et son impact sur l'environnement »

Résumé :

La présente thèse de doctorat vise à étudier l'énergie éolienne et à évaluer le potentiel éolien en fonction des mois, des saisons et des années entières dans la région sud de l'Algérie. Dans un premier temps, une évaluation approfondie du gisement éolien est réalisée en utilisant des données météorologiques horaires relatives au vent recueilli sur une période de plus de 30 ans et des techniques d'analyse avancées. L'objectif est de déterminer la vitesse moyenne du vent, la densité de puissance éolienne ainsi que les paramètres de distribution de Weibull pour différents sites de la région.

Ensuite, une réactualisation de la carte des vents est entreprise, en intégrant les nouvelles données obtenues par l'évaluation du gisement éolien. Cette mise à jour permet d'avoir une représentation précise du potentiel éolien dans la région sud de l'Algérie, ce qui constitue une base essentielle pour le développement de projets éoliens.

Enfin, sur la base des résultats de l'évaluation du gisement éolien et de la carte des vents actualisée, l'installation d'un parc éolien est envisagée. Les caractéristiques spécifiques de chaque site sont prises en compte pour dimensionner le parc éolien avec une puissance nominale optimale de 20 MW. Des simulations sont réalisées pour évaluer le rendement énergétique attendu du projet.

Les résultats de cette thèse de doctorat fourniront des informations précieuses pour les décideurs, les investisseurs et les acteurs de l'industrie éolienne intéressés par le développement durable de l'énergie éolienne au sud de l'Algérie. De plus, ces résultats contribueront à l'expansion des connaissances dans le domaine de l'évaluation du gisement éolien et de l'installation de parcs éoliens dans des régions à fort potentiel éolien.

Mot clés : *Vent ; Gisement Eolien ; Energie Eolienne ; Atlas Du Vent ; Sud Algérien ; Parc Eolien.*