

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBAS-SETIF (ALGERIE)
FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

MEMOIRE

Présenté au département de physique
Pour l'obtention du diplôme de

MAGISTER

Option : Energétique et mécanique des fluides

Par

M. F. Benatallah

THEME

**ETUDE DU POTENTIEL EOLIEN
SUR QUELQUES SITES ALGERIENS**

Soutenu le :

Devant le jury :

Président	D ^f A. Boucenna	Pr.	U.F.A. Sétif
Rapporteur	D ^f M. Chegaar	M.C.	U.F.A. Sétif
Examineur	D ^f H. Amardjia-Adnani	M.C.	U.F.A. Sétif
Invité	D ^f M. Guellal	C.C.	U.F.A. Sétif

Sommaire

Dédicace	
Remerciements	
Introduction générale	4

Chapitre I : Nature de l'énergie éolienne

I.1	Introduction	8
I.2	Origines du vent	8
I.3	Echelle des mouvements atmosphériques	9
I.4	Le vent dans la Couche Limite Atmosphérique	10
I.5	Modélisation de l'écoulement dans la CLA	12
I.6	Les méthodes de modélisation	14
I.6.1	Modèles pronostiques	14
I.6.2	Méthodes diagnostiques	14
I.6.2.1	Description des modèles diagnostiques 3D	15
I.6.2.1.1	Etape d'initialisation	15
I.6.2.1.2	Application de la loi de conservation de masse	16
I.6.2.2	Exemple des modèles diagnostiques (Cas de WAsP)	17
I.7	Modèles empiriques	18
I.8	Modèles mixtes	19
I.9	Modèles statistiques	19

Chapitre II : Généralités sur les éoliennes

II.1	Introduction	21
II.2.	Définition de la conversion éolienne	21
II.2.1	Les éoliennes à axe vertical	22
II.2.2	Les éoliennes à axe horizontal	23
II.3	Principaux composants d'une éolienne	24
II.4	Energie cinétique du vent	25

Chapitre III : Evaluation du potentiel éolien sur différent sites algériens

III.1	Introduction	30
III.2	Représentation statistique de l'information	30
III.3	Distribution de Weibull	30
III.4	Caractéristiques des séries de données disponibles	32
III.5	Influence de la variabilité temporelle	32
III.6	Ajustement d'une loi de probabilité aux données	33
III.6.1	Ajustement d'une loi Normale	33
III.6.2	Ajustement d'une loi Gamma	36
III.6.3	Ajustement d'une loi Weibull	40
III.6.4	Ajustement d'une loi logNormale	40
III.7	Evaluation de la qualité de l'ajustement	46
III.7.1	Méthode khi deux	46
III.7.2	Droites de Henry	47
III.8	Estimation des paramètres de Weibull	57
III.8.1	Estimation des paramètres de Weibull en utilisant la méthode graphique	57
III.8.2	Évaluation des paramètres de Weibull en utilisant la méthode des moindres carrés	58
III.8.3	Évaluation de paramètre de Weibull à l'aide de La méthode de maximum de vraisemblance	59
III.8.4	Évaluation de paramètre de Weibull en utilisant des valeurs typiques de facteur de forme	61
III.8.5	Évaluation de paramètre de Weibull en utilisant des moyens, écarts type et Approximation de Justus	62
III.8.6	Évaluation de paramètre de Weibull en utilisant « la méthode rapide »	63
III.9	La puissance prélevée au vent	64
III.10	Calcul de l'énergie fournie par l'éolienne	67
III.10.1	L'intégration de la fonction probabilité d'énergie	67
III.10.2	L'équation d'énergie	68

III.10.3	Courbes de puissance du capteur	68
III.10.4	La densité de puissance du vent	69
III.10.5	Les courbes d'énergie produite	69
III.10.6	La notion du coefficient de puissance	70
III.11	Application: le pompage éolien	72
III.11.1	Puissance énergétique éolienne disponible	73
III.11.2	Puissance éolienne récupérable	74
III.11.3	Puissance éolienne moyenne utile	74
III.11.4	Puissance éolienne moyenne utilisable	75
III.11.5	Estimation du débit pompé	76
III.11.6	Choix des sites d'implantation des machines	77
III.11.7	Distribution annuelle de la vitesse du vent	77
III.11.8	Quantité d'eau pompée	79
	Conclusion générale	80
	Bibliographie	83

INTRODUCTION GENERALE

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils domestiques électriques ont conduit à des besoins planétaires en énergie électrique considérables. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage incontestable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Sans oublier que des événements climatiques récents, comme la canicule de l'été 2003 en France, ont soulevé de nouvelles interrogations sur la viabilité du nucléaire, notamment à cause du réchauffement local de la température de l'eau des fleuves utilisée pour refroidir les réacteurs.

Face à ces problèmes, et de façon à limiter l'emploi des centrales nucléaires, certains pays, se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites "renouvelables" faisant appel, de façon directe ou indirecte, à l'énergie solaire. Parmi celles-ci, l'éolien apparaît clairement en bonne place, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme énergie d'appoint complémentaire à l'énergie nucléaire. En effet l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement représente, au niveau mondial, un gisement considérable.

Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne, c'est le cas de l'Allemagne, leader mondial avec une puissance éolienne installée de 12 GW, l'Espagne, numéro deux de l'Union Européenne avec 4,15 GW et le Danemark avec 2,9 GW à la fin de l'année 2002.

Le présent mémoire s'inscrit dans l'évaluation régionale du potentiel éolien en quelques sites algériens, pour l'aide au 'pré-siting'. L'élément essentiel à cette évaluation est la distribution statistique de la fréquence des vitesses de vent sur la zone étudiée, pour une période donnée.

Le présent document de thèse est organisé de la manière suivante :

Le premier chapitre est consacré à des rappels sur l'origine du vent et quelques notions sur la couche limite atmosphérique. Ces rappels sont suivis par quelques modèles destinés à modéliser le comportement du vent.

Le second chapitre contient des rappels sur les systèmes éoliens à travers les équations et les concepts physiques régissant leur fonctionnement.

Le troisième chapitre consiste en le traitement statistique des données de quelques sites algériens (Alger, Oran, Bechar et Tamanrasset) et l'extraction des paramètres de Weibull afin qu'on puisse prédire la puissance disponible sur le site en question. Différentes méthodes ont été utilisées pour identifier les paramètres de Weibull. En fin on a étudié le cas de l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau dans des régions isolées du pays.

CHAPITRE I.

NATURE DE L'ENERGIE EOLIENNE

I.1. Introduction:

La connaissance de la variabilité spatio-temporelle du champ de vent est cruciale dans des domaines variés tels que la simulation des écoulements sur les structures bâties, le transport et la diffusion des polluants, ou l'évaluation du potentiel éolien à des fins énergétiques. A ce titre, nombre de méthodes ont été développées, qui permettent d'avoir la connaissance du comportement du flux atmosphérique sur une zone donnée. Nous indiquons dans ce chapitre les bases physiques de ces méthodes.

I.2. Origines du vent:

L'air constituant l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides. Sa composition est relativement constante jusqu'à une altitude de 85 km et est majoritairement composée d'azote, d'oxygène et d'argon (99,97 %). Les 9/10^{ème} de sa masse sont situés à une altitude de moins de 16 km, dans les basses couches atmosphériques [1]. Au sein de ces couches, le déplacement des masses d'air, appelé vent, est le résultat de la mise à l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont [2]:

- Les forces de pression : ces forces génèrent les déplacements des masses d'air constituant le vent. Elles proviennent des différences locales de pression dues aux différences de température en fonction de la latitude, et des influences continentales et océaniques. Elles sont perpendiculaires aux surfaces isobares et dirigées des hautes vers les basses pressions.
- La force de Coriolis : cette force est liée à la rotation de la Terre sur son axe. Elle est perpendiculaire à la vitesse du vent et orientée vers l'est dans l'hémisphère Nord. Elle n'est significative que pour les déplacements atmosphériques de haute altitude en raison de la faiblesse relative des autres forces en présence.
- Les forces de frottement : ces forces traduisent la friction turbulente de l'air sur le sol.

On peut ainsi diviser la zone dite des basses couches atmosphériques en deux parties distinctes en se basant sur la nature des forces dominantes dans chaque couche [2]:

- L'atmosphère libre : est le siège d'un vent uniforme, horizontal et peu turbulent de vitesse constante. C'est le vent dit géostrophique. Les forces de pression et de Coriolis sont prédominantes et les forces de frottements négligeables.
- La couche limite atmosphérique : est le lieu d'application des forces de frottement. Ces forces induisent un comportement complexe du fluide atmosphérique.

I.3. Echelle des mouvements atmosphériques :

L'écoulement global de l'air atmosphérique est constitué d'écoulements interdépendants caractérisés par des tailles allant du millimètre au millier de kilomètres. Chaque écoulement est défini par son extension horizontale et sa durée de vie [2].

- Les mouvements à grande échelle (échelle synoptique) ont une taille supérieure à 100 km et une durée de vie de plusieurs jours. Ils contribuent à la circulation planétaire générale et sont responsables des phénomènes météorologiques à long terme.
- Les mouvements à petite échelle, de taille inférieure au kilomètre, ont une durée de vie de quelques minutes (micro échelles). Ils sont liés à la turbulence et générés dans la Couche Limite Atmosphérique (CLA) par les obstacles et la rugosité du sol.
- Les mouvements intermédiaires (mésos échelles) assurent la transition entre les micro et les grandes échelles.

Le Tableau I-1 indique la correspondance approximative entre la taille moyenne des mouvements atmosphériques, les durées et les échelles d'Orlanski associées [3].

Tableau I-1: Echelles des mouvements atmosphériques.

Taille (Km)	0.001	0.01	0.1	1	10	100	1000	10000
Période	1s	10s	1mn	10mn	2h	15h	7j	70j
Echelle	Micro Échelles			Mésos Échelles		Grandes Échelles		

I.4. Le vent dans la Couche Limite Atmosphérique (CLA) :

La CLA est la zone d'interaction entre l'atmosphère et la surface terrestre ([4], [5]). Elle peut être définie comme la portion de l'atmosphère pour laquelle les effets directs de la surface par transfert turbulent sont notables. C'est un lieu d'échanges d'énergie entre la surface et l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau et de quantité de mouvement. Son épaisseur varie de quelques mètres à plusieurs kilomètres, en fonction de la vitesse du vent, de la rugosité de surface et de l'ensoleillement local.

La CLA se divise en trois parties distinctes (Figure I-1) :

- La couche d'Ekman,
- La couche de surface,
- La sous-couche rugueuse.

La couche d'Ekman est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Si l'altitude augmente, les forces de frottements deviennent négligeables devant la force de Coriolis. La direction du vent subit donc une rotation (vers l'est dans l'hémisphère Nord) et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique [2].

La couche de surface est directement en contact avec la surface terrestre. Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques. La structure du champ de vent est donc complexe et variable avec la nature du terrain et sa rugosité [2].

La sous-couche rugueuse est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer plane à quelques dizaines de mètres en ville. L'écoulement de l'air est alors fortement turbulent non homogène et instationnaire. Ceci est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 . Ce paramètre est défini par "la hauteur au dessus du sol à laquelle il convient d'admettre que le vent s'annule pour tenir compte de la présence des aspérités" [6].

Plus généralement, cette longueur de rugosité caractérise l'influence globale de la sous-couche rugueuse sur le vent.

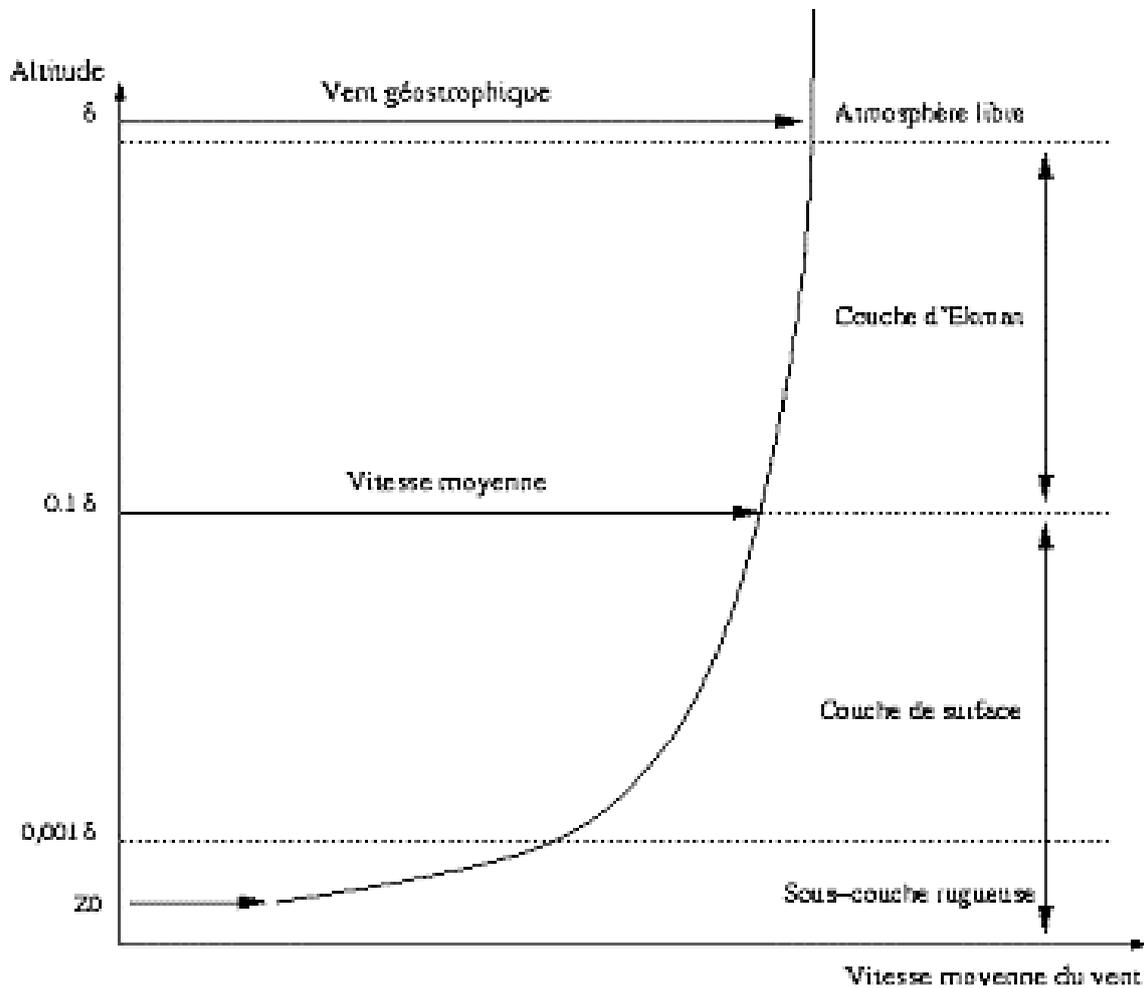


Figure I-1 : Représentation de la couche limite atmosphérique (CLA)

Entre la sous-couche rugueuse et l'atmosphère libre, la direction du vent va subir une rotation vers l'est, correspondant à l'influence croissante de la force de Coriolis.

Les éoliennes actuelles ayant une hauteur inférieure à la centaine de mètres, notre domaine d'application est la couche de surface. Au sein de cette couche, les forces de frottement issues de l'écoulement de l'air sur une surface rugueuse impliquent une forte activité turbulente du fluide atmosphérique [2]. Donc :

- On peut faire abstraction de la force de Coriolis, car elle est faible devant les autres forces en présence, notamment les forces de frottement.
- La proximité du sol modifie le profil de vitesses de vent et induit un fort cisaillement.

- La direction sera modifiée par la présence d'obstacles.
- La distribution verticale de température (stratification thermique de l'air) induit des mouvements verticaux de masses d'air chauffées et refroidies à proximité du sol.

On distingue la turbulence d'origine mécanique, générée par le cisaillement et les obstacles, et la turbulence d'origine thermique, générée par la distribution de température. Le rapport entre le gradient de température et le gradient adiabatique (taux de décroissance d'une masse d'air s'élevant adiabatiquement) détermine la sensibilité de l'atmosphère à la turbulence d'origine thermique:

- L'atmosphère est stable si la température de l'air décroît moins vite avec l'altitude que le gradient adiabatique. Dans ce cas, les masses d'air qui s'élèvent se refroidissent plus vite que le milieu environnant et ont tendance par gravité à redescendre. Cet état entraîne l'atténuation, voir la disparition de la turbulence,
- L'atmosphère est instable si la température de l'air décroît plus vite avec l'altitude que le gradient adiabatique. Dans ce cas, les masses d'air qui s'élèvent se refroidissent moins vite que le milieu environnant et ont tendance à continuer leur ascension, tandis qu'elles sont remplacées, près du sol par des masses d'air froides issues des couches supérieures. Cet état est source de turbulence.
- L'atmosphère est neutre si le taux de décroissance de la température de l'air avec l'altitude est égal au gradient adiabatique. C'est le cas par vent fort, lorsque les effets de la turbulence mécanique sont prédominants.

I.5. Modélisation de l'écoulement dans la CLA:

Le comportement du fluide atmosphérique au sein de la CLA peut être modélisé par une série d'équations qui l'inscrivent dans un cadre mathématique formel. L'ensemble des équations fondatrices de la théorie de la CLA provient de la mécanique des fluides. Il s'agit des équations décrivant le comportement d'un fluide visqueux, compressible et Newtonien dans un système en rotation [7]. Ce sont:

- L'équation de continuité, qui est une expression de la conservation de masse.

- L'équation du mouvement, expression de la conservation de la quantité de mouvement.
- L'équation de conduction thermique, expression de la conservation de la quantité d'énergie.
- L'équation d'état des gaz parfaits.
- La variation de température potentielle.

Cet ensemble d'équations est complet, c'est-à-dire que pour un ensemble de conditions données, le nombre d'inconnues et d'équations est le même. Ces équations peuvent être résolues dans le cas de flux laminaires. De tels flux sont stables aux petites perturbations. Dans le cas d'un flux turbulent, les petites perturbations peuvent s'amplifier et rompre le flux initial. Plus clairement, la complexité du flux est telle que pour décrire son champ de vitesses de façon précise à un temps t_0 , il faudrait mesurer le champ de vitesses en tout point à t_0 . Même dans ce cas, il est extrêmement difficile de connaître l'état du fluide en un temps $t_0 + \Delta t$. A cet égard, la théorie de la turbulence et donc de la CLA est incomplète.

En pratique, la complexité d'un flux turbulent est telle que son étude se fait au travers de ses propriétés statistiques. Ainsi, les déplacements des particules de fluide sont représentés par un flux moyen variant lentement et une composante turbulente variant rapidement. Le flux est représenté mathématiquement par ses deux premiers moments, la moyenne de la vitesse des particules et la variance des vitesses. Cette convention a été mise en place par Reynolds en 1894. De nombreux modèles ont été développés, qui permettent de simuler le comportement du champ de vent sur terrain complexe au sein de la CLA. La plupart sont tournés vers la détermination du potentiel éolien en terrains complexes.

On distingue :

- Les méthodes de modélisation.
- Les méthodes empiriques.
- Les méthodes statistiques.
- Les méthodes mixtes.

I.6. Les méthodes de modélisation :

Les modèles permettant la modélisation du flux de vent sur terrain complexe peuvent être divisés en deux types principaux qui sont les modèles pronostiques ou diagnostiques. Signalons que ces modèles permettent de déterminer le champ de vent sur une zone à un instant donné. Ainsi, l'obtention de données statistiques de vent à partir de ces modèles nécessite un grand nombre d'itérations [8].

I.6.1. Modèles pronostiques :

Ces modèles sont aussi appelés prédictifs, dynamiques ou à équation primitive. Ce sont des modèles physiques, visant à modéliser le comportement du flux sur le terrain. Ils sont basés sur la résolution des équations temporelles hydrodynamiques ou thermodynamiques (appelées équation primitive car découlant des principes de conservation originels), adaptées à l'atmosphère. Ce type de modèles inclut les effets d'advection, stratification, force de Coriolis, moments de flux de radiation et turbulent, chaleur et humidité.

Résoudre ce type d'équations est difficile. Plus le modèle est complet, plus il est nécessaire de connaître précisément les données d'entrée et les conditions aux limites du volume étudié. Ces données sont le plus souvent indisponibles. La complexité de ces modèles est telle qu'ils sont utilisés sur de petites zones et pour peu de cas, caractérisant les événements climatologiques principaux. Ils ne sont pas utilisés pour l'obtention de statistiques de vent sur une zone étendue, et ne sont pas utilisables, à l'heure actuelle, pour une évaluation régionale du potentiel.

I.6.2. Méthodes diagnostiques (ou cinématiques) :

Ces modèles génèrent un champ de vent à partir de mesures in situ ou des données de vent géostrophique, en satisfaisant des contraintes physiques. Si l'équation de continuité est utilisée, définissant la conservation de masse, le modèle est alors appelé consistant en masse. Ces modèles sont basés sur une résolution numérique de l'équation d'état des composantes moyennes du vent. Ces modèles ont l'avantage de ne pas nécessiter de données trop complexes et sont plus performants que les modèles pronostiques dans les cas où l'on dispose de peu de données, ce qui fait leur succès pour l'évaluation du potentiel éolien. Cependant ces modèles prennent en compte la loi de conservation de masse et non

pas les lois de conservation d'énergie et de quantité de mouvement. Ainsi, notamment les effets thermiques ne peuvent être pris en compte.

Les types des données utilisées par ces modèles peuvent être :

- Les mesures de stations météorologiques.
- Les mesures de vent à différentes altitudes.
- Les profils verticaux du vent.
- Les gradients des vents géostrophiques.

Ces modèles à conservation de masse décrivent le flux sur un terrain dont l'orographie est complexe. Le vecteur vent est connu sur un ensemble de points donnés, il s'agit de déterminer le flux sur toute la zone d'intérêt en incluant les valeurs aux points de mesure et l'équation de continuité.

I.6.2.1. Description des modèles diagnostiques 3D :

Ces modèles permettent la modélisation du flux atmosphérique en 3 dimensions sur le domaine étudié. Cette synthèse est basée sur l'analyse fondée sur plusieurs modèles MASCON ([9]), MATHEW ([10]), NOABL ([11], [12], [13]), COMPLEX ([14], [15], [16]), WIND04 ([17]), ATMOS1 ([18]), AIOLOS ([19], [20])

L'approche générale de ces modèles est :

I.6.2.1.1. Etape d'initialisation :

Il s'agit d'interpoler ou d'extrapoler les mesures disponibles à toute la zone d'étude.

$$\vec{V}(x, y, z, t) \xrightarrow{N} \vec{V}^0(x, y, z, t) \quad (\text{I.1})$$

Où:

Les (x, y, z) sont les vecteurs vents mesurés et v_0 est le vecteur vent calculé à la position des coordonnées x, y, z . N est une fonction d'interpolation ou d'extrapolation.

Cette fonction diffère d'un logiciel à l'autre. La plupart de méthodes mettent en oeuvre une méthode en quatre points (Mathew, Wind04, Complex, Condor) :

- Extrapolation au niveau de référence des mesures.
- Interpolation horizontale au niveau de référence.
- Interpolation horizontale au niveau supérieur.
- Interpolation entre les deux niveaux d'altitude.

Pour les modèles du type de EOLOS (NOABL, AIOLOS) ou Winds, ceux-ci prennent en compte les vents synoptiques comme initialisation. Un profil vertical de vent est obtenu en chaque point du domaine. Il n'y a alors pas besoin d'interpolation horizontale.

I.6.2.1.2. Application de la loi de conservation de masse :

Les valeurs sont ajustées afin de satisfaire à la conservation de masse. C'est alors le champ ajusté, final ou reconstruit.

$$\vec{V}^0(x, y, z) \xrightarrow{F} \vec{V}(x, y, z) \quad (\text{I.2})$$

Où $\vec{V}^0(x, y, z)$ est le vecteur précédemment calculé et $\vec{V}(x, y, z)$ est le vecteur ajusté. F est la fonction d'ajustement et est à peu près toujours identique. Les modèles précités utilisent la méthode de Sasaki [21], pour obtenir le champ reconstruit. Il s'agit de minimiser la variance des différences entre le champ observé et le champ reconstruit, en tenant compte de variables physiques, ici la loi de conservation de masse.

Notons que ces codes nécessitent l'ajustement de trois coefficients de pondération, qui varient selon les méthodes employées, ces codes sont très sensibles aux valeurs de ces coefficients. Cela est une limitation à l'utilisation de ce type de modèles, nécessitant une adaptation des coefficients au cas traité.

I.6.2.2. Exemple des modèles diagnostiques (Cas de WAsP) [22] :

WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) est le modèle développé par le laboratoire de Risoe, au Danemark. Ce modèle est le standard international pour l'évaluation du potentiel éolien. Il a notamment permis l'établissement de l'atlas éolien européen, qui est l'ouvrage de référence pour l'industrie éolienne en Europe. Ce modèle est un modèle diagnostique d'un type particulier : il est dédié à l'obtention de statistiques de

vent sur un site donné. A ce titre, il s'intéresse à la mise en correspondance de statistiques et non pas de valeurs instantanées depuis un site de mesure au site étudié. Ces statistiques sont calculées à partir de mesures de vent moyennées sur 1 h pendant 10 ans.

En résumé, le fonctionnement de WASP est le suivant :

- Une station de mesures (A) proche du site sélectionné (B) et représentative de ses conditions climatologiques est sélectionnée.
- Pour cette station, sont calculées pour 12 secteurs de direction la distribution statistique des vitesses de vent à une altitude de référence.
- Ces distributions statistiques sont corrigées, de façon à prendre en compte les effets de l'orographie ou des obstacles autour de la station de mesure. On aboutit alors à une représentation statistique par secteur de directions du vent géostrophique.
- Puis, les effets orographiques et d'obstacles relatifs au site B sont pris en compte afin de moduler les distributions statistiques synoptiques et obtenir la climatologie locale du site étudié.

Cette méthode suppose donc que les données d'entrée soient représentatives du site étudié. Ceci présuppose la présence d'une station de mesure non loin du site, pourvu que l'orographie ne soit pas trop complexe. De plus, ce modèle ne prend en entrée qu'une seule station météorologique, ceci pose donc problème lors de l'évaluation du potentiel éolien au niveau régional car l'erreur va s'accroître avec l'éloignement au point de mesure. Ainsi que les sources d'erreurs d'évaluation sont multiples avec cette méthode :

- Les données d'entrée sont biaisées, du fait de la précision intrinsèque des instruments de mesure, pouvant induire un taux d'erreur sur la détermination du potentiel de 15 %.
- Les modèles utilisés sont simplifiés, de façon à ce que le problème soit solvable : l'erreur induite par la détermination du vent géostrophique à partir d'une seule station de mesures pourrait atteindre 15 %.

- La modélisation des effets d'obstacles, de la modification de la rugosité environnante et de l'influence de l'orographie ajoute de même une erreur. Dans le cas de l'orographie, ne sont prises en compte que de faibles variations d'altitude du terrain.
- Les mesures de vent utilisées sont des mesures à 10 m d'altitude. Le modèle permet l'extrapolation des données à 50 m, mais les auteurs indiquent que l'erreur augmente au dessus de ce seuil, sans cependant la quantifier.

I.7. Modèles empiriques :

Dans ce modèle on cherche à trouver une relation entre deux points de mesure. Dans ce contexte, nous pouvons citer deux méthodes. La première permet de relier la vitesse du vent au large et à la côte [23]. Cette relation entre la vitesse du vent à terre et au large est linéaire, de la forme :

$$v_{\text{large}} = av_{\text{côte}} + b \quad (\text{I.3})$$

Pour un site au large la relation est :

$$v_{\text{large}} = 1.17v_{\text{côte}} + 1.62 \quad (\text{I.4})$$

Pour des vitesses de vent côtier comprises entre 0 et 18 m/s. nous indique que cette relation est valable que le vent souffle de la terre vers la mer ou inversement. Cette relation fut cependant élaborée pour un site, sans prise en compte de la direction du vent.

I.8. Modèles mixtes:

Les méthodes mixtes utilisent un couplage de méthodes existantes afin d'améliorer les résultats. Deux méthodes sont basées sur l'utilisation de WaSP. Il s'agit de la méthode POWER et de la méthode KAMM (Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model)/WaSP [24].

A partir d'une station de mesure de référence, les statistiques de vent géostrophique sont calculées. La climatologie du lieu étudié est ensuite obtenue par application des paramètres de rugosité locaux au lieu étudié.

La méthode POWER calcule directement le vent géostrophique au dessus d'un site à partir des données de gradients de pression issues d'un modèle météorologique. Le programme WASP est ensuite appliqué à ces données de vent géostrophique pour obtenir la climatologie recherchée au lieu considéré [25].

La méthode KAMM/WASP utilise le même principe que la méthode POWER. Le vent géostrophique est obtenu à partir du modèle méso échelles KAMM et sert à initialiser la méthode WaSP.

I.9. Modèles statistiques:

Dans cette classe, nous trouvons les modèles du type « mesure corrélée prédit » (MCP). Ces méthodes sont essentiellement utilisées dans un cadre de 'siting'. Dans ce cas, un mât de mesures est implanté sur le site étudié. La série de données obtenue est très courte, de l'ordre de quelques mois, et insuffisante pour l'établissement d'une climatologie sur le site considéré. Dans ce cadre, le principe est de trouver une relation (linéaire ou plus complexe) entre la série de données mesurée sur le site et une série à long terme obtenue par une station météorologique. Ceci permet ensuite de déduire la climatologie du site considéré à partir de la climatologie calculée sur la série à long terme. Dans ce cas, les résultats obtenus ne sont valables que pour le point où la série à court terme a été obtenue. Le principe de ces approches est cependant intéressant car il montre qu'il est possible de propager les statistiques obtenues sur un site à un point éloigné fixé.

CHAPITRE II.

***ELEMENTS DE CONVERSION DE
L'ENERGIE EOLIENNE***

I.1 Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pâles profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité [26]. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones.

II.2. Définition de la conversion éolienne:

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure II-1).

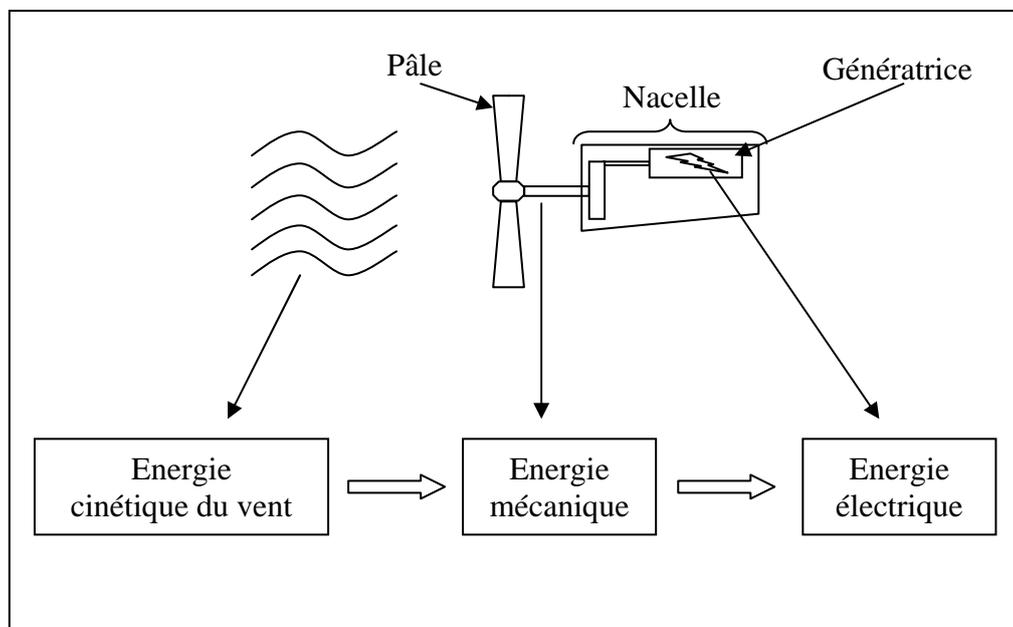


Figure II-1: Conversion de l'énergie cinétique du vent

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pâles de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [27].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores [27].

On distingue deux grands types d'éoliennes :

II.2.1. Les éoliennes à axe vertical:

Ce type d'éolienne a fait l'objet de nombreuses recherches. Il présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pâles et de posséder une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mat, souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs à pratiquement abandonner ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit d'éoliennes à axe horizontal [28].

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [29]:

- Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble.

L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi cylindres qui augmente le couple moteur (Figure II.2).

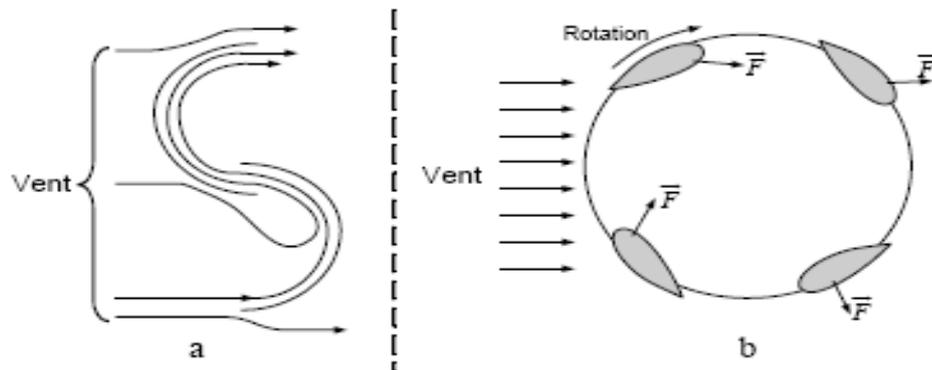


Figure II-2 : Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable.

- Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 30). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure II-2) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur).

Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées.

II.2.2. Les éoliennes à axe horizontal:

Beaucoup plus largement employées, même si elles nécessitent très souvent un mécanisme d'orientation des pâles, présentent un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol [28]. Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. En effet, selon l'ADEME, le niveau sonore d'une éolienne est de 50dB à 150 mètres et devient imperceptible au delà de 400 mètres. Dans la plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne.

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale [28]:

Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW

Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.

Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. 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 [30]. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité. Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères [31].

II.3. Principaux composants d'une éolienne:

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux:

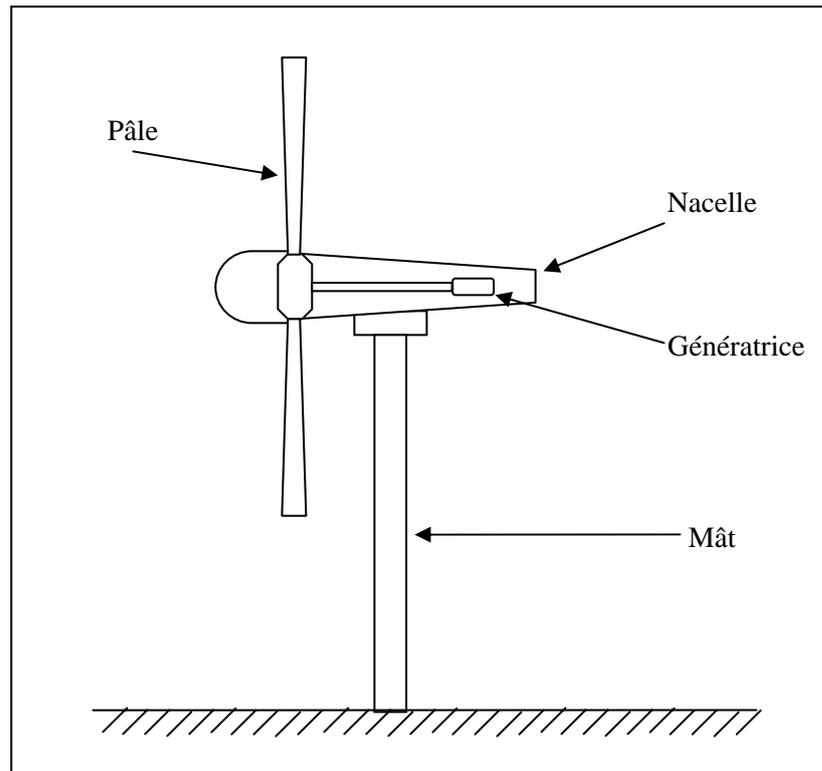


Figure II-3 : Schéma simplifié d'une éolienne.

Le mât: généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en oeuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW: diamètre de 90m, mât de 80 m de hauteur).

La nacelle: regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

Le rotor: formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit [28].

Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût. Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pâles est supprimé.

II.4. Energie cinétique du vent :

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure II-3 sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 :

$$m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)}{2} \quad (\text{II.1})$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{II.2})$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (II.1):

$$P_m = \frac{\rho S (V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{II.3})$$

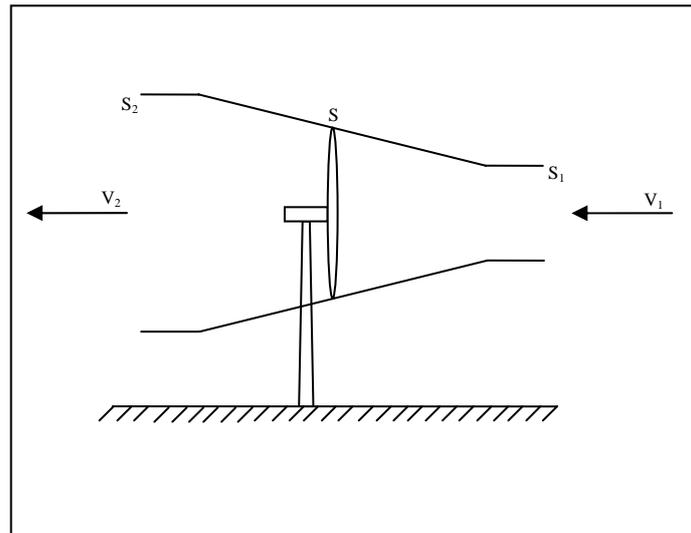


Figure II.4 : Tube de courant autour d'une éolienne

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 ,

la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (\text{II.4})$$

Le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{II.5})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (Figure II.3), on s'aperçoit que le rapport P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance CP présente un maxima de $16/27$ soit $0,59$. C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance

exprimé en fonction de la vitesse relative. Représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

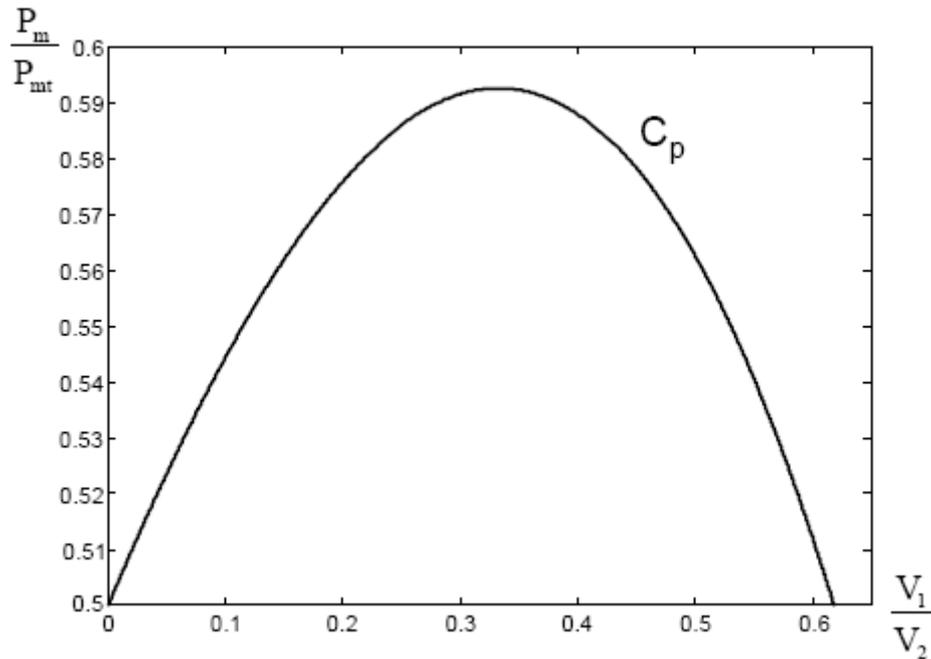


Figure II.5 : Coefficient de puissance [31].

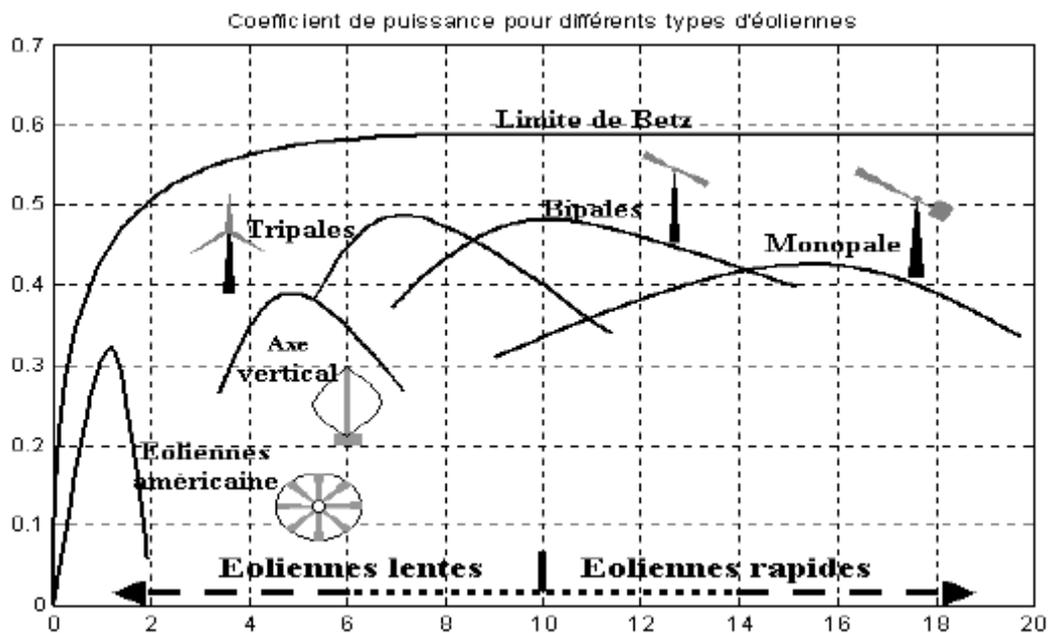


Figure II.6 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance (Figure II.4) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la

montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique.

Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (Figure II.5) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s [32].

CHAPITRE III.

***EVALUATION DU POTENTIEL EOLIEN
SUR DIFFERENTS SITES ALGERIENS***

III.1. Introduction :

Il est intéressant de connaître le comportement du vent dans une zone d'étude donnée pour ce faire les vitesses du vent subissent un traitement statistique qui permet l'identification du modèle de distribution approprié, ensuite il serait possible de faire quelques prévisions sur la vitesse dominante et la puissance disponible. Les méthodes de traitement de la vitesse du vent sur différents sites algériens font la grande partie de ce chapitre.

III.2. Représentation statistique de l'information

Lorsqu'on dispose de mesures de vent sur un site donné, l'information peut être représentée sous forme d'histogramme. Celui-ci peut représenter la variation de la fréquence relative des vitesses de vent. Si les intervalles de vitesse s'amenuisent, la limite de l'histogramme est une fonction de densité de probabilité [33]. Pratiquement, l'obtention de cette fonction de densité de probabilité des vitesses de vent est obtenue en approchant l'histogramme par une fonction. Dans le cas des vitesses de vent, une fonction de distribution Gaussienne ou de Rayleigh n'est pas toujours adéquate, une meilleure solution est l'utilisation de la distribution de Weibull. La fonction de densité de probabilité des vitesses de vent d'un site peut être approchée par une caractéristique de Weibull pour des mesures moyennées sur des périodes de 1 mn à 30 mn [34]. À l'heure actuelle la caractéristique de Weibull est devenue un standard pour la représentation de la climatologie d'un site éolien. Cette représentation a l'avantage de permettre de déterminer rapidement la production annuelle moyenne d'une éolienne donnée en connaissant la caractéristique de Weibull du site et la courbe de puissance de l'éolienne.

III.3. Distribution de Weibull:

La modélisation de Weibull est générale, englobe les distributions exponentielles ou de Rayleigh que ne sont que des cas particuliers de cette fonction [33]. La fonction de Weibull peut être décrite par deux ou trois paramètres. Un modèle de Weibull à trois paramètres est plus général et plus souple mais les paramètres sont beaucoup plus complexes à déterminer [35]. Afin de nous conformer aux standards de l'industrie éolienne,

nous utilisons la fonction de Weibull à deux paramètres, l'expression mathématique de la distribution de Weibull à deux paramètres est [35], [36], [37], [38], [39] :

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad 0 \leq x, k > 1, c > 0 \quad (\text{III.1})$$

Avec $f(x)$ la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent x .

Les deux paramètres de Weibull sont le paramètre d'échelle c , représentatif de la valeur pour laquelle la fonction admet un maximum, et le facteur de forme k , représentatif de la dissymétrie de la fonction. La Figure III.1 montre que la distribution de Weibull donne lieu à la distribution exponentielle pour $k=1$ et la distribution de Rayleigh pour $k=2$.

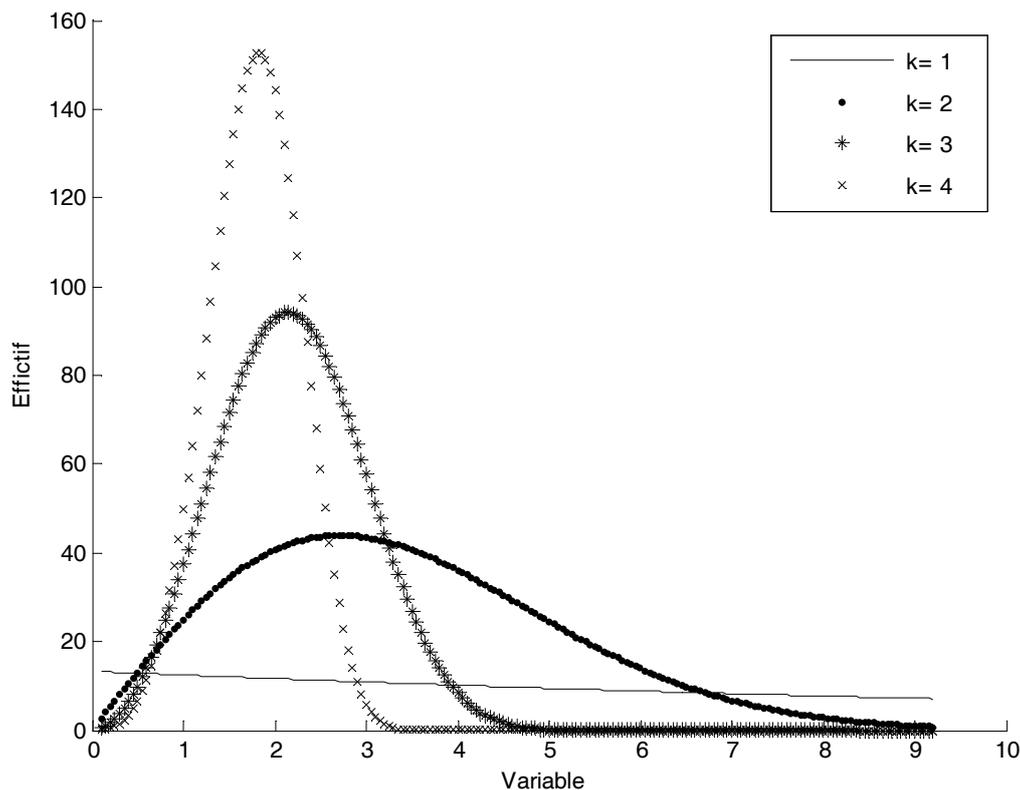


Figure III.1 La distribution de Weibull pour c fixé et différentes valeurs de k ($k=1-4$).

Malgré que la distribution de Weibull soit considérée comme la plus adaptée au domaine éolien [35] nous avons ajusté différentes lois de probabilités aux données de vent à 10 m pour déterminer celle qui s'ajuste le mieux. Pour ce faire, nous avons utilisé deux méthodes de test de qualité d'ajustement : la méthode khi deux et la droite de Henry, les

lois choisis pour réaliser l'ajustement sont : la loi Normale, Gamma, Weibull et Log Normale.

III.4. Caractéristiques des séries de données disponibles:

Nous avons collecté les données du réseau météorologique national de vitesse de vent disponibles des données d'Oran, Alger, Bechar et Tamanrasset (Tableau 1). Il s'agit de la vitesse du vent moyenné sur les 3h, dont la statistique peut ainsi être représentée par une caractéristique de Weibull.

Tableau 1 : Caractéristiques géographiques des sites considérés

Sites	Latitude (°N)	Longitude	Altitude (m)
Alger	36.43	3.15E	25
Oran	35.38	0.37W	99
Bechar	31.38	2.15E	806
Tamanrasset	22.47	5.31	1378

La durée des enregistrements est la suivante :

- Oran du 01/02/1987 au 23/12/2002 (18 ans de données)
- Alger du 20/03/1987 au 31/12/2002 (18 ans de données)
- Bechar du 01/01/1987 au 31/12/2002 (18 ans de données)
- Tamanrasset du 01/01/1987 au 31/12/2002 (18 ans de données)

Les caractéristiques des stations sont les suivantes :

- Les mesures sont effectuées à 10 mètres.
- Le seuil de démarrage est de 0,5 m/s,
- Les données sont moyennées sur trois heures.

III.5. Influence de la variabilité temporelle:

La climatologie d'un site doit être établie à partir de l'analyse d'une dizaine d'années de données. Dans notre cas, nous avons à prendre en compte les données tri horaires pour la détermination des paramètres de Weibull du site. Le pas d'échantillonnage

dans notre étude malgré qu'il impose par les données disponibles mais d'après les études précédemment établies sur l'influence du pas d'échantillonnage sur l'estimation des paramètres de Weibull qu'ont montré que l'influence de la variation du pas d'échantillonnage sur la détermination des paramètres de Weibull entre un pas égale à une heure ou à trois heures est négligeable, Donc nous utilisons les données tri horaires pour l'estimation des paramètres sans hésitation.

III.6. Ajustement d'une loi de probabilité aux données:

III.6.1. Ajustement d'une loi Normale:

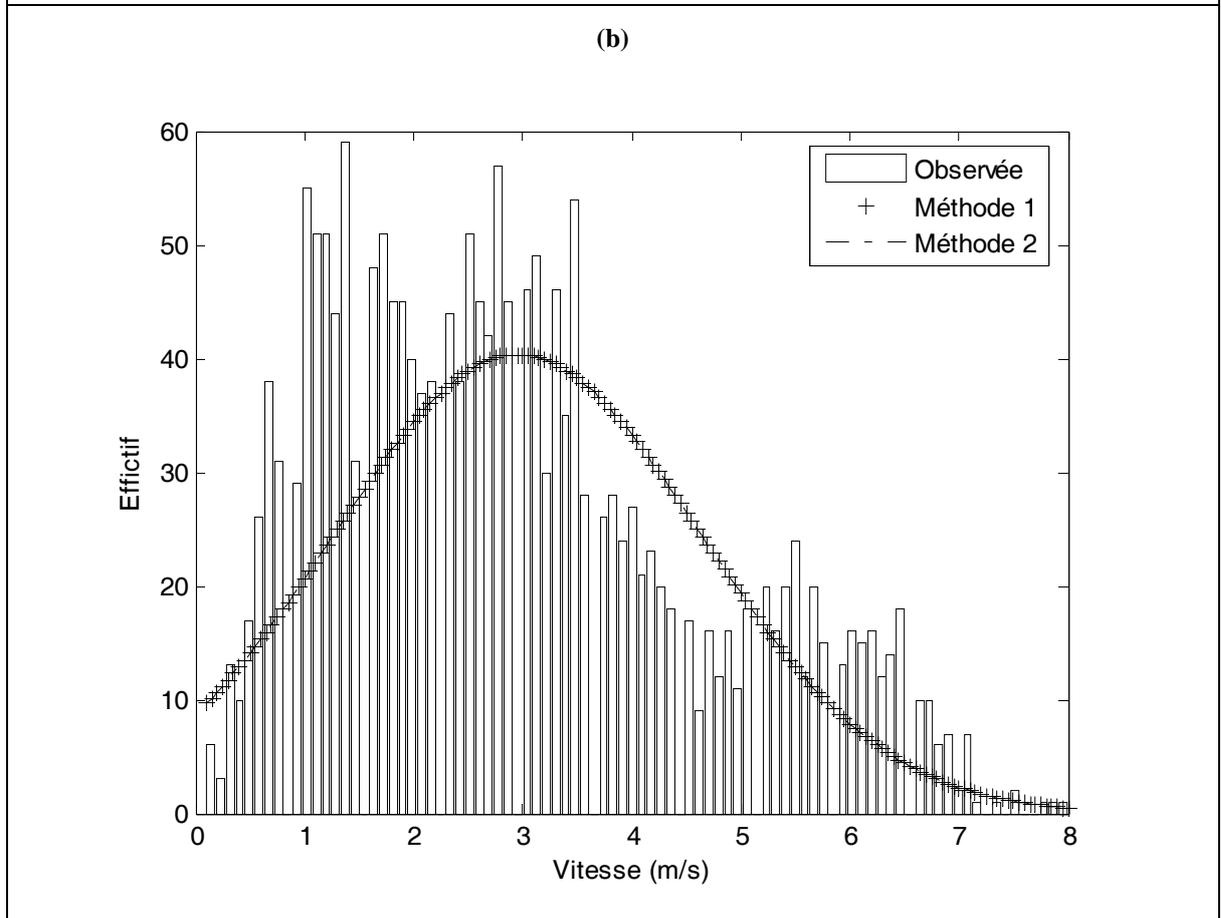
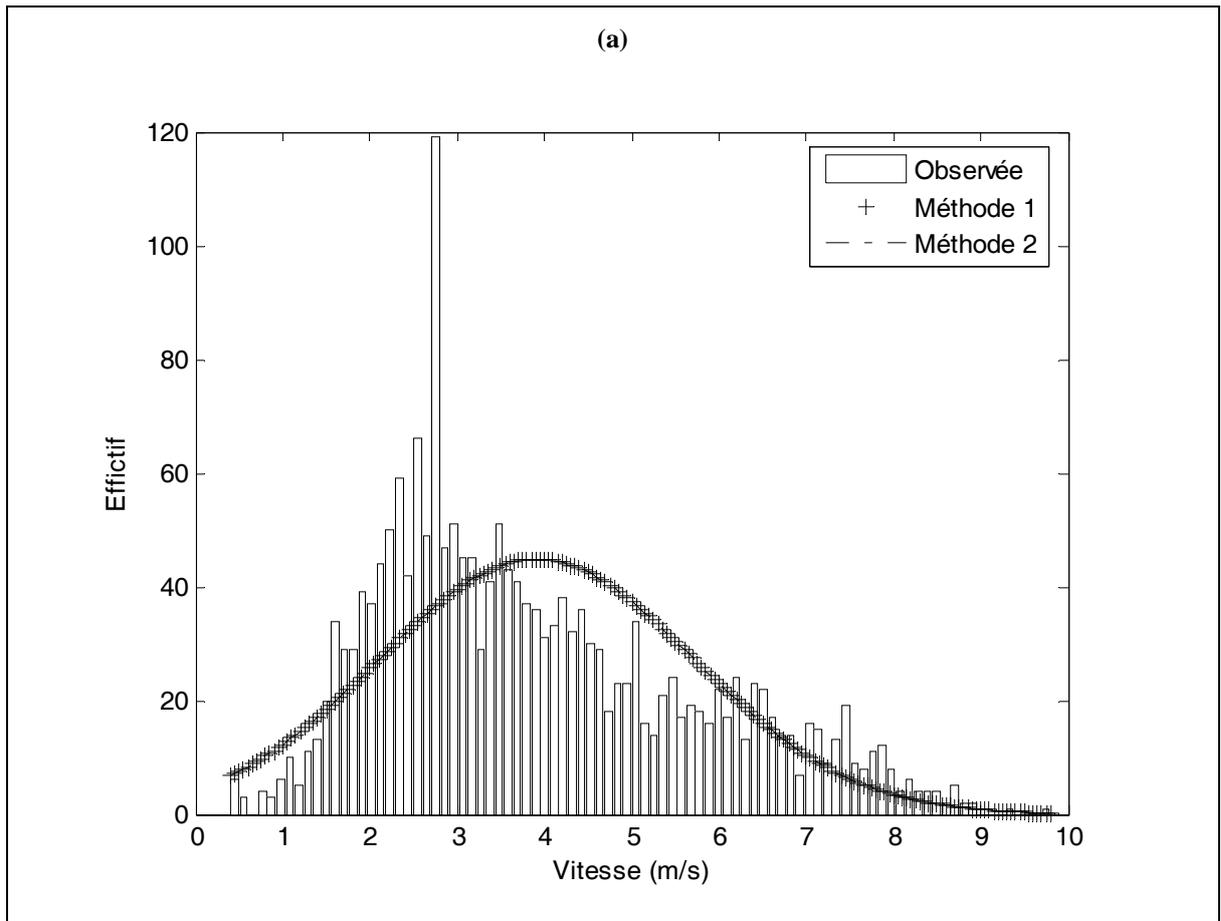
Pour ajuster une loi Normale: $N(\mu, \sigma^2)$ sur la distribution de vent. Il y a deux façons de calculer les paramètres μ et σ^2 : la méthode des moments (méthode 1) et la méthode du maximum de vraisemblance (méthode 2).

La première consiste à égaliser les moments théoriques de la variable aléatoire aux moments empiriques, ce qui permet de déterminer les paramètres de la loi d'ajustement [40]. Dans le cas de la Normale, les moments empiriques sont μ (pour l'espérance) et σ^2 (pour la variance). Il suffit donc de calculer la moyenne et la variance des données observées, qui seront égales aux deux paramètres.

La seconde consiste à déterminer les paramètres qui maximisent la vraisemblance, définie comme étant la probabilité d'avoir observé la série $\{x_i, 1 \leq i \leq n\}$ pour une variable aléatoire X . Ces paramètres sont fournis automatiquement par une fonction de Matlab (« normfit » dans le cas de la normale), en utilisant une méthode numérique (Newton-Raphson). Dans le cas de la Normale, les paramètres calculés par les deux méthodes sont égaux.

Tableau 2 : Paramètres de la loi normale sur les différents sites

	Loi normale			
	Méthode des moments		Méthode de maximum de vraisemblance	
La région	μ	σ^2	μ	σ^2
Oran	3.9084	1.8047	3.9084	1.8047
Alger	2.9512	1.6872	2.9512	1.6872
Bechar	3.9947	1.4607	3.9947	1.4607
Tamanrasset	3.3395	1.7239	3.3395	1.7239



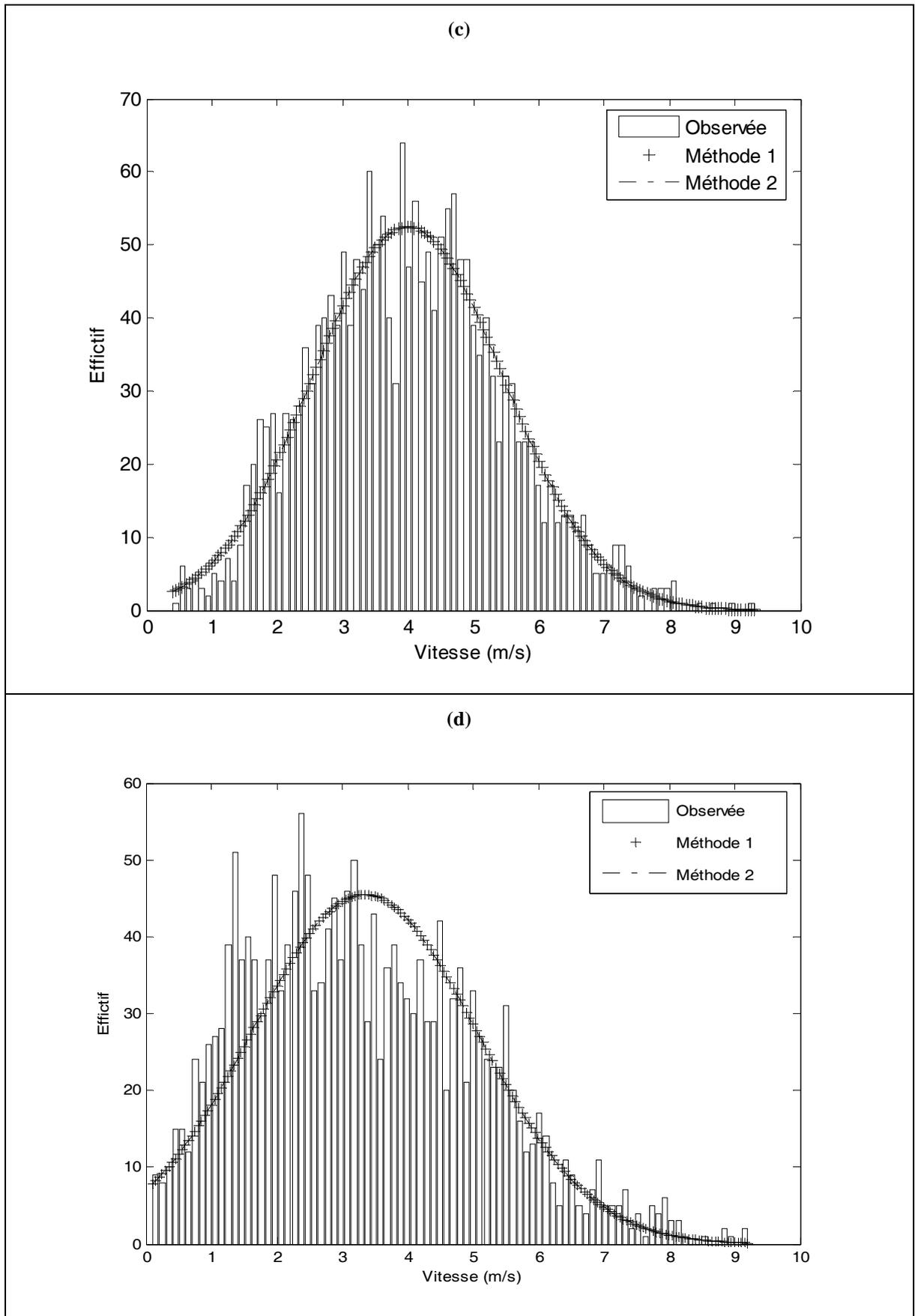


Figure III.1. Ajustement d'une distribution normale aux données de vent à 10 m

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.

Le graphe Figure.III.1. Montre l'allure des distributions obtenues, par la méthode des moments et par la méthode du maximum de vraisemblance. Ces deux courbes sont confondues puisque les paramètres obtenus par les deux méthodes sont égaux.

III.6.2. Ajustement d'une loi Gamma:

Ajustons maintenant aux données une loi Gamma : $\Gamma(\lambda, \alpha)$. Les paramètres obtenus par les deux méthodes (moments et maximum de vraisemblance) sont ici différents.

Les moments théoriques sont donnés par [41] :

$$E(x) = \frac{\alpha}{\lambda} \quad (\text{III.2})$$

Et

$$\text{Var}(x) = \frac{\alpha}{\lambda^2} \quad (\text{III.3})$$

Où :

α : le paramètre alpha de la loi gamma.

λ : le paramètre lambda de la loi gamma.

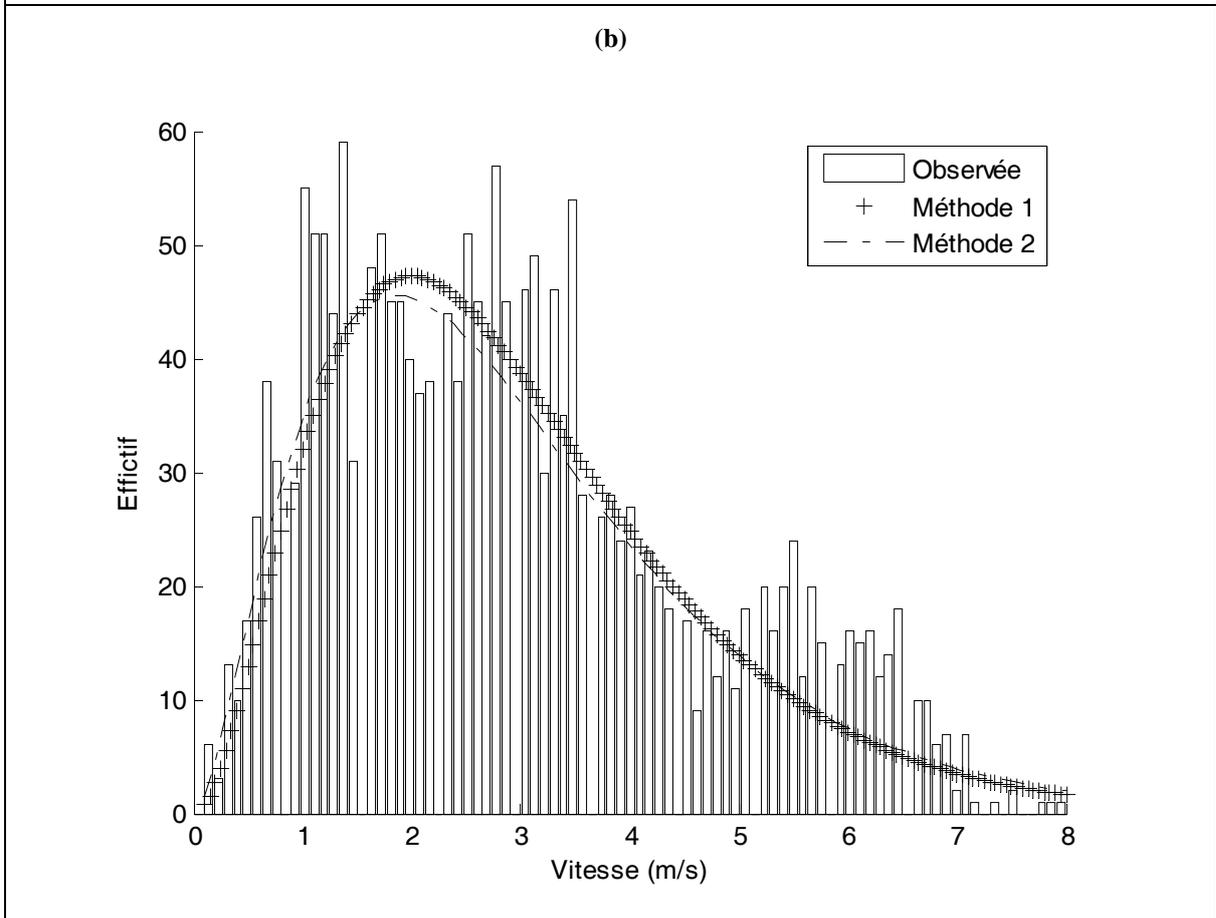
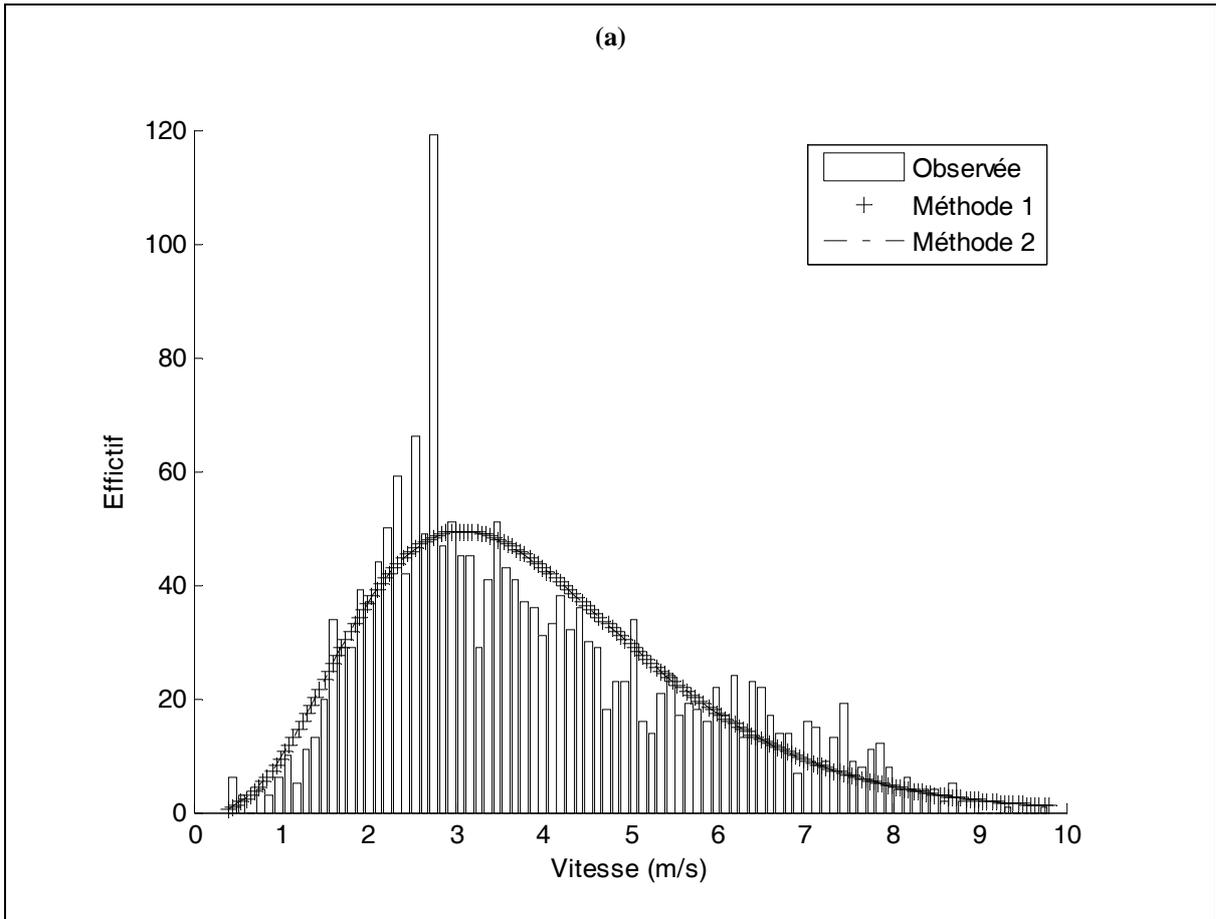
$E(x)$: l'espérance mathématique.

$\text{Var}(x)$: la variance.

Nous pouvons déterminer λ et α en égalant $E(x)$ et $\text{Var}(x)$ respectivement à la moyenne et à la variance des données observées. Les paramètres obtenus sont résumés dans le Tableau 3. Les paramètres obtenus par la méthode du maximum de vraisemblance grâce à la fonction « gamfit » de Matlab diffèrent légèrement des paramètres obtenus par la méthode des moments.

Tableau 3 : Paramètres de la loi Gamma pour les différents sites

La région	Loi gamma			
	Méthode des moments		Méthode de maximum de vraisemblance	
	λ	α	λ	α
Oran	1.2001	4.6903	1.1918	4.6581
Alger	1.0368	3.0597	0.9157	2.7024
Bechar	1.8722	7.4787	1.6227	6.4821
Tamanrasset	1.1238	3.7528	0.9410	3.1426



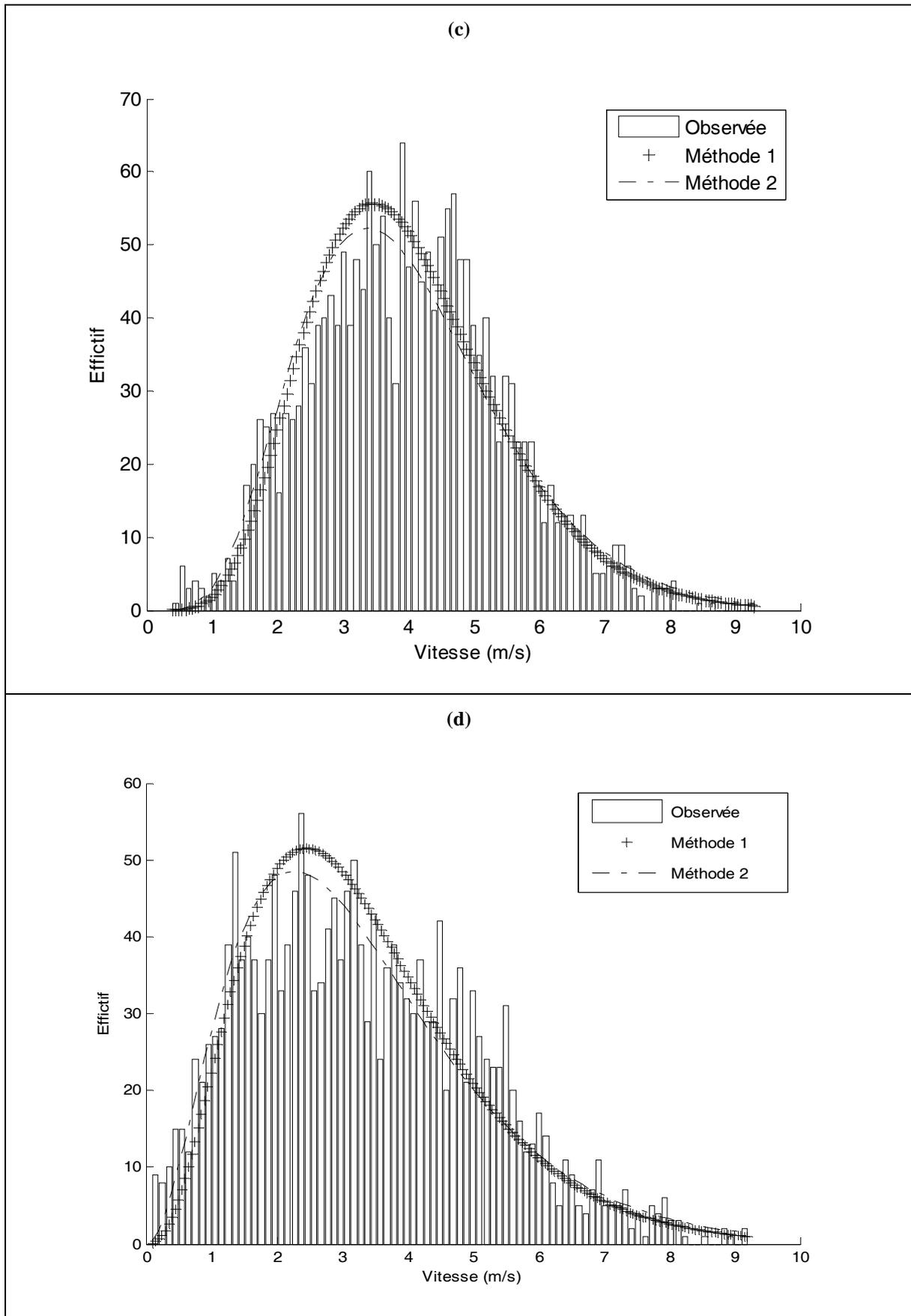


Figure III.2. Ajustement d'une distribution Gamma aux données de vent à 10 m
 (a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.

III.6.3. Ajustement d'une loi Weibull:

Pour la loi Weibull : Weib (λ, β). Les paramètres ont été calculés uniquement par la méthode du maximum de vraisemblance grâce à la fonction « weibfit » de Matlab. Les courbes obtenues sont représentées sur la Figure III.3.

III.6.4. Ajustement d'une loi logNormale:

Une variable aléatoire x suit une distribution logNormale si le logarithme de x suit une distribution normale : $x \sim \text{logN}(\mu, \sigma^2) \rightarrow \log(x) \sim N(\mu, \sigma^2)$.

Les moments théoriques sont donnés par [41] :

$$E(x) = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}} \quad (\text{III.4})$$

Et

$$\text{Var}(x) = e^{2\mu + 2\sigma^2} \cdot (e^{\sigma^2} - 1) \quad (\text{III.5})$$

Où :

μ : la moyenne pour la loi lognormale.

σ : l'écart type pour la loi lognormale.

$E(x)$: l'espérance mathématique.

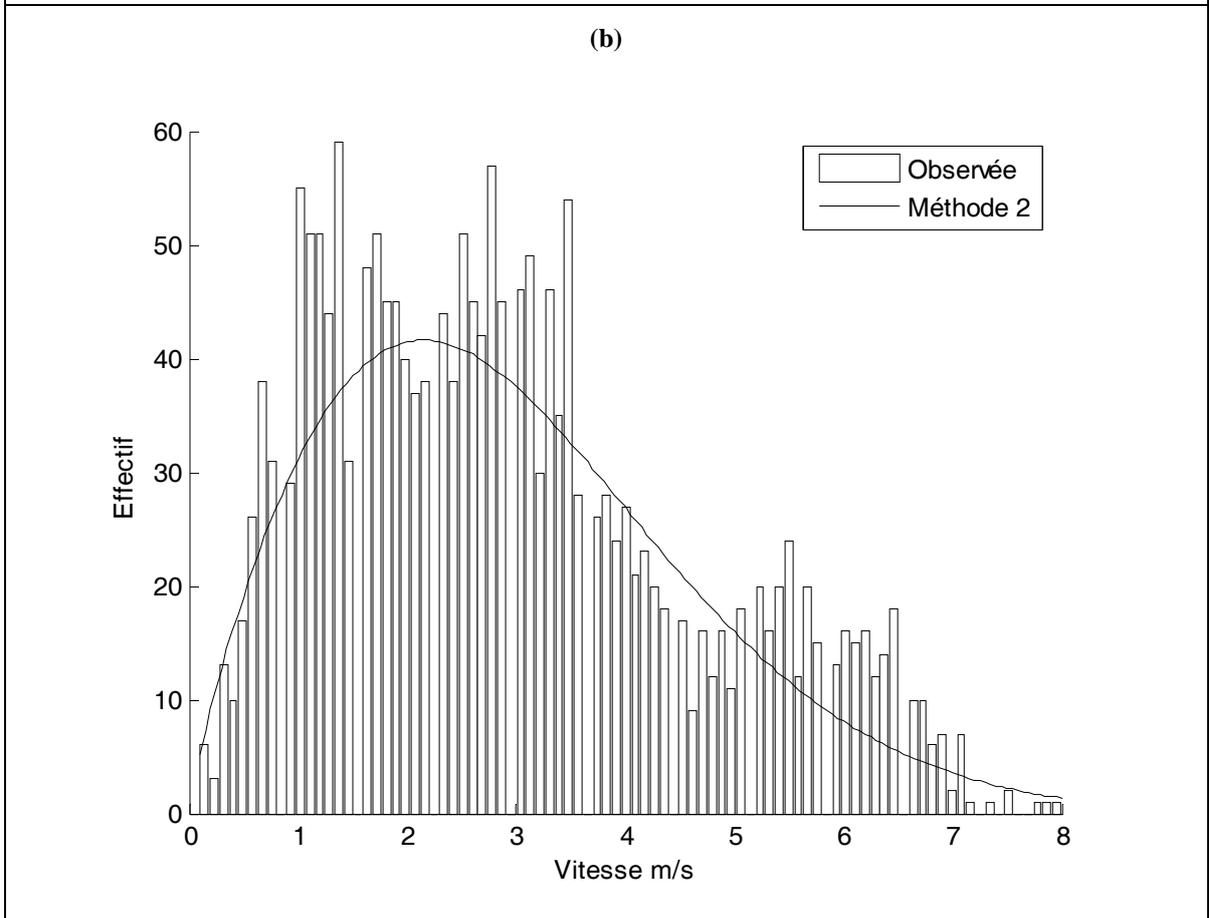
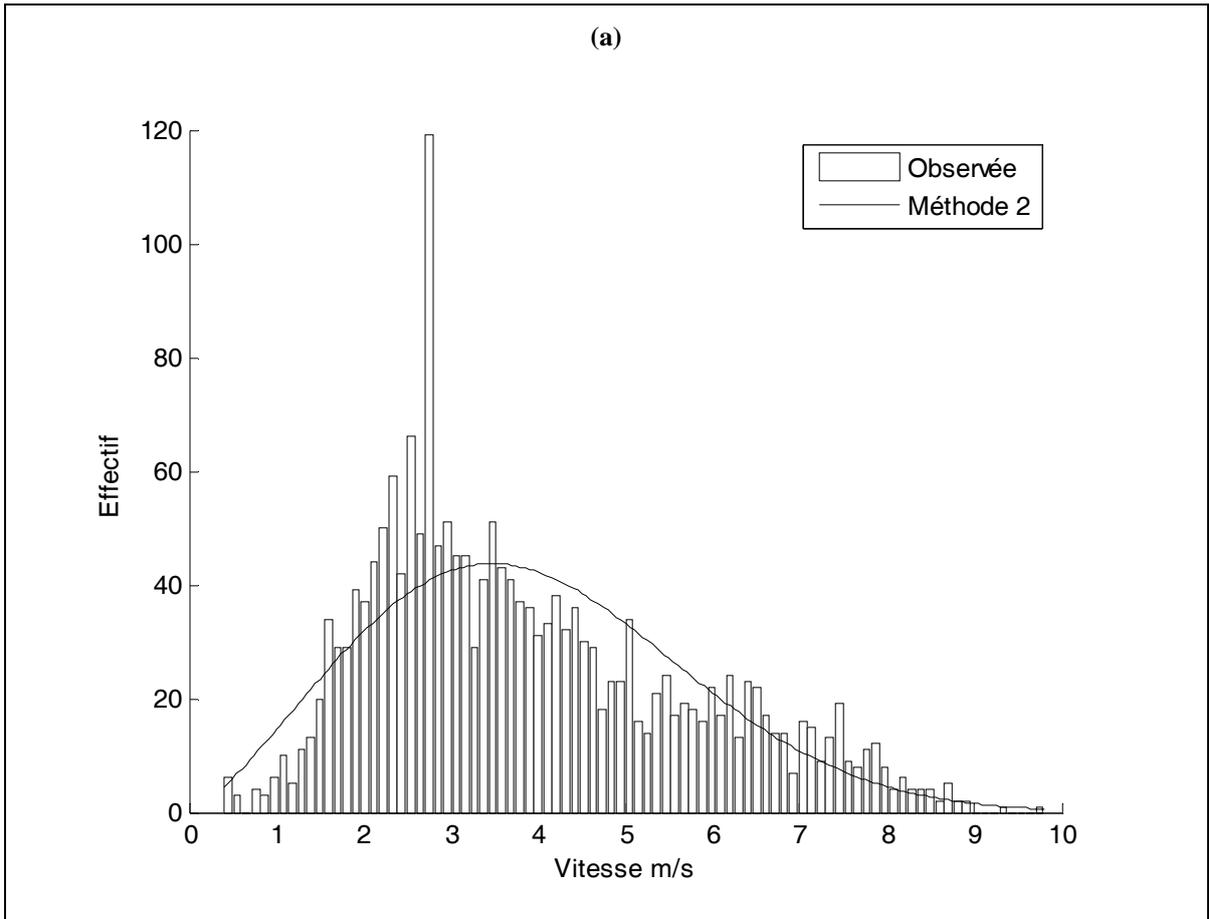
$\text{Var}(x)$: la variance.

Nous pouvons déterminer μ et σ^2 en égalant $E(x)$ et $\text{Var}(x)$ respectivement à la moyenne et à la variance des données observées (méthode 1). Pour la méthode du maximum de vraisemblance, nous avons utilisé la fonction "normfit" comme pour la Normale mais nous avons remplacées les vitesses par leurs logarithmes (méthode 2).

La Figure III.4 nous montre les deux courbes obtenues. Les deux courbes ne sont pas confondues car les paramètres ne sont pas égaux. Les paramètres obtenus par les deux méthodes sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Paramètres de loi Lognormale sur les différents sites

	Loi Lognormale			
	Méthode des moments		Méthode de maximum de vraisemblance	
La région	λ	α	λ	α
Oran	1.2665	0.43962	1.2520	0.48672
Alger	0.9408	0.53178	0.8859	0.68423
Bechar	1.3222	0.35426	1.3059	0.42641
Tamanrasset	1.0877	0.48604	1.0384	0.64123



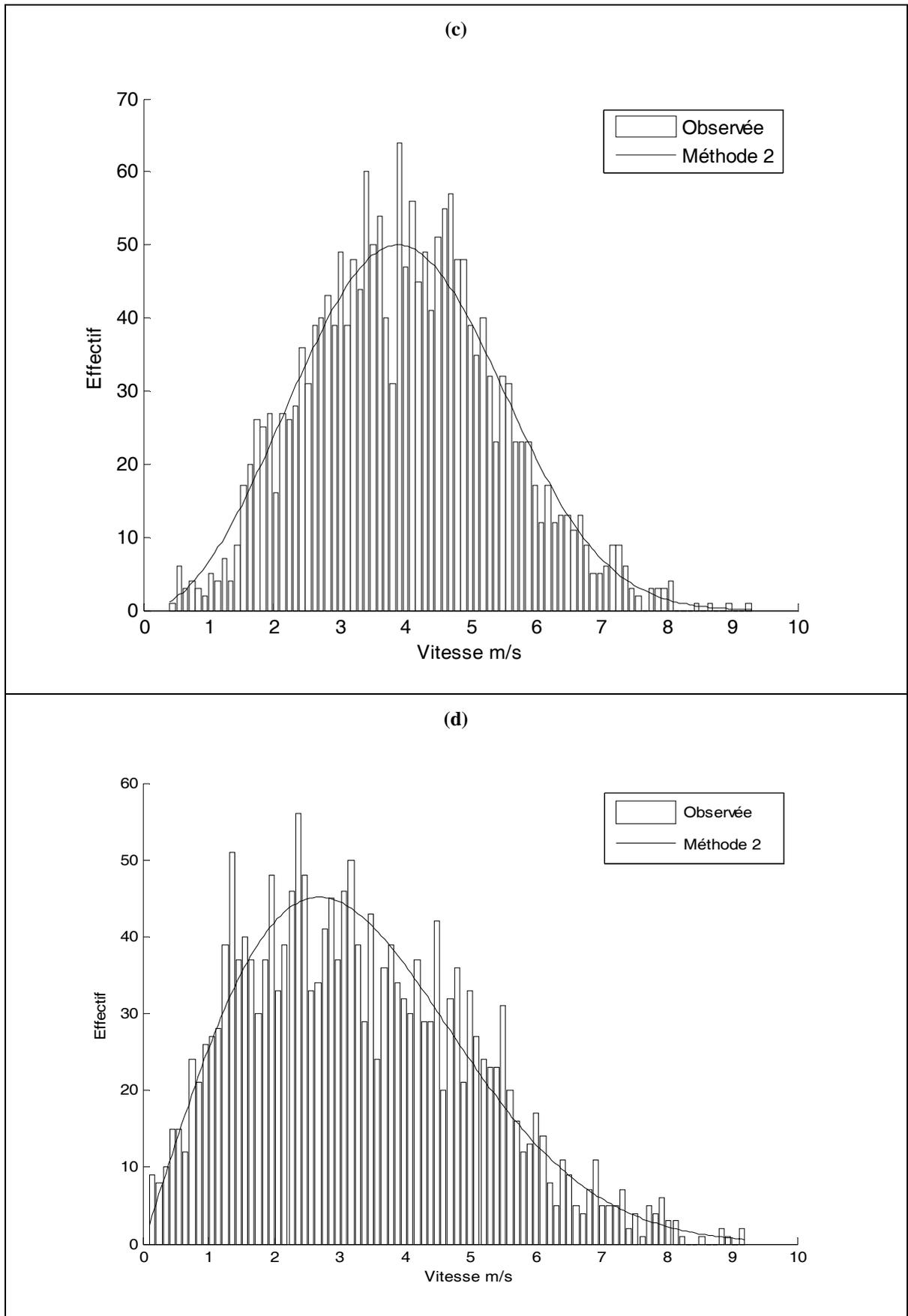
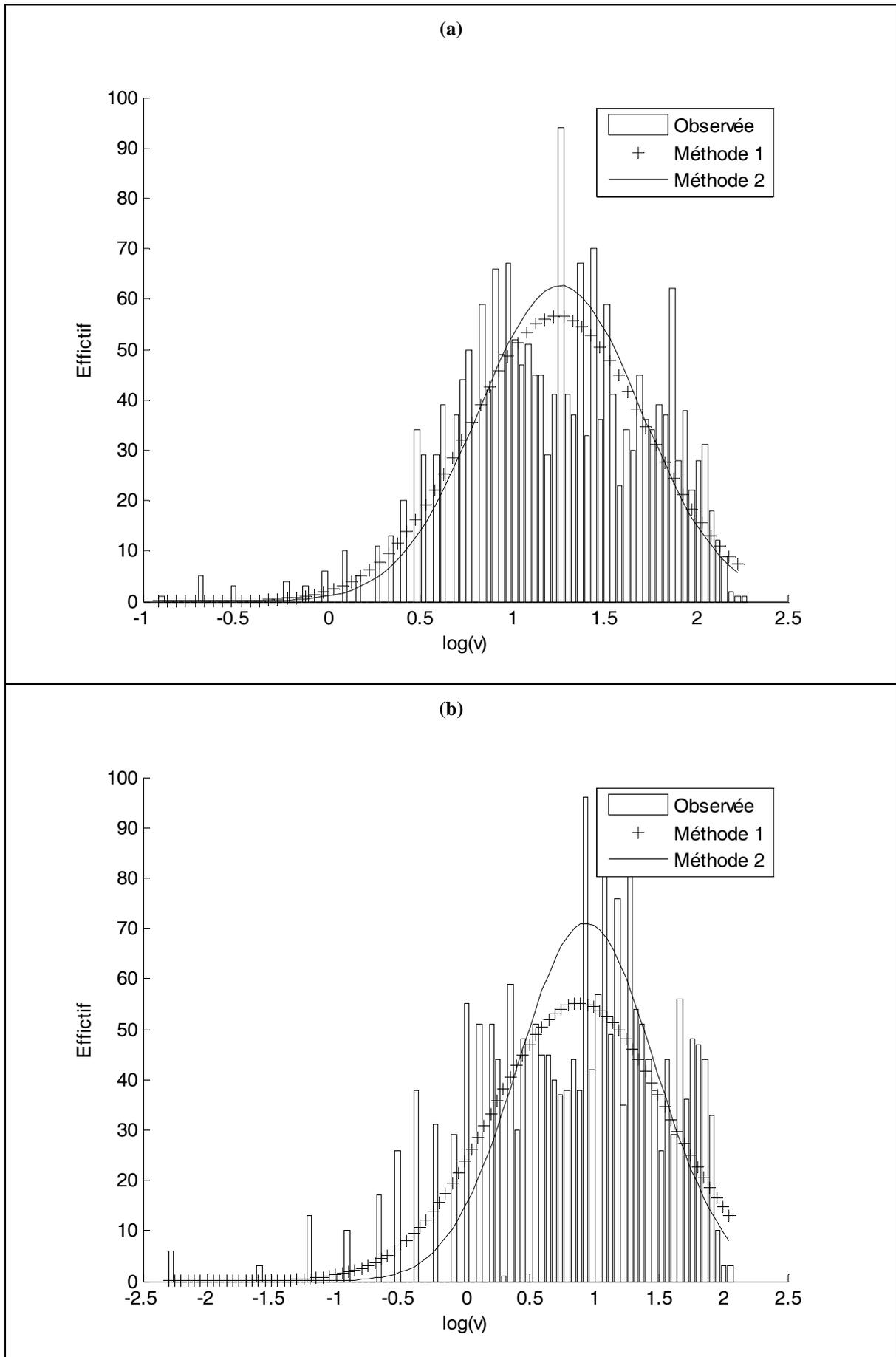


Figure.III.3. Ajustement d'une distribution Weibull aux données de vent à 10 m

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.



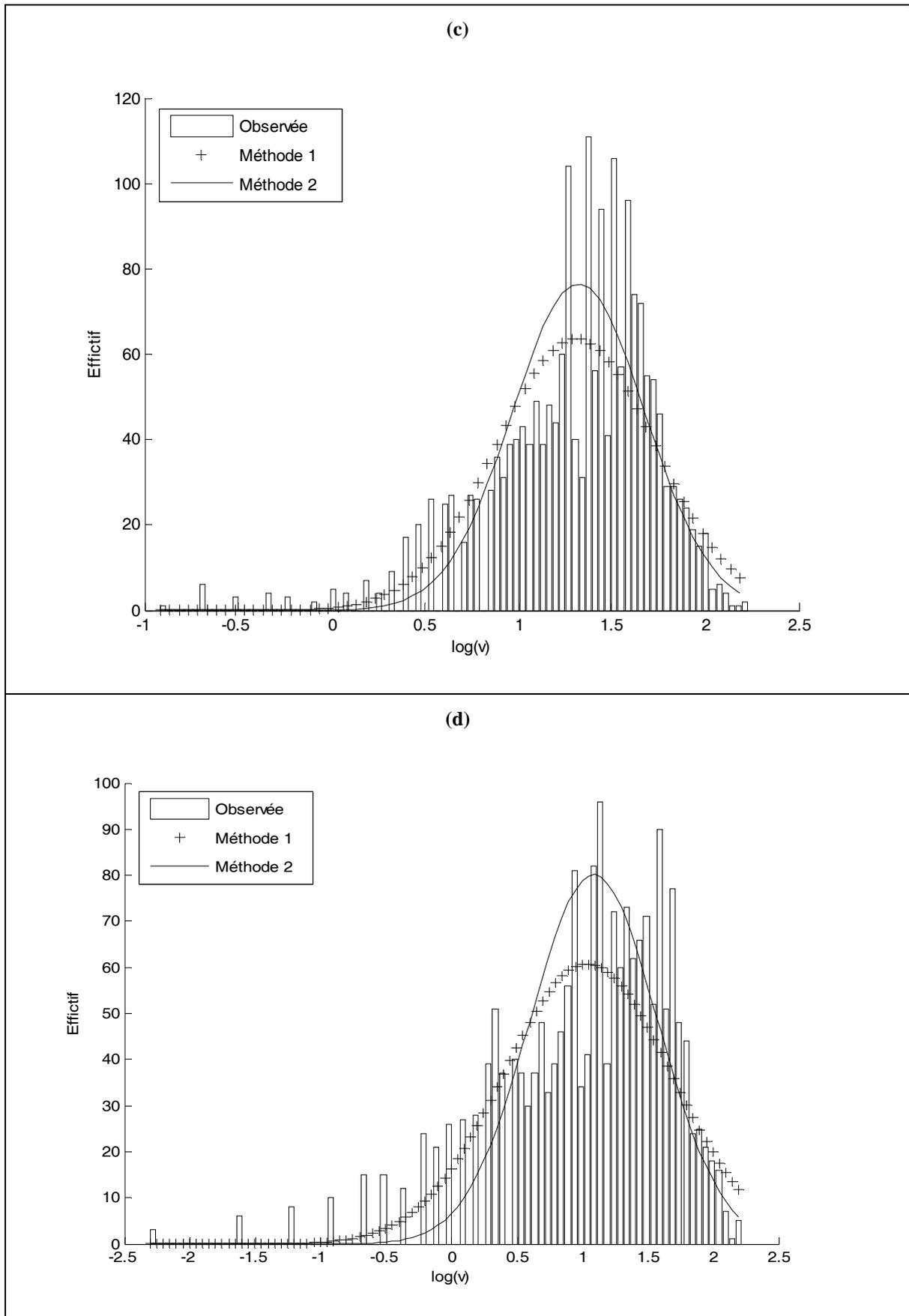


Figure III.4. Ajustement d'une distribution LogNormale aux données de vent à 10 m.

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.

III.7. Evaluation de la qualité de l'ajustement:

III.7.1. Méthode khi deux:

La distance χ^2 est définie par [42] :

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (\text{III.6})$$

Où:

k est le nombre de classes.

O_i est l'effectif observé dans la classe $[x_{i-1}, x_i]$.

E_i est l'effectif attendu pour des données issues de la distribution supposée.

Cette valeur permet de juger la qualité de l'ajustement, plus la distance χ^2 est petite, au mieux la distribution supposée ajuste bien les données.

Nous avons calculé les χ^2 pour les différents ajustements (en prenant les paramètres estimés par la méthode du maximum de vraisemblance) les valeurs de khi deux pour les différents sites sont dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Valeurs de khi deux pour les différentes lois appliquées

Oran		Alger	
Loi de distribution	Valeur de χ^2	Loi de distribution	Valeur de χ^2
Gamma	306.31	Gamma	499.07
LogNormale	2098.3	LogNormale	29861
Normale	548.18	Normale	745.82
Weibull	380.84	Weibull	495.63

Bechar		Tamanrasset	
Loi de distribution	Valeur de χ^2	Loi de distribution	Valeur de χ^2
Gamma	306.31	Gamma	499.07
LogNormale	44096	LogNormale	98789
Normale	117.9	Normale	246.32
Weibull	106.48	Weibull	119.03

D'après les valeurs obtenues, la loi de distribution Weibull s'avère être la mieux ajustée aux données de vent. Cependant, il faut au moins 5 données dans chaque classe pour que la méthode khi deux soit fiable, ce qui n'est pas le cas ici (dans les classes aux extrémités). Il faut donc faire attention aux conclusions tirées de cette méthode. Nous allons donc confirmer ce résultat par une autre méthode, la droite de Henry.

III.7.2. Droites de Henry:

Le principe de cette méthode est de comparer les quantiles observés avec les quantiles de la loi ajustée. Pour cela nous allons réaliser un graphe avec en abscisses les quantiles observés x_i et en ordonnées les quantiles q_i de la loi ajustée correspondant aux probabilités P_i définies par [42] :

$$P_i = \frac{v_i - 0.5}{n} \quad (\text{III.7})$$

Où :

v_i la $i^{\text{ème}}$ vitesse du vent.

n est le nombre de données de vent.

Les quantiles : le quantile d'ordre α ($0 \leq \alpha \leq 1$) est la racine de l'équation [40] :

$$F(x) = \alpha \quad (\text{III.8})$$

Où :

x : variable observé.

$F(x)$: fonction cumulative

Ce graphe permet de juger la qualité de l'ajustement de la manière suivante : si les points sont rassemblés près de la droite, l'ajustement est fiable. S'ils ne le sont pas, l'ajustement n'est pas fiable. Nous avons utilisé cette méthode pour la loi Gamma. Pour les lois Normale, Weibull et logNormale, nous avons utilisé les fonctions prédéfinies dans Matlab (weibplot, normpdf ...). Dans ce cas, les ordonnées ne sont pas les quantiles mais les probabilités réparties sur l'axe selon la loi de distribution choisie. En abscisses, nous avons

pour la Normale les données et pour la Weibull les données et le logarithme des vitesses pour et la logNormale.

Sur les graphes de la Figure III.5, nous voyons que pour la normale, l'ajustement n'est bon que pour les valeurs juste au centre.

Pour la Gamma, le même problème apparaît (les points sont fort éloignés de la droite sur les extrémités) mais plus de points sont bien alignés.

En ce qui concerne la Weibull, nous voyons qu'une très grande majorité des points sont alignés (à l'exception des quelques premiers points).

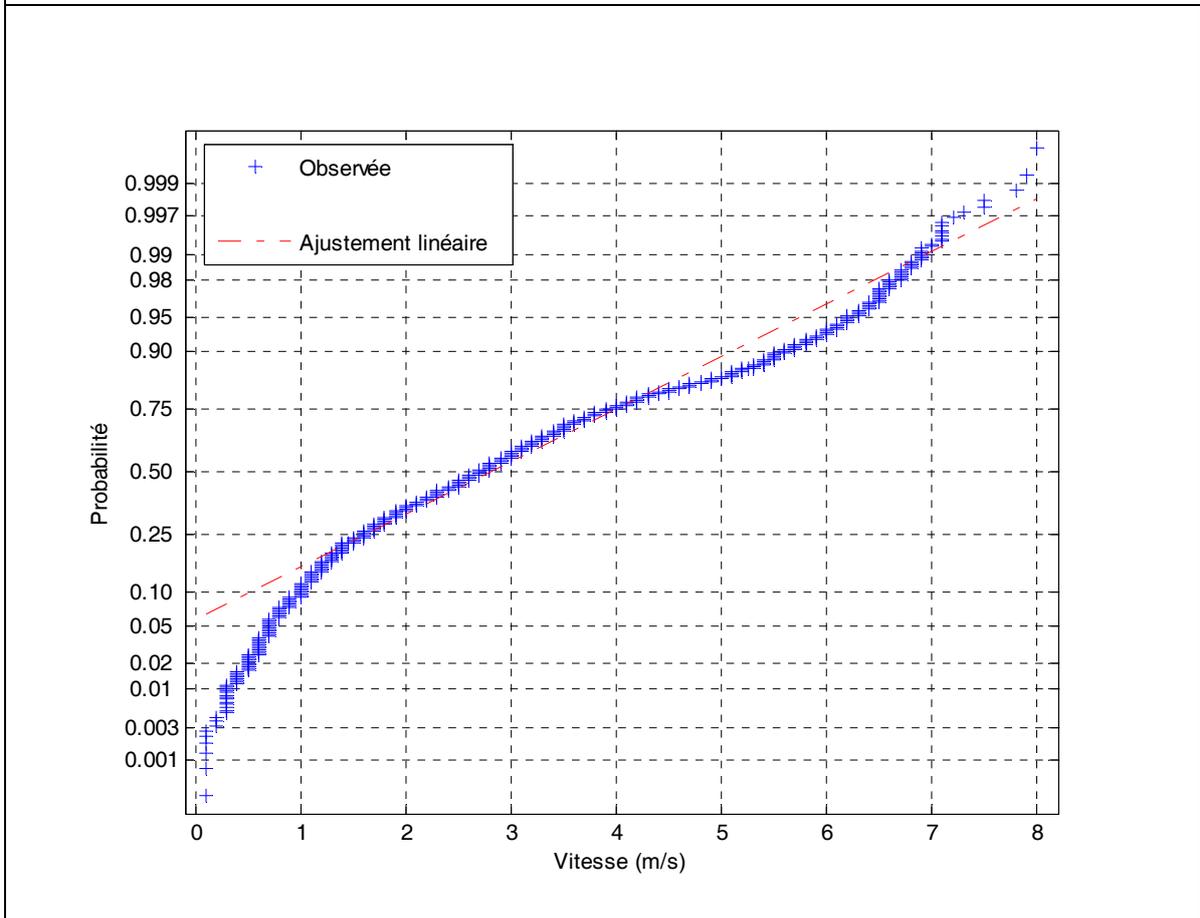
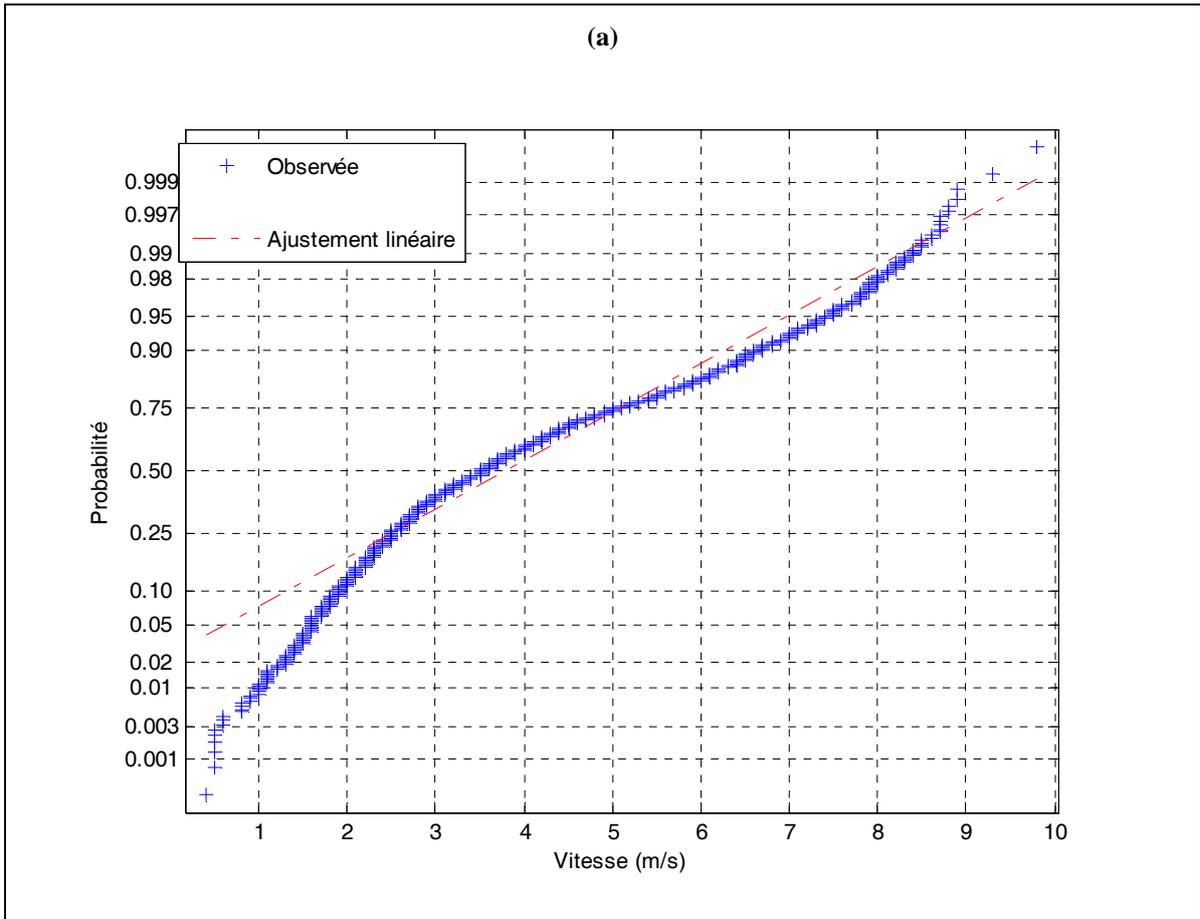
Le graphe pour la logNormale nous montre que cette loi s'ajuste très mal aux données.

Tous ces résultats viennent confirmer les conclusions de la méthode khi carré, à savoir que c'est la Weibull qui s'ajuste le mieux à nos données du vent.

Résultats :

Table 6 : Paramètres de Weibull pour les différents sites

La région	Méthode rapide		Méthode des moindres carrées		Méthode de maximum de vraisemblance	
	c	k	c	k	c	k
Oran	4.4114	2.3145	4.3720	2.5820	4.4262	2.3217
Alger	3.3215	1.8354	3.3062	1.8603	3.3259	1.8243
Bechar	4.4746	2.9819	4.4747	2.9932	4.4749	2.9662
Tamanrasset	3.7697	2.0506	3.7727	1.9917	3.7688	2.0285



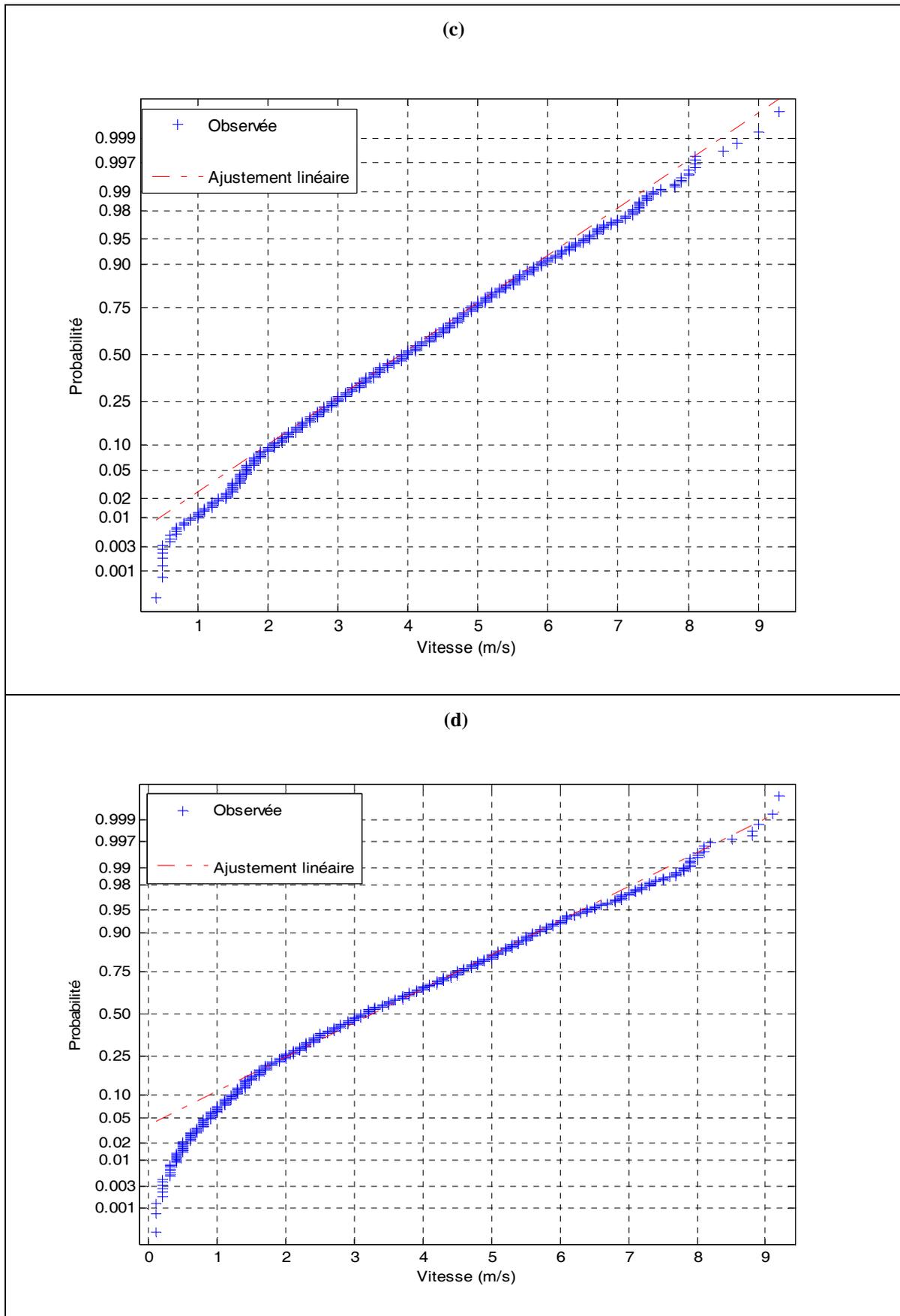
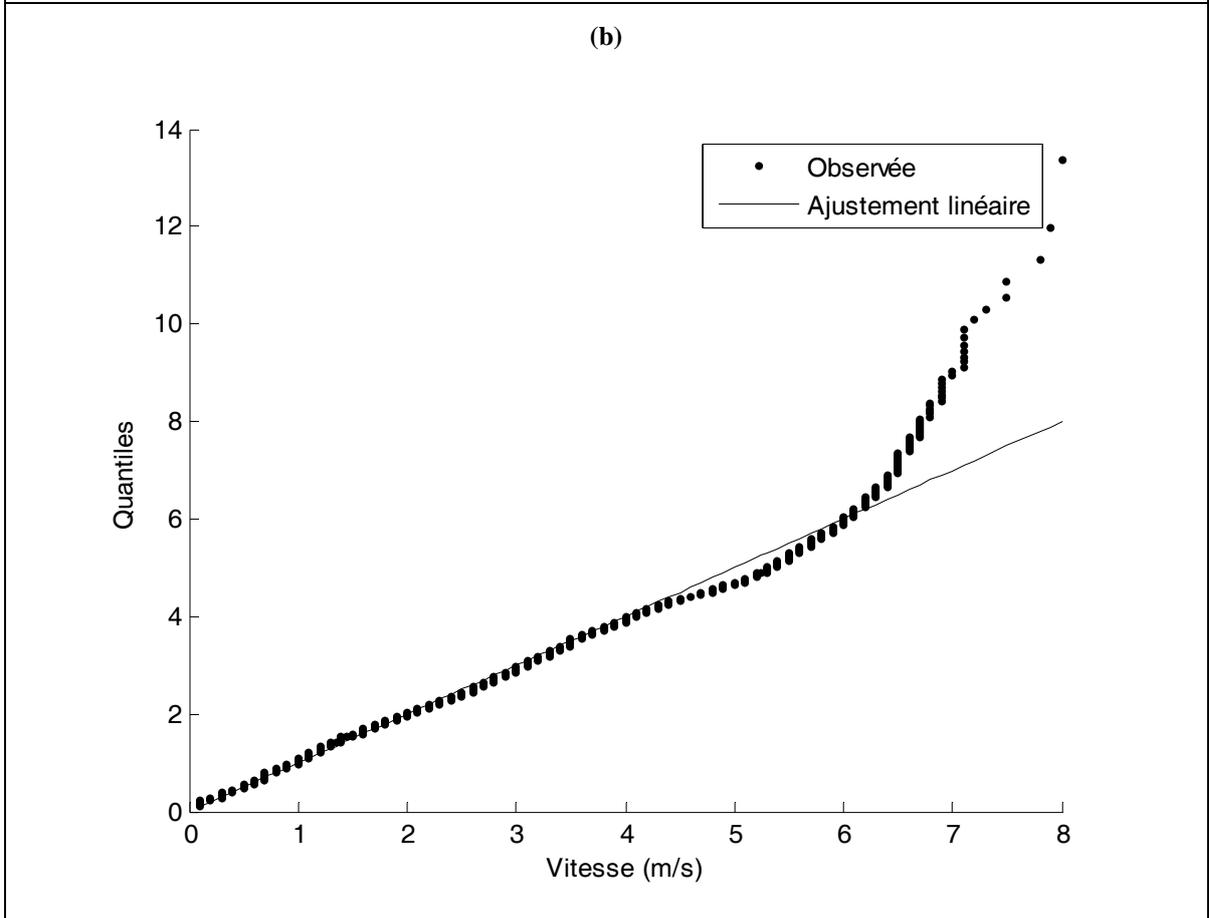
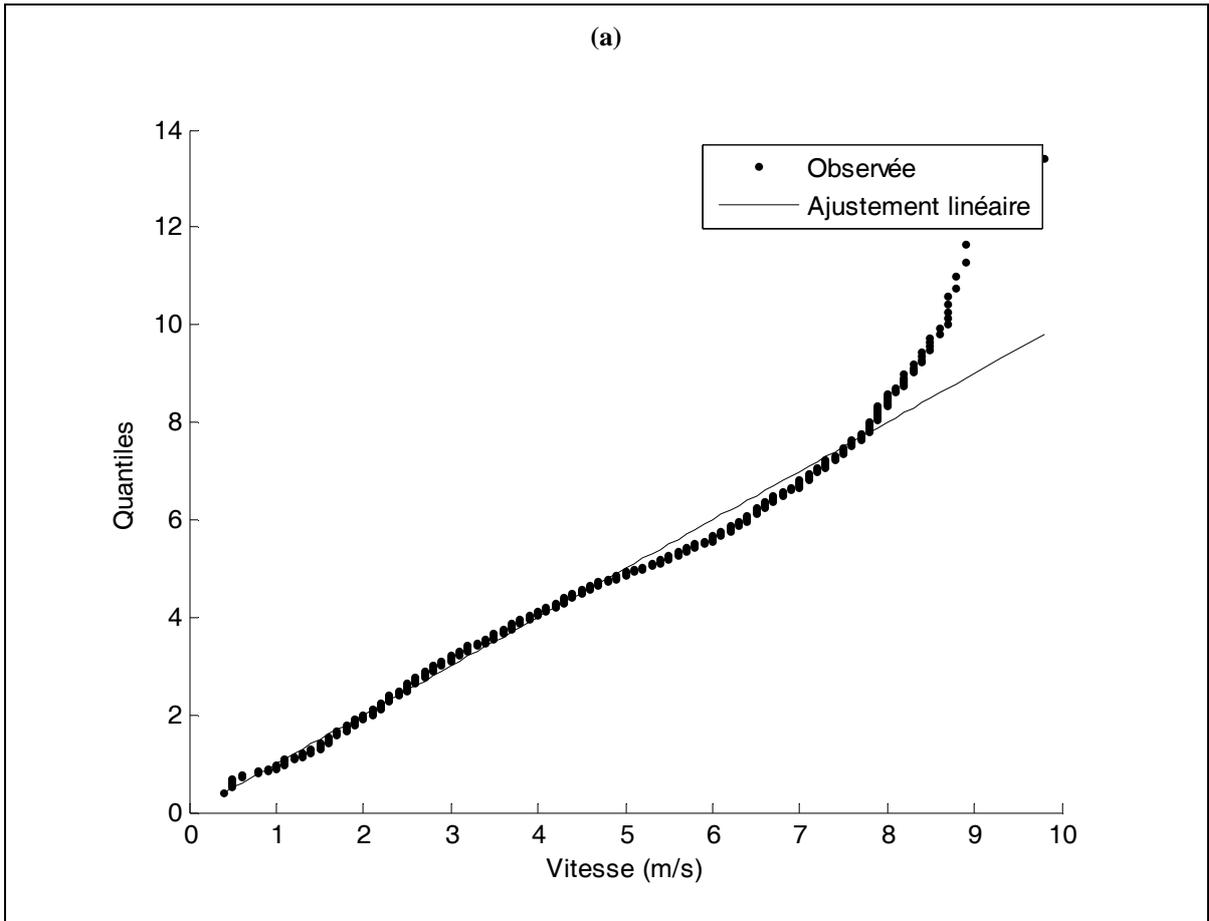


Figure III.5. Ajustement de la distribution observé à une loi normale.

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.



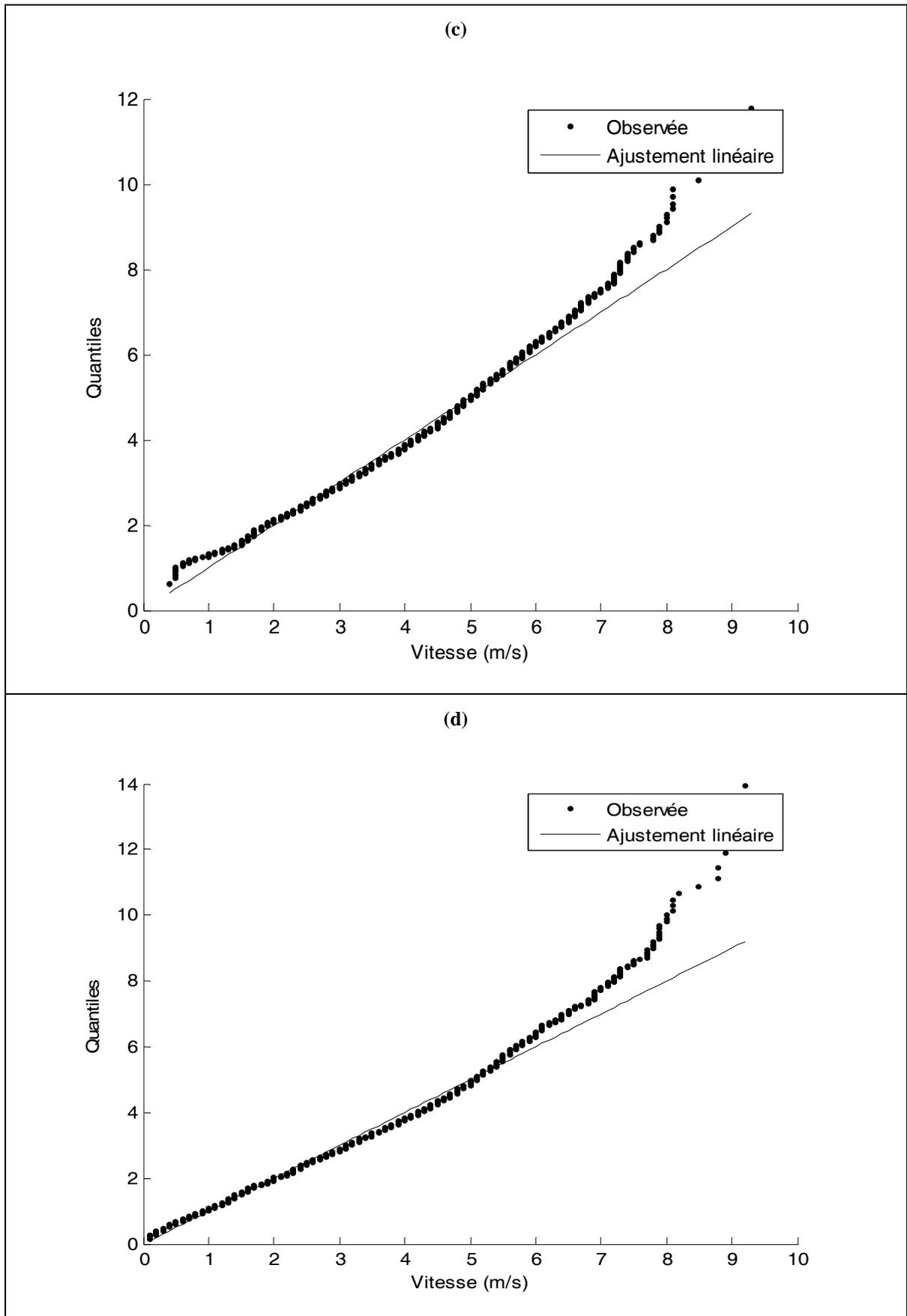
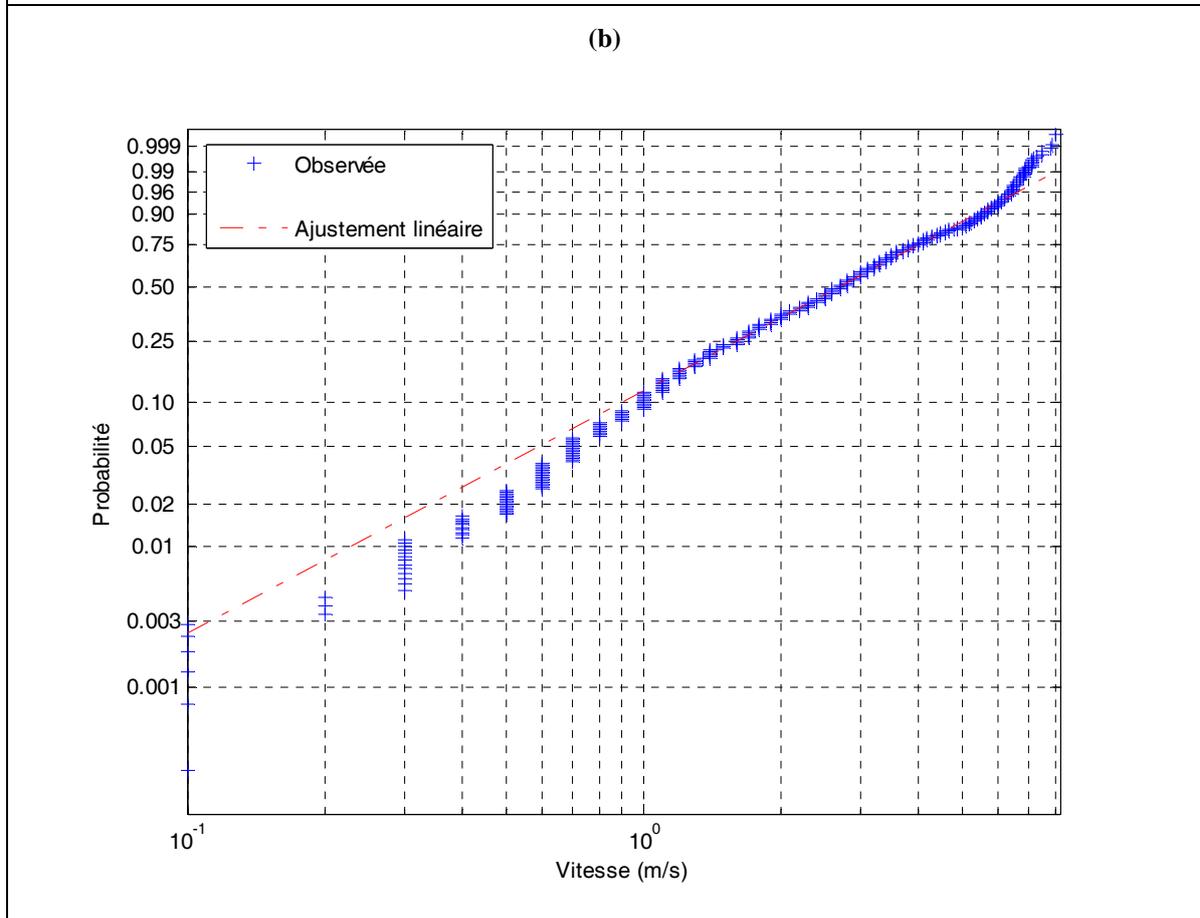
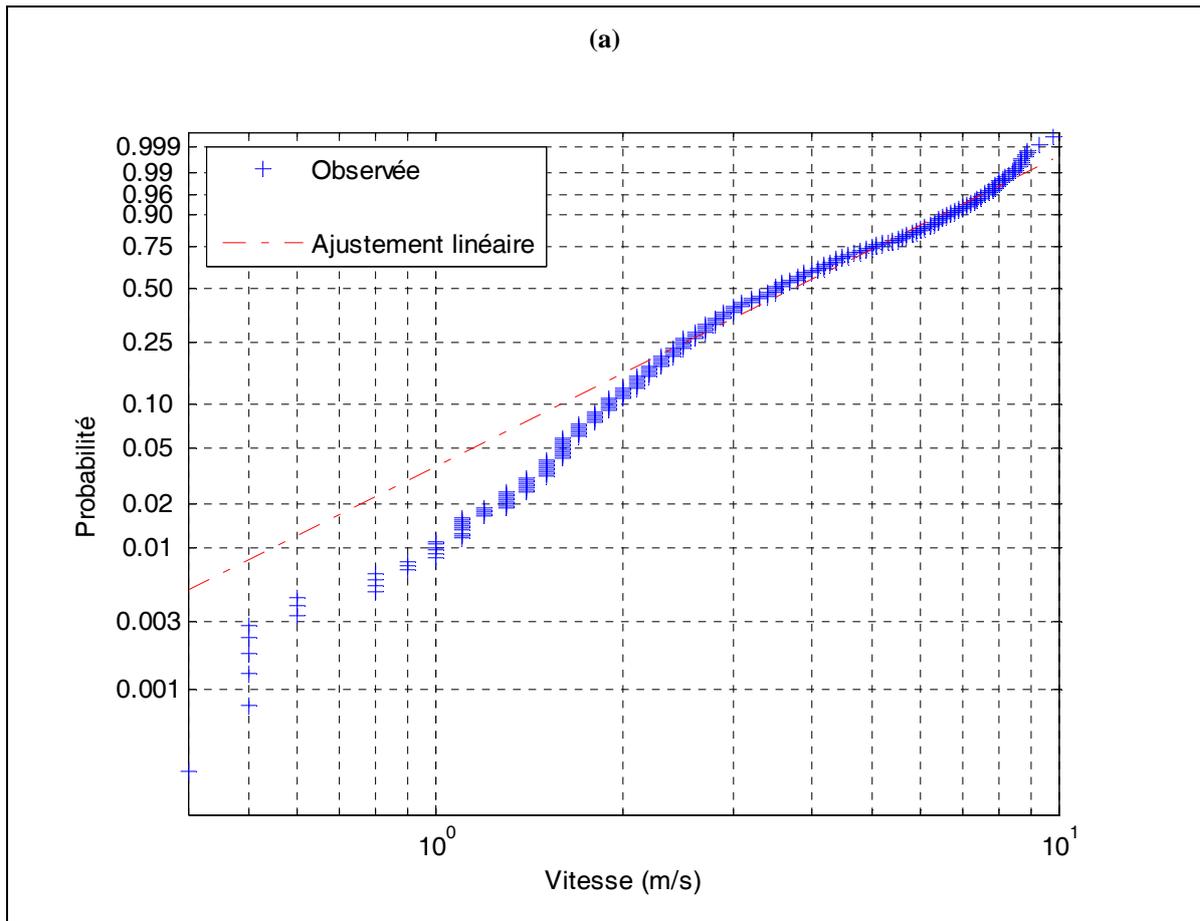


Figure III.6. Ajustement de la distribution observé à une loi gamma.

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.



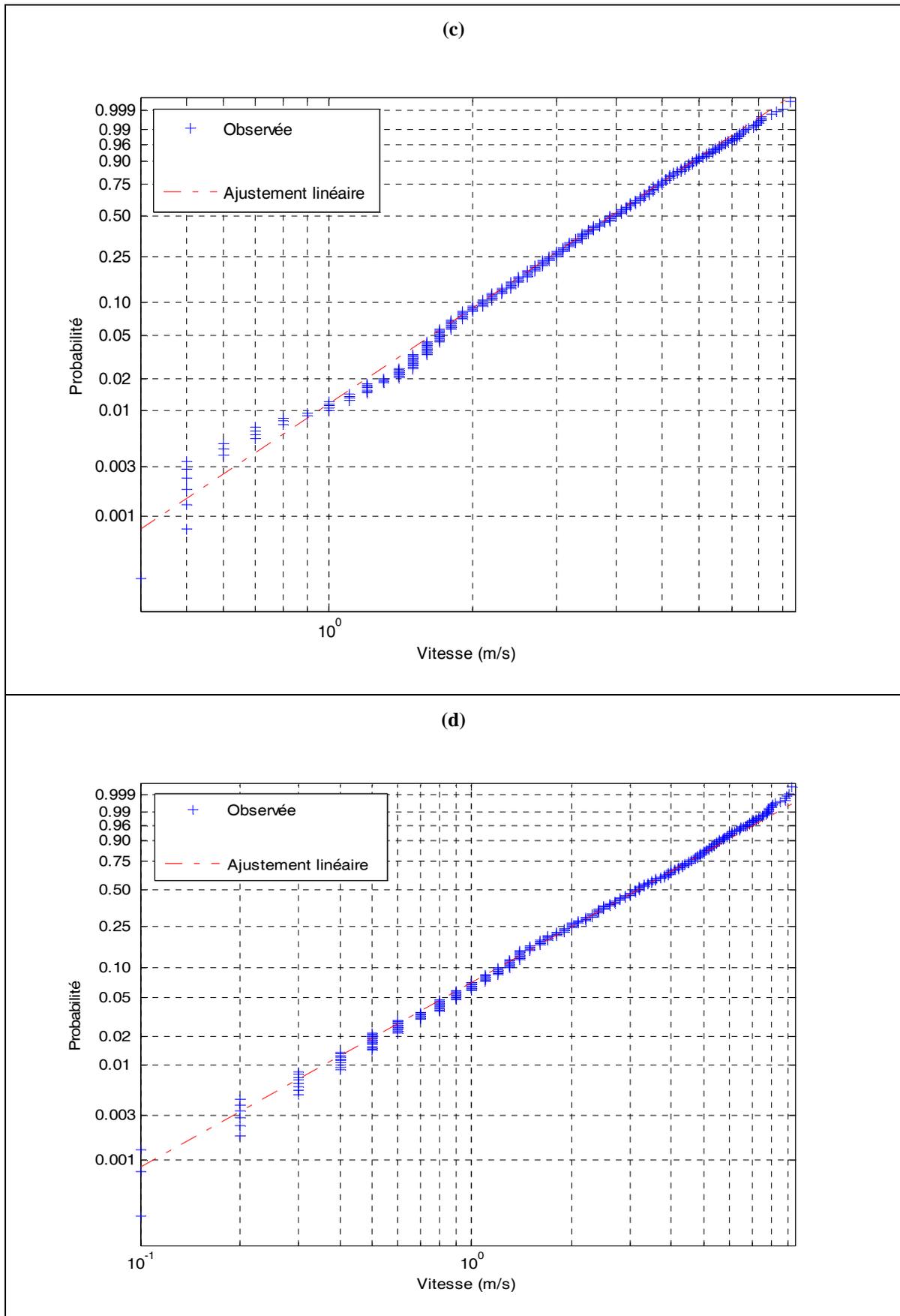
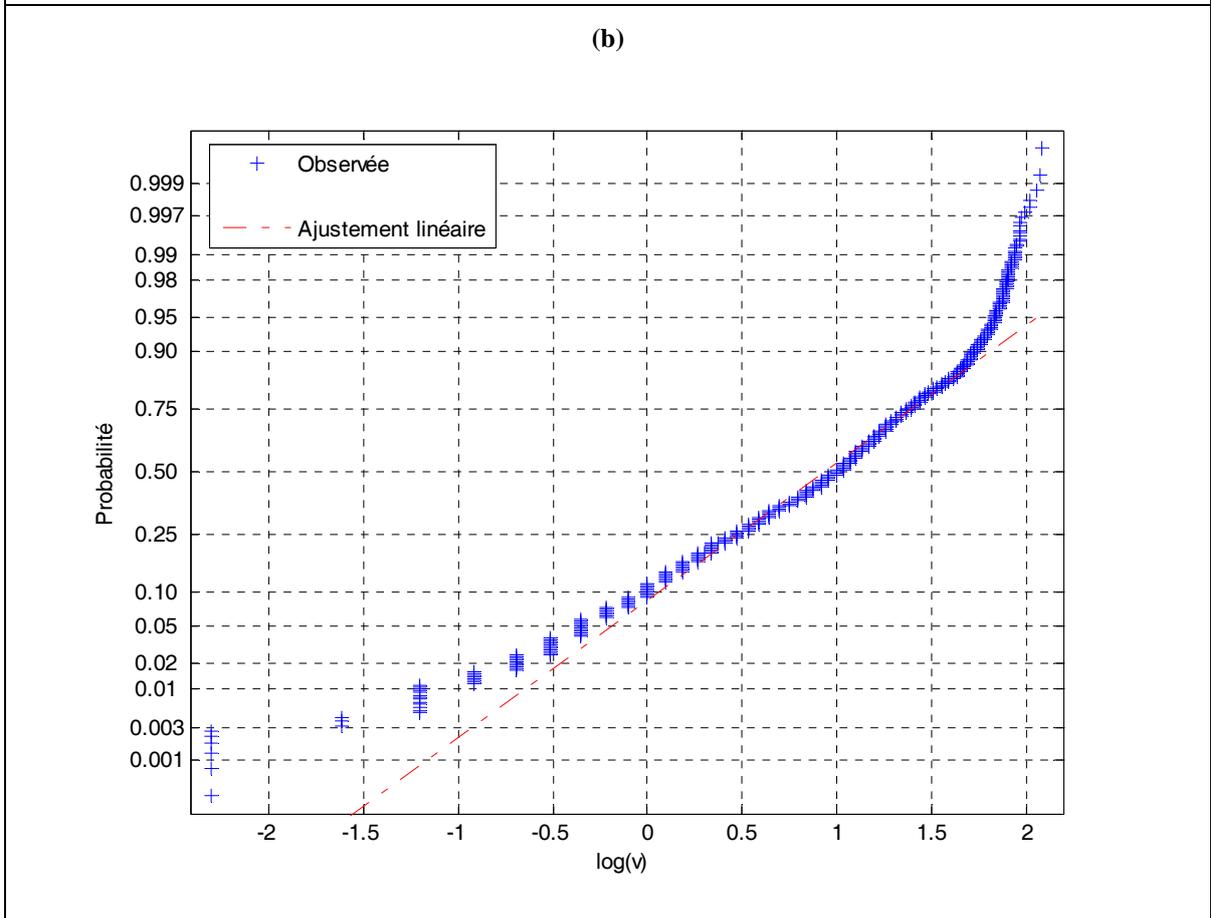
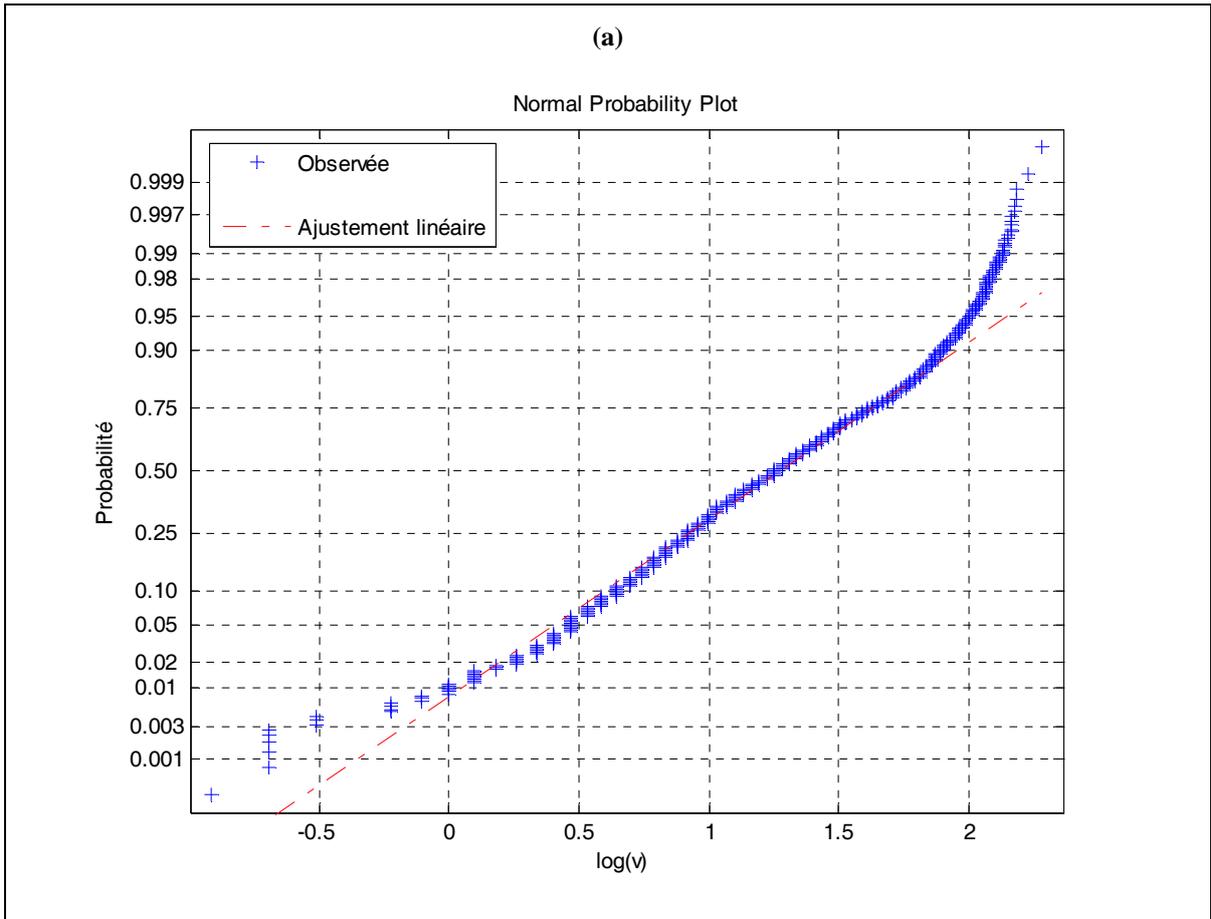


Figure III.7. Ajustement de la distribution observé à une loi Weibull.

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.



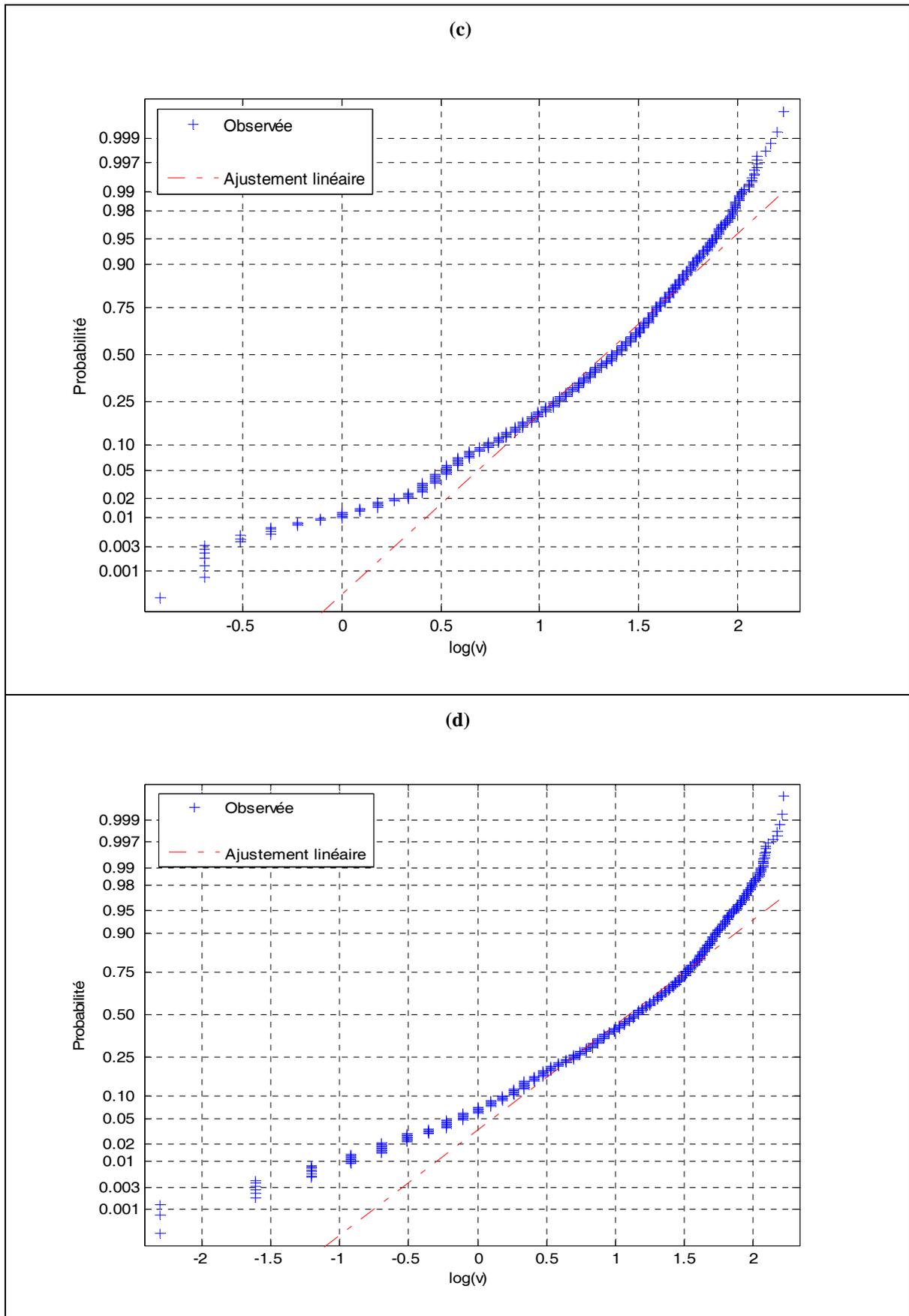


Figure III.8. Ajustement de la distribution observée à une loi log-normale.

(a) Oran, (b) Alger, (c) Bechar, (d) Tamanrasset.

III.8. Estimation des paramètres de Weibull :

Il existe plusieurs méthodes qui permettent l'estimation des paramètres de Weibull on va citer quelque unes qui sont fréquemment utilisées [43].

III.8.1. Estimation des paramètres de Weibull en utilisant la méthode graphique [43], [44]:

Il est nécessaire afin d'obtenir les valeurs de facteurs de forme et d'échelle de tracer les données sur un papier conçu spécialement pour tracer la probabilité cumulé estimé en fonction des données après un simple changement de variable qui permet d'avoir une droite.

Le papier probabiliste est un papier millimétré spécial pour prédire une distribution. Il est largement disponible pour les lois normale, log-normale, Weibull, khi deux et gamma. Les étapes pour construire un graphe de probabilité sont les suivantes :

Arranger les observations ou les données du plus petit au plus grand. L'échantillon devrait être disposé comme x_1, x_2, \dots, x_n , où x_1 est la plus petite observation et x_n est la plus grande observation.

Faire une hypothèse en choisissant une distribution de probabilité qui peut être adéquate aux données enregistrées (Weibull dans notre cas).

Les observations x_i ainsi arrangées sont alors tracées contre leurs fréquences cumulées sur un papier de probabilité correspondant à la distribution choisi dans l'étape 2. (Dans le cas du vent la distribution de Weibull s'est avérée être le modèle adéquat). Le schéma montre un exemple d'une probabilité de Weibull.

Tracer une ligne droite entre les 25^{ème} et 65^{ème} de percentile dans le papier probabiliste. Si la ligne tombe raisonnablement au-dessus des points de repères la distribution est adéquate, autrement le modèle n'est pas approprié.

Pour obtenir la valeur du paramètre de forme, une ligne parallèle à celle obtenue en étape 3 doit être dessinée par l'indicateur de pente. L'indicateur de pente est l'échelle au dessus du papier de probabilité de Weibull. La valeur à laquelle cette ligne croise l'indicateur de pente est l'estimé du paramètre de forme.

Estimer enfin le paramètre d'échelle, une ligne droite horizontale de l'ordonnée 63.2% doit être dessinée. Alors une ligne verticale doit être tracée du point cette ligne croise la ligne

droite adaptée à l'abscisse. La valeur au l'intersection de l'abscisse est la valeur du paramètre d'échelle (η).

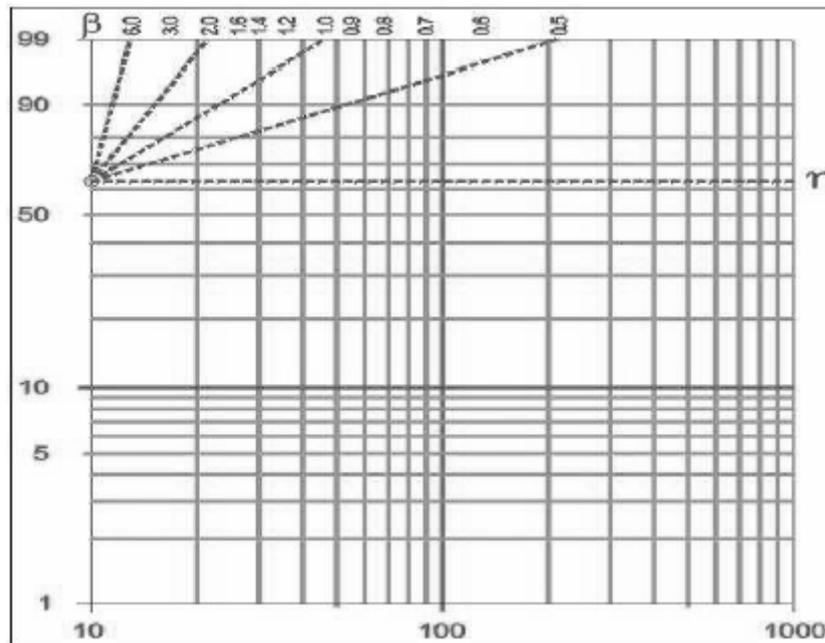


Figure III-8 papier probabiliste conçu pour la loi Weibull [43]

III.8.2. Évaluation des paramètres de Weibull en utilisant la méthode des moindres carrés [45] :

Une autre méthode pour estimer les facteurs de forme et d'échelle est la méthode des moindres carrés, le principe de la méthode et de tracer une droite tels que la somme des déviations verticales des points par rapport à la ligne droite est réduite au minimum, c'est-à-dire trouver la pente et l'intersection de la droite.

On cherche d'abord le rang médian qui permet de calculer les ordonnées des points. Le rang médian est utilisé au lieu d'autres rangs parce qu'il a un niveau spécifique de confiance (50%). Les rangs médians peuvent être trouvés sous forme de tableaux en beaucoup de livres de fiabilité. Ils peuvent également être estimés en utilisant l'équation suivante [43], [45]:

$$RM \approx \frac{i - 0.3}{N + 0.4} \approx \text{Ln}(-\text{Ln}(1 - F(x_i))) \quad (\text{III.9})$$

Où :

N est la taille de l'échantillon.

i est l'ordre de l'observation.

Les x_i présentent les données.

Dans l'analyse de données de vent x est la vitesse de vent.

D'où le paramètre Y_i est calculé à partir de [45] :

$$Y_i = \text{Ln}(-\text{Ln}(1 - F(x_i))) \quad (\text{III.10})$$

Le paramètre k est donné par [45] :

$$k = \frac{\sum_{i=1}^N (\text{Ln}(x_i)) Y_i - \frac{\left(\sum_{i=1}^N \text{Ln}(x_i)\right) \left(\sum_{i=1}^N Y_i\right)}{N}}{\sum_{i=1}^N (\text{Ln}(x_i))^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^N \text{Ln}(x_i)\right)^2}{N}} \quad (\text{III.11})$$

Avant de calculer le paramètre c on a besoin de calculer le paramètre a avec [45] :

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N Y_i}{N} - k \left(\frac{\sum_{i=1}^N \text{Ln}(x_i)}{N} \right) \quad (\text{III.12})$$

$$c = e^{-\left(\frac{a}{k}\right)} \quad (\text{III.13})$$

III.8.3. Évaluation de paramètre de Weibull à l'aide de la méthode de maximum de vraisemblance:

Cette méthode est considérée comme la méthode la plus robuste parmi les techniques d'évaluation des paramètres [45], le principe est de développer une fonction proche de la distribution cherchée en se basant sur les données disponibles. Le concept de base est d'obtenir les valeurs les plus proches des paramètres de distribution qui décrivent mieux des données. Ceci peut être réalisé en employant des méthodes itératives pour

déterminer les valeurs des estimateurs des paramètres qui maximisent la fonction de probabilité. Une autre méthode et à l'aide des dérivés partiels de la fonction de la probabilité [46], on abouti aux équations suivantes:

$$k = \left[\left[\frac{\sum_i n_i v_i^k \ln(v_i)}{\sum_i n_i v_i^k} \right] \left[\frac{\sum_i n_i \ln(v_i)}{N} \right] \right]^{-1} \quad (\text{III.14})$$

$$c = \left[\frac{\sum_i n_i v_i^k}{N} \right]^{1/k} \quad (\text{III.15})$$

Où

N est le nombre de lectures de vent non nulles,

n_i est le nombre de lectures de vent dans le $i^{\text{ième}}$ intervalle.

v_i est la valeur de vitesse au centre du $i^{\text{ième}}$ intervalle.

Le logiciel MATLAB a une fonction intégrée qui calcule facilement les paramètres de Weibull, en utilisant l'évaluation de probabilité maximale. La commande « weibfit » estime les paramètres pour un vecteur de données. Les résultats de MATLAB peuvent différer de ceux obtenus en utilisant la régression linéaire dans Y_i parce que MATLAB emploie une expression différente de la fonction de Weibull. L'équation suivante est la fonction de Weibull utilisé selon l'aide de MATLAB :

$$f(x) = abx^{b-1}e^{-ax^b} \quad 0 \leq x \leq \infty \quad (\text{III.16})$$

Comparant l'expression standard de Weibull donnée dans l'équation III.1 à l'expression de l'équation (III.13), les paramètres de toutes les deux peuvent être liées en utilisant les équations suivantes [43]:

$$a = \frac{1}{c^k} \quad (\text{III.17})$$

$$c = k \sqrt[k]{\frac{1}{a}} \quad (\text{III.18})$$

$$b = k \quad (\text{III.19})$$

Où :

a est le paramètre d'échelle et b est le paramètre de forme pour l'équation (III.16).

III.8.4. Évaluation des paramètres de Weibull en utilisant des valeurs typiques du facteur de forme :

Une méthode rapide pour estimer les paramètres de forme et d'échelle est d'utiliser les valeurs typiques connues pour le facteur de forme. Ces valeurs sont connues de l'expérience et des observations multiples des emplacements la où les mesures de vitesse du vent ont été prises [47]. Ces types de vent sont classés par catégorie comme intérieure, côtière, vent alizé.

Le Tableau 7, montre des valeurs typiques pour le facteur de forme.

Tableau 7 : Valeurs typiques du facteur de forme

Type du vent	Facteur de forme
Vents intérieurs	1.5 à 2.5
Vents côtiers	2.5 à 3.5
Vents alizés	3 à 4

Le facteur d'échelle (c) peut être calculé en utilisant l'équation suivante [48] :

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{III.20})$$

Où :

v est la valeur moyenne de vitesse de vent

Γ est la fonction gamma.

La vitesse du vent moyenne peut être estimée par l'équation suivante [40]:

$$\bar{v} = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^n \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{III.21})$$

Où :

v est la mesure i de vitesse de vent.

N est le nombre total des vitesses du vent mesurées.

$n = 1$ pour la moyenne arithmétique, 2 pour la moyenne carrée de racine, et 3 pour cube en racine cubique.

III.8.5. Évaluation des paramètres de Weibull en utilisant des moyennes, écarts type et Approximation de Justus:

Cette méthode d'évaluation de paramètres peut être employée si l'écart type moyen et la vitesse du vent pour un emplacement sont connus. La vitesse moyenne de vent et l'écart type peuvent être calculés en utilisant les équations suivantes [48] :

$$\bar{v} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N f v_i^n}{\sum_{i=1}^N f_i} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{III.22})$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N f_i (v_i - \bar{v})^2}{\sum_{i=1}^N f_i}} \quad (\text{III.23})$$

Où :

σ l'écart type.

v est la mesure i de la vitesse de vent.

N est le nombre total des vitesses du vent mesurées.

\bar{v} est la vitesse moyenne du vent.

f_i est la fréquence de la vitesse de vent mesurée i .

$n=1$ pour la moyenne arithmétique, $n = 2$ pour la moyenne carrée de racine, et $n=3$ pour la racine cubique.

Les équations III.17 et III.21 peuvent être résolues simultanément pour obtenir les valeurs des paramètres de forme et d'échelle [48].

$$\sigma^2 = \frac{\bar{v}^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (\text{III.24})$$

La solution simultanée des deux équations peut être difficile. Une manière plus facile de trouver les facteurs de forme et d'échelle est de calculer k en utilisant l'approximation de Justus [49]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (\text{III.25})$$

Comme les valeurs de v et de k sont connues l'équation (III.26) peut être facilement résolue.

III.8.6. Évaluation des paramètres de Weibull en utilisant « la méthode rapide » :

D'après plusieurs observations on a remarqué que pour un grand échantillon de mesures de vitesse du vent les facteurs de forme et d'échelle peuvent être estimées d'une manière très précise si on les compare au résultat obtenus en utilisant la méthode (Maximum de vraisemblance). « La méthode rapide » exige d'abord le calcul de la vitesse moyenne arithmétique du vent. En utilisant l'équation III.21. en suite on calcule l'écart type en utilisant [50]:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} \quad (\text{III.26})$$

Où :

σ l'écart type

v est la mesure réelle i du vitesse de vent.

N le nombre des mesures de la vitesse du vent

\bar{v} est la vitesse moyenne arithmétique de vent

Maintenant en utilisant l'approximation de Justus de l'équation III.25, le paramètre de forme peut être calculé. En substituant les quantités connues dans l'équation III.20 le paramètre d'échelle est calculé.

III.9. La puissance prélevée au vent :

Une éolienne transforme l'énergie du vent en énergie électrique. La première constatation importante est que la vitesse du vent en aval de l'éolienne est inférieure à la vitesse en amont (de l'ordre d'un tiers). Il est donc inconcevable de créer un parc éolien où les éoliennes seraient alignées les unes derrière les autres : il est nécessaire de les éloigner pour que le vent redevienne plus uniforme. Une deuxième constatation peut nous amener à mesurer la pression en tout point autour de l'éolienne. Elle est constante à grande distance de l'éolienne mais elle augmente exponentiellement en amont, atteint un pic élevé juste avant le passage dans le rotor, puis elle chute juste après plus bas que la pression atmosphérique et se stabilise à nouveau loin en aval. De nouveau, cette différence de pression due à l'obstruction de l'aérogénérateur dans l'écoulement du vent impose d'éloigner les éoliennes.

La puissance disponible à la conversion en énergie électrique est développée par le fluide qui traverse la section A de l'éolienne. Le flux d'énergie cinétique à travers cette surface perpendiculaire est [48], [51], [52]:

$$P = \left(\frac{1}{2} \rho v^2 \right) A \cdot v \quad (\text{III.27})$$

Où :

P La puissance.

ρ La masse volumique de l'air égale en moyenne à 1.25Kg/m^3

A La surface balayée par les pâles.

v La vitesse du vent.

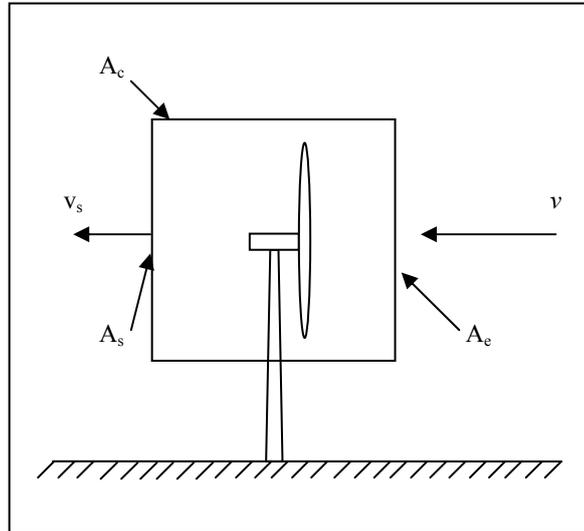


Figure III.9 Le vent autour d'une éolienne.

Prenons un volume de contrôle suffisamment grand pour que la pression soit la même sur toute sa surface extérieure (P_0 , la pression atmosphérique). Dans ce volume, la composante axiale de la quantité de mouvement s'écrit :

$$T = (\rho_{air} A_s v_s)(v - v_s) \quad (\text{III.28})$$

C'est la résultante des forces appliquées par la machine à l'air. Le premier terme est la masse volumique multipliée par le volume de contrôle (A_c) et le second est la différence entre la vitesse d'entrée et de sortie. Dans un second volume de contrôle, celui qui englobe juste l'aérogénérateur, la même équation s'écrit [27]:

$$T = A_e (P_1 - P_2) \quad (\text{III.29})$$

Les équations (III.28) et (III.29) sont égales [27]:

$$(\rho_{air} A_s v_s) \cdot (v - v_s) = A_e \cdot (P_1 - P_2) \quad (\text{III.30})$$

Pour substituer le terme P_1-P_2 en fonction de la vitesse, nous utilisons l'équation de l'énergie mécanique sans frottement ni variation de masse volumique au cours du temps :

$$\left(z_b + \frac{P_b}{\rho_2 g} + \frac{v_b^2}{2g} \right) - \left(z_a + \frac{P_a}{\rho_1 g} + \frac{v_a^2}{2g} \right) = 0 \quad (\text{III.31})$$

Où les indices a et b réfèrent à deux points distincts dont la différence d'altitude est négligeable. Cette simplification permet d'isoler $P_b - P_a$:

$$\frac{P_b - P_a}{\rho} = \frac{v_a^2 - v_b^2}{2} \quad (\text{III.32})$$

En substituant les indices a et b par 0 et 1 (en amont de l'éolienne) puis par 1 et 2 (en aval) et en additionnant ces deux relations :

$$P_1 - P_2 = \rho \cdot \frac{v^2 - v_c^2}{2} \quad (\text{III.33})$$

Substituant cette dernière relation dans l'équation (III.30), nous obtenons :

$$(\rho_{air} A_s v_s) \cdot (v - v_s) = A_e \cdot \left(\rho \cdot \frac{v^2 - v_c^2}{2} \right) \quad (\text{III.34})$$

En regroupant dans le premier membre le rapport A_s/A_e :

$$\frac{A_s}{A_e} = \frac{v^2 - v_s^2}{2v_s \cdot (v - v_s)} = \frac{(v - v_s) \cdot (v + v_s)}{(v - v_s) \cdot 2v_s} = \frac{1 + x}{2x} \quad (\text{III.35})$$

En posant $x = \frac{v_s}{v}$

Nous sommes maintenant en mesure de définir la puissance prélevée au vent :

$$\begin{aligned}
P_{\text{prélevée}} &= \Delta P \cdot \text{débit} = \frac{v^2 - v_s^2}{2} \cdot \rho \cdot A_s v_s \\
&= \frac{v^2 - v_s^2}{2} \cdot \rho \cdot A_e \frac{A_s v_s}{A_s} = v^2 \cdot \left(1 - \left(\frac{v_s}{v} \right)^2 \right) \cdot \rho \cdot A_e \cdot \frac{A_s v_s}{2 A_e} \\
&= (1 - x^2) \cdot \frac{1+x}{2x} \cdot \frac{\rho \cdot A_e v^2 v_s}{2} \quad \text{or } v_s = x \cdot v \\
&= (1 - x^2) \cdot \frac{1+x}{2x} \cdot (xv) \cdot v^2 \cdot \frac{\rho \cdot A_e}{2} \\
&= (1 - x^2) \cdot \frac{1+x}{2x} \cdot v^3 \cdot \frac{\rho \cdot A_e}{2} \\
\Rightarrow \eta &= \frac{P_{\text{prélevée}}}{P_{\text{dissipée}}} = \frac{(1 - x^2) \cdot (1+x) v^3 \rho A_e}{4 \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho v^2 A_e v} \\
&= \frac{(1 - x^2) \cdot (1+x) A_e}{2 A_e}
\end{aligned}$$

Le maximum de cette fonction est atteint lorsque $x=1/3$, c'est-à-dire que le rendement maximum est $\eta(1/3)=0,593$. Ce résultat est très important car il démontre qu'indépendamment des conditions dans lesquelles l'éolienne fonctionne, jamais la puissance prélevée par cette dernière ne sera supérieure à 59,26%. Cette démonstration a été établie par M. Betz en 1919.

III.10. Calcul de l'énergie fournie par l'éolienne:

Le but de cette section est de déterminer l'énergie disponible en fonction des données de vent qu'on a analysé. Il existe plusieurs méthodes pour estimer cette énergie. On va citer les méthodes fréquemment utilisées et rencontrées dans le domaine éolien.

III.10.1. L'intégration de la fonction probabilité d'énergie:

La fonction de probabilité d'énergie est définie par [43] :

$$\frac{e(v)}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 f(v)(j)(h) \quad (\text{III.36})$$

Où :

$e(v)$ est la fonction probabilité d'énergie.

$f(v)$ est la loi de Weibull.

j : nombre de jours .

h : nombre d' heures.

Le produit (j) . (h) présent la durée de fonctionnement du rotor.

Pour obtenir l'énergie totale pour une période donnée on intègre la fonction entre la vitesse minimale et maximale enregistrées et on abouti à:

$$\frac{E}{A} = \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} \frac{e(v)}{A} dv \quad (\text{III.37})$$

III.10.2. L'équation d'énergie:

L'énergie captée peut être calculée en remplaçant la vitesse moyenne (arithmétique ou cubique) dans l'équation de la puissance moyenne soit [43]:

$$\frac{E}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 (j)(h) \quad (\text{III.38})$$

Où :

$e(v)$ est la fonction probabilité d'énergie.

$f(v)$ est la loi de Weibull.

j : nombre de jours.

h : nombre d'heures.

Le produit (j) . (h) présent la durée de fonctionnement du rotor

Il est nécessaire de noter qu'en utilisant la vitesse moyenne cubique le résultat sera similaire au résultat précédant ce qui montre la préférence d'utiliser la vitesse cubique au lieu de la vitesse arithmétique.

III.10.3. Courbes de puissance du capteur:

Les courbes de puissance représentent la valeur de la puissance générée en fonction de la vitesse du vent. Ces courbes varient selon le modèle et la classe du capteur, elles sont fournies par le constructeur. L'avantage est que le coefficient de puissance est une donnée, pour cela cette méthode est dite directe est pratique.

Pour trouver l'énergie moyenne captée on doit d'abord calculer la valeur de la puissance moyenne qui correspond au valeur de la vitesse moyenne en suite l'énergie est calculée comme suit [43]:

$$E = P.(j).(h) \quad (\text{III.38})$$

Où :

E est la fonction probabilité d'énergie

P est la loi de Weibull

j : nombre de jours

h : nombre d'heures

L'inconvénient de cette méthode est que l'estimation de la puissance se fait sans introduire les paramètres de Weibull ce qui peut engendrer une sous ou surestimation de la puissance.

III.10.4. La densité de puissance du vent:

La densité de puissance du vent est définie par [39]:

$$DPV = \frac{1}{2N} \sum_{i=1} \rho v_i^3 \quad (\text{III.39})$$

Où :

DPV la densité de puissance du vent.

N nombre des observations.

ρ : la densité du l'air.

v_i : la vitesse du vent.

L'inconvénient de cette méthode est la nécessité de calculer le coefficient moyen de puissance afin de calculer l'énergie [43] :

$$E = DPV.(j).(h).A.(CP) \quad (\text{III.40})$$

III.10.5. Les courbes d'énergie produite :

C'est la meilleure méthode pour estimer l'énergie produite par une éolienne dans un site donné avec différentes vitesses moyennes. Les courbes d'énergie sont des courbes de l'énergie produite en fonction de la vitesse moyenne, donc pour une vitesse moyenne donnée on peut facilement trouver l'énergie produite.

Elles sont tracées point par point en utilisant la formule suivante [47]:

$$E = (\text{jours})(\text{heures}) \sum_{v_{\min}}^{v_{\max}} P.f(v, c, k) \quad (\text{III.41})$$

E : est l'énergie produite quand la vitesse moyenne est égale à v

$f(v)$ est la loi de Weibull

L'intérêt de cette méthode c'est comme elle est spécifique pour un site et une éolienne, on peut obtenir la valeur optimale de l'énergie produite. Elle permet aussi de visualiser l'effet de vitesse sur l'énergie produite afin de choisir l'hauteur où on doit placer notre capteur.

III.10.6. La notion du coefficient de puissance:

L'énergie cinétique disponible dans le vent n'est pas totalement captée par le rotor d'après la limite de Betz c'est 59% de l'énergie cinétique qui est converti par les pâles. Cependant, comme l'éolienne est composée de trois éléments essentiels, le rotor, l'engrenage, et la génératrice, chacun de ces éléments a son propre rendement [43]:

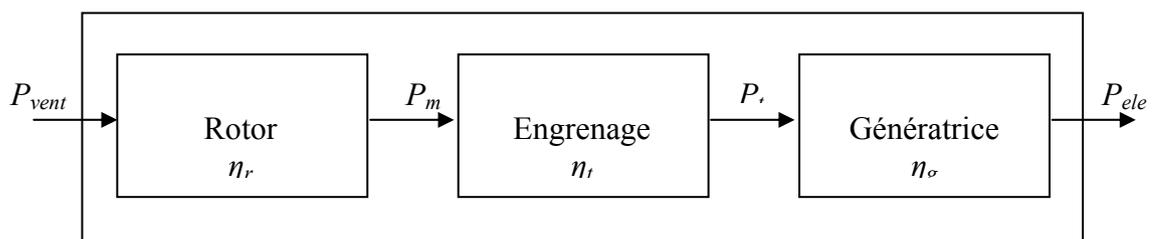


Figure III.10 Schéma simplifié de la conversion éolienne.

$$\begin{aligned}
 P_m &= \eta_r P_{vent} \\
 P_t &= \eta_t P_m \\
 P_{ele} &= \eta_g P_t
 \end{aligned}
 \tag{III.42}$$

Ou :

P_{vent} la puissance du vent.

P_m la puissance captée par les pâles.

P_t la puissance transmise par l'engrenage.

P_{ele} la puissance convertie en électricité par la génératrice.

η_r rendement du rotor.

η_t rendement d'engrenage (transmission).

η_g rendement de la génératrice.

En utilisant ces égalités on trouve:

$$CP = \frac{P_{ele}}{P_{vent}} = \eta_r \eta_t \eta_g
 \tag{III.43}$$

CP : coefficient de puissance.

Ce coefficient n'est pas constant il varie en fonction de la vitesse du vent, donc on utilise le coefficient moyen défini par [43]:

$$CP_{moy} = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N CP_i^2 \right)^2
 \tag{III.44}$$

Pour la majorité des aérogénérateurs la valeur de CP vaut 0.45 pour les vitesses comprises entre 5 et 10m/s.

Résultas :

Oran :

Des vents au-dessus de 5 m/s arriveront environ 2323.6 heures par an, c'est à dire 96 jours par an

La puissance moyenne : 61.518 W/m²

Les paramètres calculés de Weibull pour la distribution de la puissance sont: 52.83 et 0.77139.

La puissance sera supérieure à 61.518 W/m^2 en moyenne 2832.4 heures par an, c'est à dire 118 jours par an.

Alger :

Des vents au-dessus de 5 m/s arriveront environ 1068.5 heures par an, c'est à dire 44 jours par an

La puissance moyenne : 34.246 W/m^2

Les paramètres calculés de Weibull pour la distribution de la puissance sont: 22.397 et 0.59202.

La puissance est supérieure à 34.246 W/m^2 en moyenne 2416.8 heures par an, c'est à dire 100 jours par an.

Bechar :

Des vents au-dessus de 5 m/s arriveront environ 2182.5 heures par an, c'est à dire 90 jours par an

La puissance moyenne : 56.659 W/m^2

Les paramètres calculés de Weibull pour la distribution de la puissance sont: 55.712 et 0.9634

La puissance sera supérieure à 56.659 W/m^2 en moyenne 3169.6 heures par an, c'est à dire 132 jours par an

Tamanrasset :

Des vents au-dessus de 5 m/s arriveront environ 1485.6 heures par an, c'est à dire 61 jours par an

La puissance moyenne : 42.143 W/m^2

Les paramètres calculés de Weibull pour la distribution de la puissance sont: 31.446 et 0.66301

La puissance sera supérieure à 42.143 W/m^2 en moyenne 2593.5 heures par an, c'est à dire 108 jours par an.

Donc le vent souffle avec une vitesse supérieure à 5m/s dans les sites d'Oran et de Bechar pendant 93 jours par an, c'est l'équivalent d'une saison, tandis que pour les sites d'Alger et de Tamanrasset on compte 52 jours par an seulement. On remarque que l'ouest est plus venté que l'est et le centre. On retrouve les mêmes résultats pour la puissance car elle est fonction de la vitesse. Le potentiel le plus important est dans Oran avec une moyenne de 61.518 W/m² et une période de 118 jours par an supérieure à la moyenne et le potentiel le plus faible est celui d'Alger ces résultats montrent l'importance du gisement éolien en Algérie car la hauteur de ces estimations est seulement 10m. Aussi la période assurée par le vent n'est pas négligeable.

III.11. Application : Le pompage éolien

Maintenant on va donner un exemple sur l'utilisation de l'énergie éolienne, l'application la plus adaptée à l'énergie éolienne en Algérie est le pompage de l'eau dans les zones sahariennes. Les régions de Bechar et de Tamanrasset disposent d'un potentiel éolien non négligeable mais entre l'énergie éolienne disponible et la pompe il y a une suite de pertes d'énergie, (limite de Betz, limites de machine, pertes de conversion). Donc seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donnée, appelée puissance utilisable est réellement en fin de la conversion.

III.11.1. Puissance énergétique éolienne disponible:

L'énergie éolienne moyenne disponible sur un site par unité de temps et par unité de surface s'écrit [53]:

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle \quad (\text{III.45})$$

Où :

$\langle P \rangle$ la puissance disponible.

ρ la masse volumique de l'air égale en moyenne à 1.25Kg/m³

$\langle V^3 \rangle$ la vitesse cubique moyenne du vent.

La détermination de la vitesse cubique moyenne se fait en utilisant [54]:

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad (\text{III.46})$$

Où :

$\langle V^3 \rangle$ la vitesse cubique moyenne du vent.

V^3 la vitesse cubique du vent.

$f(V)$ la densité de probabilité.

Le résultat de l'intégration est [54]:

$$\langle V^3 \rangle = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{III.47})$$

Où :

$\langle V^3 \rangle$ la vitesse cubique moyenne du vent.

Γ la fonction gamma.

c, k paramètres de Weibull.

III.11.2. Puissance éolienne récupérable:

L'énergie cinétique disponible est convertie en énergie mécanique en utilisant les pâles du capteur, la vitesse en aval n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement captée au niveau de l'hélice.

L'énergie capté au niveau l'hélice présente dans les meilleur cas 59% de l'énergie disponible ce qui a été démontrer précédemment sous la limite de Betz donc:

$$P_{rec} = 0.59 \langle P \rangle \quad (\text{III.48})$$

Où :

P_{rec} Puissance récupérable.

$\langle P \rangle$ Puissance moyenne.

III.11.3. Puissance éolienne moyenne utile:

Les caractéristiques de l'éolienne aussi affectent le rendement du système. Considérant une éolienne définie par une vitesse de démarrage V_i , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_s , données par le constructeur, les vitesses comprises entre V_i et V_s contribuent à la conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique, donc la puissance utile à l'axe est égale à [54]:

$$P_u = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_i \\ \frac{1}{2} \rho V^3 & V_i \leq V \leq V_n \\ \frac{1}{2} \rho V^3 & V_n \leq V \leq V_s \\ 0 & V \geq V_s \end{cases} \quad (\text{III.49})$$

Où :

ρ la masse volumique de l'air égale en moyenne à 1.25Kg/m^3

$\langle V^3 \rangle$ la vitesse cubique moyenne du vent.

La vitesse cubique utile moyenne est donnée par intégration de la vitesse cubique pondérée par la fonction de la probabilité en considérant comme bornes d'intégration les limites imposées par la machine :

$$\langle V_u^3 \rangle = \int_{V_i}^{V_n} f(V) V^3 dV + V_n^3 \int_{V_n}^{V_s} f(V) dV \quad (\text{III.50})$$

Où :

$\langle V_u^3 \rangle$ La vitesse cubique moyenne du vent.

$f(V)$ La densité de probabilité.

V^3 La vitesse cubique du vent.

Après intégration on obtient [55]:

$$\langle V_u^3 \rangle = \left[\Gamma\left(\left(\frac{V_n}{c}\right)^k, 1 + \frac{3}{k}\right) - \Gamma\left(\left(\frac{V_i}{c}\right)^k, 1 + \frac{3}{k}\right) \right] V^3 + V_i^3 \left[\exp\left(-\left(\frac{V_n}{c}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_s}{c}\right)^k\right) \right] \quad (\text{III.51})$$

Avec

$$\Gamma_n(x, a) = \frac{\Gamma(x, a)}{\Gamma(x)} \quad (\text{III.52})$$

III.11.4. Puissance éolienne moyenne utilisable (convertie en énergie électrique):

Si le rendement de la machine est η , la puissance éolienne moyenne réellement utilisable s'écrit :

$$\langle P_{ele} \rangle = \eta \langle P_u \rangle \quad (\text{III.53})$$

Où :

$\langle P_{ele} \rangle$ Puissance électrique.

η Rendement.

$\langle P_u \rangle$ Puissance utile.

Le rendement de la machine représente le rapport entre la puissance nominale donnée par le constructeur et la puissance théorique calculée pour une vitesse du vent constante et égale à la vitesse nominale soit [54]:

$$\eta = \frac{\langle P_n \rangle}{\langle P_{théorique} \rangle} \quad (\text{III.54})$$

Avec:

$$P_{théorique} = \frac{1}{2} \rho A \langle V_n^3 \rangle \quad (\text{III.55})$$

Où :

P_n La puissance nominale.

$P_{théorique}$ La puissance disponible théoriquement.

ρ La masse volumique de l'air égale en moyenne à 1.25Kg/m^3

A La surface balayée par les pâles.

$\langle V_n^3 \rangle$ La vitesse nominale au cube.

Les systèmes de conversion de l'énergie éolienne sont donc utilisés de façon optimale si leur choix est effectué correctement en fonction des paramètres du site d'implantation.

III.11.5. Estimation du débit pompé:

Soit un système de pompage éolien de rendement globale η_i et de hauteur manométrique H_t , le débit d'eau pompé est donné par [56]:

$$Q = \frac{\eta_i \langle P_e \rangle}{\rho g H_t} \quad (\text{III.56})$$

Ou:

η_i : le rendement du système.

ρ : la masse volumique de l'eau

g : l'accélération de la pesanteur

H_t : la hauteur manométrique totale

Le débit journalier sera égale à:

$$Q_j = 3600 * 24 \frac{\eta_i \langle P_e \rangle}{\rho g H_t} \quad (\text{III.57})$$

III.11.6. Choix des sites d'implantation des machines:

On a choisis les régions de Bechar et Tamanrasset connues par leurs réserves en eau souterraines et la décentralisation de l'habitat les caractéristiques des aérogénérateurs utilisés sont résumées dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Caractéristiques des aérogénérateurs [53].

Puissance nominale (KW)	V_i (m/s)	V_n (m/s)	V_s (m/s)	D_r (m)
100	3.5	8	14	32
600	3	15	25	44
850	4	16	25	52

III.11.7. Distribution annuelle de la vitesse du vent :

Le résultat du traitement statistique des données de la vitesse du vent est présenté sur le Tableau 9. On a choisi la méthode de maximum de vraisemblance pour l'ajustement des données statistiques.

Le site le plus venté est celui de Tamanrasset avec 5.5 m/s de vitesse moyenne annuelle. Il dispose aussi de la puissance énergétique disponible la plus intéressante et représente ainsi le site le plus favorable à l'utilisation de l'énergie éolienne à des fins de pompage ou autre.

Tableau 9 : Paramètres de Weibull, vitesse moyenne du vent sur les sites de Tamanrasset et de Bechar

Site	K	c (m/s)	V (m/s)	V^3 (m ³ /s ³)
Bechar	3.4193	6.4008	5.7521	250.2407
Tamanrasset	2.3384	5.5149	4.8868	193.7200

Généralement les vitesses sont mesurées auprès des stations de l'office national de météorologie (O.N.M.), à une hauteur normalisée à 10 mètres du sol, afin de déterminer la puissance utile et utilisable pour les trois aérogénérateurs choisis, les paramètres de Weibull ont été extrapolés à la hauteur de l'hélice à savoir 45 mètres du sol cette extrapolation est réalisé par les relations suivantes [57]:

$$k_2 = k_1 \frac{\left[1 - 0.0881 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right) \right]}{\left[1 - 0.0881 \ln\left(\frac{h_2}{10}\right) \right]} \quad (\text{III.58})$$

$$c_2 = c_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \quad (\text{III.59})$$

Où :

k_2, k_1 sont les paramètres de forme aux hauteurs h_2, h_1 respectivement.

c_2, c_1 sont les paramètres de forme aux hauteurs h_2, h_1 respectivement.

ρ La masse volumique de l'air égale en moyenne à 1.25Kg/m^3

$\langle V^3 \rangle$ La vitesse cubique moyenne du vent.

Avec:

$$n = \frac{(0.37 - 0.0881 \ln(c_1))}{\left(1 - 0.0881 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right) \right)} \quad (\text{III.60})$$

Ou bien l'extrapolation de la vitesse à laide de [57],[58]:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \quad (\text{III.61})$$

Où :

V_2 la vitesse du vent à l'hauteur h_2 .

V_1 la vitesse du vent à l'hauteur h_1 .

III.11.8. Quantité d'eau pompée:

Les résultats de l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau sur les sites de Bechar et de Tamanrasset sont importants (Tableau 10). Cependant un débit journalier de $4.4692 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ et $3.0034 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ est obtenu respectivement pour les sites de Bechar et Tamanrasset en utilisant un aérogénérateur de puissance nominale de 100KW. Ces débits présentent une quantité suffisante pour l'irrigation et l'alimentation en eau potable pour quelques habitations. Mais l'augmentation de la puissance nominale de l'aérogénérateur de 8.5 fois génère une augmentation du débit de 1.7 fois plus seulement.

Le choix de aérogénérateur doit prendre en considération le type d'utilisation de ce dernier, ainsi que le régime du vent sur le site.

Tableau 10 : Quantité d'eau pompée par jour sur les sites considérés

Puiss. Nom. du Gén.	100KW	600KW	850KW
Débit (Bechar)	4.4692 10 ³	6.5032 10 ³	7.4399 10 ³
Débit (Tamanrasset)	3.0034 10 ³	4.7709 10 ³	5.5931 10 ³

CONCLUSION GENERALE

Face à une demande croissante en énergie, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage incontestable d'être plus rentable par rapport aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Face à ces problèmes, et de façon à limiter l'emploi de centrales nucléaires, certains pays, se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites renouvelables. Parmi celles-ci, l'éolien apparaît clairement en bonne place, non pas en remplacement des sources conventionnelles mais comme une énergie d'appoint surtout pour les pays en voie de développement. En effet l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement représente, au niveau mondial, un gisement considérable.

Dans le présent travail, nous nous sommes intéressé à l'évaluation du potentiel éolien sur différents sites algériens. En premier lieu, nous avons rappelé l'origine de ce potentiel. Nous avons présenté un aperçu sur l'écoulement de l'air dans la couche limite atmosphérique ainsi que les différentes méthodes destinées à modéliser le comportement du vent.

Dans le second chapitre nous avons présenté les systèmes éoliens, ainsi que les équations et les concepts physiques régissant leur fonctionnement. Le troisième chapitre consiste en le traitement statistique des données de la vitesse du vent de quelques sites algériens (Alger, Oran, Bechar et Tamanrasset) et l'extraction des paramètres de Weibull afin qu'on puisse prédire la puissance disponible dans le site en question. Différentes méthodes ont été utilisées pour identifier les paramètres de Weibull. En fin on a étudié le cas de l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau dans des régions isolées du pays.

Notre étude s'est donc focalisée sur l'évaluation de l'énergie éolienne disponible dans les sites choisis d'abord nous avons traité les enregistrements de la vitesse du vent d'une période de 18 ans pour chaque site afin de trouver le comportement statistique de la vitesse du vent qui nous permet de prédire la vitesse moyenne dans le site et combien de temps le vent soufflera avec une vitesse capable de tourner une turbine.

Les résultats obtenus montrent l'efficacité du modèle de Weibull dans le domaine éolien en Algérie. La puissance moyenne qu'on peut extraire pour les différents sites dépasse les cinquante watt par mètre carré à 10 mètres d'hauteur pour les sites étudiés. On remarque aussi que l'ouest du pays, représenté dans cette étude par les sites d'Oran et de Bechar, est plus venté avec une moyenne de 93 jours par an avec une vitesse supérieure à 5m/s. Il est donc fortement possible que plusieurs autres sites du pays puissent être adéquats pour l'installation d'un parc éolien.

L'étude montre que l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau dans les sites de Bechar et de Tamanrasset est très intéressante avec un débit journalier de l'ordre de $4.5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ et $3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ respectivement en utilisant un aérogénérateur de puissance nominale de 100KW. Ceci présente une quantité suffisante pour l'irrigation et l'alimentation en eau potable pour quelques habitations. Il est donc nécessaire d'accomplir un inventaire sur la vitesse du vent en Algérie avec une haute résolution et faire des études de faisabilité technique et économique des firmes éoliennes afin de se préparer à l'ère après le pétrole.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] J. P. Triplet, G. Roche, *Météorologie générale*, seconde édition, Editions de la Météorologie Nationale, France, 1977, pp. 317.
- [2] G. Turbelin, *Modélisation de la turbulence atmosphérique en vue de l'étude du chargement aérodynamique des structures soumises aux effets du vent*, Thèse de doctorat, Centre d'Etudes Dynamiques d'Ile de France, 2000, pp. 183.
- [3] I. Orlanski, "A rational subdivision of scales for atmospheric processes," *Bulletin of the American Meteorological Society*, n° 56, pp. 529-530, 1975.
- [4] R. B. Stull, *An introduction to boundary layer meteorology*. Kluwer Academic Publishers, Pays Bas, pp. 680, ISBN 90-277-2768-6, 1988.
- [5] Garatt J.R., 1992. *The atmospheric boundary layer*. Cambridge University Press, Royaume Uni, pp. 334, ISBN 05-214-6755-4, 1992.
- [6] J. P. Costes, *Simulations numériques des écoulements atmosphériques sur sols fortement hétérogènes*. Thèse de doctorat, Université de Nantes, 1996.
- [7] L. D. Landau, E. M. Lifshitz, *Fluid mechanics*. Pergamon Press, Londres, Royaume-Uni, 1959.
- [8] C. F. Ratto, R. Festa, C. Romeo, O. A. Frumento, M. Galluzzi, "Mass-consistent models for wind fields over complex terrain: the state of the art," *Environmental Software*, n°9, 1994, pp. 247-268.
- [9] M. H. Dickerson, "MASCON - A mass consistent atmospheric flux model for regions with complex terrain," *Journal of Applied Meteorology*, n° 17, pp. 241-253, 1978.
- [10] C. A. Sherman, "A mass consistent model for wind fields over complex terrain," *Journal of Applied Meteorology*, n° 17, pp. 312-319, 1978.
- [11] R. M. Traci, G. T. Phillips, P. C. Patnaik, "Development of a site selection methodology," NTIS U. S. Dept. of Energy, Springfield, Virginie, Etats-Unis, Rapport Technique RLO/2440-11, 1977.
- [12] R. M. Traci, G. T. Phillips, P. C. Patnaik, "Developing a site selection methodology for wind energy conversion systems," NTIS, Science Applications Inc. Springfield, Virginie, Etats-Unis, Rapport Technique DOE/ET/20280-79/3, 1978.
- [13] G. T. Philips, "A preliminary users guide for the NOABL objective analysis code," NTIS U. S. Dept. of Energy, Springfield, Virginie, Etats-Unis, Rapport Technique DOE Contract AC06-77/ET/20280, 1979.
- [14] C. M. Bhumralkar, R. L. Mancuso, F. L. Ludwig, D. S. Rennè, "A practical and economic method for estimating wind characteristics at potential wind energy conversion sites," *Solar Energy*, n°25, pp. 55-65, 1980.

- [15] R. M. Endlich, F. L. Ludwig, C. M. Bhumralkar, M. A. Estoque, "A diagnostic model for estimating winds at potential sites for wind turbines," *Journal of Applied Meteorology*, n° 21, pp. 1442-1454, 1982.
- [16] R. M. Endlich, "Wind energy estimates by use of a diagnostic model," *Boundary Layer Meteorology*, n°30, pp. 375-385, 1984.
- [17] H. Ishkawa, "A computer code which calculates three dimensional mass consistent wind field," Japan Atomic Energy Research Institute, Rapport Technique JAERI-M 83-113, 1983.
- [18] C. G. Davis, S. S. Bunker, J. P. Mutschlechner, "Atmospheric transport models for complex terrain," *Journal of Climate and Applied Meteorology*, n°23, pp. 235-238, 1984.
- [19] D. P. Lalas, M. Tombrou, M. Petrakis, "Comparison of the performance of some numerical wind energy siting codes in rough terrain," *European Wind Energy Conference*, Herning, Danemark, 6-10 June 1988.
- [20] J. L. Walmsley, Ib. Troen, D. P. Lalas, P. J. Mason, "Surface layer flow in complex terrain: comparison of models and full-scale observations," *Boundary Layer Meteorology*, n° 52, pp. 259-281, 1990.
- [21] Y. Sasaki, "An objective analysis based on the variational method," *Journal of the Meteorological Society of Japan*, n°36, pp. 77-88, 1958.
- [22] N. G. Mortensen, L. Landberg, E. L. Petersen, *Wind atlas analysis and application program (WAsP)*. Risoe National Laboratory, Roskilde, Danemark, 1993.
- [23] S. A. Hsu, *Coastal Meteorology*. Academic Press, Londres, Royaume-Uni, 1988. Energy resources," pp. Proceedings 21st BWEA annual conference "Wind power comes of ages", Cambridge, Royaume-Uni, 1-3 septembre 1999.
- [24] Risoe, 2001, "The numerical wind atlas - the KAMM/WaSP method," Risoe National Laboratory, Roskilde, Danemark, Rapport réf. Risoe-R-1252(EN), 60 pp., juin 2001.
- [25] G. M. Watson, J. A. Halliday, J. P. Palutikov, T. Holt, R. J. Barthelmie, J. P. Coelingh, L. Folkers, E. J. Van Zuylen, J. W. Cleijne, "POWER - A methodology for predicting offshore wind
- [26] P.W. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi, "The History and State of Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology", NREL/TP-500-28607, Février 2001.
- [27] J. Martin, "Energies éoliennes", *Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique*, pp. B 8 585 1- B 8 585 21.

- [28] Site Internet de l'Association Danoise de l'Industrie Eolienne, "<http://www.windpower.org/fr/core.htm>".
- [29] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, "Eoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie mécanique, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.
- [30] O. De Vries, "On the theory of the horizontal axis wind turbine", Ann. Rev. Fluid. Mech. 1983, 15, pp. 77-96.
- [31] J.L. Menet, L.-C. Valdès, B. Ménart, "A comparative calculation of the wind turbines capacities on the basis of the L- σ criterion", Renewable Energy 22, 2001, pp. 491-506.
- [32] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [33] E. G. Pavia, J. J. O'Brien, "Weibull statistics of wind speed over the ocean," Journal of Climate and Applied Meteorology, vol. 25, pp. 1324-1332, 1986.
- [34] R. J. Barthelmie, S. C. Pryor, "Can satellite sampling of offshore wind speeds realistically represent wind speed distributions," Journal of Applied Meteorology, vol. 42, pp. 83-94, 2003.
- [35] L. Van Der Auwera, F. De Meyer, L. M. Malet, "The use of the Weibull three parameter model for estimating mean wind power densities," Journal of Applied Meteorology, vol. 19, n° 7, pp. 819 - 825, 1980.
- [36] I. Troen, E. L. Petersen, European wind atlas. Risoe National Laboratory, Roskilde, Danemark, 1989, pp. 656.
- [37] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber, "Methods for estimating wind speed frequency distribution," Journal of Applied Meteorology, n°17, pp. 350-353, 1978.
- [38] D. A. Stewart, O. M. Essenwanger, "Frequency distribution of wind speed near the surface," Journal of Applied Meteorology, n°17, pp. 1633-1642, 1978.
- [39] M.R. Patel, Wind and Solar Power Systems, New York: CRC Press LLC, 1999, 351 pp.
- [40] Gérard calot cours de statistique descriptive édition dunod ISBN 2-04-007267-5 1979
- [41] Olivier Maggioni, Cours de Statistique. UNINE.
- [42] Alain LAMBOLEY, " Statistiques ", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, A166
- [43] Carlos Antonio Ramos Robles "Determination of favorable conditions for the development of a wind power farm in Puerto Rico" Master of science in electrical engineering university of Puerto Rico mayagüez campus 2005.

- [44] A. Pollard et C. Rivoire "Fiabilité et statistiques prévisionnelles la méthode de Weibull". Editions Eyrolles.1971, pp.143
- [45]ReliaSoft Corporation."Weibull.com."
http://www.weibull.com/LifeDataWeb/estimation_of_the_weibull_parameter.htm
- [46] S. J. Wu, "Estimation of the parameters of the Weibull distribution with progressively Censored data," Journal of the Japanese Statistical Society, vol. 32, n°2, pp. 155-163, 2002.
- [47] RETSCREEN International, Renewable Energy Project Analysis:Retscreen Engineering and Cases Textbook. <http://www.retscreen.net>.
- [48]S.H. Jangamshetti and V. Guruprasada Rau, "Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 4, December 1999.
- [49] C.G. Justus. Wind and System Performance, Philadelphia, PA: Franklin Institute Press, 1978.
- [50] D.C. Montgomery and G.C. Runger, Applied Statistics and Probability for Engineers, 2nd ed., New York: John Wiley & Sons Inc., 1998, 944 pp.
- [51] Danish Wind Industry Association. June 2003. Guided Tour on Wind Energy. <http://www.windpower.org/en/tour/index.htm>
- [52]T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins and E. Bossanyi. Wind Energy Handbook, England: John Wiley & Sons Ltd, 2001, 617 pp.
- [53]N. Kasbadji Merzouk et M. Merzouk "Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable application au pompage dans les hauts plateaux" Revue des énergies renouvelables Vol.9 N°3(2006) P 155-163.
- [54]N. Kasbadji Merzouk et M.Merzouk et H.D.Nedjari "influence des paramètres interseques sur la quantité d'énergie éolienne utilisable".8ème séminaire international sur la physique énergétique 2003 P 58 -62.
- [55]N. Kasbadji Merzouk et M.Merzouk "perspectives du pompage éolien en Algérie" Laboratoire Energie Eolienne Centre de Développement des Energies Renouvelables.
- [56]O. Guerri, K. Ameer, A. Kaabache, S. Moussa, A. Harhad "pompage de l'eau à l'aide d'un Aérogénérateur.l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage d'eau dans la région d'Adrar" Revue des énergies renouvelables Vol.9 N°3(2006) P 155-163.
- [57]J.C. doran and M.G Verholex."A note vertical extrapolation formulas for Weibull velocity distribution parameters" journal of applied meteorology volume17 410-412.
- [58]C.G Justus.W.R. Hargraves.A.M and D. Graber "Methods for estimation Wind speed frequency distributions" journal of applied meteorology volume 17 P 350-353..

ملخص:

في هذه المذكرة، تم تقدير الطاقة الكامنة للرياح بمناطق وهران، الجزائر، بشار، وتمنراست باستخدام نموذج إحصائي. النتائج أظهرت أن نموذج ويبول هو الأنسب لتمثيل دالة توزيع سرعة الرياح وحساب السرعة المتوسطة ومنه الاستطاعة. بينت النتائج كذلك أهمية طاقة الرياح في الجزائر. وكمثال على تطبيقات هذه الطاقة، تم دراسة تسخين المياه الجوفية في الجنوب حيث حصلنا على تدفق يومي مشجع للاستخدام الفلاحي.

Résumé:

Dans cette thèse nous avons évalué le potentiel éolien sur les régions d'Oran, Alger, Bechar et de Tamanrasset à l'aide d'un modèle statistique. Les résultats montrent que le modèle Weibull est le plus adapté à représenter le comportement de la vitesse du vent et l'estimation de la vitesse moyenne. Les résultats ont montré aussi l'importance du potentiel éolien en Algérie. En application de cette énergie nous avons étudié l'utilisation du pompage éolien dans le sud du pays et les résultats sont prometteurs notamment pour l'irrigation.

Abstract:

In this thesis we have evaluated the wind potential in Oran Algiers Bechar Tamanrasset through a statistical model the results show that the Weibull distribution is the most suitable to fit the wind speed and the importance of the wind potential in Algeria, As an example of application we have studied the wind pumping in the south of Algeria. The results were very promising notably for irrigation.

Mots clés : énergie éolienne, vitesse du vent, distribution de Weibull, Algérie.