



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



## **Université Amar Thelidji-Laghouat**

**FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**

# **MEMOIRE DE MASTER**

**PRESENTE PAR : KABOUCHE Ahmed  
TAIBI Mohammed**

**DOMAINE : SCIENCE ET TECHNOLOGIE  
FILIERE : ELECTROTECHNIQUE  
OPTION : Maitrise des énergies (M.D.E)**

### **Thème**

**ETUDE ET DEVELOPPEMENT D'UN PARC EOLIEN A LA  
REGION DE LAGHOuat**

#### **Jury de Soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
Kouidri Mohamed Ali	MA (A)	Président
Birane Mouhoub	MA (A)	Examineur 1
Rougab Ilyes	MA (A)	Examineur 2
Bouchiba Oum el kheir	MA (A)	Rapporteur

**Promotion : Juin 2015**

## **Remerciements**

*Nous remercions ALLAH le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.*

*Nous tenons aussi à remercier sincèrement Mdm :BOUCHIBA. O, qui, en tant que directrice de mémoire, s'est toujours montrée à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, l'aide et le temps qu'elle a bien voulu nous consacrer et sans elle ce mémoire n'aurait jamais vu le jour. Nous exprimons toute notre reconnaissance pour sa confiance à notre travail, sa patience et les nombreux conseils qu'elle nous a prodigués.*

*Nos vifs remerciements vont à Mr : LAHDHAB Mohamed professeur et chef département à l'université de Laghouat, malgré ses charges académiques et professionnelles.*

*A Mr : KOUIDRI Mohamed Ali chef d'option maîtrise des énergies.*

*A Mr le président du jury et le jury afin d'avoir accepté de juger ce document.*

*Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos amis, qui nous ont toujours soutenus et encouragés au cours de notre formation.*

**KABOUCHE Ahmed**

**TAIBI Mohammed**

# DEDICACE

## DEDICACE

*Je dédie ce modeste travail de fin d'étude à :*

*Mon cher père.*

*Ma chère mère.*

*Ma femme et mes deux enfants*

*Mes frères et sœurs.*

*Touts ceux qui me sont chers.*

**Ahmed kabouche**

# dédicace

*A :*

*Mes chers parents.*

*Ma femme et mes enfants.*

*Mes frères et sœurs.*

*Mes amis.*

*Tous ceux qui m'aiment...*

TAIBI Mohammed

# *Table de Matière*

Remerciement .....	I
Table de matière.....	IV
Nomenclature.....	VII
Liste des figures.....	VIII
Liste des Tableaux .....	X
Introduction générale.....	01

## *Chapitre I : Généralité sur le vent*

I. Origine du vent .....	03
I.1. Introduction .....	03
I.2. Eléments de physique atmosphérique .....	03
I.2.1. Structures atmosphériques .....	03
I.2.2. Couche limite atmosphérique .....	04
I.3. Type de vent .....	06
I.3.1. Vents globaux .....	06
I.3.2. Vents locaux .....	07
I.3.3. Vent de surfaces .....	08
I.4. Mesure des paramètres du vent .....	08
I.4.1. Indicateurs écologiques .....	08
I.4.2. Anémomètres et girouette .....	10
I.4.3. La rose des vents .....	11
I.5. Conclusion .....	12

## *Chapitre II : Etude de système*

II.1. Introduction .....	13
II.2. Production éolienne .....	13
II.2.1. Principe de fonctionnement d'une éolienne .....	13
II.3. Différents types d'éoliennes .....	14
II.3.1. Eoliennes a axe vertical .....	14

II.3.2 .Eoliennes a axe horizontal .....	14
II.3.2.1. Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal .....	15
II.4. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne .....	17
II.4.1. Avantages .....	17
II.4.2. Inconvénients.....	18
II.5. Caractérisation de la vitesse du vent .....	19
II.5.1. Variabilité temporelle de la vitesse du vent .....	19
II.5.1.1. Basses fréquences .....	19
II.5.1.2. Variabilité a moyenne fréquences .....	19
II.5.1.3. Variabilité a haute fréquences (turbulence) .....	19
II.5.1.4.Modèles statistique .....	20
II.5.1.5. Les paramètres du vent .....	22
II.5.2. Variabilité spatiale.....	24
II.5.2.1. Extrapolation verticale des paramètres vent .....	24
II.5.2.2.Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaïel .....	24
II.5.2.3.Modèle modifié d'extrapolation de Justus .....	25
II.5.2.4. Modèle modifié d'extrapolation de Mikhaïel .....	25
II.5.2.5. Modèle proposé pour l'Algérie .....	25
II.6.Potentiel énergétique éolien .....	28
II.7. Potentiel énergétique éolien récupérable (théorème de Betz) .....	28
II.7.1. La limite de Betz .....	29
II.8. Conclusion .....	31
<b><i>Chapitre III :Simulation et traitement réelle des données</i></b>	
III.1. Introduction .....	32
III.2. variation journalière et mensuelle de la vitesse du vent .....	32
III.3.Variation mensuelle .....	33
III.4. Traitement statistique des données .....	34
III.4.1.Région sud-est (la base aérienne).....	34
III.4.2. Région sud-ouest(La station météo Laghouat). .....	35
III.4.3.Variation Annuelle .....	38
III.5. Extrapolation vertical à25 m .....	39
III.6. Calcule de la puissance .....	39

---

III.6.1. Puissance disponibles .....	39
III.6.2. Puissance récupérables maximale .....	40
III.6.3. Energie moyenne récupérables .....	40
III.6.4. Interprétation des résultats .....	41
III.7. la Rose du vent .....	41
III.8. Conclusion .....	43
 <b>Chapitre IV : Etude de cas et illustration</b>	
IV.1. Introduction .....	44
IV.2. Présentation du logiciel .....	44
IV.3. Illustration de dimensionnement du système hybride .....	44
IV.4. Construction de système hybride de génération d'énergie .....	45
VI.4.1. Profil de la charge .....	46
IV. 5. Cas de la région Sud-Ouest .....	47
IV.6. Simulation et interprétation.....	47
IV.6.1 Résultats d'optimisation .....	48
IV. 7. Cas de la région sud-est .....	61
IV. 8 .Résultats de l'optimisation .....	62
IV. 9. Conclusion .....	63
Conclusion générale.....	64
Bibliographie .....	66
Résumé.....	67

## *Nomenclature*

- C, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>** : Facteur d'échelle de Weibull (m /s)
- E** : Densité d'énergie moyenne récupérable sur une année (M w h m<sup>2</sup>)
- F(V)** : Fréquence cumulée de la distribution de Weibull
- ff<sub>0</sub>** : Fréquence de vents calmes
- g** : Accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>)
- I<sub>v</sub>** : Indice de variation
- K, K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>** : Facteur de forme de Weibull
- M** : Exposant d'extrapolation du facteur d'échelle
- P** : Puissance énergétique éolienne moyenne disponible(w)
- P<sub>max</sub>** : Puissance récupérable par la roue (w)
- P<sub>r</sub>** : Densité de Puissance récupérable par la roue (w. m<sup>2</sup>)
- p<sub>u</sub>** : Densité de Puissance éolienne utile (w.m<sup>2</sup>)
- P<sub>e</sub>** : Densité de Puissance éolienne réellement utilisable (w m<sup>2</sup>)
- P<sub>téorique</sub>** : Puissance calculée à la vitesse nominale (w)
- R<sub>p</sub>** : Facteur de puissance
- <V>** : Vitesse moyenne du vent (m/ s)
- V** : Vitesse du vent (m/s)
- V<sub>1</sub>** : Vitesse du vent au niveau Z<sub>1</sub>(m/s)
- V<sub>2</sub>** : Vitesse du vent au niveau Z<sub>2</sub> (m/s)
- Z<sub>g</sub>** : Moyenne géométrique de l'altitude
- Z, Z<sub>1</sub>, Z<sub>2</sub>** : Altitude
- Z<sub>0</sub>** : Rugosité du sol
- Γ** : Fonction gamma
- ρ** : Masse volumique de l'air kg/m<sup>3</sup>

**Liste des figures**

**Chapitre I :**

Fig (I.1): composition de l'atmosphère.....	03
Fig(I.2): Vue schématique de la couche limite atmosphérique.....	05
Fig (I.3) : Mouvement général de l'air en atmosphère.....	06
Fig (I.4) : Forces de Coriolis.....	07
Fig (I.5.a) : Brise terre.....	07
Fig (I.5.b) : Brise mer.....	08
Fig (I.6): Schémas des différents types de dunes.....	09
Fig (I.7) : Dunes souvent rencontrées dans le Sahara Algérien.....	09
Fig (I.8): Indicateurs biologiques.....	10
Fig (I.9): Ensemble d'un anémomètre et girouette.....	11
Fig(I.10) : La rose de vent .....	11

**Chapitre II :**

Fig (II.1): Conversion de l'énergie cinétique du vent .....	13
Fig (II.2) : Eolienne à axe vertical .....	14
Fig (II.3) : Eolienne à axe horizontal.....	15
Fig (II.4) : les organes constituant de l'éolienne à axe horizontale .....	15
Fig(II.5) : Dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.....	28
Fig (II.6) : Bilan sur une section de l'hélice.....	29

**Chapitre III :**

Fig. (III.1) : Variations journalière du vitesse du vent .....	32
Fig(III.2) : variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent (sud-est).....	33
Fig(III.3) : variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent (sud-ouest).....	33

Fig(III.4): Histogrammes et courbes d'ajustement pour la région sud-est de Laghouat.....	34
Fig(III.5) : Histogrammes et courbes d'ajustement pour la région sud-ouest de Laghouat.....	36
Fig(III.6) : Histogramme et courbe d'ajustement annuelle.....	38
Fig(III.7) : la rose du vent pour les deux sites.....	42
<b>Chapitre IV :</b>	
Fig(IV.1) : système hybride étudié.....	45
Fig(IV.2) : Courbe de puissance relative à l'éolienne.....	45
Fig(IV. 3) : Profile saisonnier de la charge de la charge.....	46
Fig(IV.4) : profile journalier de la charge.....	46
Fig(IV.5) : Vitesse moyennes mensuelles du vent région sud-ouest à 10m.....	47
Fig(IV.6) : Résultat de l'optimisation du système choisie (SO) à 10m.....	48
Fig (IV.7) :Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.....	49
Fig (IV.8) : Puissances journalières moyennes délivrées par BWC Excel-R.....	51
Fig (IV.9) : Puissances journalières moyennes délivrées par le diesel.....	54
Fig (IV.10) : Production journalière moyenne du diesel pour toute l'année.....	55
Fig(IV.11) : Production du diesel en fonction de la vitesse du vent.....	56
Fig(IV.12): Etat de charge moyenne journalière des batteries.....	58
Fig (IV.13) :Répartition de couts de l'installation.....	61
Fig(IV.14) : Vitesse moyennes mensuelles du vent région sud-est à 10.....	61
Fig (IV.15) : Résultat de l'optimisation du système choisie(SE) à 10m.....	62
Fig(IV.16) : Résultat de l'optimisation du système choisie a 10 m.....	62

## Liste des Tableaux

<b>Tableau (II.1) :</b> Vitesses moyennes, cubiques et la variance .....	22
<b>Tableau (II.2) :</b> Valeur de coefficients A et B pour le modèle proposé.....	26
<b>Tableau (II.3) :</b> classes et longueurs de rugosité.....	27
<b>Tableau(III.1):</b> Résultats mensuelles de traitement a 10 m (sud-est).....	35
<b>Tableau (III.2) :</b> Résultats mensuelles de traitement a 10m (sud-ouest).....	37
<b>Tableau(III.3) :</b> Résultats d'étude annuelle a 10 m .....	38
<b>Tableau(III.4) :</b> Résultats d'extrapolation annuelle a 25 m .....	39
<b>Tableau (III.5):</b> Puissance disponible dans la région de Laghouat.....	39
<b>Tableau(III.6):</b> Energies récupérables des deux régions de laghouat.....	40
<b>Tableau (III.7):</b> Densité d'énergie moyenne récupérable .....	40
<b>Tableau(IV.1) :</b> Energie annuelle produite .....	49
<b>Tableau( IV.2 ):</b> Energie annuelle consommée.....	49
<b>Tableau (IV.3) :</b> Paramètres de fonctionnement de l'éolienne.....	50
<b>Tableau (IV.4) :</b> paramètres de fonctionnement du générateur diesel.....	53
<b>Tableau (IV.5) :</b> paramètres de fonctionnement des batteries.....	57
<b>Tableau (IV.6) :</b> paramètres de fonctionnement du convertisseur .....	59
<b>Tableau (IV.7) :</b> Les émissions des gaz.....	60
<b>Tableau ( IV.8) :</b> couts Cout net actuel .....	61
<b>Tableau ( IV.9) :</b> couts annuelle de l'installation.....	61

## Introduction Générale :

Le vent est une source d'énergie gratuite propre et inépuisable. Il a servi l'humanité à l'actionnement des éoliennes pour moudre le grain et le pompage d'eau. Après la première guerre mondiale, l'intérêt pour ce type d'énergie a diminué lorsque les carburants fossiles à bas prix, ainsi d'autres sources d'énergie en dehors du pétrole et du gaz naturel doivent être développées. Les deux sources d'énergie, en dehors des hydrocarbures qui sont le charbon et l'énergie nucléaire. Malheureusement, le charbon et le nucléaire présentent de sérieux problèmes d'environnement. Le charbon nécessite de grandes opérations d'exploitation minière. La production de dioxyde de carbone et de soufre peut influencer négativement sur l'atmosphère[2].

L'énergie éolienne et d'autres formes d'énergies durables sont fortement encouragées. L'énergie éolienne peut devenir une source majeure d'énergie en dépit des coûts légèrement plus élevés que les autres types d'énergie fossile et nucléaire, parce que des progrès considérables et des avancées technologiques ont permis de réduire les coûts de cette source d'énergie.

L'énergie éolienne pourra contribuer d'une façon essentielle dans le bilan énergétique mondial, globalement, l'énergie éolienne est devenue une source d'électricité très importante et elle joue un rôle majeur dans les marchés énergétiques de la planète depuis la fin de l'année 2008.

D'après l'Association Européenne de l'Energie Eolienne, la capacité totale des nouvelles éoliennes mises en ligne dans toute l'Union Européenne en 2008 est de 64.948 GW, soit une augmentation de 15 % MW sur le total de l'année 2007. La capacité installée vers la fin de l'année 2009 permet d'éviter l'émission de plus de 90 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> chaque année. En Espagne l'éolien couvrait 20,8 % de la consommation électrique espagnole en 2013- 2014. La Chine a augmenté sa capacité éolienne totale en 2008 avec plus de 6.3 GW, avec une capacité installée de plus de 12.21 GW en fin 2008. La Chine prévoit une capacité d'environ de 50 GW d'ici 2015. Le marché croissant de l'énergie éolienne en Chine a également encouragé la production nationale d'aérogénérateurs[1].

En Afrique du nord, l'Egypte a augmenté de 55MWsa capacité éolienne en 2008 ce qui porte la capacité totale éolienne installée dans ce pays à 365MWà la fin de 2008 [1].

Au Maroc (Melloussa), avec 165éoliennes et une puissance installée de 140 MW.

En Algérie, la première éolienne a été installée à Adrar en 1953. C'est une éolienne à trois hélices avec une forme aérodynamique et de 15 m de diamètre.

A l'époque, cette éolienne faisait partie des trois premières grandes éoliennes dans le monde avec une capacité de pompage de 50 litres par seconde. Les deux autres ont été implantées respectivement en Argentine et en Allemagne. Cette éolienne est hors d'usage depuis 1969.

Entre temps, plusieurs éoliennes multi-pales (type western) ont été mises en place dans les zones isolées (Djelfa, M'sila, Laghouat et Ghardaïa). Ces éoliennes sont utilisées par les agriculteurs et les éleveurs de bétails pour le pompage de l'eau. La plupart de ces pompes éoliennes ont été fabriquées en Algérie par deux usines situées au niveau de Laghouat et El-Berouaguia. L'évaluation du potentiel éolien est une étape importante pour l'installation des systèmes de conversion de l'énergie éolienne mais elle n'est pas suffisante car l'actualisation de l'Atlas Eolien de l'Algérie en ajoutant des données telles que celles de la région de Laghouat. La capacité totale à installer pour l'éolien à l'horizon 2030, est de 5010 MW [3].

Ce travail de recherche consiste à l'étude statistique et énergétique d'une phase au préalable, permettant d'apporter une aide efficace, à tous ceux qui ont à prendre des décisions concernant la planification et la réalisation de projets à énergie éolienne dans la région de Laghouat. Dans cette perspective la détermination des différents paramètres liés au vent, tel que la modélisation mathématiques de la distribution des fréquences du vent (distribution de weibull ) sera faite, puis le traitement et la simulation des données réelles relatives au vent collectées pendant une période bien déterminée. On va évaluer son potentiel éolien, sa prédiction de l'énergie électrique produite dans la région en question, tout en se basant sur un choix judicieux d'aérogénérateurs (étude Comparative seulement).

Le premier chapitre est consacré à l'introduction d'éléments de physique atmosphérique et la définition des couches et des forces régissent le mouvement des masses d'air ; des généralités sur le vent et sur ses différentes sources et propriétés.

Dans le second chapitre comporte une étude statistique, étude temporelle et spatial sur le système étudié.

Dans le troisième chapitre, un traitement microclimatique pour l'estimation du potentiel énergétique éolien utilisable pour des différentes altitudes.

On terminera par le dernier chapitre, nous avons présenté une simulation pour un système hybride éolien /diesel avec la présence des batteries et des convertisseurs pour l'alimentation d'une charge donnée dans un concept autonome. La simulation est faite par le logiciel HOMER.

# Chapitre I

# Généralité sur le vent

## I. Origine du vent :

### I.1.Introduction :

Le vent est un phénomène atmosphérique complexe qu'on peut étudier de multiples façons à différentes échelles. L'objectif de ce chapitre est de décrire brièvement l'origine des vents et les différentes forces qui s'exercent sur l'air atmosphérique, [1].

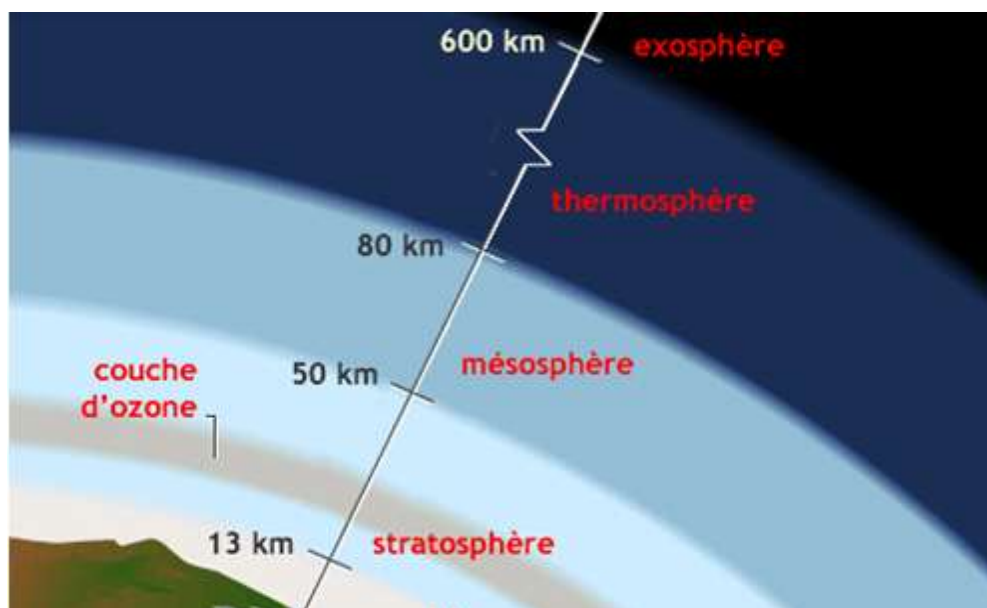
### I.2. Eléments de physique atmosphérique :

Il est nécessaire de connaître ce facteur physique et atmosphérique pour pouvoir développer une idée complète sur cette puissante force naturelle.

#### I.2.1. Structures atmosphériques :

L'atmosphère standard se compose de deux parties essentielles :

\*La stratosphère qui représente les 20% l'altitude de l'atmosphère au-dessus de la tropopause et dont la limite supérieure est l'ionosphère [4].



**Fig. (I.1):** composition de l'atmosphère.

\* L'air qui constitue l'atmosphère terrestre est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides, concentrés dans la troposphère. Dans cette région, le déplacement de l'air par rapport à la surface terrestre, appelé vent résulte de l'équilibre entre les forces en présence. Pour un observateur à l'arrêt par rapport au sol. Il existe quatre forces majeures qui agissent sur une partie élémentaire d'air :

- la force gravitationnelle ;
- la force due au gradient de pression ;
- la force de Coriolis ;
- les forces de frottement.

**a- Force gravitationnelle :**

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

**b- Force de pression :**

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

**c- Force de Coriolis :**

Cette force est le résultat de la rotation de la terre autour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent.

**d- Forces de frottement :**

Ces forces traduisent la friction turbulente de l'air avec le sol. Elles interviennent dans la couche limite atmosphérique. La force gravitationnelle et la force du gradient de pression sont les deux forces qui peuvent initier un mouvement de l'air.

**I.2.2. Couche limite atmosphérique :**

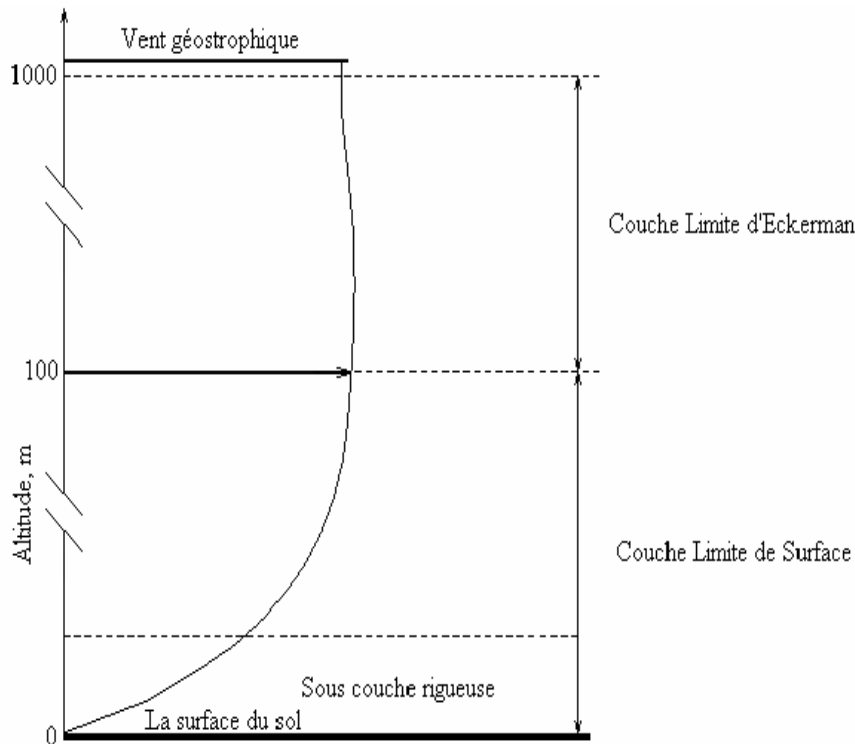
La couche limite atmosphérique, dont l'épaisseur est d'environ 1000m, est la couche qui contient 10% du recouvrement de la masse d'air totale et où le déplacement d'air est dirigé par le gradient de pression. Elle est contrôlée et modifiée partiellement par le frottement aérodynamique de la surface et par l'importance de la stratification de la densité d'air qui résulte des différences de températures entre la surface du sol et l'air ambiant. Elle est fonction de plusieurs paramètres, tel que[5] :

- la vitesse du vent.
- la rugosité des sols.
- et l'ensoleillement variable suivant les lieux et l'heure de la journée.

Près de la surface terrestre, la présence du sol perturbe l'écoulement de l'air et crée une forte turbulence (vent) alors que dans l'atmosphère libre, l'air sous l'action des forces de pression et de Coriolis est uniforme, horizontal et sa vitesse est constante (vent géostrophique). La couche limite atmosphérique (CLA), peut être divisée en deux sous couches, la couche limite de surface (CLS) et la Couche limite d'Eckerman (Fig. I.2)

**a. Couche limite de surface (CLS) :**

Cette couche dont l'épaisseur varie entre 50 et 100m, est la partie basse de la CLA. Elle est en contact direct avec la surface terrestre. Dans cette région, les effets de la force de Coriolis sont négligeables devant les effets dynamiques engendrés par les frottements au sol ainsi que par la stratification thermique de l'air. Elle peut être départagée en deux sous couches :



**Fig(I.2):** Vue schématique de la couche limite atmosphérique.

Une sous-couche inférieure située au-dessus du sol où les forces de frottement sont prédominantes, par rapport à la stratification thermique de l'air. Dans ce cas, le mouvement de l'air est turbulent et reste directement lié à la rugosité du sol.

La seconde sous couche se situe juste au-dessus de la première. Les effets de frottement y sont négligeables devant la stratification thermique de l'air.

#### b. Couche limite d'Eckerman :

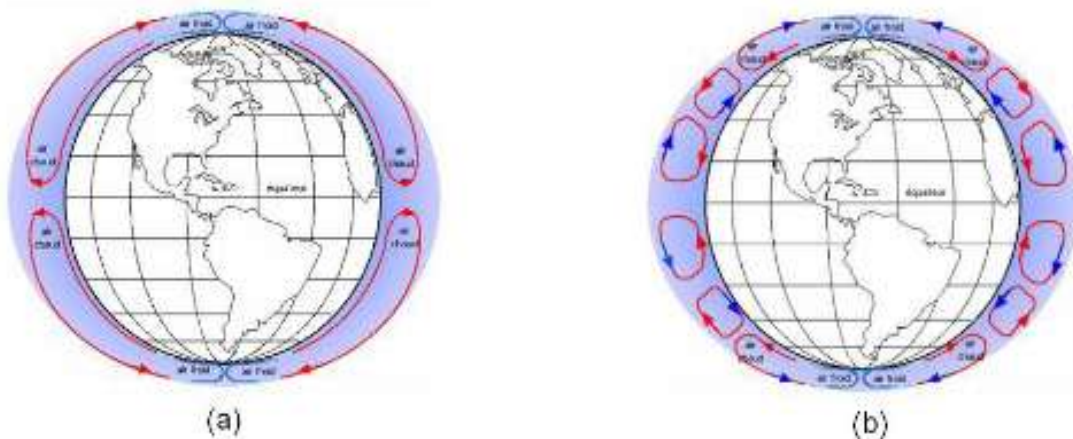
La couche limite d'Eckerman est la partie supérieure de la couche limite atmosphérique. Le vent est alors influencé par le frottement au sol, la stratification thermique de l'air et la force de Coriolis. Avec l'altitude, les forces de frottement deviennent négligeables devant l'effet de la force de Coriolis jusqu'à atteindre le vent géostrophique.

### I.3. Type de vent :

Il existe différents classement de vent dont on peut citer :

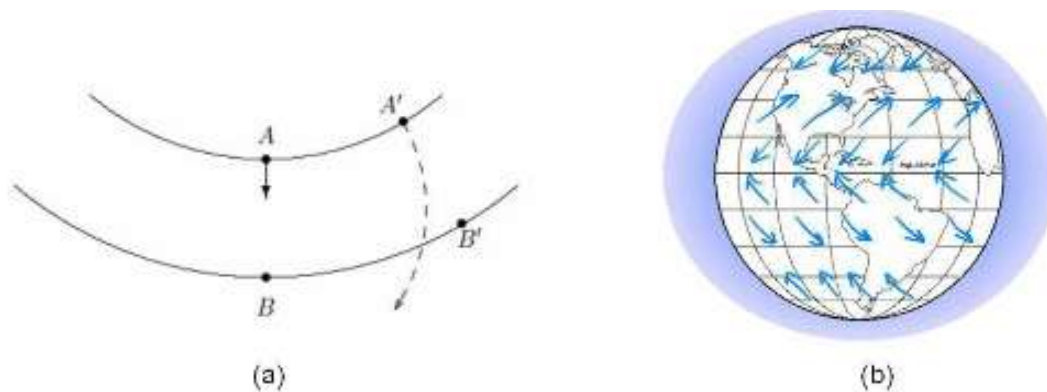
#### I.3.1. Vents globaux :

Les vents causés par la différence de température due au réchauffement inhomogène de l'air de l'atmosphère sont connus par les vents géostrophiques ou bien les vents globaux. Ces vents sont observés sur les hautes altitudes et ne sont pas affectés par la surface de la terre. La **Fig (I.3)** montre le mouvement général (global) de l'air en atmosphère.



**Fig (I.3) :**(a) Mouvement théorique de l'air, (b) Mouvement réel (actuelle).

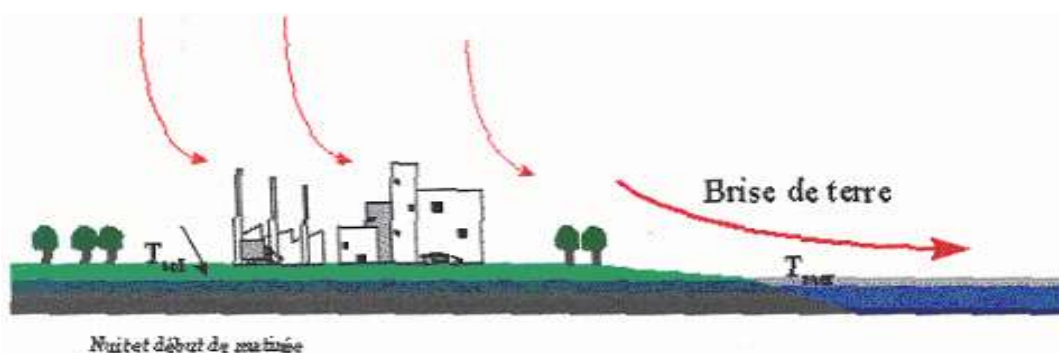
En réalité, la rotation de la terre provoque un autre phénomène près de sa surface dite forces de Coriolis. A cause de l'effet de ces forces, la trajectoire rectiligne de la masse d'air est détournée **Fig (I.4)**[1] [4].



**Fig (I.4) :** (a) L'effet des forces Coriolis, (b) Les directions privilégiées.

### I.3.2.Vents locaux :

Le changement de la vitesse et de la direction du vent pour des altitudes d'environ 100 m est très important pour les applications de la conversion d'énergie éolienne. Les vents locaux sont très influencés par des facteurs tels que la mer, la terre et les montagnes. En cours de la journée, la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, ce qui provoque un soulèvement de l'air chaud qui s'étend ensuite vers la mer. L'air froid provenant de la mer est tout de suite attiré par la dépression créée au niveau de la terre à cause de son réchauffement (c'est la brise de la mer). La nuit, la direction de cette brise prend le chemin inverse (Brise de terre). Les reliefs, notamment les montagnes, favorisent beaucoup de phénomènes climatologiques intéressants. L'air commence à s'élever vers le sommet de la montagne, produisant ce que l'on appelle une brise montante. La nuit, le phénomène s'inverse et une brise descendante se produit **Fig(I.5.a)**. Un autre phénomène causé par les montagnes et les collines, il est connu par l'effet tunnel (**Fig I.5.b**); la vitesse du vent augmente d'une façon importante à l'intérieur du tunnel. Ce phénomène est souvent exploité dans l'installation des aérogénérateurs.



**Fig (I.5.a) Brise terre**

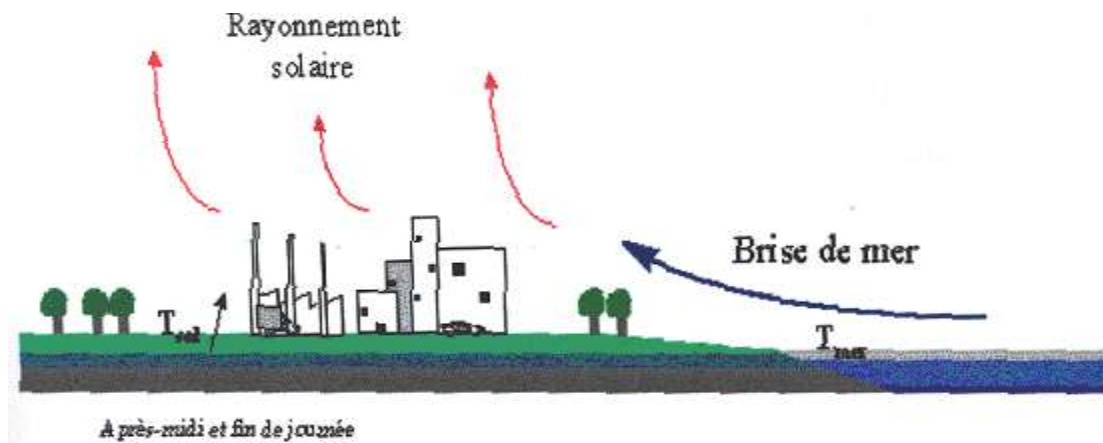


Fig (I.5.b) Brise mer

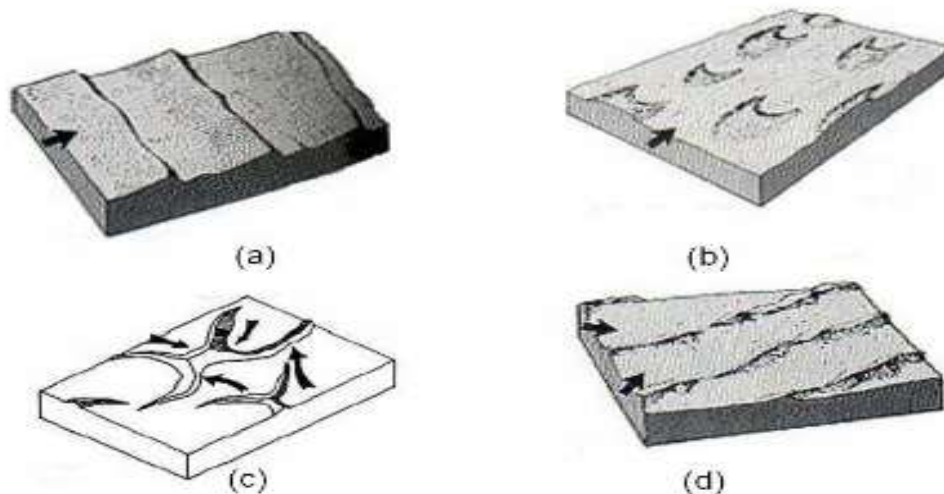
### I.3.3.Vent de surfaces :

La variation verticale du vent est très différente d'un endroit à un autre car la surface du sol influe sur le vent par la résistance de frottement. Cette résistance peut être causée par la rugosité du sol lui-même ou en raison de végétations, bâtiments et autres obstacles présents sur le sol. Théoriquement, la vitesse du vent juste au-dessus de la surface du sol doit être nulle. Cette vitesse augmente avec l'altitude jusqu'à une certaine hauteur au-dessus de laquelle l'influence de la surface de la terre est plutôt faible.

## I.4. Mesure des paramètres du vent :

### I.4.1.Indicateurs écologiques :

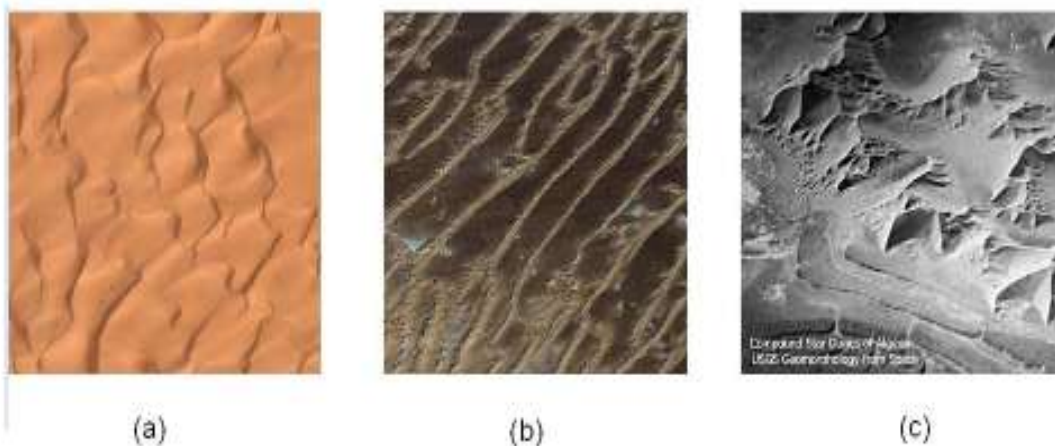
Les indicateurs écologiques peuvent être utilisés afin de déterminer l'intensité du vent dominant dans une région. Les dunes de sable présentent un exemple pour la formation éolienne. Les particules de sable soulevées et transportées par l'écoulement du vent, sont déposées lorsque la vitesse du vent est plus faible. Les tailles des particules transportées et déposées ainsi que la distance peuvent nous donner des indications sur l'intensité moyenne du vent dans cette région. Encore, les formes des dunes peuvent nous indiquer la direction du vent **Fig (I.6)**. Des dunes sous forme de croissant se forment sous un régime du vent unidirectionnel " les Barkhanes "[7].



**Fig(I.6) : Schémas des différents types de dunes [7].**

(a) Dune traverse, (b) Dune Barkhane, (c) Dune étoile, (d) Dune longitudinale.

Les dunes (longitudinales) linéaires " les Sifs " sont formées par des vents bidirectionnels. Lorsque le régime du vent est multidirectionnel, des dunes en forme d'étoiles sont souvent observées **Fig(I.7)**.



**Fig (I.7) : Dunes souvent rencontrées dans le Sahara Algérien [Google earth].**

(a) Type Barkhane,(b) Type Sif, (c) Type étoile.

Dans les sites côtiers et montagneux, les arbres peuvent aussi être utilisés tant qu'indicateurs biologiques. On cite deux exemples, la région de Djelfa et de Chiffa respectivement **Fig (I.8)**. L'inclinaison des arbres du "barrage vert" indique que ce site est exposé à un couloir du vent d'une façon permanente [8].

A partir de l'inclinaison des arbres, on peut en déduire que les directions privilégiées de ce couloir sont la direction Ouest et la direction Sud-ouest. On note que les arbres situés dans la région de Chiffa endurent une inclinaison plus une déformation due à l'effet tunnel.



**Fig (I.8) : Indicateurs biologiques.**

Photo du barrage vert près de Djelfa, (b) Photo des arbres près de Chiffa.

#### **I.4.2. Anémomètres et girouette [4] :**

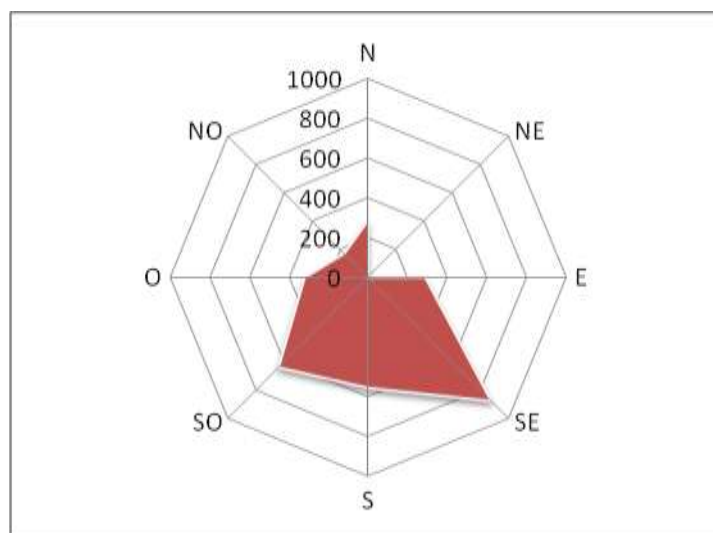
Les capteurs les plus fréquemment utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont les anémomètres **Fig (I.9)**. Sous l'action du vent, les coupelles font tourner le moulinet avec une vitesse angulaire proportionnelle à la vitesse du vent. Le transducteur (détecteur de proximité) assure alors la conversion de la vitesse de rotation du moulinet en un signal exploitable pour la mesure. La vitesse du vent s'exprime en mètres par seconde (m/s), en kilomètres par heure (km/h) ou en nœuds (kt). 1 m/s correspond à 3.6 km/h et à 1.85 kt. La direction du vent quant à elle, est mesurée au moyen de girouettes, généralement à 18 directions de  $20^\circ$ . La girouette est constituée d'une queue d'orientation qui est reliée à un capteur. La queue d'orientation entraîne dans sa rotation un jeu de frotteurs mettant en circuit un nombre de résistances en fonction de la direction du vent par rapport au Nord géographique. Souvent les quatre points cardinaux sont indiqués par les lettres N, S, E, W pour nous servir du repère. La direction est mesurée en degrés par rapport au Nord géographique. C'est à dire le '0' est le nord.



**Fig (I.9):** Ensemble d'un anémomètre et girouette

#### **I.4.3. La rose des vents :**

La rose des vents est construite pour avoir une idée de la distribution des vitesses et des directions du vent. La rose des vents que nous voyons sur la **Fig (I.10)** est composée de huit secteurs (N, NE, E, SE, S, SO, O, NO) ou plus lors de la localisation d'un site éolien, la rose des vents nous donne une idée sur la direction des vents dominants. Il faut avoir alors peu d'obstacles et une rugosité moindre dans cette direction.



**Fig (I.10) : La rose de vent**

**I.5. Conclusion :**

En conclusion, les éoliennes fonctionnent de manière plus effective dans des vents relativement forts et surtout réguliers sans turbulence. Cela s'obtient selon les études menées jusqu'à présent dans les milieux urbains en plaçant l'éolienne loin de tous obstacles à une hauteur suffisante. La vitesse du vent augmente de manière significative avec la hauteur par rapport au sol. Une vitesse moyenne de 5 m/s est généralement nécessaire pour qu'un projet soit jugé économiquement rentable. Il faut en effet retenir que la puissance récupérée dans le vent est proportionnelle au cube de la vitesse, soit en d'autres termes une augmentation de 20 % de la vitesse du vent se résume en une augmentation de 70 % de la puissance instantanée.

# Chapitre II

# Etude du système

## II.1.Introduction :

Les éoliennes convertissent l'énergie du vent en énergie électrique, dont le maximum d'énergie émis ne dépend pas seulement de la machine, mais aussi des limites de la vitesse du vent.

L'électricité produite par les éoliennes est utilisée pour les circuits de charge de batterie, les systèmes de production d'énergie résidentiels, les systèmes de production distribuée et les grands réseaux de services publics. Les différents éléments des éoliennes sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique ; d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable.

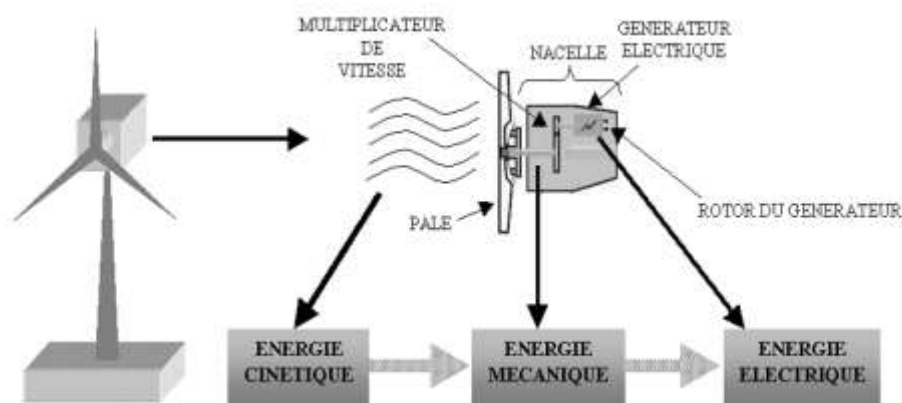
Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou axe horizontal), les structures de ces capteurs sont de plus en plus performantes.

## II.2. Production éolienne :

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement.

### II.2.1.Principe de fonctionnement d'une éolienne :

Une éolienne est constituée d'une partie tournante, le rotor, qui transforme l'énergie cinétique en énergie mécanique, en utilisant des profils aérodynamiques. Le flux d'air crée autour du profil une poussée qui entraîne le rotor et une traînée qui constitue une force parasite. La puissance mécanique est ensuite transformée soit en puissance hydraulique par une pompe, soit en puissance électrique par une génératrice.



**Fig (II.1):** Conversion de l'énergie cinétique du vent.

### II.3. Différents types d'éoliennes :

Selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice, on classe les éoliennes en deux types :

#### II.3.1. Eoliennes à axe vertical :

Ce type d'éolienne a fait l'objet de nombreuses recherches. Il a l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et d'avoir 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 à cause des gabarits de leur mat qui 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.



Fig (II.2) : Eolienne à axe vertical

#### II.3.2. Eoliennes à axe horizontal :

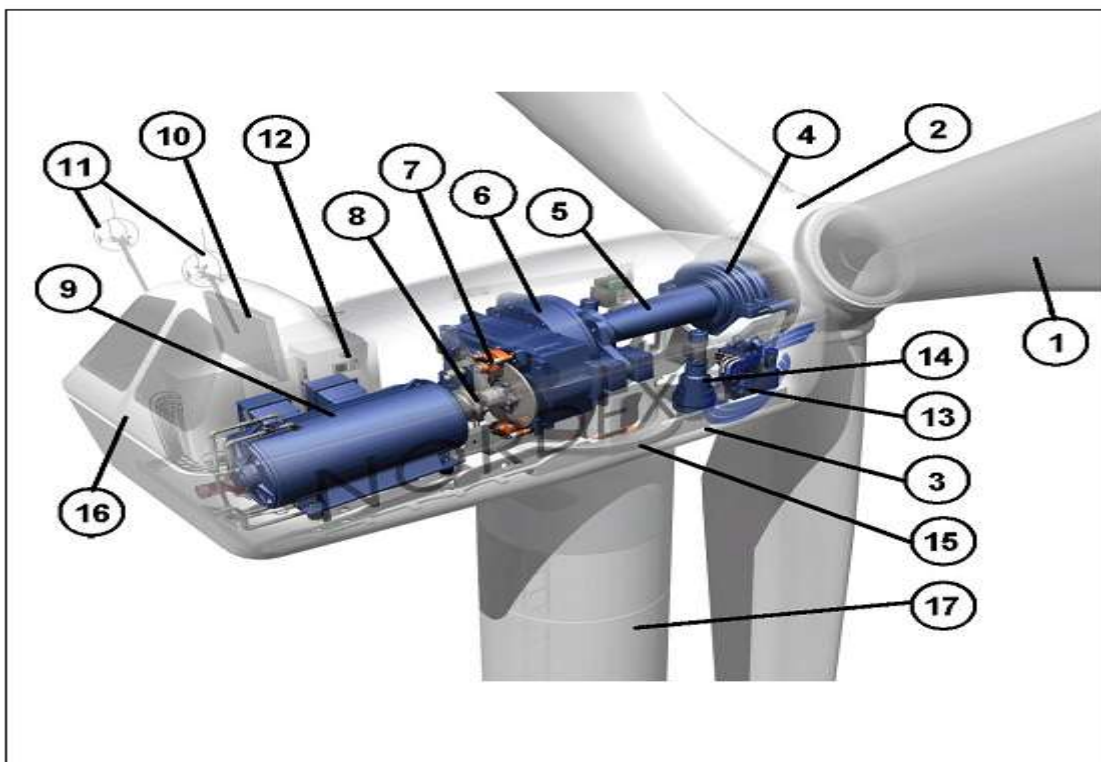
Les éoliennes à axe horizontal, plus largement employées, nécessitent souvent un mécanisme d'orientation des pales, présentant un rendement aérodynamique plus élevé. Elles démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol. Dans ces types d'éolienne, l'arbre est parallèle au sol. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie entre 1 et 3. Le rotor tripale est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important.



**Fig (II.3) :** Eolienne à axe horizontal.

### II.3.2.1.Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal :

Puisque l'éolienne à axe horizontale est la plus utilisée on va s'intéresser par cette dernière.



**Fig (II.4) :** les organes constituant de l'éolienne à axe horizontale.

- 1- Pales en composite fibre de verre.
- 2- Moyeu du rotor en fonte.
- 3- Structure de la turbine en acier soudé galvanisé à chaud.
- 4- Paliers du rotor à double rangée de billes.
- 5- Arbre lent du rotor en acier haute résistance.
- 6- Multiplicateur de vitesse à 3 étages (1 train épicycloïdal et 2 trains parallèles).
- 7- Frein à disque sur l'arbre rapide.
- 8- Accouplement avec la génératrice de type flexible.
- 9- Génératrice asynchrone refroidie à l'eau.
- 10- Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur - génératrice.
- 11- Système de mesure du vent (anémomètre et girouette).
- 12- Système de contrôle surveillant et pilotant la turbine.
- 13- Système hydraulique pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation.
- 14- Entraînement d'orientation de la tourelle à deux trains d'engrenages planétaires entraînés par des moteurs alimentés à fréquence variable.
- 15- Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque.
- 16- Capot de la nacelle en structure acier recouverte de composite fibre de verre.
- 17- Tour en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles).

En général, l'éolienne à axe horizontal est constituée de trois éléments principaux :

La tour (mat), la nacelle et les pales qui sont supportées par le moyeu.

➤ **La tour :**

C'est un élément porteur, généralement un tube en acier ou un treillis métallique. Avec l'augmentation des puissances nominales des éoliennes, le mat devient de plus en plus haut pour éviter les perturbations près du sol mais aussi permettre l'utilisation de pales plus longues. La tour a une forme conique ou cylindrique. A l'intérieur sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, l'appareillage de connexion au réseau de distribution et l'échelle d'accès à la nacelle.

➤ **La nacelle :**

Elle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler la turbine éolienne à la génératrice électrique. Elle comprend les éléments suivants :

- Arbre.
  - Multiplicateur.
  - Roulements.
  - Le frein à disque permettant d'arrêter le système en cas de surcharge.
  - Le générateur.
  - Les systèmes d'orientation des pales.
- **Les pales** : Elles permettent de capter la puissance du vent et la transférer au rotor. Leur nombre est de trois pales dans la plupart des aérogénérateurs, car ce nombre constitue un compromis entre les performances de la machine et des raisons de stabilité.
- **Le moyeu** : C'est l'élément qui supporte les pales. Il doit être capable de résister à des coups violents surtout lors du démarrage de l'aérogénérateur ou lors de brusques changements de vitesse de vent.

## II.4. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

### II.4.1. Avantages :

- L'énergie éolienne, propre, fiable, économique, et écologique, c'est une énergie qui respecte l'environnement.
- Bien que ne pouvant envisager de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut toutefois proposer une alternative intéressante et renouvelable.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, gratuite, et inépuisable.
- Chaque mégawattheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO<sub>2</sub> rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique.
- Parmi toutes les sources de production d'électricité, celle d'origine éolienne subit de très loin le plus fort taux de croissance.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs.

- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres.
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables, le coût de l'éolienne à diminuer presque 90% depuis le début des années 80. Le coût de l'énergie éolienne continue de diminuer grâce aux percées technologiques, à l'accroissement du niveau de production et à l'utilisation de grandes turbines.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.
- L'énergie éolienne se révèle une excellente ressource d'appoint d'autres énergies, notamment durant les pics de consommation.

#### **II.4.2. Inconvénients :**

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages :

- L'impact visuel.
- Les bruits mécaniques ou aérodynamiques pour des vitesses supérieures à 8 m/s.
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux en étant un obstacle mortel.
- la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.
- Les systèmes éoliens coûtent généralement plus cher à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien.

## **II.5.Caractérisation de la vitesse du vent :**

Le choix de tout aérogénérateur, pour un site donné, passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent et de ses variations temporelles et spatiales au niveau de l'hélice. Afin d'estimer la puissance énergétique réellement récupérée par la machine.

### **II.5.1. Variabilité temporelle de la vitesse du vent :**

La variabilité temporelle comprend trois sous-groupes à :

#### **II.5.1.1. Basses fréquences :**

##### **a. Variabilité annuelle :**

La variabilité annuelle est très importante dans l'estimation du potentiel éolien d'un site. Habituellement, pour caractériser un site, il est nécessaire de s'appuyer sur des données de vent qui ont été mesurées pendant une certaine période, en général un an.

##### **b. Variabilités saisonnière et mensuelle :**

Ces types ont pour principaux objectifs les problèmes de sous-production et surtout de surproduction durant des périodes spécifiques de l'année. En se basant sur des données de température et de pression annuelle plutôt que sur des données saisonnières ou mensuelles, on ne prend pas en compte les différences de production causées par les variations de la densité de l'air qui peuvent être significatives. Les variations saisonnières ou mensuelles de la vitesse moyenne du vent dépendent du lieu géographique et différent d'un site à un autre. Seuls les relevés météorologiques des paramètres vent sur une longue période peuvent caractériser ces variations.

#### **II.5.1.2. Variabilité à moyenne fréquences :**

C'est les variabilités journalières et horaires, quand l'éolienne subit toute une série des contraintes, aussi bien mécaniques qu'électriques, qui seront plus ou moins accentuées sur des périodes de longueur variable. Des journées ou des heures de fonctionnement à plein régime imposent de gros efforts sur les différentes structures et peuvent être la cause de bris non prévus par une étude de la valeur moyenne du vent.

#### **II.5.1.3. Variabilité à haute fréquences (turbulence) :**

Les variations à la seconde ou à plus haute fréquence (au-dessus de 1 Hz) caractéristiques de la turbulence du vent pour chaque type de variabilité temporelle des problématiques différentes sont rencontrées.

#### II.5.1.4. Modèles statistique :

Le vent présente un caractère aléatoire son analyse doit se baser sur des méthodes statistiques. Ainsi les paramètres qui vont caractériser le régime des vents sur un site seront la valeur de la vitesse moyenne du vent et les lois statistiques permettant de représenter sa variation temporelle. Parmi ces lois on retrouve la loi de Weibull qui permet de caractériser la distribution des fréquences de vitesses de vent. L'analyse des deux paramètres qui caractérisent cette loi est à l'origine de nombreuses études. En effet, ces deux paramètres que sont le facteur de forme  $k$  et le facteur d'échelle  $C$  dictent la manière dont la vitesse du vent varie statistiquement durant une période donnée et sont caractéristiques de chaque site. Si la loi de Weibull nous permet de déterminer le comportement statistique de la vitesse du vent dans le temps

➤ **Distribution de Weibull [13] :**

La fonction de Weibull permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée : une année, un mois ou une journée par exemple. Cependant, dans la majorité des cas, cette distribution est utilisée pour une période d'un an. Elle est définie par l'équation suivante [9], [14] :

$$F(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1/2} \exp \left[ - \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \dots \dots \dots (II.1)$$

Où :

- $F(V)$  est la fonction de densité de probabilité de Weibull qui représente la distribution en fréquences de vitesses mesurées
- $k$  est le facteur de forme de la loi de Weibull, décrivant la distribution de la vitesse des vents (caractérise la forme de la distribution de fréquence)
- $C$ , en m/s, est le facteur d'échelle de la loi de Weibull. Il est relié à la vitesse moyenne du vent par le facteur de forme  $k$  qui détermine la qualité du vent.

La fonction de distribution cumulative associée (La fonction de répartition) est donc :

$$F(V) = 1 - \exp \left[ - \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \dots \dots \dots (II.2)$$

La relation entre le facteur d'échelle de la loi de Weibull et la vitesse moyenne des vents s'établit par la formule suivante :

$$C = \frac{\langle v \rangle}{\Gamma(1+1/k)} \dots\dots\dots (II.3)$$

$\Gamma$  : La fonction gamma.

$\langle v \rangle$  : La vitesse moyenne de vent en m /s.

➤ **Distribution hybride de Weibull [15]:**

La distribution hybride de Weibull, est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes enregistrée, sur un site donné, est supérieure ou égale à 15%. En effet, cette proportion ne peut pas être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue éolien. Cette distribution s'écrit [10] :

$$F(V) = (1 - ff_0) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[ - \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \text{ Pour } V > 0 \dots\dots\dots (II.4)$$

$$F(V) = ff_0 \text{ Pour } V < 0 \dots\dots\dots (II.5)$$

Où  $ff_0$  représente la fréquence des vitesses des vents calmes.

➤ **Distribution de Rayleigh [13]:**

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme  $k = 2$ . Sa densité de probabilité est donnée par :

$$F(V) = 2 \frac{v}{c^2} \exp \left[ - \left(\frac{v}{c}\right)^2 \right] \dots\dots\dots (II.6)$$

Toutefois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée. L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites.

Lois utilisées pour la détermination des facteurs éoliens caractérisant un site, à savoir :

- la vitesse moyenne du vent.
- la vitesse cubique moyenne du vent.
- La variance et l'écart type de la distribution des vitesses
- La vitesse max du vent.
- le facteur de puissance
- l'indice de variation

**Tableau (II.1) :** représente les expressions des vitesses moyennes, cubiques moyennes et la variance selon le modèle utilisé.

Distributions	$\langle V \rangle$	$\langle V^3 \rangle$	$\sigma^2$
Weibull	$c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$c^3\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Hybride de weibull	$(1 - ff_0)c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$(1 - ff_0)c^3\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$(1 - ff_0)c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Rayleigh	0.886 C	1.32C <sup>3</sup>	0.2146C <sup>2</sup>

**II.5.1.5. Les paramètres du vent [16]:**

➤ **Vitesse moyenne :**

Partant des mesures vent (vitesse et direction), la vitesse moyenne pondérée s'écrit:

$$\langle V \rangle = \int_0^\infty v \cdot f(v) dv \dots\dots\dots(II.7)$$

➤ **Vitesse cubique moyenne :**

Alors que la vitesse cubique moyenne se détermine par :

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^\infty v^3 \cdot f(v) dv \dots\dots\dots(II.8)$$

Les expressions relatives aux différents modèles sont portées dans le tableau **(II.1)**

$\Gamma$  étant la fonction gamma donnée par :

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty \exp(-t)t^{x-1} dt \dots\dots\dots(II.9)$$

➤ **La variance et l'écart type :**

La variance est donné par :

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \langle v \rangle) f(v) dv \dots\dots\dots (II.10)$$

La racine carrée de la variance est l'écart quadratique moyen.

- L'écart type est un indice numérique qui reflète la variabilité moyenne des scores. Plus il y a d'hétérogénéité des scores dans un échantillon, plus l'écart type correspondra à une valeur élevée; à l'inverse, un échantillon plus homogène, constitué de scores relativement proches de la moyenne, donnera un écart type plus petit.
- Indice de variance est pourtant intéressant et permet d'évaluer le pourcentage de variation dans un groupe par rapport à sa moyenne. Cet indice correspond au ratio de l'écart type sur la moyenne, exprimé en pourcentage.

➤ **Facteur de puissance et indice de variation :**

Le facteur de puissance du vent, donné par (selon la distribution de Weibull) :

$$R_p = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma(1+3/k)}{\Gamma^3(1+1/k)} \dots\dots\dots (II.11)$$

L'indice de variation donné par (selon la distribution de Weibull) :

$$I_v = \frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left( \frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma^2(1+1/k)} - 1 \right)^{1/2} \dots\dots\dots (II.12)$$

### II.5.2. Variabilité spatiale :

La variabilité spatiale concerne principalement la variation verticale et le champ des directions du vent. La variation spatiale amène une dimension tout à fait différente au problème d'étude du vent. La problématique qui sera particulièrement abordée est celle de la variation verticale, le cisaillement vertical du vent.

Il est donc nécessaire de déterminer une relation liant les vitesses de vent pour différentes hauteurs. Plusieurs relations existent mais dépendent des paramètres caractéristiques des sites comme la topographie et la rugosité. Il est donc nécessaire d'étudier l'influence de ces différents paramètres afin de déterminer les types de mesures qui doivent être prises afin de mieux évaluer le potentiel du site [10] et [12].

#### II.5.2.1. Extrapolation verticale des paramètres vent :

un modèle semi-empirique a été développé pour l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull [11], il existe deux méthodes possibles, à savoir :

- a. effectuer une campagne de mesure sur une période suffisamment longue (au moins huit années), à la hauteur d'installation des hélices d'éoliennes, ce qui n'est pas concevable pour de petites applications ;
- b. procéder par une extrapolation verticale de données relevées à 10 mètres du sol à partir de modèles empiriques déjà établis.

#### II.5.2.2. Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaïel [19] :

Justus et Mikhaïel ont proposé en 1976, pour une référence d'altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation suivantes :

$$\frac{K_1}{K_2} = \left[ \frac{1 - 0,0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0,0881 \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right] \dots \dots \dots (II.13)$$

$$\frac{C_2}{C_1} = \left( \frac{Z_2}{Z_1} \right)^m \dots \dots \dots (II.14). \quad \text{Avec :}$$

$$m = \left[ \frac{0,37 - 0,0881 \ln(C_1)}{1 - 0,0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right] \dots \dots \dots (II.15)$$

**II.5.2.3. Modèle modifié d'extrapolation de Justus [18] :**

Justus a modifié en 1978, l'expression d'extrapolation des paramètres de Weibull en introduisant la rugosité du sol, tel que :

$$\frac{K_1}{K_2} = \left[ \frac{1}{1 - 0,0881 \ln\left(\frac{Z_1}{Z_2}\right)} \right] \dots\dots\dots (II.16)$$

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^{m_1} \dots\dots\dots (II.17)$$

Avec :

$$m_1 = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} - 0,0881 \ln\left(\frac{C_1}{6}\right) \dots\dots\dots (II.18)$$

Et

$$Z_g = (Z_1 * Z_2)^{1/2} \dots\dots\dots (II.19)$$

**II.5.2.4. Modèle modifié d'extrapolation de Mikhaïel [6]:**

Mikhaïel en 1985, reprend les expressions d'extrapolation des paramètres proposés en 1976, en modifiant l'exposant tel que :

$$m_1 = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} - 0,0881 \cdot \ln\left(\frac{C_1}{6}\right) \dots\dots\dots (II.20)$$

**II.5.2.5. Modèle proposé pour l'Algérie [2] :**

Ce modèle exprime l'extrapolation du facteur de forme k et du facteur d'échelle C par:

$$\frac{k_1}{k_2} = \frac{1 - A \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - A \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \dots\dots\dots (II.21)$$

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^n \dots\dots\dots (II.22)$$

$$n = \frac{B - A \ln(C_1)}{1 - A \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \dots\dots\dots (II.23)$$

A et B étant des coefficients dont les valeurs diffèrent selon les classes de stabilité.

**Tableau II.2.** Valeurs des coefficients A et B pour le modèle proposé

Atmosphère	A	B
Données confondues	-0.1161	0.3821
Stable	-0.1173	0.4163
Instable	-0.06360	0.2309
Quasi-neutre	-0.1043	0.3290

Ce modèle est plus adaptée pour des altitudes allant jusqu' à 40m. Au-delà de cette altitude, le modèle de Justus et Mikhaïel s'adapte mieux, ce qui n'est pas anormal puisqu'on s'éloigne de la couche limite.

**Tableau II.3** : Tableau des classes et longueurs de rugosité  $z_0$ .

Classes de rugosité	$z_0 (m)$	Description
0	0.0002	Surface d'eau
0.5	0.0024	Terrain complètement dégagé avec une surface lisse. par exemple une piste d'atterrissage en béton ou de l'herbe fraîchement coupée
1	0.03	Terrain agricole dégagé. sans clôtures ou haies vives et avec très peu de constructions. seulement des collines doucement arrondies
1.5	0.055	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 1250 m les unes des autres
2	0.1	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 500 m les unes des autres
2.5	0.2	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 250 m les unes des autres
3	0.4	Villages. petites villes. terrain agricole avec de nombreuses ou de hautes haies vives. des forêts et un terrain très accidenté
3.5	0.8	Grandes villes avec de hauts immeubles
4	1.6	Très grandes villes avec de hauts immeubles et des gratte-ciel

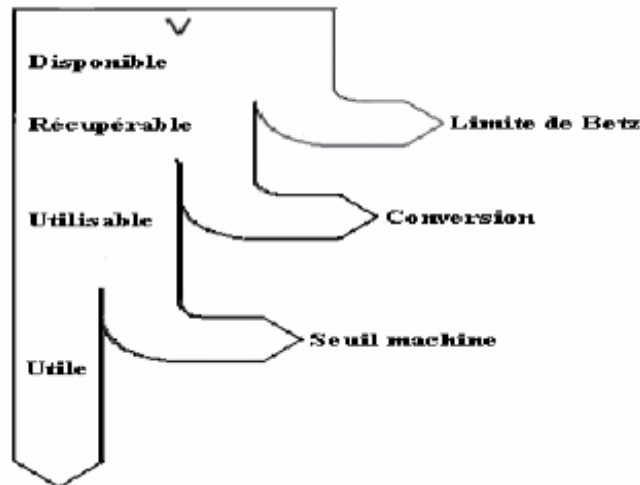
## II.6. Potentiel énergétique éolien :

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique (mouvement de rotation de l'éolienne) l'énergie disponible subit à une suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie machine (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion).

Cette dégradation de l'énergie est représentée schématiquement en **Fig(II.5)**.

En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utile est réellement obtenue à la fin de processus, soit à la sortie de l'éolien [19].

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \langle V^3 \rangle \dots \dots \dots (II.24)$$



**Fig(II.5) :** Dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation

## II.7. Potentiel énergétique éolien récupérable (théorème de Betz) :

L'énergie cinétique disponible est convertie en énergie mécanique en utilisant une machine à aubes (où pâles) dite éolienne. La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice.

Soit une masse d'air traversant un disque de surface  $A$ , à une vitesse  $V$  et soient  $V_{am}$  et  $V_{av}$  les vitesses respectives en amont et en aval de la surface  $A$ . **Fig (II.6)**. L'équation de conservation de la quantité de mouvement permet d'écrire que la force qui s'exerce sur le disque est égale à la variation de la quantité de mouvement [20] soit :

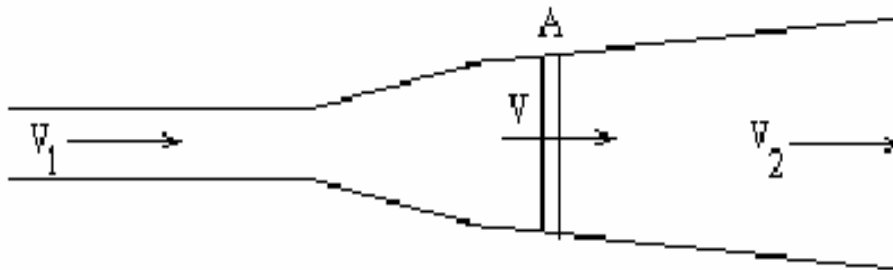
$$F = \rho \cdot V \cdot A \cdot (V_{av} - V_{am}) \dots\dots\dots(\text{II.25})$$

En appliquant l'équation qui définit l'énergie, comme le produit d'une force par la vitesse, il vient :

$$P = F \cdot V = \rho \cdot V^2 \cdot A \cdot (V_1 - V_2) \dots\dots\dots (\text{II. 26})$$

Comme par ailleurs, la variation d'énergie cinétique donne (équation de Bernoulli) :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1^2 - V_2^2) \dots\dots\dots (\text{II.27})$$



**Figure (II.6) :** Bilan sur une section de l'hélice.

Par identification, il vient :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \dots\dots\dots (\text{II.28})$$

En remplaçant V dans l'équation (II.27), on obtient :

$$P = \frac{1}{2} \rho A (V_1^2 - V_2^2) \left( \frac{V_1 + V_2}{2} \right) \dots\dots\dots (\text{II.29})$$

**II.7.1. La limite de Betz :**

Le maximum récupéré par la roue est obtenu pour :

$$\frac{\partial P}{\partial V_2} = 0 \text{ et } \frac{\partial^2 P}{\partial V_2^2} < 0 \dots\dots\dots (\text{II.30})$$

Soit pour :

$$3V_2^2 + 2V_1V_2 - V_1^2 = 0 \dots\dots\dots(\text{II.31})$$

Equation dont la solution est donnée par :

$$V_2 = \frac{1}{3} \cdot V_1 \dots\dots\dots(\text{II.32})$$

En remplaçant dans l'équation (II.29), la puissance maximale qui peut être extraite par une roue est égale à :

$$P_{max} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot \left[ V_1^2 - \left( \frac{V_1}{3} \right)^2 \right] \cdot \left[ \frac{V_1}{2} + \frac{V_1}{6} \right] \dots\dots\dots(\text{II.33})$$

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V_1^3 \dots\dots\dots(\text{II.34})$$

En se référant à l'équation (II.27), on obtient :

$$\langle P_{max} \rangle = \frac{16}{27} \cdot \langle P_d \rangle \dots\dots\dots(\text{II.35})$$

Cette limite (**environ 0.59**) est appelée 'limite de Betz

En prenant en considération la limite de Betz et en remplaçant la densité de l'air par sa valeur moyenne, la moyenne maximale récupérable par unité de surface est donnée par:

$$\langle P_r \rangle = 0.37 \langle V^3 \rangle \dots\dots\dots(\text{II.36})$$

Enfin la densité d'énergie moyenne récupérable sur une année est égale à:

$$\langle E \rangle = \langle P_r \rangle \Delta t = 0.37 * 24 * 365.25 * \langle V^3 \rangle \dots\dots\dots(\text{II.37})$$

Soit en kWh/m<sup>2</sup> :

$$\langle E \rangle = 3.25 * \langle V^3 \rangle \dots\dots\dots(\text{II.38})$$

**II.8.Conclusion :**

Ce chapitre nous a permis de connaître les principales composantes et le principe de fonctionnement de l'éolienne et fournir une synthèse sur la variabilité temporelle et spatiale de la vitesse du vent et du champ des directions du vent, les outils nécessaires au choix et à l'optimisation des machines en tout point du territoire qui permettent de détecter les zones ventées, les dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation ( les puissances éoliennes disponibles ,récupérable et utile) au niveau de l'hélice, ce qui n'est garanti que par extrapolation des paramètres de Weibull. Avec les modèles d'extrapolation tel que Modèle modifié d'extrapolation de Mikhaïel et Justus.

# Chapitre III

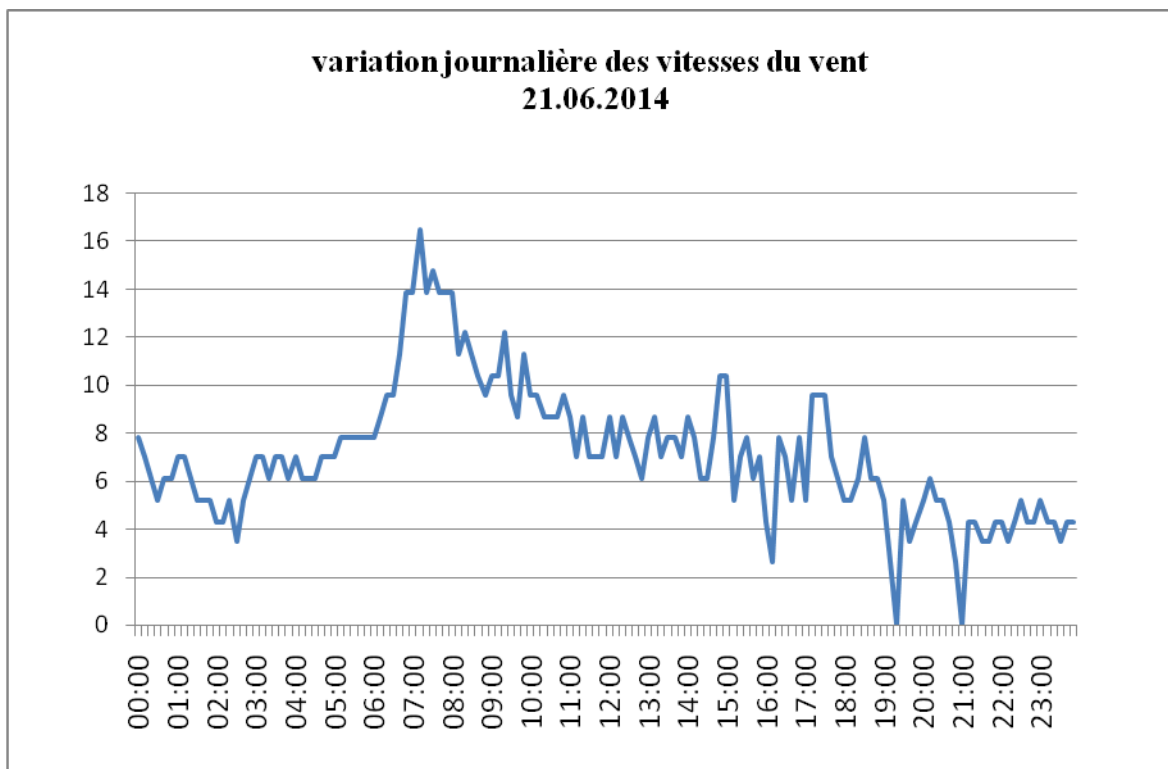
# Simulation et traitement des données

### III.1. Introduction :

Le choix du site et la caractérisation temporelle et spatiale de la vitesse du vent de site représentent les facteurs les plus importants dans le processus d'implantation d'un parc éolien. En effet, la valeur moyenne de la vitesse du vent sur une année ou une période étudiée et sa variation dans le temps sont les facteurs qui ont le plus grand impact sur la rentabilité économique d'un parc éolien. Ainsi l'analyse de la vitesse du vent sur un site représente la première étape de tout projet éolien permettant d'estimer la capacité de production de ce dernier.

### III.2. variation journalière et mensuelle de la vitesse du vent :

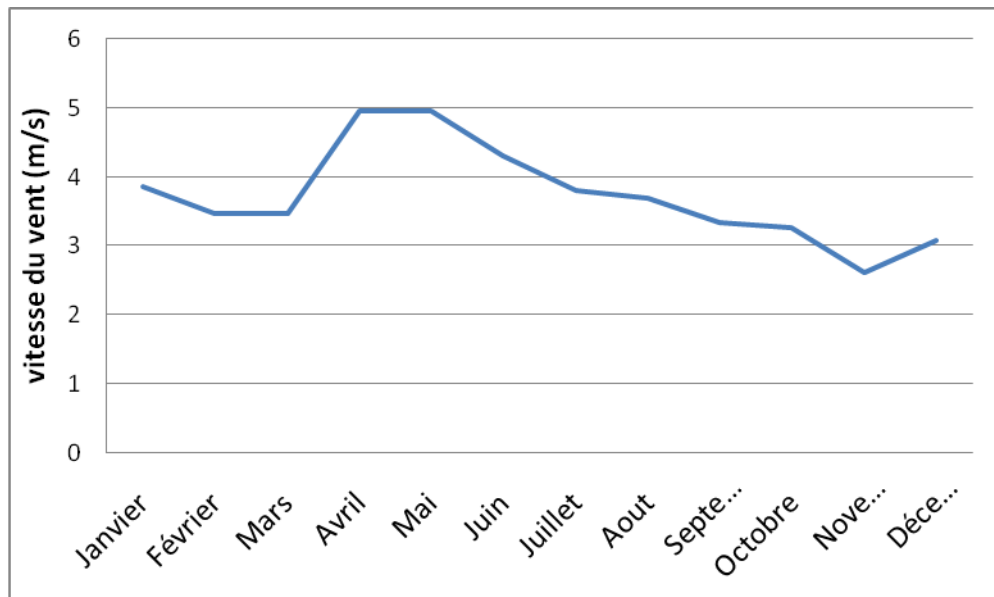
La variation journalière de la vitesse du vent est due aux phénomènes thermiques liés au rayonnement solaire. La vitesse moyenne du vent varie peu la nuit et augmente pendant la journée à partir du lever du soleil. La **Fig. (III.1)** montre la variation journalière des relevées de vitesse de la station météo de Laghouat à 10 mètre tout les 10 min.



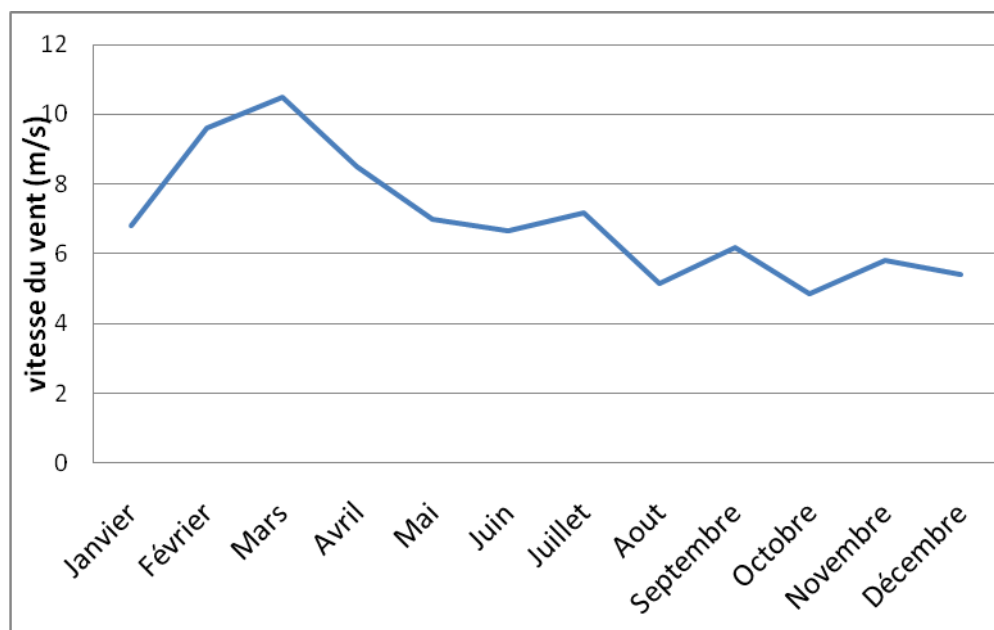
**Fig. (III.1) : Variations journalière de la vitesse du vent.**

### III.3.Variation mensuelle :

Les variations saisonnières ou mensuelles de la vitesse moyenne du vent dépendent du lieu géographique et différent d'un site à un autre. Seuls les relevés météorologiques des paramètres vent sur une longue période peuvent caractériser ces variations. La **Fig. (III.2)** et La **Fig.(III.3)** montre la variation mensuelle de la vitesse du vent pour les deux régions étudiés.



**Fig(III.2)** :variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent (**sud-est**)

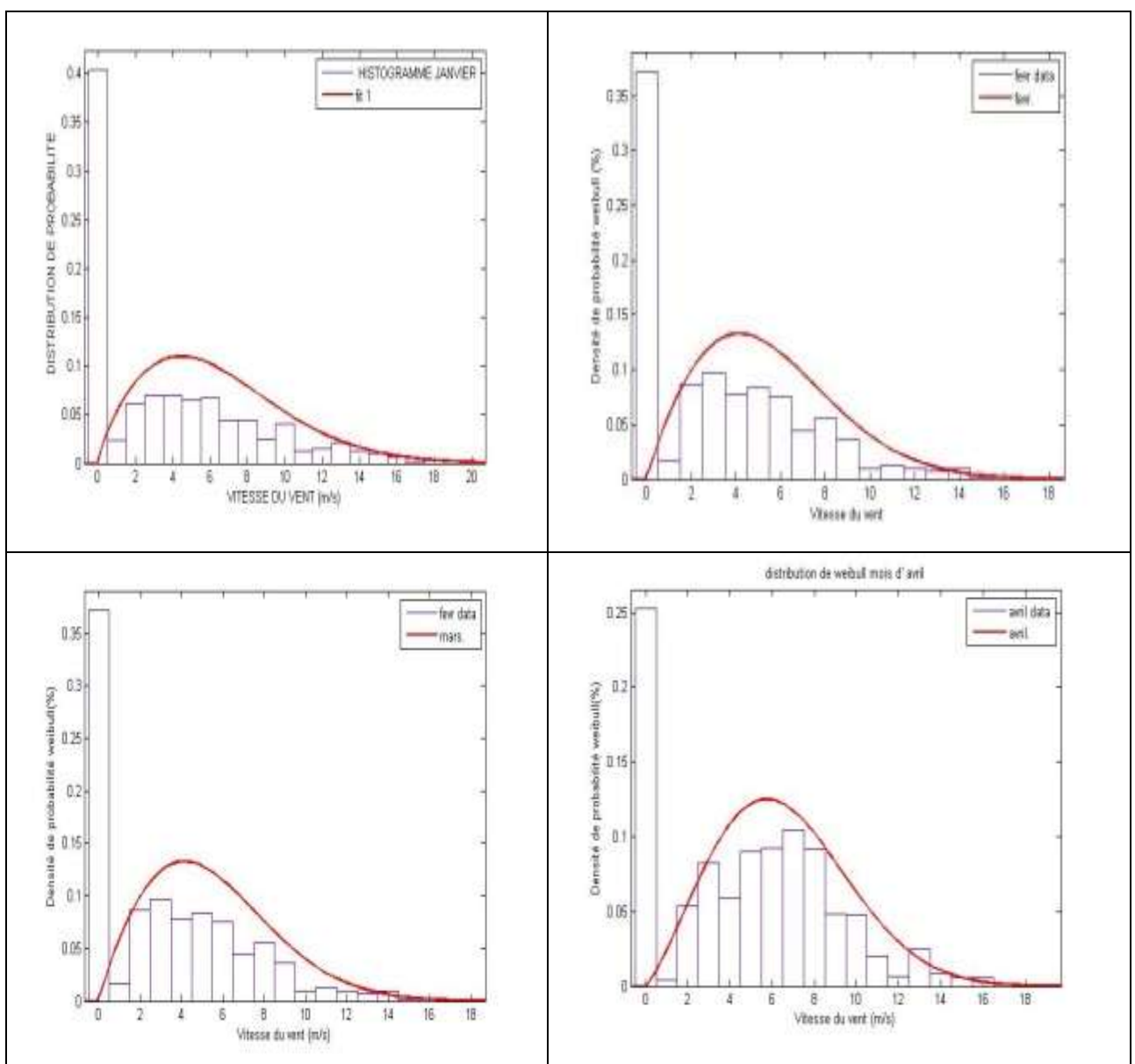


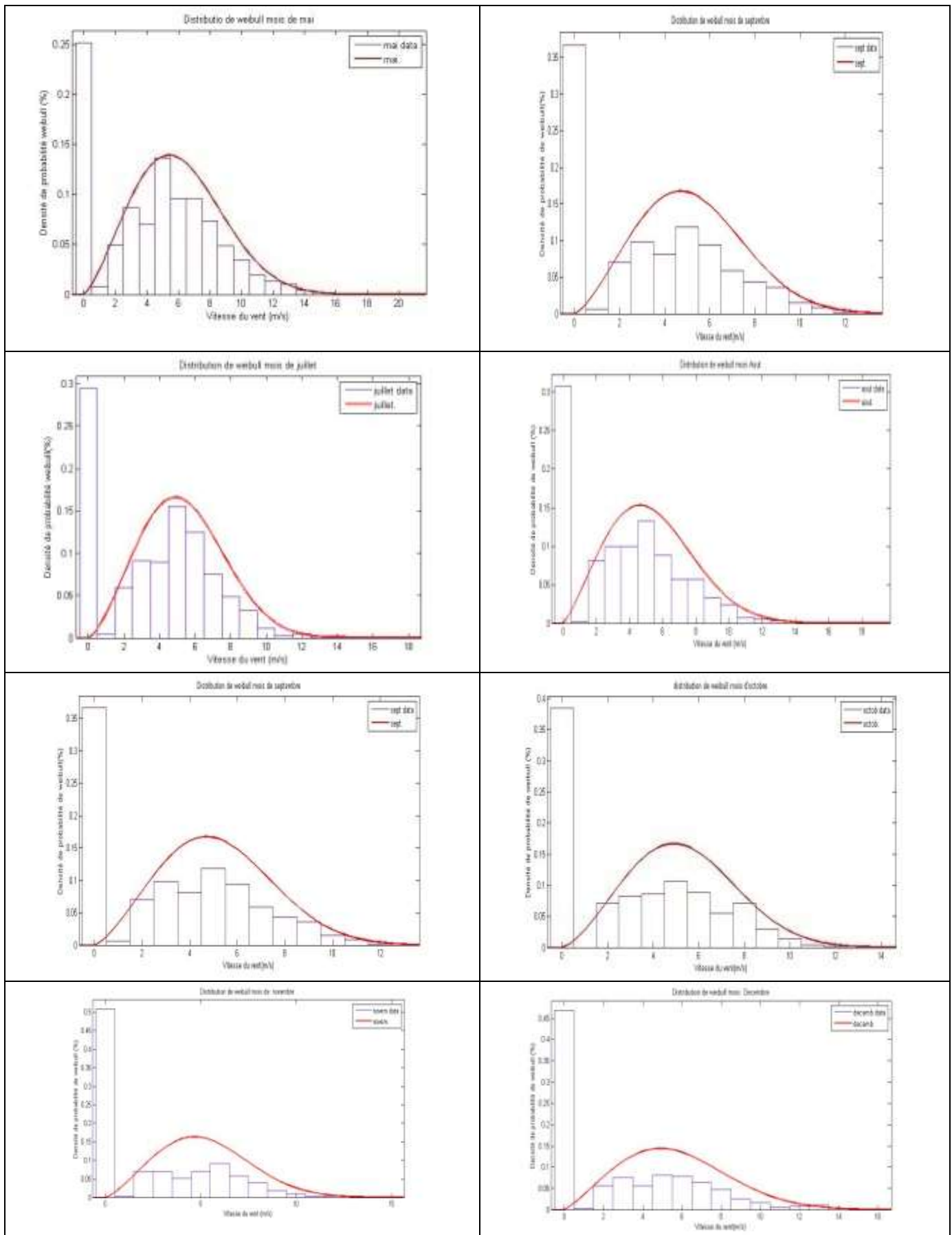
**Fig(III.3)** : Variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent (**sud-ouest**)

### III.4. Traitement statistique des données :

#### III.4.1.Région sud-est (la base aérienne):

Les mesures sont prélevées chaque trois heures à 10 m d' hauteur, pendant 4 ans (2006, 2007, 2008 et 2009) par la base aérienne de Laghouat. Les mesures sont représentées dans les courbes et obtenues par l'ajustement au sens du maximum de vraisemblable en utilisant la distribution hybride de Weibull car l'évaluation de ces histogrammes a révélé que les fréquences des vents calmes dans les régions sud-est sont supérieures à 15%.





**Fig. (III.4):** Histogrammes des vitesses et courbes d’ajustement la région sud-est de Laghouat.

Le tableau ci-dessous représente les paramètres du vent calculé pour la région sud-est

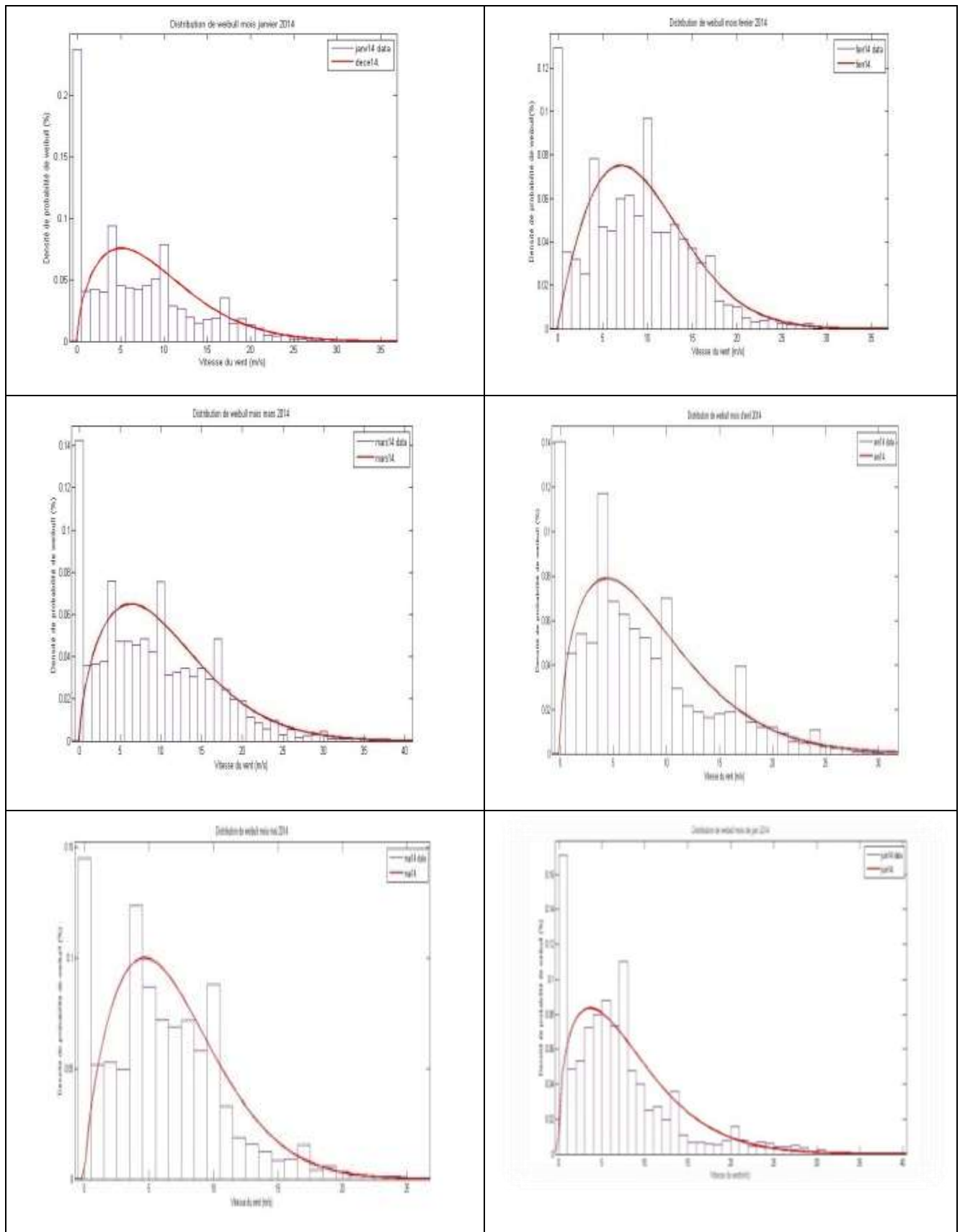
**Tableau(III.1):**Résultats mensuelles de traitement des données à 10m.

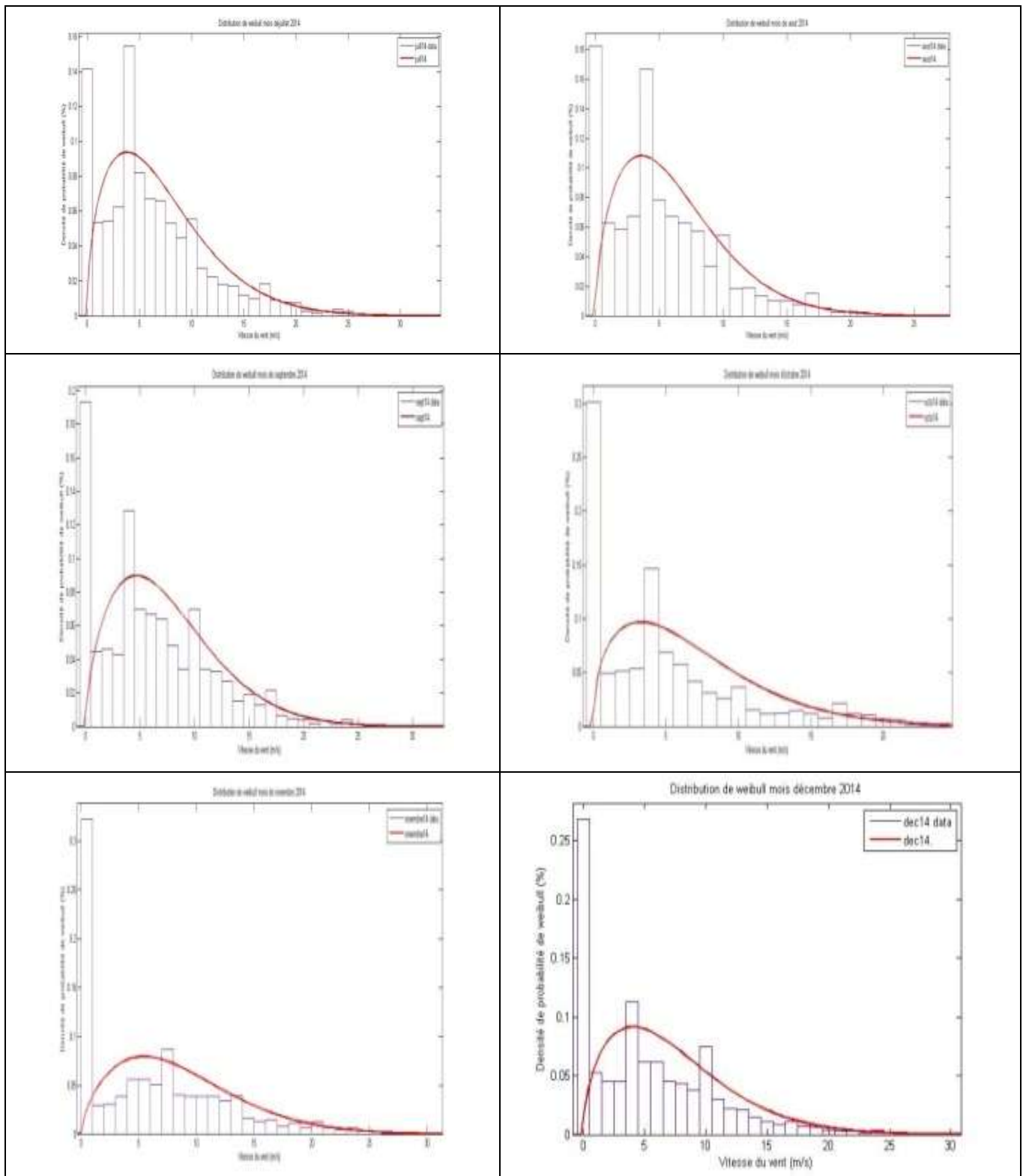
Mois	$ff_0$ (%)	C (m/s)	K	$\langle V \rangle$ (m/s)	$\langle V^3 \rangle$ (m <sup>3</sup> /s <sup>3</sup> )	$\partial^2$	$\partial$
Janvier	40	7.21506	1.7505	3.8555	351.9684	8.6119	2.9346
Février	37	6.21	1.8799	3.4729	215.02	5.8488	2.4184
Mars	37	6.21	1.8799	3.4729	215.02	5.8488	2.4184
Avril	25	7.451	2.2519	<b>4.9497</b>	<b>369.1335</b>	7.2129	2.6857
Mai	25	6.8784	2.3362	<b>4.9497</b>	<b>369.1335</b>	7.2129	2.6857
Juin	27	6.6172	2.7415	4.298	220.7395	3.9284	1.982
Juillet	29	6.0401	2.4712	3.804	173.7099	3.81	1.9519
Aout	31	6.0483	2.2308	3.6962	183.073	4.4464	2.1086
Septembre	36	5.8811	2.4184	3.3371	146.7009	3.3812	1.8388
Octobre	39	6.0327	2.49	3.2648	147.9486	3.2225	1.7951
Novembre	50	5.9086	2.3597	<b>2.6182</b>	<b>118.3091</b>	2.7839	1.6685
Décembre	46	6.4246	2.2239	3.0726	172.1631	3.948	1.987

On remarque la vitesse mensuelle maximale est (**4,9497 m/s**) dans les deux mois Avril et Mai et la valeur minimal (**2.6182 m/s**) dans le mois de Novembre, et que les mois types sont Avril ,Mai et Juin .

#### III.4.2.Région sud-ouest (La station météo Laghouat) :

Les mesures sont prélevées chaque dix minute à 10 m d'hauteur pendant 1 an (fin 2013 et 2014) par la station météo de Laghouat. les mesures sont représentées dans les courbes et obtenues par l'ajustement au sens du maximum de vraisemblable en utilisant une fois la distribution hybride de Weibull ou les fréquences des vents calmes sont supérieures à 15% et d'autre fois on utilise la distribution de weibull quand la fréquence des vitesse du vent calme est inférieur à 15%.





**Fig(III.5) :** Histogrammes et courbes d’ajustement (région sud-ouest de Laghouat).

On remarque que dans les mois de ( février ,mars , avril ,mai ,juillet ) la fréquence de vitesse du vent calme est inférieure à 15 % , on utilise la distribution **weibull**, par contre dans les mois de ( Janvier , Juin , Aout , Septembre , Octobre , Novembre, Décembre) la fréquence de vitesse du vent calme est supérieure à 15 % on utilise la distribution **hybride de weibull**.

Le tableau ci-dessous présente les résultats obtenus pour les mesures relevé à 10 m d'hauteur.

**Tableau(III.2) : résultats mensuelles de traitement à 10m.**

Mois	$ff_0$ (%)	C (m/s)	K	$\langle V \rangle$ (m/s)	$\langle V^3 \rangle$ (m <sup>3</sup> /s <sup>3</sup> )	$\sigma^2$	$\sigma$
<b>Janvier</b>	24	9,95414	1.54552	6.8061	$1.42 \cdot 10^3$	26.595	5.157
<b>Février</b>	13	10.8295	1.83448	9.6222	$1.87 \cdot 10^3$	29.5652	5.4374
<b>Mars</b>	14	11.715	1.59561	<b>10.506</b>	$2.89 \cdot 10^3$	45.4248	6.7398
<b>Avril</b>	14	9.41964	1.4779	8.5193	$1.72 \cdot 10^3$	34.3875	5.8641
<b>Mai</b>	14	7.83189	1.70233	6.9873	780.4916	17.8541	4.2254
<b>Juin</b>	17	8.8093	1.40818	6.658	$1.28 \cdot 10^3$	27.6751	5.2607
<b>Juillet</b>	14	7.94125	1.49427	7.1723	$1.01 \cdot 10^3$	23.8824	4.887
<b>Aout</b>	18	6.95855	1.55619	5.1298	517.5005	13.8265	3.7184
<b>Septembre</b>	19	8.50171	1.61681	6.1684	874.8859	18.8706	4.344
<b>Octobre</b>	30	7.60413	1.42707	<b>4.8373</b>	677.8324	16.8982	4.1107
<b>Novembre</b>	33	9.69455	1.63646	5.8121	$1.05 \cdot 10^3$	19.8125	4.4511
<b>Décembre</b>	27	8.18065	1.5237	5.3812	776.8418	17.7661	4.215

On remarque que la vitesse mensuelle maximale est (**10.506 m/s**) dans le mois Mars et la valeur minimal (**4.8373 m/s**) dans le mois d'octobre, et que les mois types sont Février ,mars et Avril .

### III.4.3. Variation Annuelle :

Les deux figures (III.6) (a) et (b) représentent les histogrammes en fréquences et les courbes d'ajustement des vitesses du vent annuel en utilisant la distribution hybride de Weibull.

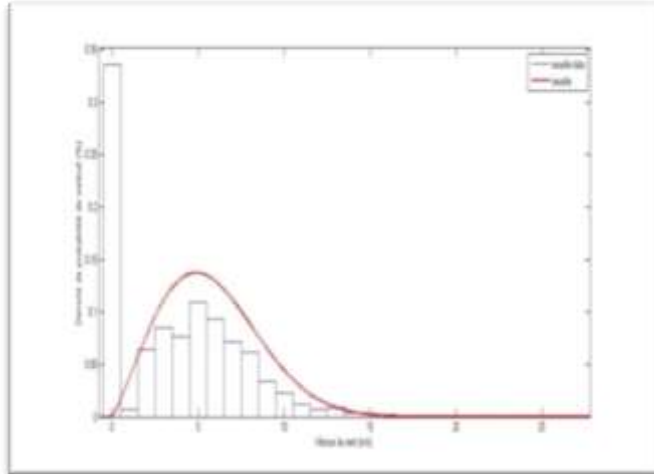
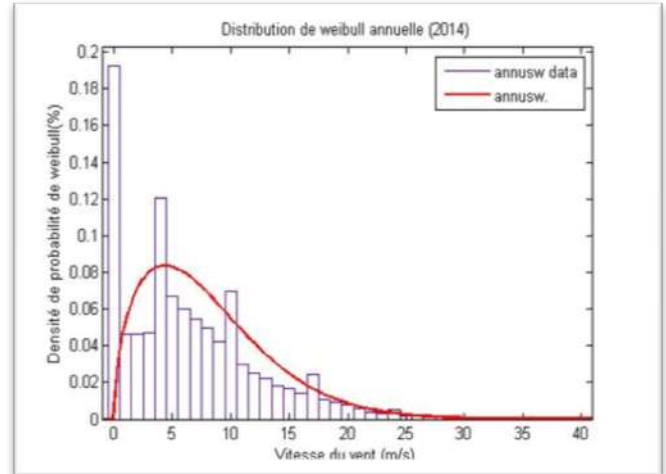


Fig (III.6.a) Sud-est (La base Aérienne)



Fig(III.6.b) sud-ouest (station météo)

Les paramètres (facteur de forme  $k$  et facteur d'échelle  $C$ ) sont calculés pour une période donnée représenté dans le tableau (III.3).

Les courbes de la distribution statistique des fréquences annuelles des vitesses du vent pour la région de Laghouat sont représentées dans la figure (III.3). L'évolution de la distribution annuelle diffère d'une région de l'autre. La région sud-est de Laghouat présente un régime de vent pouvant atteindre 19 m/s avec une vitesse moyenne annuelle égale à **3,8819**m/s.

La région sud-ouest de Laghouat présente un régime de vent pouvant dépasser le 40 m/s avec une vitesse moyenne annuelle égale à **6,5179** m/s.

**Tableau (III.3) :** résultats d'étude annuelle à 10 m.

Sites	$C_1$ [m/s]	$K_1$	$\langle V \rangle$ [m/s]	$\langle V^3 \rangle$ [m <sup>3</sup> /s <sup>3</sup> ]	$\sigma^2$	$\sigma$
Région sud-est	6,54236	2,14711	<b>3,8819</b>	232,6295	5,4096	2,3255
Région sud-ouest	8,92318	1,51347	<b>6,5179</b>	$1,13 \cdot 10^3$	23,7836	4.8768

Suite aux résultats obtenus dans cette étude on constate que la région sud-ouest (couloir Elhouaita) est une région la plus ventée par rapport à la vitesse et la puissance du vent disponible avec une vitesse moyenne annuelle de (6.5179m/s).

### III.5. Extrapolation vertical à 25m :

Les paramètres de vent sont généralement mesurés à la hauteur normalisée de 10m. Pour obtenir des données relatives à la hauteur désirée, tel que la hauteur d'une hélice (ex : 25 m). Il faut procéder à une extrapolation verticale des mesures relevées à 10 m du sol par les services météorologiques au niveau des différentes stations ou des paramètres de Weibull (caractéristiques liées aux sites). Les paramètres (facteur de forme  $k$  et facteur d'échelle  $C$ ) sont calculés pour 25 m, afin de déterminer la vitesse moyenne du vent et la puissance disponible, le modèle d'extrapolation utilisé est le modèle modifié de Justus et Mikhaïel qui s'adapte mieux à cette hauteur.

Le tableau suivant représente les résultats annuels d'extrapolation à 25 m d'altitude, ( $c$ ,  $k$ ,  $\langle V \rangle$ ,  $\langle V^3 \rangle$ , ...) pour différentes hauteurs ( $z$ ) :

$z_1 = 10, z_2 = 25, z_0 = 0.0024$  pour site (sud-est) et  $z_0 = 0.03$  pour le site (sud-ouest)

**Tableau (III.4) :** résultats annuels d'extrapolation à 25 m :

Sites	$C_2$ (m/s)	$K_2$	$\langle V \rangle_2$ (m/s)	$\langle V^3 \rangle_2$ (m <sup>3</sup> /s <sup>3</sup> )	$\theta_2^2$	$\theta_2$
Région sud-est	8,2909	2,0745	4,9206	489,0774	9,245	3,040
Région sud-ouest	12,3218	1,4622	9,0393	3,1804 10 <sup>3</sup>	48,7476	6,9819

Le tableau (III.4) présente les résultats obtenus à 25 m d'altitude pour le site Sud-est avec une vitesse moyenne de 4,9206 m/s, et le site sud-ouest où la vitesse moyenne de vent est de 9,0393 m/s.

On remarque qu'une petite variation dans la vitesse moyenne influe sur la puissance disponible du vent.

### III.6. Calcul de la puissance :

#### III.6.1. Puissance disponibles :

L'énergie cinétique moyenne disponible sur un site donné, par unité de temps et par unité de surface due à la vitesse du vent, s'écrit dans la formule (II.24):

**Tableau (III.5) :** Energies disponibles de la région de Laghouat.

" $P_d$ " Puissance disponible (W/m <sup>2</sup> .S)	Région sud-est	Région sud-ouest
à 10 m	139.577	466.1051
à 25 m	293.446	1908.24

On remarque dans le tableau ci-dessus qu'à chaque fois l'hauteur augmente, la puissance disponible du vent augmente aussi et vice-versa.

### III.6.2. Puissance récupérables maximale :

La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice ce qui est écrit dans la formule (II.36).

**Tableau (III.6) :** Energies récupérables dans la région de Laghouat.

<b>'P<sub>r</sub>' Puissance récupérable maximale (W/m<sup>2</sup>.S)</b>	<b>Région sud-est</b>	<b>Région sud-ouest</b>
<b>à 10 m</b>	63.700	418.100
<b>à 25 m</b>	180.9586	1176.748

On remarque que la puissance récupérable à 10 m (**63.700 w/m<sup>2</sup>**) augmente avec l'augmentation de l'hauteur à 25 m (**180.9586 w/m<sup>2</sup>.s**) et vice-versa pour les deux régions

### III.6.3. Energie moyenne récupérables :

Le tableau ci-dessous représente la densité d'énergie moyenne récupérable, la densité d'énergie sur une année soit en (k w h/ m<sup>2</sup>) formule (II.38).

**Tableau (III.7) :** densité d'énergie moyenne récupérable

<b>'E' Densité d'énergie moyenne récupérable ( k w h/ m<sup>2</sup>)</b>	<b>Sud-est</b>	<b>Sud-ouest</b>
<b>à 10 m</b>	756.045	3672.5
<b>à 25 m</b>	1589.50	10336.3

On remarque que l'énergie maximal récupérable à 10 m dans la région sud-est est de 756,045 kWh/m<sup>2</sup> et s'augmente à l'extrapolation à 25 m environ 1589,50 kWh/m<sup>2</sup>, et aussi pour la région sud-ouest l'énergie maximal récupérable à 10 m est de 3672.5 kWh/m<sup>2</sup> et s'augmente à l'extrapolation à 25 m environ 10336.3 kWh/m<sup>2</sup>, c'est-à-dire que la région sud-ouest a une énergie intéressante par rapport au région sud-est.

#### III.6.4. Interprétation des résultats :

L'analyse temporelle a permis d'illustrer la grande variabilité des valeurs du facteur de forme  $k$ .

Les analyses saisonnière et mensuelle ont permis d'observer des valeurs plus élevées en printemps et des valeurs plus faibles en automne et à l'été. Puisque le facteur de forme  $k$  représente l'allure de la distribution de Weibull. Il est raisonnable de conclure qu'au printemps la répartition des vents autour de la moyenne étant plus étroite, on a une moins grande variabilité des vents, donc que ceux-ci sont plus constants. L'analyse spatiale a mis particulièrement en perspective l'influence de la rugosité et de la topographie locale, que l'influence de la localisation géographique d'un site donné. En effet presque sur toutes les deux sites étudiés, on a observé des variations mensuelle similaires du facteur de forme  $k$  et le facteur d'échelle  $C$ . pour tous les sites étudiés. Cependant l'analyse topographique d'une région spécifique révèle l'influence de l'emplacement de la tour de mesure (l'éolienne sur le site) sur la valeur et les variations de ces paramètres. La rugosité et une topographie accidentée sont donc des éléments déterminants dans la valeur du facteur  $k$ . De plus, il semble que la diminution de la rugosité entraîne une augmentation de la valeur de  $k$ , c'est-à-dire une plus grande constance des vents.

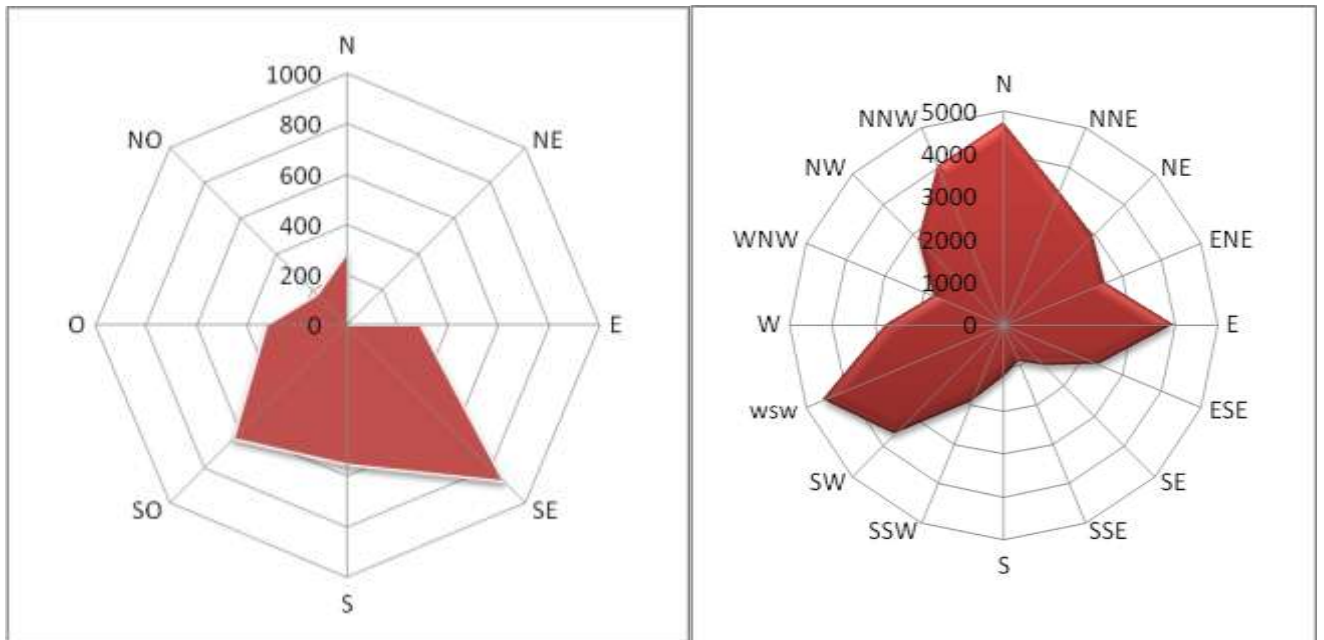
On peut constater que le vent à la région de Laghouat obéit une même variation mensuelle. Alors on peut classer les mois les moins ventés aux plus ventés. En effet, on remarque que les mois de printemps sont les plus ventés particulièrement dans les régions avec une variation de sa valeur moyenne qui varie d'une région à l'autre. La vitesse moyenne du vent enregistrées dans la région de Laghouat est parmi les plus élevées en Algérie et permettent une rentabilité intéressante des systèmes éoliens.

#### III.7. la Rose du vent :

Dans le cadre de ce travail, une rose des vents a été réalisée pour chaque site où nous avons des données de vent réelles. La rose des vents que nous voyons sur la **Fig(III)** est composée de huit secteurs. N ; NE ; E ; SE ; S ; SO ; O ; NO, qui montrent la direction dominante de vent.

La réalisation de la rose des vents donnent plusieurs informations correspond à l'analyse de la variation des directions du vent pour les deux sites.

On peut déterminer la répartition de la fréquence des vents ou la valeur moyenne des vitesses du vent pour chaque direction et faire cela pour plusieurs directions différentes.



Région sud-est

Région sud-ouest

Fig(III.7) : la rose du vent pour les deux sites

On remarque dans la figure précédente de la rose du vent (région sud-est) que la direction dominante c'est SE(sud-est)et SO (sud-ouest), et pour la région sud-ouest c'est le N (nord), OSO(ouest sud-ouest) et E (est).

### III.8.Conclusion :

L'objectif principal dans ce chapitre est l'analyse des données de vent et une meilleure compréhension de sa variation temporelle et spatiale. Pour cela plusieurs étapes spécifiques sont identifiées. Tout d'abord, on a utilisé en place des algorithmes pour des simulations en (Matlab) permettant de calculer les différents facteurs identifiés comme représentatifs de la variation du vent, une caractérisation statistique de la variation de chacun de ces facteurs, il sera alors possible d'obtenir des résultats graphiques permettant d'analyser ces différentes variations dans les courbes des variations mensuelle (tableau III.1).

Le maximum de la vitesse moyenne est atteint les mois d'Avril et Mai (**4.9497m/s**), mais elle atteint le minimum au mois de Novembre (**2.6182m/s**) pour la région sud-ouest (le tableau III.2).

Le maximum des vitesses moyennes est atteint le mois de Mars (**10.506m/s**)(c'est la vitesse moyenne maximale enregistré dans notre étude)et une vitesse minimale dans le mois d'Octobre(**4.8373 m/s**)c'est-à-dire que les mois les plus ventés sont les mois d'Avril et Mai pour la région sud-est, et le mois de Mars pour la région sud-ouest.

Cette analyse permettra encore d'identifier l'influence des paramètres physiques et temporels (influence des années, des saisons, des mois...) sur les différents facteurs qui caractérisent la variabilité de la vitesse du vent.

À l'issue de l'étude effectuée nous pouvons opter de faire une simulation d'un système de conversion éolienne sur le site de Laghouat en utilisant les paramètres météorologique, et puis la détermination des paramètres de Weibull  $k$  et  $C$ .

On a terminé par la rose du vent, ce qui est remarquable dans les deux régions que la direction dominante est (SE et SO) pour la région sud-est, mais pour la région sud-ouest on a trouvé trois directions dominantes (N, E, OSO).

# Chapitre IV

## Etude de cas et illustration

### **IV.1. Introduction :**

Dans notre cas, nous souhaitons électrifier un foyer pour les deux sites de la région, nous connaissons, alors les besoins en électricité et compte tenu des ressources locales en énergie, nous souhaitons répondre à ces besoins électriques à l'aide d'un système hybride, éolienne / groupe électrogène. Nous avons utilisés le logiciel HOMER qui va nous aider à répondre à la question suivante:

Quel est d'un point de vue économique, le dimensionnement optimal d'un système de production d'électricité hybride aérogénérateur / groupe électrogène compte tenu des sources locales d'énergie ?

### **IV.2. Présentation du logiciel :**

C'est un outil développé par le « National Renewable Energy Laboratory » (NREL), capable de dimensionner et d'optimiser un système hybride qui contient différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries.

HOMER exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si celles-ci sont réalisables. Il estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste de configurations, classées par rapport au coût de leurs cycles de vie.

La première version a été développée en 1992 pour NREL, il a ensuite subi de nombreuses améliorations dans plus de 40 nouvelles versions. La version utilisée pour le présent projet est HOMER 2.68 beta sortie en juillet 2009.

HOMER peut répondre à un large éventail des questions au sujet de la conception des systèmes de petite puissance. Avant de commencer, il est utile d'avoir une idée claire de la question que nous voulons que HOMER réponde.

### **IV.3. Illustration de dimensionnement du système hybride :**

Dans notre cas, HOMER va simuler un système comprenant un aérogénérateur, des batteries, un groupe électrogène et un convertisseur AC/DC présenté dans la **Fig. (IV.1)**. Ce la va nous permettre de répondre à la question posée à l'étape **IV.1**

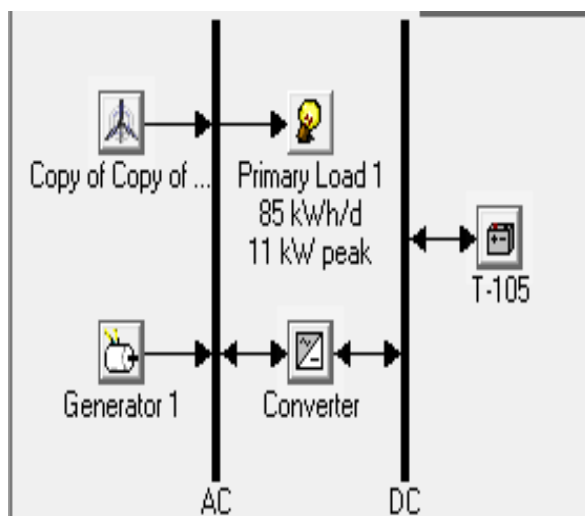
L'aérogénérateur choisi dans la simulation est une version modifiée du Wind Power BWC Excel-R sa puissance estimée est de 7.5 KW en alternatif, et sa durée de vie est de 20 ans, avec une hauteur du moyeu de 25 m. La courbe de puissance typique de cet aérogénérateur est montrée dans la **Fig (IV.2)**, ou le coût de cette éolienne est de 4000 \$, l'opération et sa maintenance coûtent dans les 50 \$/ans. De différents choix du nombre des aérogénérateurs utilisés peuvent être calculés suivant des suppositions pré-estimées.

Les groupes électrogènes sont choisis estimés de 1kW, avec un coût de 150 \$, l'opération et sa maintenance coûtent dans les 150 \$ et une durée de vie de 5000 h.

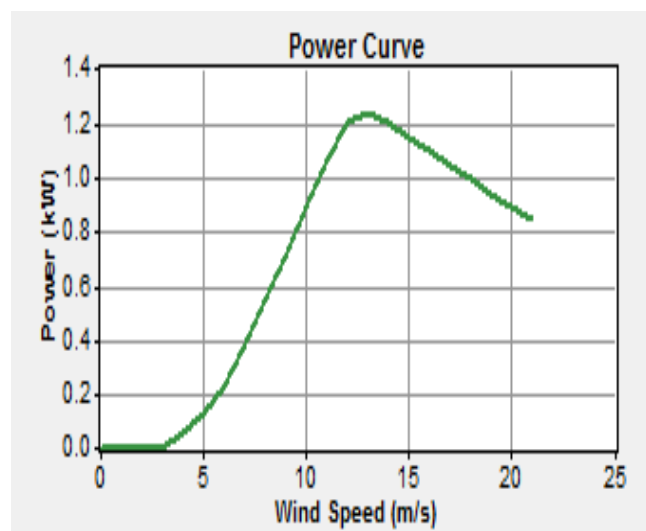
Le prix du combustible est pris pour être constant (dans le cas de l'Algérie) est de 0,2 \$/L. On prend en considération tous les effets économiques sur les prix de gasoil qui varient jusqu'à 0.8 \$/L. Le système contient des batteries choisies du type T-105, leurs coûts estimés de 220 \$. La puissance des convertisseurs DC/AC ou AC/DC est de 1 kW, avec un coût de 750 \$ et une durée de vie de 15 ans et un rendement de 90%.

#### IV.4. Construction de système hybride de génération d'énergie :

Sur l'environnement HOMER, nous avons défini chaque élément de notre installation en se basant sur toutes les caractéristiques et les données fournies dans le paragraphe précédent. Le schéma d'un système hybride de génération d'énergie qu'on va simuler par HOMER est présenté par la **fig (IV.1)**.



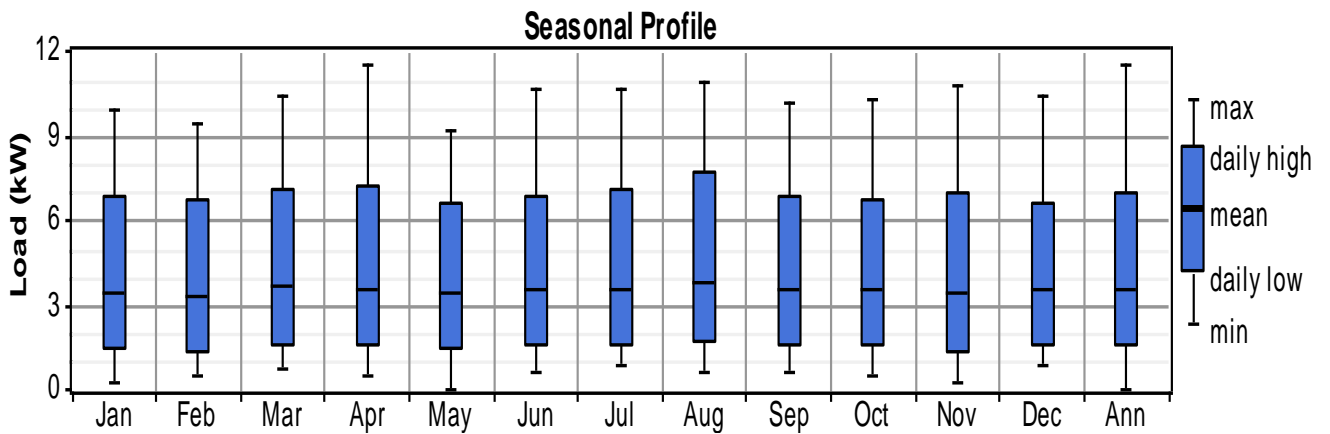
**Fig(IV.1)** : Système hybride étudié.



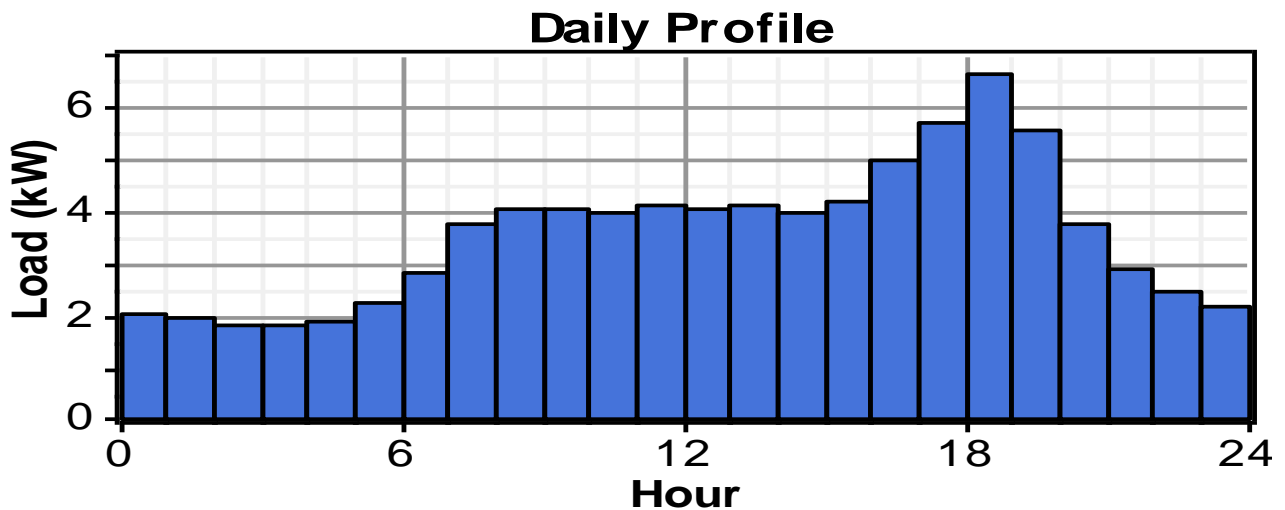
**Fig(IV.2)** : Courbe de puissance relative à l'éolienne.

**IV.4.1. Profil de la charge :**

La demande de la charge considérée a pour profil la consommation d’une maison à charge choisie. Le profil saisonnier est montré dans **Fig(IV.3)**. Il montre une demande en puissance active relativement constante sur toute l’année. La consommation journalière est supposée a même profil sur toute l’année dans **Fig (IV.4)**, montre bien que la consommation est importante dans la journée et négligeable le soir. Elle atteint des pointes importantes le matin; à midi et au début la nuit quand tous les membres de la famille sont ensemble, la charge moyenne annuelle est de 85 kW/jour.



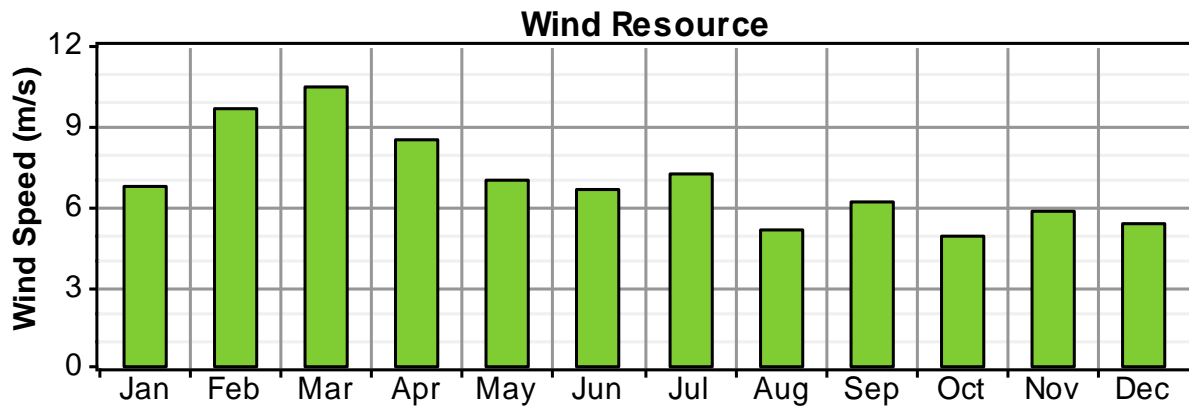
**Fig( IV. 3) :** Profil saisonnier de la charge de la charge.



**Fig (IV.4) :** profile journalier de la charge.

### IV.5. Cas de la région Sud Ouest :

Les vitesses moyennes mensuelles du vent relevé par la station météo Laghouat (El Kheneg) sont présentées par l'histogramme suivant :



**Fig (IV.5) :** Vitesse moyennes mensuelles du vent région sud-ouest à 10 m.

Le modèle de système hybride présenté par HOMER peut être simulé par l'introduction de nombreux facteurs telle que le coût des composants, la disponibilité des ressources. Un autre facteur majeur au niveau de cette implantation numérique est l'évaluation de long de vie du projet qui est estimé pour 25 ans. Les calculs présentés par le logiciel prennent en compte des valeurs tels que le capital de l'intérêt, le coût de maintenance et remplacement, le frais de fonctionnement, le coût du carburant... Toutes ses estimations rentrent dans le bon fonctionnement du système étudié.

### IV.6. Simulation et interprétation:

La simulation du système hybride par HOMER provient la combinaison optimale des éléments construisons le système. Elle est présentée selon une valeur actuelle nette et selon différentes contraintes qui ont participés à la définition du système. Notre cas traite une simulation d'un système hybride de génération d'énergie électrique qui contient un système à énergie renouvelable éolien, et un autre système diesel, avec la présence des batteries et des convertisseurs, le système est autonome du réseau.

### IV.6.1. Résultat d'optimisation :

La simulation par le HOMER, exécute des calculs pour déterminer la meilleure combinaison technique et économique satisfaite aux exigences (contraintes).

Les résultats sont illustrés dans la **Fig (IV 6)**, où les systèmes optimaux sont classifiés d'après leur faisabilité technique et économique. Le système optimal est celui combiné de 2 éoliennes de 7.5 kW, groupes électrogènes de 1KW, et 13 batteries, pour les convertisseurs DC/AC ou AC/DC, on peut aller jusqu'à 5 éléments de 1kW.

- La vitesse moyenne du vent : 6.56 m/s.
- Prix du diesel : 0.2 \$ /L.

Sensitivity Results Optimization Results

Sensitivity variables

Wind Speed (m/s) 6.57 Diesel Price (\$/L) 0.2

Double click on a system below for simulation results.

	XL1	Fuel (kW)	T-105	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Fuel (hrs)
	2	5	13	5	\$ 15,360	2,482	\$ 47,087	0.119	0.78	4,668	3,938
		6	16	5	\$ 8,170	5,277	\$ 75,625	0.191	0.00	12,010	8,545

**Fig. (IV.6) :** Résultat d'optimisation du système choisie (sud-ouest) à 10 m.

Les résultats de simulation sont fournis sous la forme d'une liste des configurations classées par le coût net actuel (appelé le coût du système du cycle de vie) . Ce coût permet de comparer les différentes options pour la conception du système. Les résultats fournissent aussi une évaluation du point de vue énergétique .

➤ **Production et la consommation d'énergie électrique :**

La production et la consommation d'énergie sur une année sont détaillées dans les tableaux IV.1 et IV.2.

**Tableau (IV.1):** Energie annuelle produite.

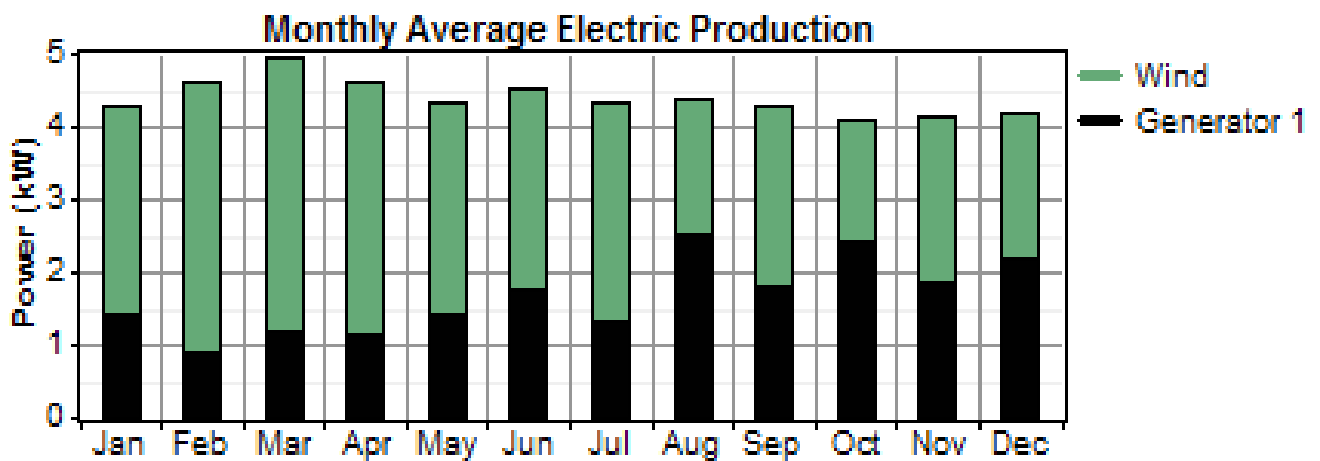
Composant	Production (kWh/an)	Fraction
Eolienne	44893	78%
Générateur diesel	12371	22%
Totale	57264	100%

Les systèmes de production participent en suivant les fractions décrites dans le tableau et qui montrent une participation importante de source renouvelable (éolienne) qui atteignent 78%.

**Tableau IV.2 :** Energie annuelle consommée.

Charge	Consommation (KWh/an)	Fraction
Charge AC	31011	100%
Total	31011	100%

La puissance moyenne mensuelle produite par les sources du system energie hybride est illustrée dans la Fig (IV. 7).



**Fig (IV. 7) :** Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.

Les énergies mises en jeu dans le système durant une année de fonctionnement, présente un caractère continu de la disponibilité de l'énergie produite tout au long de l'année, il ne peut-être que satisfaisant pour l'atténuation de la part allouée au stockage.

On remarque que plus de deux tiers (78 %) des besoins énergétique du site sont fournis par l'éolienne. Le reste(22%) est assuré par le groupe diesel .

A noter aussi que la fraction de (78 % ) est une moyenne annuelle, qui n'est pas constante sur toute l'année, elle est liée à la variabilité des ressources. Les mois les plus ventés correspondent à une production importante, avec une faible production par le groupe diesel et vice-versa.

➤ **L'éolienne:**

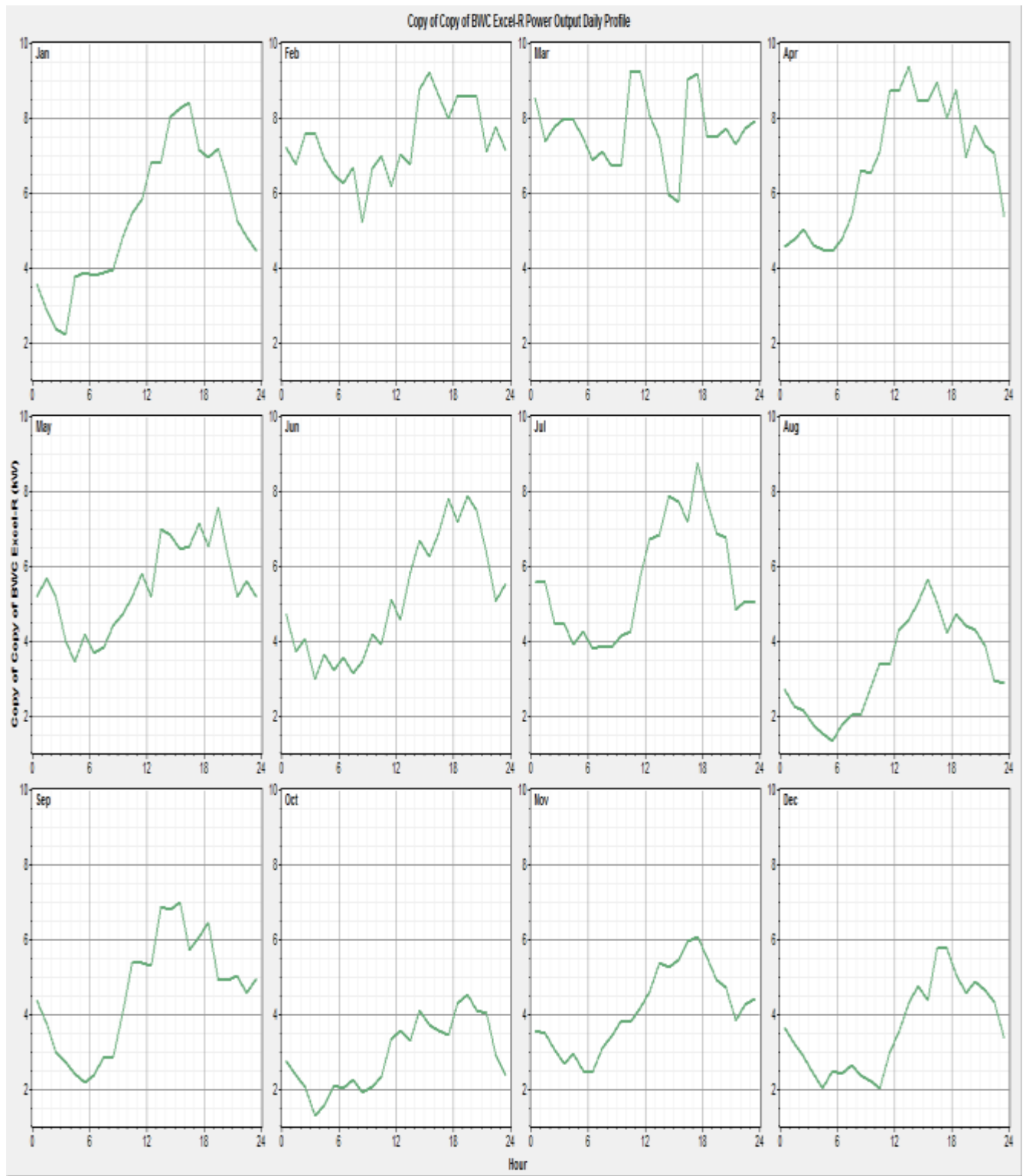
L'éolienne développe la plus grande puissance, ses paramètres de fonctionnement de l'éolienne résumés dans le tableau (VI.3) ci-dessous.

**Tableau (IV.3) :** Paramètres de fonctionnement de l'éolienne.

Variable	Valeur	Unité
Puissance minimale	00	KW
Puissance maximale	15.0	KW
Puissance moyenne fournie	5.12	KW
Heures de fonctionnement	7767	h/an
Production totale	44893	KWh/an

L'éolienne BWC Excel-R fonctionne pratiquement durant toute l'année, elle est à l'arrêt pour une période équivalente à 41 jours dans l'année (993 heures/an). Les périodes d'arrêt correspondent à des vitesses du vent très faibles.

La distribution des puissances journalières moyennes, pour chaque mois de l'année, est illustrée sur les courbes de la **Fig (IV.8)** ci-après :



**Fig (IV.8) :** Puissances journalières moyennes délivrées par BWC Excel-R.

On remarque que ces courbes sont très semblables avec celles qui représentent la distribution des vitesses moyennes journalières du vent. Les mois les plus ventés (Janvier, Février, Mars, Avril, Mai, Juin. et Juillet) sont caractérisés par une production importante et vice-versa.

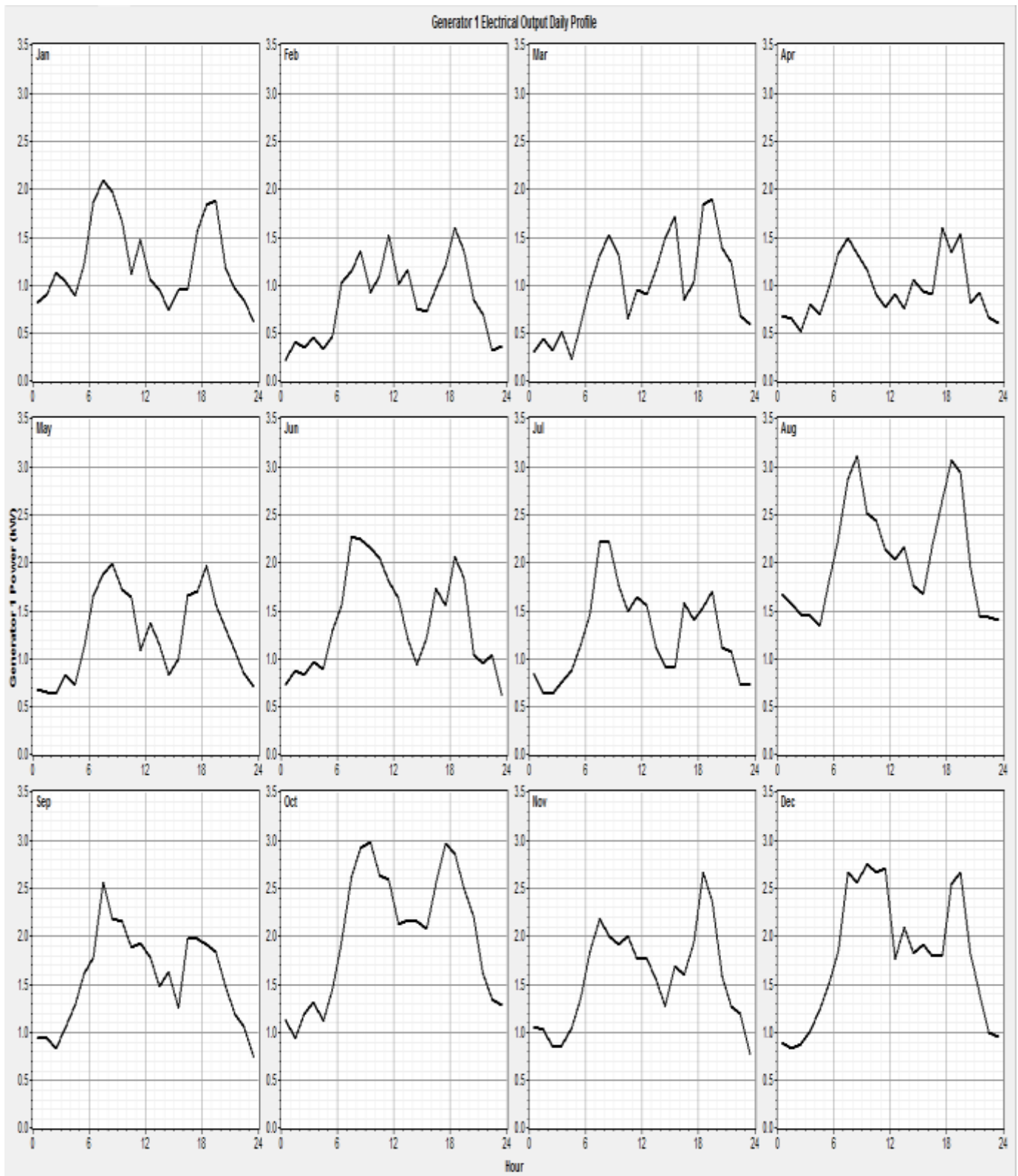
➤ **Le générateur Diesel :**

Le générateur Diesel est appelé à fonctionner à n'importe moment de la journée et d'une manière optimisée, c'est-à-dire une possibilité de fonctionnement à pleine charge comme à charge partielle et ce selon les besoins du site. La mise en marche (ou à l'arrêt) est donc fonction de la demande, de la production des autres générateurs et de l'état de charge des batteries. Les paramètres de fonctionnement sont donnés par le tableau (IV-4).

**Tableau (IV.4) :** Paramètres de fonctionnement du générateur diesel.

Variable	Valeur	Unité
Heur de fonctionnement	3938	h/an
Facteur de capacité (l'état de la charge moyenne de Groupe diesel sur l'année)	28.2	%
Puissance minimale délivrée	1.50	KWh
Puissance moyenne délivrée	3.14	KWh
Puissance maximale délivrée	5.00	KWh
Durée de vie	1.27	An
Carburant utilisé annuellement	4668	L/an
Rendement électrique moyen	29.9	%
Nombre de démarrage	811	Démarrage/an
Energie produite	12371	KWh/an

Le générateur diesel fonctionne pendant une période inférieure à un tiers de l'année, avec un état de charge moyenne de 29.9 %. Les puissances journalières moyennes délivrées, pour chaque mois de l'année sont représentées par les courbes de la **Fig(IV.9)**.



**Fig (IV.9) :** Puissances journalières moyennes délivrées par le diesel.

A partir de ces courbes, on remarque que le profile des puissances journalières moyennes du groupe diesel sont semblables pour tous les mois (ils ont presque la même allure), mais à des valeurs différentes. Ils sont caractérisés par deux minimums (production faible) et deux pics.

\* Le premier minimum, qui correspond à la période entre 01h et 05h du matin, représente une très faible production et par la faible charge électrique dans cette période (la nuit). Les batteries peuvent satisfaire la demande.

\* Le deuxième minimum, durant la journée, est traduit par une demande moyenne (hors pic) et par une production maximale par l'éolienne.

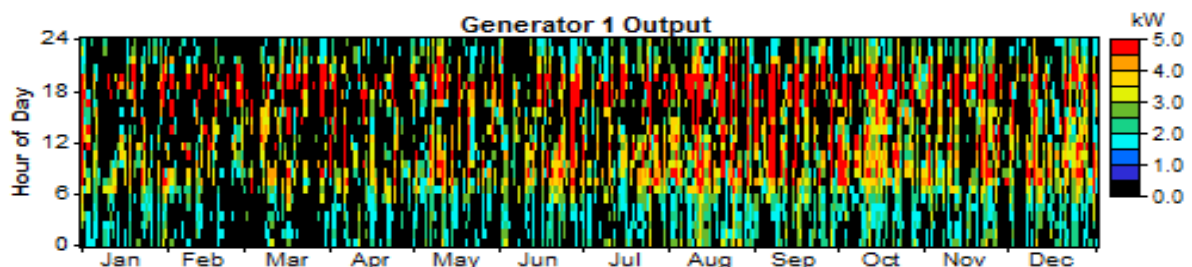
\* Le premier pic de production à environ 7h à 9h du matin, est due à :

- Une augmentation de la charge électrique.
- Une faible production de l'éolienne.
- Le diesel est donc utilisé pour combler le manque.

\* Le second pic a lieu environ 19h à 21h, ce pic est justifié du fait que :

- Cette période de la journée correspond à la charge électrique maximale (heure de pointe).
- L'état de charge des batteries est minimal.

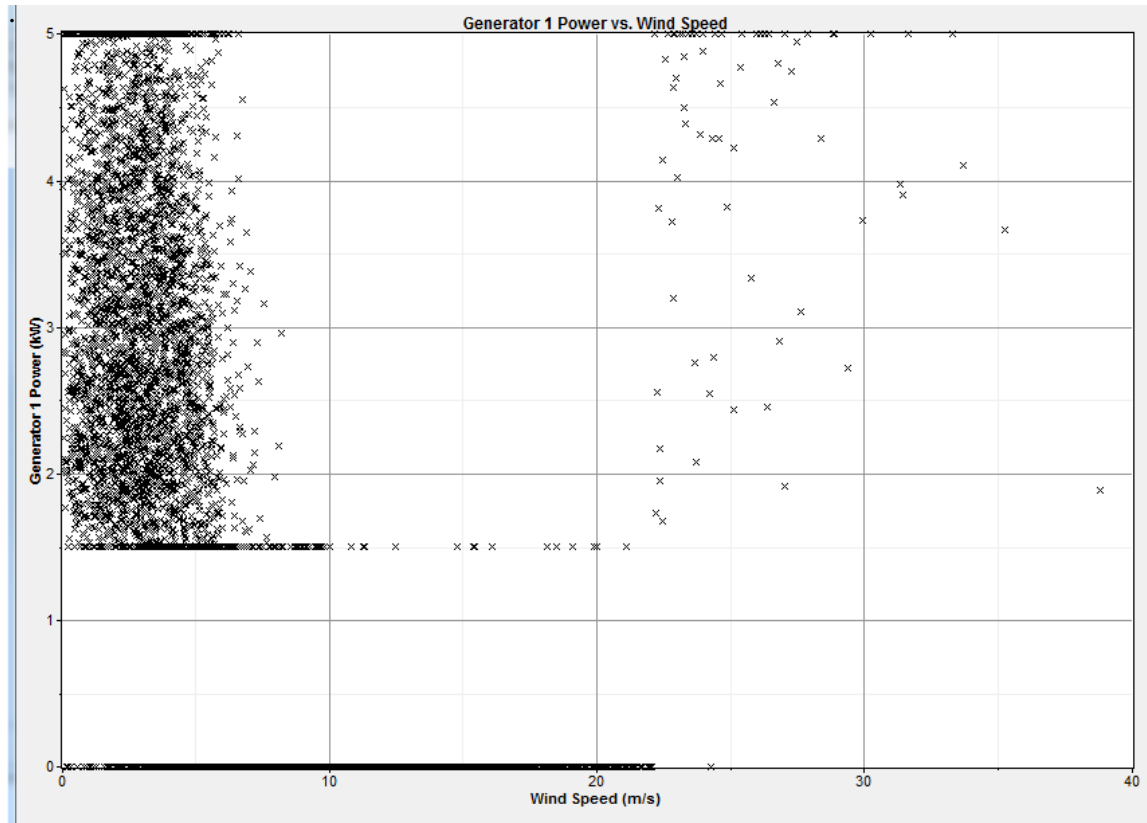
A noter aussi, que les valeurs de ses deux pics sont différentes d'un mois à un autre, ils sont importants pour les mois à faible potentiel renouvelable, particulièrement la vitesse moyenne du vent (Aout, Octobre, Novembre et Décembre). Le diagramme ci-dessous illustre la production journalière du diesel durant toute l'année. La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes faible et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre les deux pics. La production moyenne est représentée par la couleur verte.



**Fig (IV.10) :** Production journalière moyenne du diesel pour toute l'année.

Pour mieux illustrer le lien entre le fonctionnement des générateurs renouvelables et le diesel, on considère :

\* Le fonctionnement du diesel (en termes de puissance développée) en fonction du régime du vent : il est illustré par le diagramme de la **Fig (IV.11)**.



**Fig (IV.11) :** Production du diesel en fonction de la vitesse du vent.

La puissance développée par le groupe diesel est inversement proportionnelle avec le régime du vent, et par suite avec la production du BWC Excel-R. Le fonctionnement du diesel est plus important pour des vitesses du vent inférieures à 5 m/s, mais à des différents niveaux de puissance (de 1.5 à 5 kW).

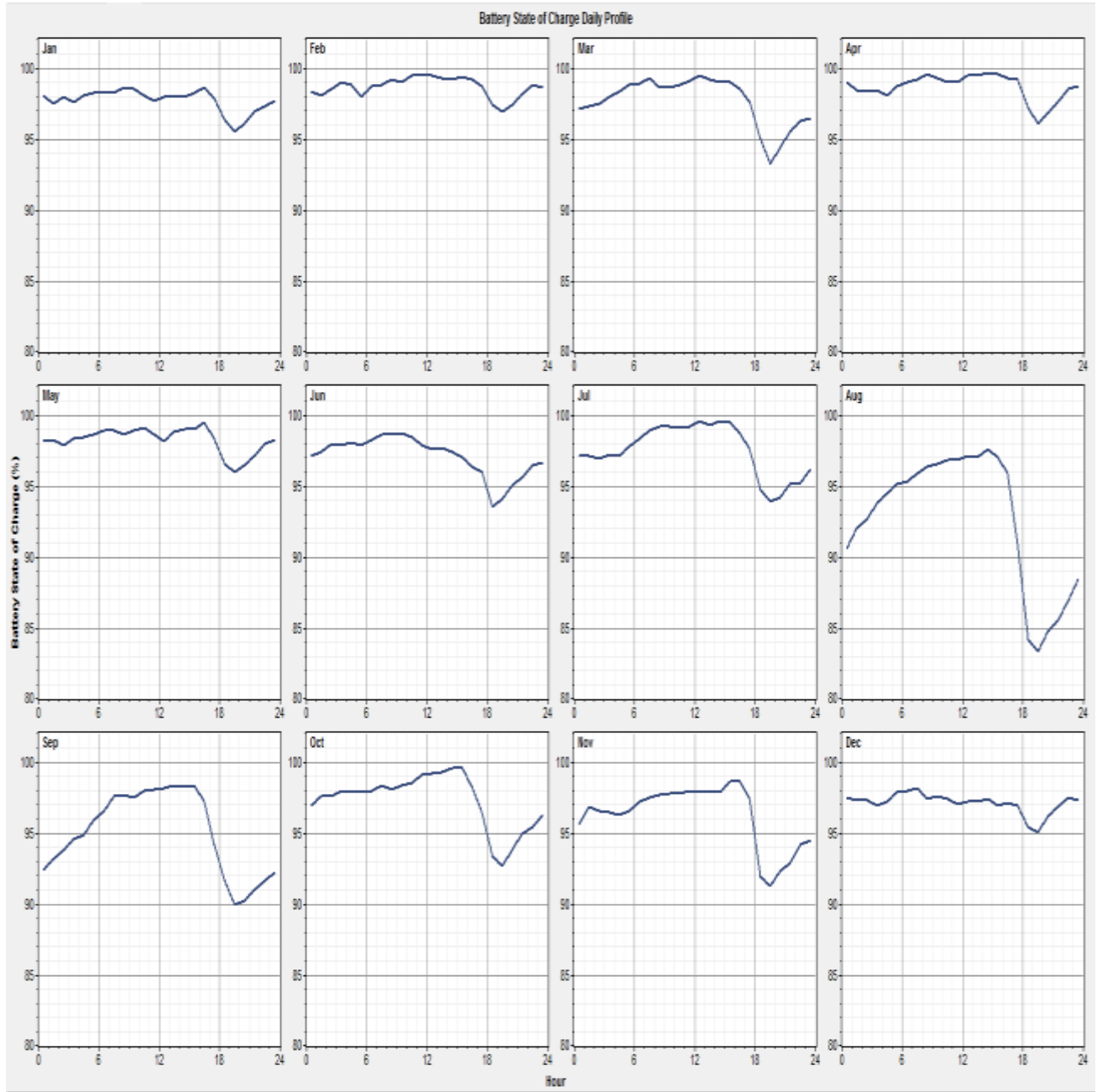
➤ **Les batteries :**

L'installation peut fonctionner sans système de stockage, le rôle des batteries est essentiellement pour mieux optimiser les paramètres de fonctionnement, dans le sens de minimiser la part de l'énergie produite par le générateur.

L'excès de production par le générateur renouvelable est donc stocké dans les batteries, on peut ainsi minimiser la consommation du combustible et les émissions des gaz. Les paramètres de fonctionnement des batteries sont :

**Tableau (VI.5) :** Paramètres de fonctionnement des batteries.

<b>Variable</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unité</b>
Energie d'entrée	1117	kWh/an
Energie délivrée	949	kWh/an
Perte d'énergie	1110	kWh/an
Autonome des batteries	12.0	H
Durée de vie des batteries	5.42	An
Capacité nominale des batteries	17.6	kWh



**Fig (IV.12) :** Etat de charge moyenne journalière des batteries.

Le profil de la distribution journalière moyenne de l'état de charge est relativement semblable pour tous les mois, mais ce n'est pas avec les mêmes valeurs.

L'état de charge journalière moyenne est caractérisé par un minimum à environ 20h. Ce minimum se situe juste avant le second pic de production du diesel **Fig (IV.9)** et après le pic de l'onduleur. Un état de charge minimal signifie que le système de stockage a fourni de l'énergie au bus CA. Pour cette période de la journée (20h).

Les batteries fournissent le maximum d'énergie, elles servent comme un système d'appoint. La courbe d'état de charge des batteries est croissante entre l'heure du minimum 7h et 3h du matin, c'est la période de recharge.

➤ **Les convertisseurs :**

Les convertisseurs considéré est bidirectionnel, il est constitué de deux parties :

- Partie onduleur (entrée CC, sortie CA).
- Partie redresseur (entrée CA, sortie CC).

Le fonctionnement de l'onduleur est lié à la demande sur l'énergie stockée, l'étude de son fonctionnement nous permet de prévoir les périodes de décharge des batteries. Le fonctionnement du redresseur est lié à l'état de charge des batteries, l'analyse de son fonctionnement est très importante, car elle nous permet de prévoir les périodes de recharge des batteries et ainsi les générateurs utilisé pour cette opération (éolienne, Group diesel).

On va donc analyser le fonctionnement de chaque partie séparément, qui est donné par le tableau VI-7.

**Tableau(IV.6) :** Paramètres de fonctionnement du convertisseur

<b>Variable</b>	<b>Onduleur</b>	<b>Redresseur</b>	<b>Unité</b>
Capacité	5.00	5.00	kW
Puissance moyenne fournie	0.10	0.13	kW
Puissance maximale fournie	5.00	0.86	kW
Heurs de fonctionnement	949	1314	h/an
Energie d'entrée	6,473	8,939	kWh/an
Energie de sortie	854	1117	kWh/an
Perte d'énergie	95	197	kWh/an

Tous les paramètres de fonctionnement du redresseur sont légèrement supérieurs à ceux de l'onduleur, car le redresseur fournit l'énergie nécessaire pour la recharge des batteries, plus les pertes au niveau de ces dernières et au niveau de l'onduleur.

➤ **Les émissions des Gaz :**

Les émissions des gaz polluants proviennent de la partie classique de l'installation. La réduction de ces émissions est l'objectif essentiel de cette étude, et ce dans le sens de remédier aux problèmes liés à la pollution atmosphérique. Le CO<sub>2</sub> et les NO<sub>x</sub> sont les principaux gaz dégagés par la combustion, les émissions annuelles jetées sont :

**Tableau (IV.7) :** Les émissions des gaz.

<b>Polluant</b>	<b>Emissions Kg/an</b>
Dioxyde de carbone	12292
Monoxyde de carbone	30.3
Hydrocarbure non brûlé	3.36
Particule	2.29
Dioxyde soufre	24.7
Oxyde de Nitrogène	271

➤ **Bilan de coûts :**

Nous nous sommes intéressés à la simulation des systèmes hybrides décentralisés dans le but d'améliorer leurs performances et d'évaluer le potentiel pour leur optimisation. Dans ce contexte, le premier objectif consistait à minimiser les coûts globaux, qui peuvent être divisés en :

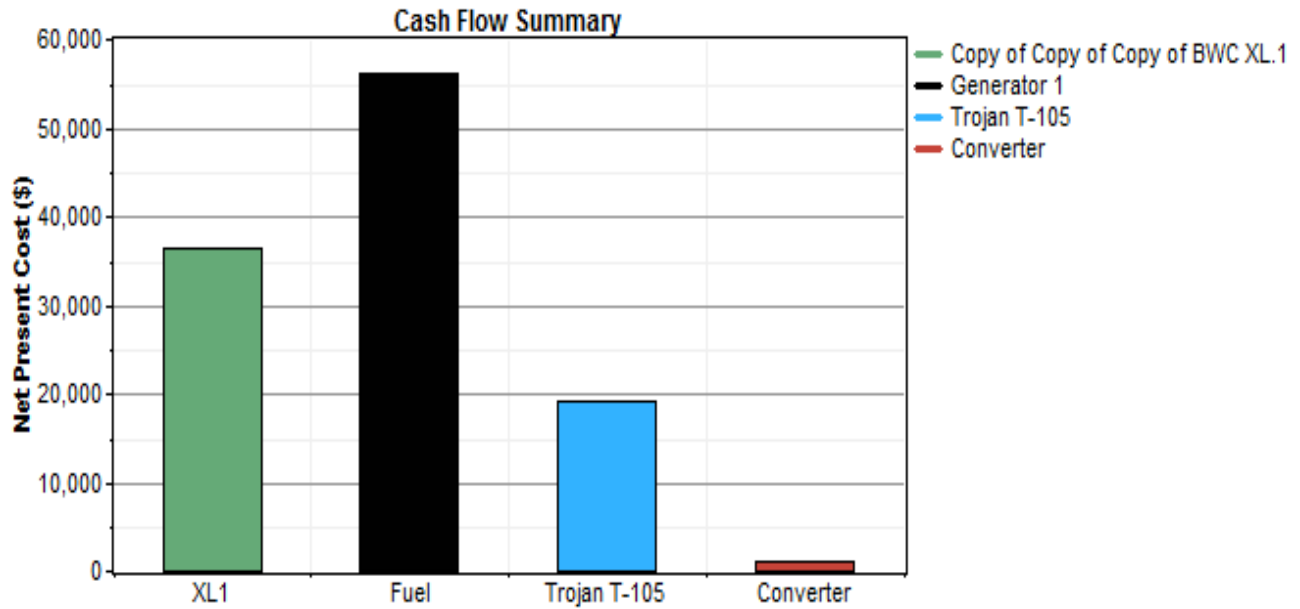
- coûts d'investissement
- coûts de fonctionnement et maintenance.
- coûts de remplacement des composants.

**Tableau (IV.8) :** Cout nete actuel.

Composant	Capital	remplacement	Fonctionnement & maintenance	Fuel	Récupération	totale
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Éolienne BWC Excel-R	8000	3338	1278	0	-621	11995
Groupe diesel	750	7372	5034	11934	-54	25036
Batterie	2860	2489	17	0	-333	5032
Convertisseur	3750	1565	0	0	-291	5023
Systeme	15360	14764	6329	11934	-1,300	47087

**Tableau (IV.09) :**Couts annuel de l'installation

Composant	Capital	remplacement	Fonctionnement & maintenance	Fuel	récupération	totale
	(\$)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)
Éolienne BWC Excel-R	626	261	100	0	-49	938
Groupe diesel	59	577	394	934	-4	1958
Batterie	224	195	1	0	-26	394
Convertisseur	293	122	0	0	-23	393
Systeme	1202	1155	495	934	-102	3683

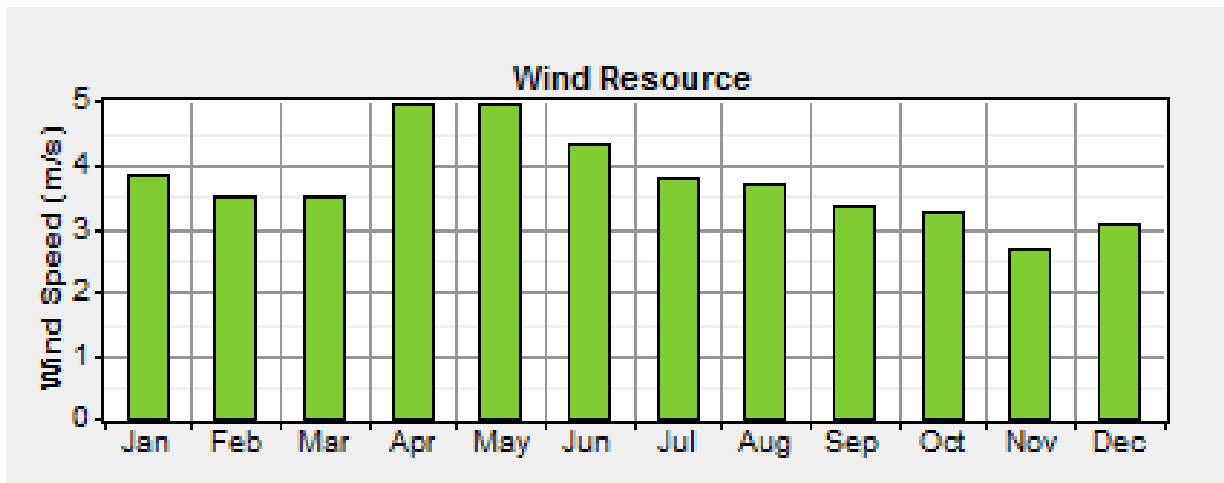


**Fig (IV. 13) :** Répartition des coûts de l’installation.

Le groupe diesel présente le coût plus élevé (plus de deux tiers de l’éolienne) cela est de prix du gasoil et aux coûts d’entretien et de maintenance .

**IV. 7. Cas de la région sud-est :**

C’est la région est du site étudié de Laghouat (Aérodrome de la base aérienne) dont les vitesses moyennes du vent sont présentées par l’histogramme de la **Fig (IV.13)**



**Fig (IV. 14) :** Vitesses moyennes mensuelles du vent région sud-est à 10.

Dans ce cas, on utilisant le même logiciel (HOMER), on défini cette installation avec les mêmes charges et la même configuration celui définie au Chapitre (IV.4).

### IV. 8. Résultats de l'optimisation :

La simulation exprimée dans la **Fig (IV.15)** ou le système optimal est celui en premier combiné par 6 groupes électrogènes, 16 batteries, et 5 convertisseurs DC/AC ou AC/DC. Le deuxième calcul optimisé est choisie selon les deux contraintes coût -potentiel éolien.

- La vitesse moyenne du vent : 3.88 m/s
- Prix du diesel : 0.2 \$ /L

	XL1	Fuel (kW)	T-105	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Fuel (hrs)
	6	16	5	\$ 8,170	5,277	\$ 75,625	0.191	0.00	12,010	8,545	
	2	13	5	\$ 15,510	5,297	\$ 83,220	0.210	0.08	11,169	7,995	

**Fig (IV. 15) :** Résultat de l’optimisation du système choisi (sud-est) à 10 m.

Le deuxième calcul optimisé est intéressant pour utiliser le maximum du potentielle éolien existant dans la région sud-est (5 m/s), avec prix de diesel fixé à 0.2\$.

	XL1	Fuel (kW)	T-105	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Fuel (hrs)
	6	16	5	\$ 8,170	5,277	\$ 75,625	0.191	0.00	12,010	8,545	
	2	25	6	\$ 18,750	4,678	\$ 78,553	0.198	0.14	9,938	7,733	

**Fig (IV. 16) :** Résultat de l’optimisation du système choisi (sud-est) à 10 m

Ce choix est justifié du fait que le coût du diesel dans l'Algérie est estimé meilleur que produire de l'électricité par une éolienne puisque la vitesse moyenne annuelle du vent dans ce site ne dépasse pas les 3.72 m/s, et malgré l'utilisation de maximum du potentiel éolien existant dans la région sud-est (5 m/s). Le choix de la région sud-est n'est pas avantageux d'ajouter des éoliennes.

#### **IV. 9. Conclusion :**

À travers les résultats de la simulation avec le Logiciel Homer qui ont permis de montrer que : HOMER détermine pour première site (sud-ouest) avec le potentiel du vent existant, que le système est faisable et rentable, il peut en juste proportion servir charge électrique demandée. On peut alors envisager l'installation d'un système de production à base d'énergie éolienne.

En effet Les équipements ont une bonne efficacité énergétique, ce qui permet de tirer le meilleur bénéfice du système. Les solutions recherchées sont réalisables techniquement parlant, ayant une possibilité économique tout en satisfaisant aux exigences en matière de durabilité.

Mais avec la seconde région (sud-est) prouvé que le système n'est pas faisable et n'est pas rentable pour installer un système hybride selon le potentiel du vent existant.

## Conclusion Générale :

Le travail effectué dans ce mémoire avait comme objectif d'apporter une aide efficace, à prendre des décisions dans la planification et la réalisation de projets à énergie éolienne dans la région de Laghouat, déterminer avec exactitude les différents paramètres liés au vent était décisive.

Afin d'atteindre ces objectifs, on a présenté brièvement l'état de l'art sur les différents types distributions fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée (celle de Weibull, hybride de Weibull et de Rayleigh) et exposé les calculs des paramètres de ces distributions, afin de détecter les zones ventées. Le passage à l'extrapolation des paramètres de Weibull était donc montré nécessaire, et le choix de cette extrapolation était important pour un calcul optimisé des puissances éoliennes disponibles au niveau de l'hélice et les puissances réellement récupérables pour un choix justifié de ces machines. Ensuite, on a établi le calcul mathématique des paramètres de vent (celle de weibull déterminant la vitesse moyenne du vent, et vitesse cubique moyenne du vent) en choisissant en premier le modèle de distribution statistique de Weibull, - il faut noté que les facteurs de forme (K) et de l'échelle (C) étaient calculés pour les deux niveau de hauteur de la mesure effectuée de vent dans la région étudiée, ou on doit préciser que le traitement des données couvre les deux directions entourant le site, celui du sud-est, de sud-ouest. Les mesures établies était loin de la hauteur réelle de l'éolienne d'où l'extrapolation à des altitudes plus importantes s'imposait pour déterminer les facteurs K et C, et alors calculer les vitesses moyennes e cubiques moyennes permettant le calcule des puissances au niveau des aérogénérateurs.

Il faut dire que malgré l'emplacement non adapté des instruments de mesure de la vitesse de vent ou ils sont généralement situés soit sur des aérodromes soit dans des centres urbains. Ces stations sont utilisées pour la navigation aérienne et elles ne sont pas nécessairement installées dans les régions les plus ventées. Ceci signifie que le potentiel peut-être supérieur ailleurs, particulièrement dans des sites isolés et éloignés. Le modèle choisi pour les calculs par extrapolation des paramètres de Weibull, est le modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaiel, puisqu'en Algérie les paramètres du vent sont généralement mesurés à la hauteur normalisée de 10m. Pour obtenir des données relatives à la hauteur désirée, tel que la hauteur d'une hélice, il faut procéder à une extrapolation verticale des mesures relevées à 10 m ce modèle a été appliqué à la hauteur de 25 m, pour une estimation des paramètres de Weibull afin de déterminer la vitesse moyenne de vent. Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique, l'énergie disponible subit une suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie de la machine.

En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utile est réellement obtenue en fin de processus, soit à la sortie de l'éolienne.

C'est pourquoi on a développé tous les calculs des puissances, disponibles, récupérée set utiles à deux niveaux d'hauteurs une des vitesses mesurés, et la deuxième extrapolés.

Cependant, en pratique, tous les organes ne sont pas à leur rendement maximum en même temps, ce qui réduit encore le rendement global.

Une dernière partie dont une illustration et étude de cas, pour ce la on fait appel à un logiciel de calcul puissant c'est le HOMER. Pour utiliser HOMER, nous avons commencé par renseigner les besoins en électricité, les composants du système et les ressources énergétiques disponibles. Le logiciel calcule et affiche alors les résultats sous forme des tableaux et des graphiques...

À travers cette étude, on a pu contribuer à l'actualisation du potentielle éoliens de la région étudiée celle de Laghouat, il faut noter que cette région sous estimé avant montre une potentielle énergétique non négligeable avec une vitesse moyenne annuelle qui atteint les 6.51 m/s à 10 m d'hauteur à la région sud-ouest de Laghouat, et 3.88 m/s à la région sud-est. Ou la vitesse atteint dans le site considéré le plus venté à la région sud de l'Algérie (Adrar) 6.2 m/s. L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et complété dans plusieurs sens.

Nous sommes arrivés à montrer l'intérêt qui encourage les énergies renouvelables dans les régions plus venté en Algérie. Ces énergies sont au terme de ces études rentables et faisables, puisque la région sud-ouest de Laghouat possède un potentiel en éolienne très important. On peut alors envisager l'installation d'un système de production à base d'énergie éolienne.

On note comme perspective pour obtenir des résultats réelles des mesures (exemple 25m ou plus) au lieu d'utilisé les modèles statistiques d'extrapolation on utilise les appareil de mesures des vitesses du vent à la hauteur d'une hélice éolien ( exemple 25m).

# Bibliographie

---

***Bibliographies:***

- [1]. Global Wind Energy Council (GWEC). <http://www.gwec.net>.
- [2]. Kasbadji-Merzouk, M. Merzouk et B. Benyoucef « Extrapolation verticale des paramètres de Weibull pour l'estimation du potentiel récupérable » Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen (2007) 193 – 198.
- [3]. F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani and A. Rezioui. « Contribution to wind mapping in Algeria via the study of wind behavior and wind energy in Hassi R'Mel, Algeria ». Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15 (February 2011) pages 993-1002.
- [4]. H. Bensaid. « The Algerian Programme on Wind Energy ». Proceeding of WEAC, Oxford (1958) pages 21-27.
- [5]. Al-Hasan, Mohammed and Nigmatullin, Raoul R. « Identification of the generalized Weibull distribution in wind speed data by the Eigen-coordinates method ». Renewable Energy. 2003 Jan;28(1):93-110.
- [6]. Mikhail A.S, « Height Extrapolation of Wind Data » Transaction of ASME, vol.107, pp. 10- 14, 1985.
- [7]. Y. Himri, S. Rehmana, B. Draouic, S. Himrid. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 12, Issue 9, December 2008, Pages 2495-2504.
- [8]. Y. Himri, S. Himri, A. Boudghene Stambouli. « Assessing the wind energy potential projects in Algeria ». Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 8, October 2009, Pages 2187-2191.
- [9]. Pacific Northwest Laboratory, « Wind Energy Resource Atlases », Vol. 1 et 2 PNL- 194. Pacific Northwest Laboratory Richland, Washington, D.C., USA, 1981
- [10]. Troen I. et E.L. Petersen, « European Wind Atlas », Riso National Laboratory, Roskilde, Danmark, 1989.
- [11]. Said M et A. Ibrahim, « Energy in the Arab World. Energy », N° 9-3, pp. 217-38, 1984.

- [12]. Mathew, S.; Pandey, K. P., and Kumar, «A. Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation». *Renewable Energy*. 2002 Mar; 25(3) :381-399.
- [13]. Youcef Ettoumi F., « Ressources Énergétiques Renouvelables en Algérie », Thèse de Doctorat d'état, USTHB, 2002.
- [14]. Kasbadji Merzouk N., « An Evaluation of Wind Energy Potential in Algeria ». *Proceeding of EWEC'94 congress*, Thessaloniki, Grèce, 1994.
- [15]. Rehman, Shafiqur and Al-Abbadi, Naif M. «Wind shear coefficients and their effect on energy production». *Energy Conversion and Management*. 2005 Sep; 46(15-16):2578-2591.
- [16]. Troen Ib, « On Diagnostic Wind Field Models ». *College on atmospheric Boundary Physics*, ICTP, Trieste, 1990.
- [17]. Y. Himri, S. Arif, A. Malik, A. Boudghene Stambouli, S. Himri, B. Draouie. «Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 13, Issues 6-7, August-September 2009, Pages 1584-1591.
- [18]. Poje S. et B. Cividini, « Assessment of Wind Energy Potential in Croatia » *Solar Energy* vol.41 N°6 pp 543 554, 1988.
- [19]. Justus C.G. et A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». *Geophysical Research Letters*, vol. 3, N° 5, 1976.
- [20]. Mikhail A.S. et C.G. Justus, « Comparison of Height Extrapolation Models and Sensitivity Analysis » *Wind Engineering*, Vol. 5, N° 02, 1981.

## الملخص:

هذا البحث العلمي هو عبارة عن دراسة إحصائية وطاقوية أولية لسرعة الرياح، تعطي المساعدة، وتشجع كل من يريد انجاز المشاريع الخاصة بإنتاج الطاقة عن طريق قوة الرياح في منطقة الأغواط. في هذا السياق يتم تحديد النمذجة الرياضية لتوزيع ترددات الرياح بالاعتماد على طريقة ويبيل. ثم معالجة و محاكاة البيانات الفعلية التي تم جمعها في فترة زمنية معينة. و عليه يتم حساب سرعة الرياح، ثم يتم تقييم كمية الطاقة الموجودة، ومن ثم التكهّن بكمية الطاقة المنتجة في هذه المنطقة.

وفي الأخير، وباستعمال برنامج الهومر يتم تحديد الأبعاد المثلى لنظام مزدوج (عنفة رياح / مولد كهربائي).

**الكلمات المفتاحية:** توزيع ويبيل- الطاقة المتجددة - طاقة الرياح - مورد الرياح.

## Résumé :

Cette recherche scientifique est une étude statistique et énergétique des gisements éoliens dans la région de Laghouat. Ce qui va permettre à ceux qui ont la décision de lancer des projets énergétique, basés sur des données réelles, et de réaliser des parcs éoliens dans les zones les plus ventées de la région.

Dans cette optique, la collecte des données réelles relatives au vent était nécessaire pour la détermination des différents paramètres liés au vent, et à l'aide d'une modélisation mathématiques de la distribution des fréquences du vent utilisant weibull et hybride de weibull. La simulation nous a permis de déterminer la vitesse moyenne du vent, ainsi que l'évaluation du potentiel éolien et par conséquent prédire l'énergie électrique à produire.

A la fin une optimisation de dimensionnement d'un système hybride de production d'énergie électrique (Aérogénérateur / groupe électrogène), à été faite grâce à un logiciel de calcul (HOMER).

### Mots clés :

Distribution de weibull - Energie renouvelable – Vents – Gisement éolien – Puissance du vent – éolien.

## Abstract:

This work is a contribution to the statistical study of the wind resource and energy in the region of Laghouat, which will allow to those who have the decision to launch energy projects based on real data and make wind farms in the windiest areas.

In this perspective, the collection of real data concerning the wind was necessary for the determination of various parameters and using a mathematical model of the wind frequency distribution using the weibull and weibull hybrid, the simulation allowed us to determine the average wind speed and the wind assessment and therefore predict the electrical energy to produce.

At the end an optimization design of a hybrid electric power production (Wind turbine /generator), was carried using a powerful calculation software named HOMER.

### Key words:

Weibull distribution - Renewable Energy – Wind - Wind power -Wind resource – Wind Energy –wind – turbines.