

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
Université Akli Mohand Oulhadj de Bouira



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées
Département de Génie Mécanique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par
BOUAZIZ Rachid
RAHAL Malek

En vue de l'obtention du diplôme de **Master**
Filière : Génie mécanique
Option : énergétique

Thème :
Analyse thermodynamique d'un système énergétique éolien

Devant le jury composé de :

A. Laouari	MAA	Université de Bouira	Président
L. Bouragbi	MAA	Université de Bouira	Examineur
F. Baghdadi	MAA	Université de Bouira	Promotrice.

Année Universitaire 2020/2021

Remerciements

Nous remercions Dieu pour sa grâce, grâce à laquelle nous avons pu terminer notre humble travail.

En particulier, nous remercions Mme F.Baghdadi qui a contribué aux succès de ce travail, avec toutes les informations abondantes qu'elle a fournies, et qui n'a jamais hésité à nous aider chaque fois que nous avons besoin d'elle.

Et à la fin, nous remercions tous les professeurs et collègues, sans exception, tout au long de ces années, mais pour chaque commencement il y a une fin.



Dédicace

**La santé et le bien-être que Dieu nous a donnés sont
la raison du succès de ce travail**

**Je remercie aussi ma petite famille de me soutenir en
tout temps**

**Sans oublier mes amis, à leur tour, ils m'ont soutenu,
et j'ai le privilège de citer leurs noms Blk**

Rahal Malek

Résumé

La demande croissante sans cesse de l'énergie, l'épuisement des énergies fossiles et la pollution de notre planète, nous obligent à se diriger vers les sources renouvelables et plus propres. L'énergie éolienne fait partie de ces formes d'énergies propres, inépuisables, qui ont été utilisées autrefois par nos ancêtres et qui pouvaient être utilisées à nouveau, de façon plus performante et plus rentable. Dans cette étude, on exploite les données de mesure prises dans la ferme éolienne de Kabertene à Adrar, pour l'étude et l'analyse de puissance générée par un aérogénérateur de marque Gamesa, modèle; AEG G52 850 KW 50_60 Hz, pour différentes vitesses et densités de l'air. On a constaté l'influence des variables d'entrée sur les résultats obtenus, qui se manifeste en variation des capacités de production durant la période étudiée.

Abstract

The ever increasing demand for energy, the depletion of fossil fuels and the pollution of our planet, force us to move towards renewable and cleaner sources. Wind energy is one of those clean, inexhaustible forms of energy that were used in the past by our ancestors and that could be used again, more efficiently and more profitably. In this study, we use the measurement data taken in the Kabertene wind farm in Adrar, for the study and analysis of the power generated by a Gamesa wind turbine, model; AEG G52 850 KW 50_60 Hz, for different air speeds and densities. We noted the influence of the input variables on the results obtained, which is the variation of power production capacities during the period studied.

ملخص

إن الطلب المتزايد باستمرار على الطاقة ، ونضوب الوقود الأحفوري وتلوث كوكبنا ، يجبرنا على التحرك نحو مصادر متجددة وأنظف. طاقة الرياح هي أحد أشكال الطاقة النظيفة التي لا تنضب والتي استخدمها أسلافنا في الماضي والتي يمكن استخدامها مرة أخرى بشكل أكثر كفاءة وربحية. في هذه الدراسة ، نستخدم بيانات القياس المأخوذة في مزرعة الرياح في كبرتين في ولاية أدرار، لدراسة وتحليل الطاقة المولدة من توربينات الرياح، لسرعات وكثافات هواء مختلفة. لاحظنا تأثير متغيرات المدخلات على النتائج المتحصل عليها والتي تتجلى في تباين الإستطاعة المولدة خلال الفترة المدروسة

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I Les capteurs éoliens	
Introduction	2
I.1-Historique	3
I.2 Définition	4
I.3 Le principe de fonctionnement d'une éolienne.....	4
I.4 Les différents types d'éoliennes.....	5
I.4.1 Éoliennes à axe vertical.....	5
I.4.2 Éolienne à axe horizontal.....	6
I.4.2.1 Architecture d'une éolienne à axe horizontal.....	7
I.4.3 Classement des types d'éolienne en fonction du coefficient de puissance	10
I.5 Classement des sites selon leurs ressources éoliennes	11
I.6 Applications des éoliennes.....	12
Les Avantages de l'énergie éolienne.....	13
Les Inconvénients de l'énergie éolienne	13
Conclusion.....	14
Chapitre II Les caractéristique du vent et des turbines: aspects aérodynamique	
Introduction	15
II.1 La distribution de Weibull.....	16
II.2 Profil vertical de la vitesse du vent.....	16
II.2.1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent.....	17
II.2.1.1 La loi Log-linéaire	17
II.2.1.2Loi Logarithmique	17
2-1-3-Loi de puissance	18
II.3 Estimation du potentiel éolien	18
II.3.1 Densité de puissance moyenne	19
II.3.2 Densité énergétique moyenne disponible	19
II.3.3 Energie éolienne extraite	20
II.4 Vitesses de vent ayant des propriétés utiles.....	21
II.4.1 Vitesse de vent la plus fréquente	21
II.4.2 Vitesse de vent transportant le maximum d'énergie	21
II.4.2.1 Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique	22
II.4.2.2 Le coefficient de puissance.....	22

II.4.2.3 Le coefficient de vitesse réduite	23
II.4.2.4 Limite de Betz.....	24
II.4.2.5 Puissance d'une éolienne	26
Conclusion.....	28

Chapitre III Modélisation du système éolien

Introduction	29
III.1 Modèle de la turbine.....	30
III.2 Modèle sous simulink pour le Cp.....	30
III.3 Courbe de puissance.....	32
III.4 Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent	34
III.4.1 Cas d'étude	34
III.4.2 Résultats obtenus et discussion	38
III.4.3 Les figures ci dessous pour faire des comparaisons des puissances électriques de tableaux 1 pour mois janvier.....	39
III.4.4 Les figures ci dessous pour faire des comparaisons des puissances électriques de tableau III.II pour mois avril.....	41
III.4.5 Les figures ci dessous pour faire des comparaisons des puissances électriques de tableau III.2 pour mois septembre	43
III.4.6 D'après les tableaux III.1, III.2 et III.3 en conclu	45
Conclusion.....	46

Chapitre IV Montage et maintenance d'une ferme éolienne

Introduction	47
IV.1 Le montage.....	48
IV.1.1 Présentation du projet.....	48
IV.1.2 Réalisation du génie civil.....	48
IV.1.3 Déroulement de la réalisation.....	49
IV.1.3.1 Excavation.....	49
IV.1.3.2 Coulage BP.....	49
IV.1.3.3 Pose ferrailage.....	50
IV.1.3.4 Coulage semelle	50
IV.1.3.5 Pose virole.....	51
IV.1.3.6 Coulage fut.....	51
IV.1.3.7 Remblai	52
IV.1.4 Montage Mécanique.....	52
IV.1.4.1 Montage des tours	52
IV.1.4.2 Montage Nacelle	55
IV.1.4.3 Montage Rotor	57
IV.2 La maintenance	62

IV.2.1 Le contexte de l'éolien	62
IV.2.2 Définition de maintenance	62
IV.2.3 Objectifs de la maintenance	62
IV.2.4 Les différents types de maintenance	63
IV.2.4.1 Maintenance corrective	63
IV.2.4.2 Maintenance préventive	64
IV.2.4.3 Maintenance prédictive	64
IV.2.4.4 Maintenance planifiée	64
IV.2.4.5 Maintenance palliative	65
IV.2.4.6 La maintenance curative.....	65
IV.2.4.7 Maintenance hybride	66
Conclusion générale	68
Bibliographie	69

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Bref historique sur les installations.....	3
Figure I.2 : Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie	5
Figure I.3 : Eolienne à axe	5
Figure I.4 : Eoliennes classiques (horizontales) à 1,2 ou 3	6
Figure I.5 : Les composants d'une éolienne (Nordex).....	7
Figure I.6 : Le rotor	8
Figure I.7 : Les pales	8
Figure I.8 : La nacelle	9
Figure I.9 : La tour	10
Figure I.10 : Coefficient de puissance en fonction de vitesse réduite λ	10
Figure I.11 : La carte du vent de l'Algérie	12

Chapitre II

Figure II.1 : Coefficient de puissance.....	23
Figure II.2 : Vitesse du vent et vitesse tangentielle en bout de pales.....	23
Figure II.3 : Représentation du tube de courant.....	24
Figure II.4 : Pour l'éolienne NREL bipale, représentation du maillage complexe, avec interaction entre parties fixes et tournantes et du développement du sillage généré son 20 m/s de vent (calculé code elsA, ONERA).....	26

Chapitre III

Figure III.1 : Schéma bloc pour le Cp sur MATLAB.....	31
Figure III.2 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ	31
Figure III.3 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur AEG G52 850 KW 50_60 HZ à densité de l'air $\rho=1.225$ [Kg/ m3].....	32
Figure III.4 : Courbe de puissance d'éolienne.....	32
Figure III.5 : Système de conversion d'énergie éolienne.....	33
Figure III.6 : Courbe de vitesses en fonction de temps pour différentes journées	38

Figure III.7 : Courbe de puissance pour différentes densités de l'air en fonction du temps (1 ^{er} Janvier).....	39
Figure III.8 : Courbe de différentes puissances en fonction de temps (1 ^{er} Janvier).....	40
Figure III.9 : Courbe de puissance pour différentes densités de l'air en fonction de temps (Avril)	41
Figure III.10 : Courbe de différentes puissances en fonction du temps (1 ^{er} Avril).....	42
Figure III.11 : Courbe de puissance pour différentes densités de l'air en fonction du temps (1 ^{er} Septembre).....	43
Figure III.12 : Courbe de différentes puissances en fonction du temps (1 ^{er} Septembre)	44
Figure III.13 : Courbe de puissance électrique de différentes journées à densité de l'air $\rho=1.225$ [Kg/ m ³]. (j : 1 ^{er} Janvier, a : 1 ^{er} Avril, s : 1 ^{er} Septembre).....	45

Chapitre IV

Figure IV.1: Massif d'éolienne du projet Kabertene.....	48
Figure IV.2: Excavation.....	49
Figure IV.3: Coulage BP.....	49
Figure IV.4: Ferrailage.....	50
Figure IV.5: Coulage semelle.....	50
Figure IV.6: Pose virole.....	51
Figure IV.7: Coulage fut.....	51
Figure IV.8: Remblai.....	52
Figure IV.9: Détail Bride supérieure.....	52
Figure IV.10 : Mise en place des boulons à œil.	52
Figure IV.11: Détail de la mise en place des boulons à œil.....	53
Figure IV.12: Détail des boulons à œil articulés.....	53
Figure IV.13: Levage de la section.....	54
Figure IV.14: montage de la section.....	54
Figure IV.15 : Nacelle G52.....	55
Figure IV.16: Assemblage des boulons à œillet M45 sur le cadre chevalet.....	55
Figure IV.17: Insertion de l'outil d'élévation dans la nacelle à travers la trappe.....	56
Figure IV.18: Crochets du harnais avant sur arrière de l'outil d'élévation.....	56
Figure IV.19: Faisceau.....	56

Figure IV.20: levage nacelle.....	57
Figure IV.21 : Table de montage Rotor.....	58
Figure IV.22: montage du moyeu sur la Table.....	59
Figure IV.23: Levage et montage des pales.....	59
Figure IV.24 ; fixation la bielle entre la pale et l'étoile.....	60
Figure IV.25 : Montage de nose.....	60
Figure IV.26: Finalisation montage du Rotor.....	60
Figure IV.27: la position des crochets d'élévation.....	61
Figure IV.28: Placement les crochets.....	61
Figure IV.29 : Levage et montage du Rotor.....	61
Figure IV.30 : Classification des types de maintenance (J. Ribrant 2006).....	63
Figure IV.31 : Evolution du taux de panne en fonction de l'âge de la pièce	65
Figure IV.32 : Interaction des différentes maintenances dans l'évolution des mécanismes de dégradation	66

Liste des tableaux

Chapitre III

Tableau III.1 : Puissance calculée en fonction de la vitesse du vent pour différentes densités de l'air (1 ^{er} Janvier).....	35
Tableau III.2 : Puissance calculée en fonction de la vitesse du vent pour différentes densités de l'air (1 ^{er} Avril).....	36
Tableau III.3 : Puissance calculée en fonction de la vitesse du vent pour différentes densités de l'air (1 ^{er} Septembre).....	37

Chapitre IV

Tableau IV.1: Position de mise en place de boulons à œil	53
Tableau IV.2 : Comparaison des types de maintenance préventive et corrective	66

Nomenclature

	Unité
C_p : Coefficient de puissance	-
λ : La vitesse spécifique	-
C_c : Coefficient de couple	-
$f(V)$: La fréquence d'occurrence des vitesses	-
V : vitesse du vent	[m/s]
C : Facteurs de forme des paramètres de weibull	-
k : Facteurs de forme des paramètres de weibull	-
$F(V)$: La fonction de distribution cumulée de Weibull	-
U^* : La vitesse de friction	[m/s]
K : la constante de Von-Karman supposée égale à 0.4	-
L : longueur de Monin-Obukhov qui est négative pour des conditions instables	[m]
Z_1 : Hauteur du mât de mesure	[m]
Z_2 : Hauteur de l'éolienne	[m]
V_1 : vitesse mesuré au niveau du mât de mesure	[m/s]
V_2 : vitesse qu'on veut déterminer	[m/s]
α : Facteur de puissance	-
β : Angle d'orientation de pale	[rad]
n : Nombre de données de vitesses de vent non nulles	-
ρ : La masse volumique de l'air	[Kg/m ³]
P : La puissance disponible	[W]
\bar{P} : La densité de puissance moyenne	[W/m ²]
N : Nombre total des intervalles de mesure observée	-
ρ_i : La densité de l'air mesuré à un instant i	[Kg/m ³]
V_i : La vitesse du vent mesuré à un instant i	[m/s]

\bar{E}_j : Densité énergétique moyenne journalière	[Wh/m ² /jour]
\bar{E}_m : Densité énergétique moyenne mensuelle	[Wh /m ² /mois]
\bar{E}_a : Densité énergétique moyenne annuelle	[Wh/m ² /an]
d_j : Nombre de journée considéré dans le mois	-
T : Nombre d'heures pour un nombre de journée d'une période définie	-
E_e : Energie éolienne brute extraite	[Wh]
P_e : Puissance de sortie moyenne brute	[W]
S : La surface	[m ²]
V_{mp} : Vitesse du vent la plus probable	[m/s]
A : Paramètre d'échelle de Weibull	[m/s]
$V_{\max E}$: Vitesse de vent transportant le maximum d'énergie	[m/s]
E_c : Énergie cinétique	[J]
m : Masse du volume de vent ou d'air	[kg]
P_V : Puissance du vent à l'entrée de la voilure	[W]
R : rayon de pale	[m]
Ω : Vitesse angulaire de l'éolienne	[rad/s]
P_m : puissance récupérer par le rotor	[W]

Introduction générale

Il est parfois difficile d'imaginer que quelque chose d'invisible peut transporter de l'énergie. L'air est comme tout autre fluide, il peut se mouvoir avec force et son déplacement contient de l'énergie cinétique. Dans une éolienne productrice d'électricité, les pales captent l'énergie cinétique contenue dans le vent. Lorsque les pales reçoivent cette énergie cinétique, elles se mettent en mouvement et font tourner le rotor sur lequel elles sont fixées. Ce rotor comporte un axe dans le prolongement duquel se trouve l'alternateur ou la génératrice. De cette manière, l'énergie cinétique du vent se trouve transformée en énergie mécanique, puis en électricité. L'éolienne produit de l'électricité en transformant une forme d'énergie vers une autre.

Lorsque l'air est réchauffé par le soleil, il s'élève immédiatement car un certain volume d'air chaud est plus léger que le même volume d'air plus froid. Les particules d'air chaud comportent plus de pression que les particules d'air froid, c'est pourquoi l'air chaud nécessite moins de particules par volume pour produire la même pression. Lorsque l'air chaud s'élève, l'air plus froid descend pour occuper le volume libéré. Cet air en mouvement produit le vent. Le vent tente de déplacer tout objet qui se trouve sur son chemin, et lors de ce processus, il transfère une partie de son énergie à cet objet. C'est par ce procédé qu'une éolienne capte l'énergie du vent.

On parlera de quelques opérations mathématiques qui sert à calculer l'énergie produite par les turbines comme distribution de weibull et la loi de Betz. On va donner un exemple simple de modélisation d'un système simple pour voir les résultats et faire des comparaisons.

Les capteurs éoliens

Introduction

Dans la première partie de ce chapitre, on a fait l'historique, la définition et le principe de fonctionnement des capteurs éoliens. Puis on a cité les différents types d'éoliennes; à axe vertical et à axe horizontal, leurs architectures et leur classement en fonction du coefficient de puissance. On a présenté brièvement un classement des sites en Algérie, selon leurs potentiels éoliens. Dans la dernière partie de ce chapitre, on a donné quelques exemples d'application des éoliennes, les avantages et les inconvénients de cette forme d'énergie.

I.1-Historique

L'énergie éolienne a été utilisée depuis au moins 5500 ans pour des tâches telles que le pompage de l'eau, les moulins à grains, la navigation à voile, l'animation de divers équipements, la ventilation naturelle des habitations ou autres bâtiments.

Dans certains pays comme le Danemark, entre 20 et 40 % de l'énergie consommée en 2007 provenait d'énergies renouvelables et principalement d'éoliennes. Les premiers moulins à vent connus furent construits au Sistan, Afghanistan vers le 7^{ème} siècle. Il s'agissait de moulins à vent à axe vertical possédant entre 6 et 12 « voiles », constituées de tissu ou canevas. Des moulins à vent à axe vertical furent utilisés dans l'industrie de la canne à sucre et de mouture de grains. Des moulins à vent à axe horizontal firent leur apparition en Europe du nord-ouest vers 1180 et de nombreux moulins de ce style Néerlandais existent encore. La figure I.1 résume les événements importants de l'histoire de l'énergie éolienne.

7 ^e siècle	Les premiers moulins à vent apparaissent au Sistan , Afghanistan
1180	Les premiers moulins à vent à axe horizontal en Europe du Nord-Ouest
1887	Charles F. Brush est le premier Américain à produire de l'électricité à l'aide une éolienne
1891	Le professeur Ecossais, James Blyth fut le premier en Europe à produire de l'électricité au moyen d'une éolienne. Dane La Cour inventa la première éolienne tenant compte de paramètres aérodynamiques.
Début 1900	Des centaines de milliers de moulins à vent, en Europe, aux USA furent utilisés dans les zones rurales dépourvues de réseau électrique.
1980- a nos jours	Des centaines de milliers de moulins à vent, en Europe, aux USA furent utilisés dans les zones rurales dépourvues de réseau électrique.

Figure I.1 Bref historique sur les installations éoliennes [1]

Le développement des moulins à vent utilisés pour actionner des pompes à eau fut un facteur important du développement de l'agriculture en Amérique du Nord. Une vaste proportion du territoire Nord-Américain ne disposait pas d'eau dans les années 1800. Les moulins à vent actionnant des pompes à eau furent aussi importants pour le développement du transport ferroviaire en permettant l'alimentation en eau des locomotives à vapeur.

Dès le début des années 1900, des centaines de milliers d'éoliennes sont installées dans les zones rurales dépourvues de réseau des distributions électriques. Le développement de la technologie des éoliennes continua en Allemagne, au Danemark, en Espagne, etc. L'Allemagne, le Danemark, les Etats-Unis, l'Espagne, les Indes, sont les pays où la production d'électricité par éoliennes est la plus développée [1].

I.2 Définition

L'énergie du vent ou énergie éolienne est l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement autour du globe. La racine étymologique du terme « éolien » provient du nom du personnage mythologique Éole, connu en Grèce antique comme le maître des vents.

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire: les rayons solaires absorbés dans l'atmosphère entraînent des différences de température et de pression. De ce fait les masses d'air se mettent en mouvement et accumulent de l'énergie cinétique. Celle-ci peut être transformée et utilisée à plusieurs fins :

- la transformation en énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (voilier ou char à voile), pour pomper de l'eau (éoliennes de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
- la production d'énergie électrique : l'éolienne est couplée à un générateur électrique pour créer du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système « autonome » avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène), un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie. Une éolienne produisant de l'électricité est parfois qualifiée d'aérogénérateur.

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable qui n'émet pas directement de gaz à effet de serre en phase d'exploitation [2].

I.3 Le principe de fonctionnement d'une éolienne

La transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, on n'est besoin d'une éolienne avec plusieurs étapes:

Transformation de l'énergie par les pales: les pales fonctionnent sur le Principe d'une aile d'avion. La différence de pression entre les deux faces de la pale crée une force aérodynamique, mettant en mouvement le rotor par la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Accélération du mouvement de rotation grâce au multiplicateur : les pales tournent à une vitesse relativement lente, de l'ordre de 5 à 15 tours par minute, d'autant plus lente que l'éolienne est grande. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à très grande vitesse (de 1 000 à 2 000 tours par minute) pour produire de l'électricité. C'est pourquoi le mouvement lent du rotor est accéléré par un multiplicateur.

Production d'électricité par le générateur: l'énergie mécanique transmise par le multiplicateur est transformée en énergie électrique par le générateur. En tournant à grande vitesse, le générateur produit de l'électricité à une tension d'environ 690 volts.

Traitement de l'électricité par le convertisseur et le transformateur: l'électricité produite ne peut pas être utilisée directement. Elle est traitée grâce à un convertisseur, puis sa tension est élevée à 20 000 volts par un transformateur. L'électricité est alors acheminée à travers un câble enterré jusqu'à un poste de transformation pour être injectée sur le réseau électrique [3].

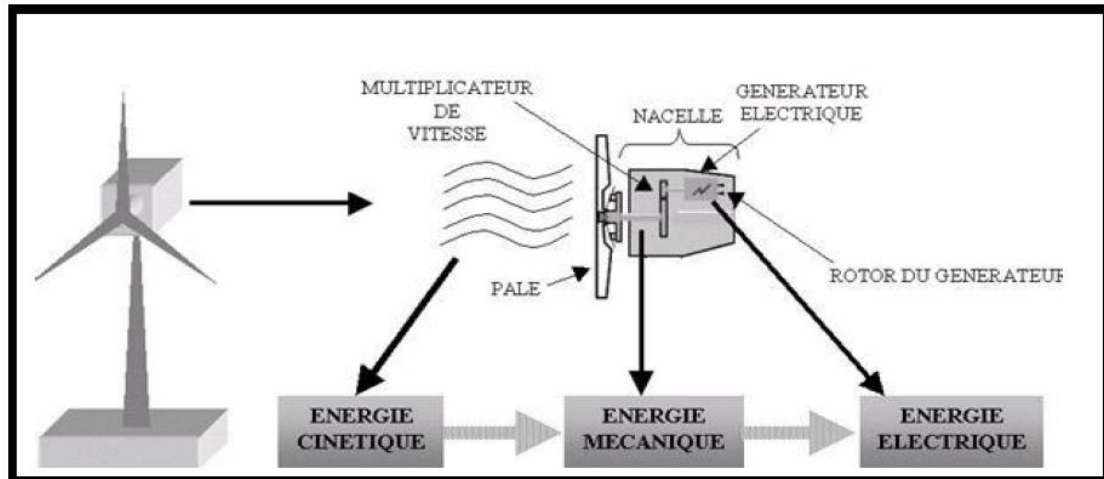


Figure I.2 Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique [3].

I.4 Les différents types d'éoliennes

On distingue deux types d'éoliennes : éoliennes à axes verticales et éoliennes à axes horizontales (les plus répandus).

I.4.1 Éoliennes à axe vertical

L'ingénieur Français G.M. Darrieus fut le premier à développer des éoliennes à axe vertical. La forme des pales de certaines éoliennes à axe vertical les font ressembler à de gigantesques fouets à œufs. Les laboratoires Sandia National aux Etats Unis développèrent d'une éolienne à axe vertical d'un diamètre de 34 mètres et d'une puissance de 500 KW.

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

Les deux plus importantes conceptions d'éoliennes à axe vertical sont : Darrieus et Savonius [1].



Figure I.3 Eolienne à axe vertical [1].

I.4.2 Éolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal se présentent sous la forme d'un rotor monté sur un axe et d'une génératrice électrique situés au sommet d'un mât. Elles comportent le plus souvent une boîte de vitesse ou engrenage qui transforme la basse vitesse de rotation des pales en une vitesse supérieure pour activer la génératrice et permettre un meilleur rendement. Les pales des éoliennes doivent être très rigides pour éviter toute déformation excessive qui ferait que celles-ci viendraient frotter le mât en tournant sous la pression du vent.

Les éoliennes à axe horizontal peuvent comporter n'importe quel nombre de pales. La science permettant la construction des éoliennes modernes est basée sur les lois de l'aérodynamique. Ces lois sont les mêmes que celles utilisées pour le développement des ailes ou des hélices dans l'aviation. Les éoliennes à axe horizontal sont de loin les plus utilisées.

Les pales des éoliennes sont le plus souvent teintes en gris pour se confondre avec les nuages et elles peuvent atteindre des longueurs de 20 à 40 mètres. Ces rotors tournent le plus souvent à des vitesses de 10 à 22 tours par minute. Certaines éoliennes tournent à vitesse constante, mais d'autres évoluent à vitesse variable. Toutes les éoliennes doivent comporter un dispositif automatique d'arrêt en cas de vent trop faible ou de vent trop fort [1].



Figure I.4 Eoliennes classiques (horizontales) à 1,2 ou 3 pales [1].

I.4.2.1 Architecture d'une éolienne à axe horizontal

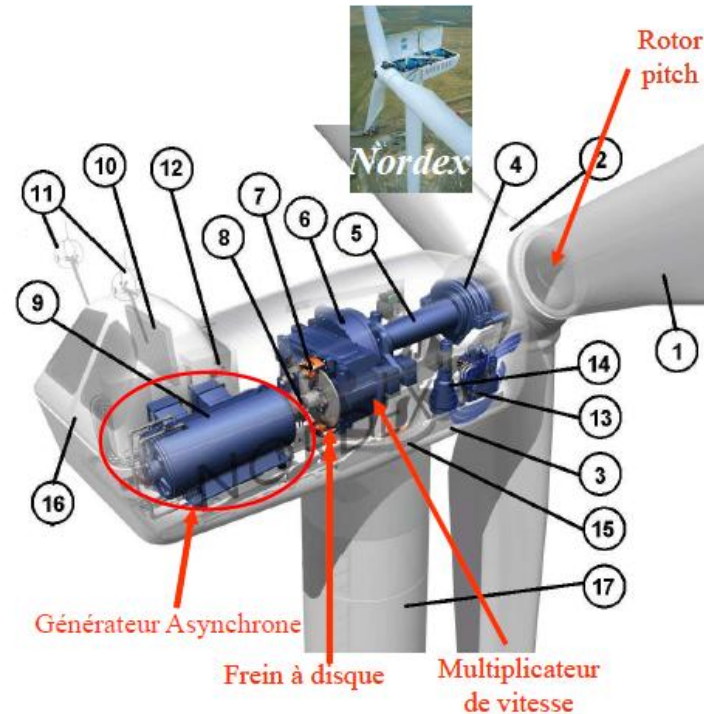


Figure I.5 Les composants d'une éolienne (Nordex)

- 1: **Pales** composite fibre de verre. Pas fixe, profile stalle. Freins aérodynamiques d'extrémité pivotants.
- 2: **Moyeu** du rotor en fonte.
- 3: **Structure turbine**: fonte ductile ou acier soude galvanise a chaud.
- 4: **Paliers** du rotor a double rangée de billes.
- 5: **Arbre lent** du rotor en acier haute résistance.
- 6: **Multiplicateur** de vitesse a 3 étagés (1 train épicycloïdal et 2 trains parallèles).
- 7: **Frein a disque**: sur arbre rapide
- 8: **Accouplement** avec la génératrice de type flexible.
- 9: **Génératrice** (800/200 kW) asynchrone refroidie a l'eau.
- 10: **Radiateur de refroidissement** intégré au système multiplicateur-génératrice.
- 11: **Système de mesure du vent** (anémomètre et girouette)
- 12: **Système de contrôle** surveillance et pilote la turbine.
- 13: **Système hydraulique** pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation.
- 14: **Entrainement d'orientation** de la tourelle a deux entraines par moteurs alimentes a fréquence variable.
- 15: **Paliers du systeme d'orientation** équipés d'un frein a disque.
- 16: **Capot nacelle** en structure acier.
- 17: **Tour** en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles).

I.4.2.1.1 Le rotor et ses pales

En général le nez de 3 pales entraîne par l'énergie du vent relie a la nacelle par le moyeu.

Le rotor va récupérer l'énergie cinétique du vent pour la transformer en énergie mécanique et transmettre cette énergie mécanique a un multiplicateur (ou pas) via un arbre lent. Le système tripale est préféré car il limite les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor. Le couple de démarrage dépend de diamètre. Figure I.6 [4]

Les pales des hélices sont souvent orientables (pas variable, pitched or feathered blades) pour diminuer la puissance et le couple moteur lorsque le vent augmente. Figure I.7 [4]



Figure I.6 Le rotor [4]

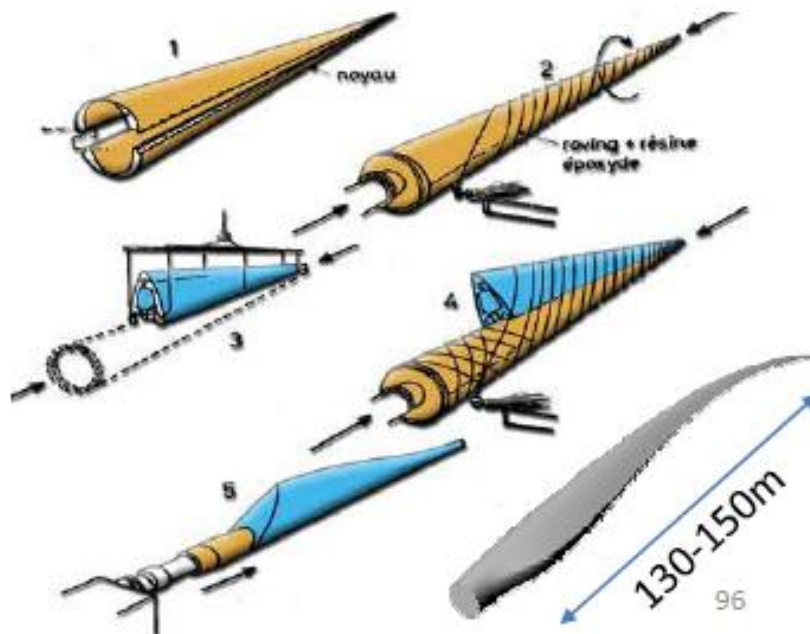


Figure I.7 Les pales [4]

I.4.2.1.2 La nacelle

Une nacelle est montée au sommet du mat, abritant les composants mécaniques, électriques, électroniques, pneumatiques, pour le fonctionnement de la machine. La nacelle est surmontée de capteurs de type girouettes qui indiqueront la direction du vent, de façon à placer le rotor perpendiculairement au vent par pivotement de la nacelle. Les anciennes éoliennes dispose d'une nacelle parallélépipédique, alors que les nouvelles générations d'éoliennes ont des nacelles ovoïdes. [4]



Figure I.8 La nacelle [4]

I.4.2.1.3 La tour

Appelé aussi le Mat, mesure de 40 à 140m de forme tubulaire, généralement en acier qui permet l'accès à la nacelle et peut contenir un transformateur.

Le mat permet le mouvement du rotor et/ou le place à une hauteur lui permettant d'être entraîné par un vent plus fort et régulier / au sol. [4]



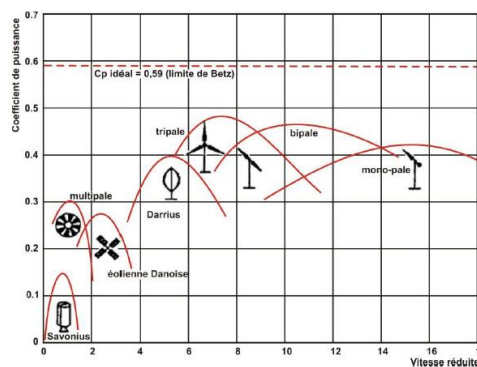
Figure I.9 La tour [4]

I.4.3 Classement des types d'éolienne en fonction du coefficient de puissance

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend aussi de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse réduite λ .

$$C_p = C_p(\lambda) = \lambda \cdot C_c \quad \text{II}$$

Ainsi, et sur le plan aérodynamique, nous pouvons comparer les différents types de turbines en comparant leurs coefficients de puissance en fonction de la vitesse réduite λ comme donné dans la Figure I.10

Figure I.10 Coefficient de puissance en fonction de vitesse réduite λ [47].

On remarque en tout premier lieu que les éoliennes à axe horizontal, dites à vitesse rapide, possèdent potentiellement un rendement plus important que les autres formules. Ceci explique leur domination dans le marché des machines actuelles, où la courbe du coefficient de puissance atteint son maximum pour une gamme de vitesse réduite λ comprise entre 5 - 15.

Dans un premier temps, le coefficient de puissance augmente avec la vitesse réduite. Il atteint un maximum pour une certaine valeur de λ puis diminue même avec une augmentation de la vitesse réduite. Ces variations de $C_p(\lambda)$, restent bien en dessous de la limite de Betz. Elles dépendent de plusieurs propriétés aérodynamiques, mais essentiellement de plusieurs éléments dans la conception du rotor, notamment, dans le nombre de pales utilisées.

On remarque aussi que pour une éolienne tripale, le coefficient de puissance est maximal pour $\lambda = 7$, c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse réduite que l'on maximise le rendement aérodynamique. Il est à noter aussi, qu'à diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation bien plus élevée qu'une tripale.

Par contre, en utilisant le coefficient de couple C_c , défini par la relation :

$$C_p = C_p(\lambda) = \lambda.C_c \quad \mathbf{I.2}$$

On comprend tout l'intérêt des petites machines. Ainsi, et pour des λ très faibles, elles possèdent intrinsèquement un couple très important. Dans ce cas, la présence d'un nombre important de pale contribue à la création du couple de démarrage et ce, avec très peu de vent. Par contre, dès que le vent se renforce, leurs caractéristiques de couple et de puissance s'effondrent rapidement.

I.5 Classement des sites selon leurs ressources éoliennes

Ci-dessous la cartographie des vents moyens en Algérie (sur laquelle nous pouvons constater une différence au niveau de la vitesse des vents) On peut ainsi noter que :

Le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que Le Nord, plus particulièrement le Sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans **la région d'Adrar**.

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter.

Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

Néanmoins, on remarque que la région de Tiaret fait l'exception avec une vitesse plus faible en été qu'en hiver [5] «le sillage induit par les machines». [6].

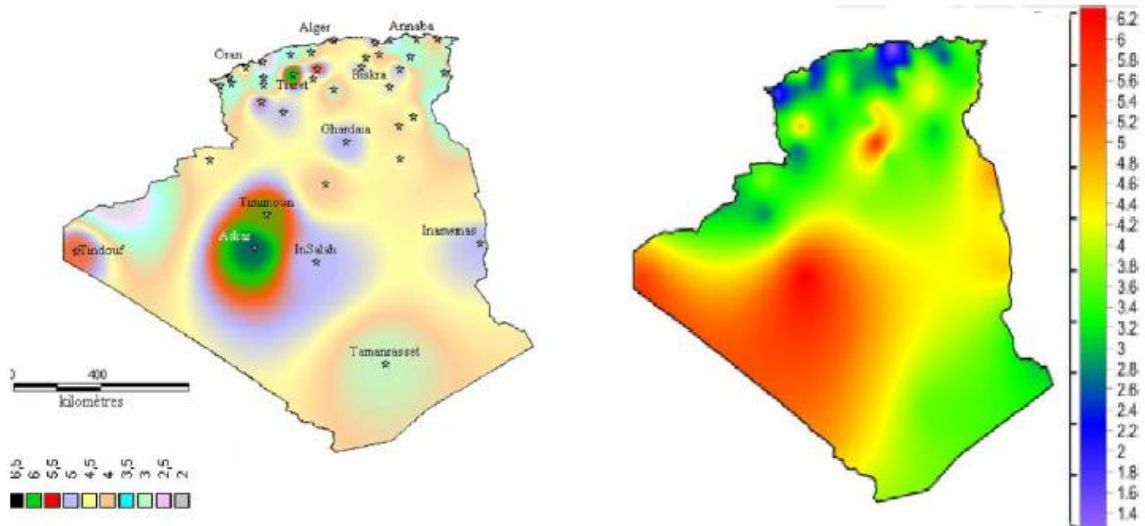


Figure I.11 La carte du vent de l'Algérie [7]

I.6 Applications des éoliennes

L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présente dans le vent. Cette énergie est transformée en énergie mécanique de rotation tout en tenant compte du rendement de la machine. Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières :

- Soit directement pour entraîner par exemple une pompe de relevage d'eau.
- Soit pour entraîner une génératrice électrique.

Dans le cas de production d'énergie électrique, on peut distinguer deux types de configuration :

- L'énergie est stockée dans des accumulateurs en vue de son utilisation ultérieure.
- L'énergie est utilisée directement par injection sur un réseau de distribution.

On constate ainsi les applications électriques de l'énergie éolienne. D'une part, la complémentarité avec les moyens traditionnels de production, comme les centrales thermiques classiques ou nucléaires et les barrages pour des régions disposant d'une infrastructure existante. D'autre part, la possibilité de production sur des sites non raccordés à un réseau de distribution traditionnel. Il est particulièrement intéressant de souligner les possibilités offertes par l'énergie éolienne en ce qui concerne le désenclavement de régions peu urbanisées et ses applications dans les pays en voie de développement. Comme pour l'alimentation d'unités de désalinisation, la cogénération avec des groupes diesels et des panneaux photovoltaïques. [8]

Les Avantages de l'énergie éolienne

- Non polluante (son exploitation n'engendre ni déchet, ni rejet).
- Inépuisable (énergie du vent)
- Elle peut être rentable dans les régions éloignées et ventées (sites isolés)
- Elle peut être complémentaire des filières traditionnelles.

Les Inconvénients de l'énergie éolienne

- Aspect aléatoire (variations des vitesses de vent)
- Le rendement dépend totalement du vent
- Présence du bruit des pales
- L'impact visuel

Conclusion

L'éolienne permet de transformer l'énergie mécanique du vent en énergie mécanique (rotation) pour cela, elle récupère l'énergie de vent avec un rotor (forme de 3 pales) qui est couplé mécaniquement à une génératrice.

Celle-ci transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

Plus la vitesse du vent est grande, plus la quantité d'énergie électrique sera élevée ceci dit, pour des raisons de sécurité, lorsqu'il y a trop de vent freine le rotor de l'éolienne.

Pour produire une plus grande quantité d'énergie, il est possible d'utiliser plusieurs éoliennes.

Pour produire une plus grande d'énergie, il est possible d'utiliser plusieurs éolienne.

Ces éoliennes seront alors couplées en parallèle.

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

Les caractéristiques du vent et des turbines

Introduction

Dans ce chapitre on va présenter les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent et pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne. Dans un premier temps, défini la distribution de Weibull qui est utilisée pour modéliser la distribution de la vitesse du vent. On abordera par la suite l'ensemble des paramètres utiles pour estimer le potentiel éolien d'une région, à savoir la vitesse moyenne, la densité de puissance moyenne et la densité énergétique moyenne du vent. La vitesse du vent à l'entrée de la voilure n'étant pas la même que celle enregistrée au niveau du mât de mesure, le présent chapitre comprendra aussi quelques modèles utilisés pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent.

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

II.1 La distribution de Weibull

Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull. La fonction de distribution de Weibull est une fonction exponentielle à deux paramètres : un paramètre d'échelle c (ms-1) et un paramètre de forme k (sans unité) caractéristiques des données du vent (Justus et al. 1978 ; Hennessey et al. 1978). Le paramètre c renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site, tandis que le paramètre k indique le caractère plus ou moins pointu de la distribution. La distribution de Weibull s'exprime mathématiquement par sa fonction de densité de probabilité $f(V)$ donnée par [9] :

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

$f(V)$ représente la fréquence d'occurrence des vitesses du vent. Pour $k=1$, on obtient la loi exponentielle. Pour $k=3.6$, on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne (Pavia et O'Brein, 1986). La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante $F(V)$ s'écrit :

$$F(V) = \int f(V) dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad \text{II.2}$$

II.2 Profil vertical de la vitesse du vent

Dans la couche limite de surface, le vent varie avec la rugosité du terrain et avec l'altitude. En effet, la rugosité du terrain qu'elle soit due aux obstacles naturels ou artificiels, freine le vent de façon plus ou moins marquée. C'est ainsi que, les montagnes, les collines, les forêts, les herbes, les buissons et les constructions, freinent considérablement le vent au sol.

En revanche, les terrains sablonneux et les savanes sèches, influencent très peu les vitesses du vent. Comme conséquence, la vitesse du vent augmente avec la hauteur.

Pour retrouver la vitesse du vent à un niveau différent du point de mesure, on procède à une extrapolation verticale des données du vent. Cette dernière passe par l'élaboration d'un profil de la vitesse du vent en fonction de la hauteur. Ces profils dépendent de fonctions implicites dont l'expression diffère selon le cas de stabilité atmosphérique. Souvent, dans la littérature, on suppose que l'atmosphère est neutre afin d'annuler la valeur de la fonction implicite.

En utilisant des expressions établies à partir de l'analyse du profil vertical du vent, nous distinguons généralement deux cas pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, [10]:

- L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à court terme, qui passe par l'extrapolation de la mesure de la vitesse du vent quasi instantanée, moyennée sur une minute ou une heure.
- L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à long terme liée aux résultats de l'étude statistique en occurrence par l'extrapolation des paramètres de Weibull.

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

II.2.1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, on distingue généralement deux cas:

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à court terme, qui passe par l'extrapolation de la mesure de la vitesse du vent quasi instantanée, moyennée sur une minute ou une heure.

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à long terme est liée aux résultats de l'étude statistique en 1 occurrence par l'extrapolation des paramètres de Weibull. Toutefois, ces expressions sont établies à partir de l'analyse du profil vertical du vent. Les premiers travaux portant sur la détermination des formules d'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau Z_1 à Z_2 ont été effectués par Justus C.G. et A.S. Mikhaïl qui étudièrent la variation de la vitesse du vent ainsi que les paramètres de Weibull en 1976 [11][12]. Nous allons citer dans ce qui suit les différents modèles proposés en la littérature.

II.2.1.1 La loi Log-linéaire

La variation du module de la vitesse du vent avec la hauteur se produit essentiellement dans la couche de surface, dans laquelle on considère les flux comme conservatifs, où elle suit une loi logarithmique. L'expression suivante est issue de la théorie de similitude de Moninobukhov [13], où la vitesse du vent horizontal V_h est exprimée en fonction de la longueur de rugosité du terrain Z_0 et de l'altitude Z_h :

$$V_h = \left(\frac{U^*}{K}\right) \left[\ln\left(\frac{Z_h}{Z_0}\right) + \psi_m\left(\frac{Z_h}{L}\right) \right] \quad \text{II.3}$$

Avec :

U^* : La vitesse de friction en m/s.

K : la constante de Von-Karman supposée égale à 0.4.

L : étant la longueur de Monin-Obukhov en m qui est négative pour des conditions instables.

II.2.1.2 Loi Logarithmique

La loi logarithmique dépend que de la longueur de rugosité Z_0 et est valable pour un profil près du sol, à une hauteur inférieure à 50m, pour des terrains relativement plats Elle s'écrit comme suit [14]:

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \quad \text{II.4}$$

Avec

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

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

2-1-3-Loi de puissance

La dépendance du paramètre de Monin-Obukov de la rugosité du sol a été étudiée par Justus C.G. et all [10] sous la forme suivante :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^n \quad \text{II.5}$$

D'après C.G. Justus et A.S. Mikhail (10) Reed propose la relation suivante pour L'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau 1 à un niveau 2:

$$V_2 = \alpha V_1^\beta \quad \text{II.6}$$

Avec :

$$\alpha = \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right)^{0,27969 + 0,03265 \ln z_1}$$

II.7

$$\beta = 0,90169 + 0,10528 \ln z_1 - 0,05502 \ln z_2 - 0,006424 \frac{\ln z_1}{\ln z_2} \quad \text{II.8}$$

Malheureusement le formule de Reed montre quelques insuffisances, tel que:

- Pour Z_1 donnée, n ne doit pas varier avec Z_2
- V , α , β et n doivent être symétriques et ne doivent pas varier avec Z_2

Pour éliminer ces anomalies, Justus C.G. et all, 1976 [10] ont proposé une expression pour L'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation de la vitesse instantanée du vent et donnée par :

$$n = a + b \ln V_1 \quad \text{II.9}$$

Pour une rugosité du sol comprise dans la gamme $0,05m \leq Z_0 \leq 0,5m$ ils obtiennent alors:

$$a = \frac{0,37}{\left(1 - 0,0881 \ln \left(\frac{z}{10}\right)\right)} \quad \text{II.10}$$

II.3 Estimation du potentiel éolien

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, le potentiel disponible subit une succession de pertes, jusqu'à la sortie de la machine, (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion) [15]. En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, dite puissance utile est réellement obtenue en fin de parcours à la sortie de l'éolienne.

II.3.1 Densité de puissance moyenne

La meilleure façon d'évaluer la ressource éolienne disponible sur un site donné est le calcul de la densité de puissance du vent. Indiquant l'énergie disponible sur le site après la conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur. L'énergie éolienne par unité de surface P/S en W/m^2 , ou de la densité d'énergie éolienne [16]. Sachant que La puissance du vent qui s'écoule à la vitesse v à travers une voilure est donnée par la relation suivante [17]:

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \text{II.11}$$

Le potentiel éolien disponible sur un site par unité de surface, peut se mettre sous la forme [15]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho \overline{V^3} \quad \text{II.12}$$

Généralement, il existe deux façons pour estimer la densité de puissance dans le site. La première est basée sur les données mesurées et la seconde sur la fonction de distribution de probabilité.

- **Première méthode**

Utilisant la moyenne arithmétique, la densité de puissance moyenne est donnée par la relation suivante [18]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \rho_i V_i^3 \quad \text{II.13}$$

Où ρ_i et V_i sont respectivement la densité de l'air et la vitesse du vent mesuré à un instant i , et N le nombre total des mesures effectuées dans une période de temps déterminée.

- **Deuxième méthode**

En utilisant la définition de la puissance par unité de surface donnée, on peut exprimer la densité de puissance éolienne basée sur la fonction de densité de probabilité de la loi de Weibull par la relation suivante [19][20]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho A^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad \text{II.14}$$

II.3.2 Densité énergétique moyenne disponible

Par ailleurs, la densité énergétique moyenne pouvant être extraite d'un site donnée sur une période définie, peut-être estimée selon deux méthodes :

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

- **Première méthode**

Qu'elle soit journalière, mensuelle ou annuelle, la densité énergétique moyenne peut être Définie par les relations II.15, II.16 et II.17 respectivement par une moyenne arithmétique [21]:

$$\bar{E}_j = 24 \times \bar{P} \text{ (Wh/m}^2\text{/Journée)} \quad \text{II.15}$$

$$\bar{E}_m = 24 \times d \times \bar{P} \text{ (Wh/m}^2\text{/Mois)} \quad \text{II.16}$$

$$\bar{E}_a = \sum_{1}^{12} \bar{E}_m \text{ (Wh/m}^2\text{/Année)} \quad \text{II.17}$$

Où \bar{P} est la densité de puissance moyenne, et d le nombre de journée considéré dans le mois.

- **Deuxième méthode**

En se basant sur le nombre de journée compris dans une période définie, la densité énergétique moyenne est donnée comme suit [22][23] :

$$\bar{E}_m = 24 \times d_j \times \bar{P} \text{ (Wh/m}^2\text{/Période)} \quad \text{II.18}$$

Avec d_j étant le nombre de journée que comprend la période que nous désirons étudier.

Pour un mois $d_j \approx 30$ et pour une année $d_j \approx 365$.

En utilisant la densité de puissance moyenne en fonction des deux paramètres de Weibull, l'équation (II.18) s'écrira sous la forme suivante :

$$\bar{E}_m = \frac{1}{2} \rho A^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) T \quad \text{II.19}$$

Où T est le nombre d'heures comprises dans un nombre de journée d'une période définie. L'équation (II.19) peut être utilisée pour calculer l'énergie éolienne disponible pour une période spécifique lorsque les distributions de fréquence de vitesse du vent sont différentes.

II.3.3 Energie éolienne extraite

L'énergie électrique fournie par une éolienne est fortement variable au cours du temps [24]. Ainsi, l'énergie extraite E_e d'une éolienne peut être calculée en fonction du temps en heure dans une période T par la formule suivante :

$$E_e = P_e \cdot T \quad \text{II.20}$$

Où P_e représente la puissance moyenne d'une éolienne [25]. Sachant que chaque éolienne a sa propre courbe de puissance fournis par le constructeur, la puissance de sortie de chaque vitesse du vent peut s'écrire par la formule suivante :

$$P_i = C_p(v) S \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \text{II.21}$$

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

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

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

$$P_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad \text{II.22}$$

On va citer quelques pertes qui peuvent influencer sur l'aérogénérateur [26].

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

II.4 Vitesses de vent ayant des propriétés utiles

A partir de la loi de Weibull, les caractéristiques de puissance et d'énergie éoliennes peuvent être définies avec des vitesses de vent ayant des propriétés particulières.

On a deux vitesses présentées par Jamil et al. [20] et reprises dans des nombreuses études [27], [22-23], [28], [29] [30]. Elles sont calculées à partir de la fonction de densité de probabilité des vitesses, des valeurs de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne.

II.4.1 Vitesse de vent la plus fréquente

C'est la vitesse du vent la plus fréquente pour une distribution de probabilité de vent donnée. À partir des deux paramètres de la fonction de distribution de Weibull, la vitesse du vent la plus probable peut être facilement obtenue par la relation suivante :

$$V_{mp} = A \left(\frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad \text{II.23}$$

II.4.2 Vitesse de vent transportant le maximum d'énergie

En fonction du paramètre de forme et du paramètre d'échelle de la distribution de Weibull, la relation de la vitesse du vent qui donne le maximum d'énergie s'écrit comme suit :

$$V_{\max E} = A \left(\frac{k-2}{k} \right)^{1/k} \quad \text{II.24}$$

Pour une efficacité maximale, une éolienne doit fonctionner à des vitesses de vent égales à la vitesse nominale. Par conséquent, il est essentiel que la vitesse du vent nominale et la vitesse du vent qui transporte le maximum d'énergie soient aussi proches que possible.

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

II.4.2.1 Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur la turbine éolienne puis en énergie électrique via un aérogénérateur.

En effet, si nous considérons une masse d'air m , qui se déplace avec la vitesse v , l'énergie cinétique de cette masse E_c est [31] :

$$E_c = \frac{1}{2} v^2 m \quad \text{II.25}$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être entièrement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface S , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent. La puissance instantanée fournie serait, alors [32][33] :

$$P_V = \frac{1}{2} v^3 \rho \quad \text{II.26}$$

Où ρ est la masse volumique de l'air.

La puissance qui peut être fournie par une éolienne est fonction de trois principaux paramètres: l'énergie éolienne disponible, la courbe de puissance de la machine ainsi que la capacité de l'aérogénérateur à réagir aux fluctuations du vent [34][35].

II.4.2.2 Le coefficient de puissance

L'énergie du vent est l'énergie cinétique de l'air récupérable qui traverse une certaine surface

($S = \pi R^2$ où R = rayon de pale) ; la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse V [m/s] :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \quad \text{II.27}$$

Cependant, cette énergie ne peut pas être entièrement récupérée, car il faut évacuer l'air qui a travaillé dans les pales du rotor. On introduit alors le coefficient de puissance C_p dans le calcul de la puissance aérodynamique [36] :

$$P_{Turbine} = \frac{1}{2} C_p \pi \rho R^2 V^3 \quad \text{II.28}$$

Où :

$\rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3$: Masse volumique de l'air, dans les conditions normales de température et de pression au niveau de la mer. Le coefficient C_p caractérise le niveau de rendement d'une turbine éolienne. On peut le définir comme étant le rapport :

$C_p = (\text{puissance disponible sur l'arbre}) / (\text{puissance disponible (récupérable)})$

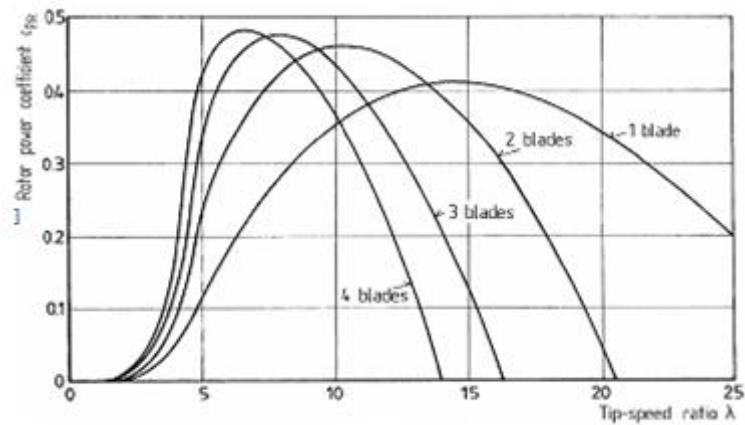


Figure II.1 Coefficient de puissance [36].

II.4.2.3 Le coefficient de vitesse réduite

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée, dite la vitesse réduite λ . Elle représente le rapport entre la vitesse tangentielle en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent (Figure II-2). Ainsi, la vitesse réduite est donnée par la relation suivante :

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v}$$

II.29

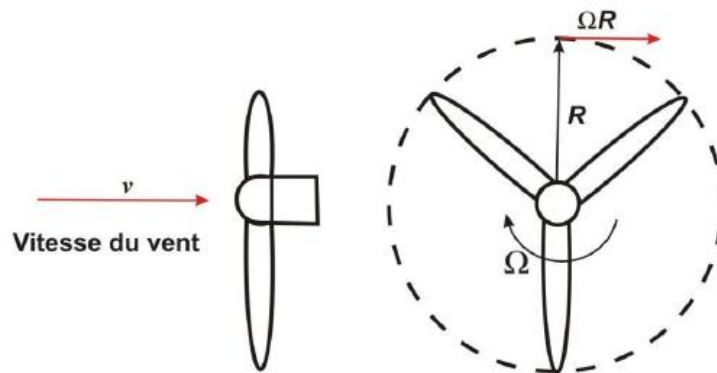


Figure II.2 Vitesse du vent et vitesse tangentielle en bout de pales [36].

Avec R le rayon de la voilure et Ω la vitesse de rotation.

II.4.2.4 Limite de Betz

Les premiers travaux pour évaluer le rendement d'une hélice datent du XIX^e siècle avec Rankine et Froude. Pour simplifier, les hypothèses retenues sont celles d'un fluide parfait et incompressible : on peut alors utiliser les lois de conservation de la quantité de mouvement et de l'énergie pour évaluer les performances d'un rotor.

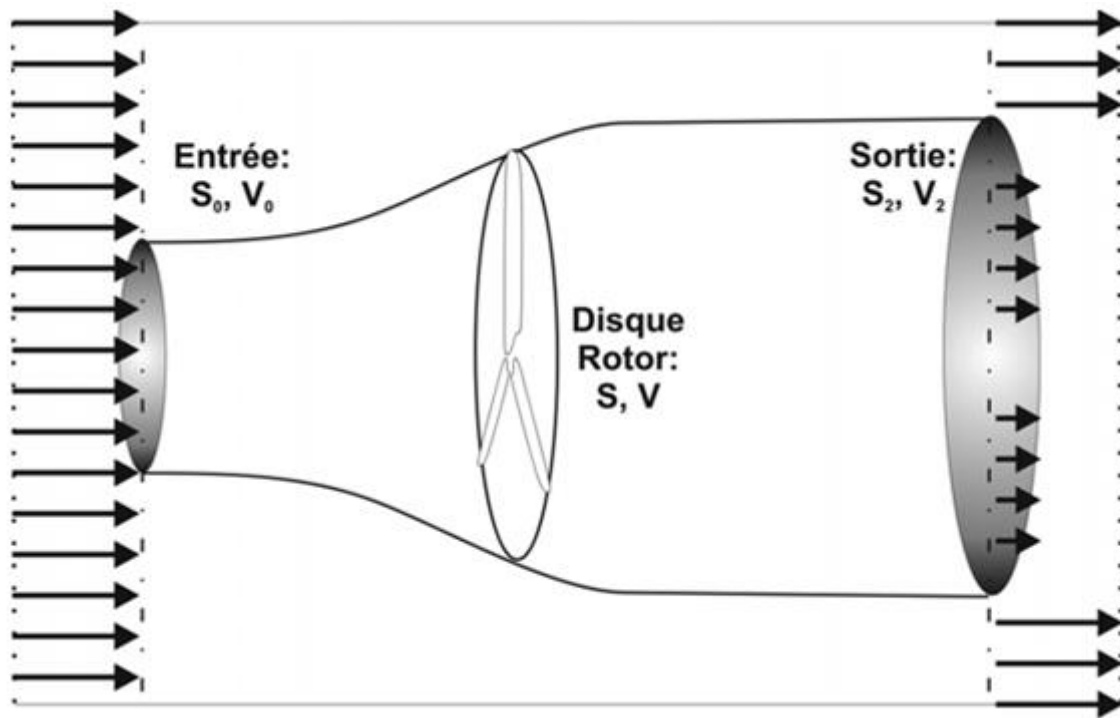


Figure II.3 Représentation du tube de courant

L'écoulement amont est supposé uniforme de vitesse V_0 . Dans le cas d'une éolienne, le flux d'air traversant le disque rotor de surface S est ralenti et lui fournit de l'énergie (Figure II.3). On a donc naturellement :

$$V_0 > V > V_2$$

La loi de conservation de la quantité de mouvement donne les égalités suivantes :

$$S_0 V_0 = S V = S_2 V_2 \quad \text{II.30}$$

En notant ρ la masse volumique de l'air (en kg.m^3), La puissance absorbée par le rotor s'exprime sous la forme suivante :

$$P = \rho S V^2 (V_0 - V_2) \quad \text{II.31}$$

La variation de l'énergie cinétique de la masse d'air par seconde est donnée par :

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} \rho S V (V_0^2 - V_2^2) \quad \text{II.32}$$

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

En effectuant le bilan énergétique, l'égalité des expressions (II.31) et (II.32) donne :

$$V = \frac{1}{2}(V_0 - V_2) \quad \text{II.33}$$

En dérivant l'expression de la puissance P par rapport à la vitesse V_2 et en étudiant sa variation, on obtient alors une seule racine physique correspondant au maximum de la puissance absorbée par le rotor :

$$V_2 = \frac{V_0}{3} \quad \text{II.34}$$

Soit :

$$P_{MAX} = \rho S \left(\frac{2}{3}V_0\right)^2 \left(\frac{2}{3}V_0\right) = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2}\rho S V_0^3\right) \quad \text{II.35}$$

$\frac{16}{27} \approx 0,593$ Représente la fraction maximale de l'énergie passant dans le tube de courant théoriquement récupérable. Elle a été établie en 1920 par Albert Betz, scientifique allemand qui travailla dès 1911 sur l'aérodynamique au Laboratoire de Göttingen en Allemagne. Il prit la succession de Ludwig Prandtl à la tête de ce laboratoire de 1936 à 1956.

Mais, de par les hypothèses utilisées qui ne sont pas vérifiées dans la réalité, cette limite est en fait une limite « haute » qui ne peut être atteinte. En effet :

- le fluide n'est pas parfait et la distribution de vitesse amont V_0 n'est pas uniforme ;
- la perte de pression due au capteur n'est pas non plus uniforme ;
- le rotor n'est pas parfait et ne récupère donc pas l'intégralité de l'énergie présente dans le tube. Il ne possède pas un nombre infini de pale et possède une traînée propre ;
- le sillage à l'aval du capteur est perturbé par les pales et leur rotation (figure II.4).

In fine, pour obtenir le rendement de la machine, il ne faut pas oublier de tenir compte de tous les organes et sous-systèmes qui la constituent, soit globalement :

- le rotor ;
- le multiplicateur ;
- la génératrice et l'électronique de puissance ;
- la ligne de sortie jusqu'à la connexion au réseau.

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

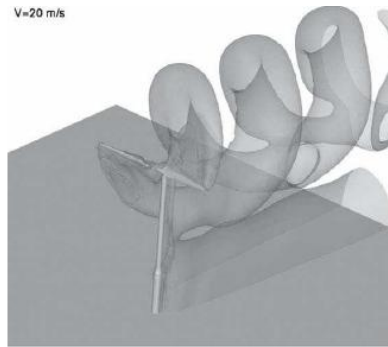


Figure II.4 Pour l'éolienne NREL bipale, représentation du maillage complexe, avec interaction entre parties fixes et tournantes et du développement du sillage généré son 20 m/s de vent (calculé code elsA, ONERA)

Il faut donc multiplier l'ensemble des rendements associés pour établir le rendement réel de l'éolienne. En prenant arbitrairement une valeur de 0,95 pour chaque sous-ensemble, on obtient au final un rendement de $0,95^4$ soit 81 %. Si l'on prend maintenant en compte la limite maximale de Betz, on aboutit au fait que cette éolienne ne récupèrera, au mieux, que $0,593 \times 0,81$ soit 48 % de l'énergie du vent disponible.

On notera aussi l'intérêt général de chercher à supprimer un sous-ensemble et par là même une perte de rendement. C'est actuellement le cas avec les machines qui s'affranchissent (aussi pour d'autres raisons) d'un étage du multiplicateur (approximativement 1 % de perte) ou de cette organe mécanique dans son ensemble.

II.4.2.5 Puissance d'une éolienne

Si nous considérons l'éolienne (en général, ces lois sont valables pour tout les type d'éoliennes existantes) comme un dispositif de récupération de l'énergie fournie par le vent d'énergie cinétique de formule

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad \text{II.36}$$

Alors la puissance disponible à travers la surface S (surface couverte par le rotor) s'exprime par la formule

$$P = \frac{1}{2}\rho SV^3 \quad \text{II.37}$$

Toutefois, la puissance captée et la vitesse du vent peuvent s'exprimer en entrée et en sortie d'éolienne.

De ce fait, nous avons la formule suivante

$$P_m = \frac{1}{2}\rho SV^3 C_p \quad \text{II.38}$$

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

C_p (coefficient d'échange de puissance) dépend de V_{sortie} et $V_{\text{entrée}}$

ρ: Masse volumique de l'air 1,225 kg/m³

S : surface balayée par les pales

V : vitesse du vent en m/s

P_m: puissance récupérer par le rotor

La vitesse spécifique

$$\lambda = \frac{R \Omega}{V} \quad \text{II.39}$$

Le théorème du physicien Allemand Betz montre que le maximum d'énergie récupérable dans le vent par le rotor est égal à $16 / 27$, soit environ 60 % de l'énergie totale du vent.

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,59259 \quad \text{II.40}$$

Chapitre II Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

Conclusion

L'étude de ce chapitre a permis de passer en revue quelques méthodes utilisées dans l'évaluation du potentiel énergétique éolien.

Dans un premier temps, on a présenté la distribution de Weibull avec ses deux paramètres.

Ensuite on a présenté les différentes méthodes d'extrapolation verticale de la vitesse du vent.

Enfin, on a cité des lois utilisées pour évaluer la densité de puissance moyenne, la densité énergétique et l'énergie produite par une éolienne.

Modélisation du système éolien

Introduction

L'objectif principal des systèmes éoliens est la transformation d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'énergie éolienne propre et économique a suscité l'intérêt des chercheurs et a exigé aux constructeurs de réfléchir toujours à de nouvelles solutions robustes, permettant l'extraction du maximum d'énergie et l'étude des différents systèmes réalisables.

Dans ce contexte, on a fait l'étude de puissance générée par un aérogénérateur de marque Gamesa, modèle; AEG G52 850 KW 50_60 Hz, pour différentes densités et vitesses de l'air, pendant les trois 1^{ère} journées des mois de janvier, avril et septembre, afin de comparer leurs capacités de production et connaître l'influence des variables d'entrée sur les résultats obtenues.

III.1 Modèle de la turbine

La relation entre la vitesse du vent et la puissance mécanique de la turbine est donnée par l'équation suivante :

$$P_w = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad \text{III.1}$$

ρ : Masse volumique de l'air, dans les conditions normales de température et de pression.

V : La vitesse du vent m/s

S : la surface m^2

L'éolienne ne pouvant récupérer qu'une fraction de la puissance du vent (coefficient de puissance C_p) la puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine

Cette énergie du vent est convertie en énergie mécanique P_m par l'éolienne :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho S v^3 \quad \text{III.2}$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. La figure III.2 représente la variation de ce coefficient en fonction du rapport de vitesse λ et de l'angle de l'orientation de la pale β . Le rapport de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{R\Omega_T}{v} \quad \text{III.3}$$

III.2 Modèle sous simulink pour le C_p

Des approximations numériques ont été développées dans la littérature pour calculer le coefficient C_p . Nous présentons ci-dessous.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5 \left(\frac{0.0035}{(\lambda + 0.0)(\beta^2 + 1)} \right)} + c_6\lambda \quad \text{III.4}$$

Et

$$c_1 = 0.5609 \quad c_2 = 116 \quad c_3 = 0.4 \quad c_4 = 5 \quad c_5 = 21 \quad c_6 = 0.0068$$

Tel que :

β : Angle de calage

λ : rapport de vitesse

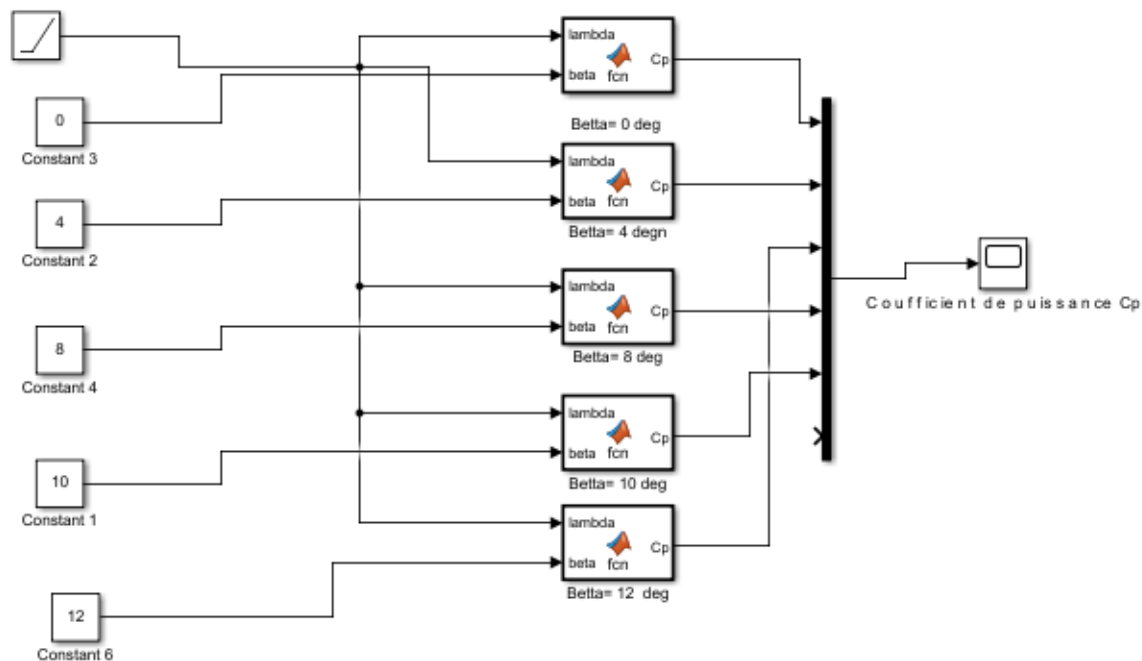


Figure III.1 Schéma bloc pour le calcul de C_p sur SIMULINK

Pour notre exemple d'éolienne, le coefficient de puissance C_p est donné l'équation III.4. La Figure III.2 illustre les courbes de $C_p(\lambda, \beta)$ pour plusieurs valeurs de β (deg) Obtenues par la relation III.4.

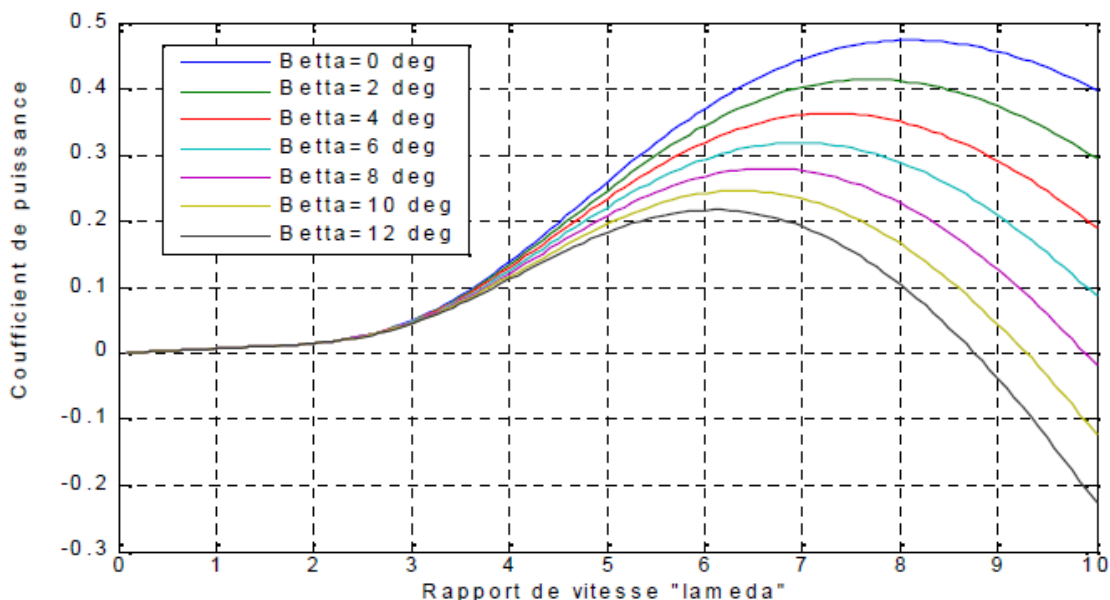


Figure III.2 Caractéristique du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ

La distribution de la vitesse du vent du site choisi, la hauteur du moyeu et la courbe de puissance de sortie de l'éolienne choisie (déterminé par l'efficacité de la puissance aérodynamique C_p , efficacité de transmission mécanique η_m et l'efficacité du générateur η_g (III.3), sont les principaux facteurs qui influencent la performance des éoliennes, et par conséquent, ceux-ci doivent être dûment comptabilisés lors de la modélisation des éoliennes.

III.3 Courbe de puissance

La courbe de puissance n'inclut pas les pertes dans le transformateur ni dans les câbles haute tension. Figure III.3

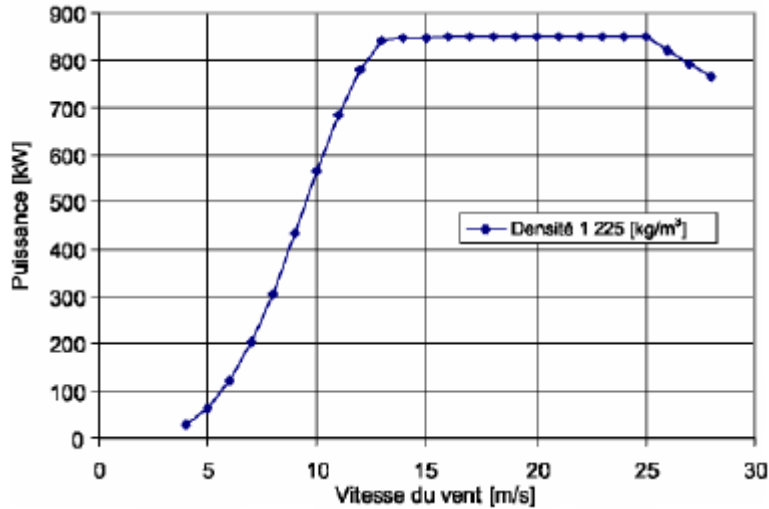


Figure III.3 Courbe de puissance de l'aérogénérateur AEG G52 850 KW 50_60 HZ pour une densité de l'air égale à 1 225 [Kg/ m3].

Ou

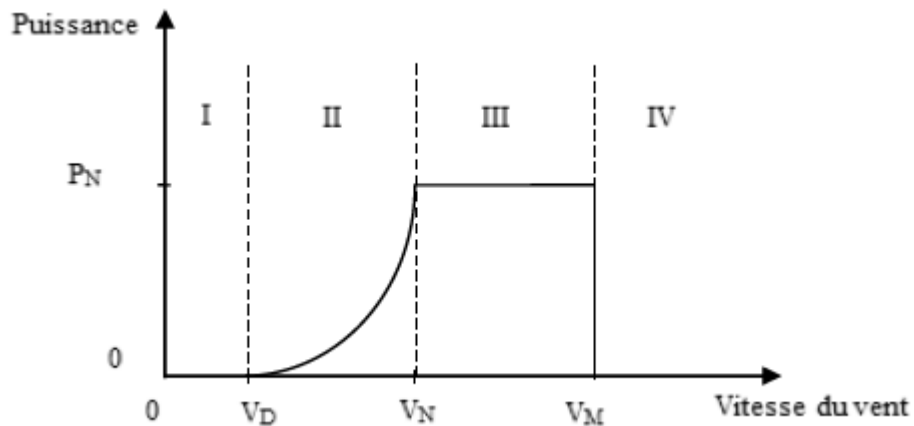


Figure III.4 Caractéristique vent-puissance des éoliennes [37].

La Figure III.4 donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_N . Cette puissance est obtenue à partir d'une vitesse du vent V_N , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_N , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. À côté de la vitesse nominale V_N , on spécifie aussi, vitesse de démarrage V_D la vitesse maximale du vent V_M [37].

Les vitesses V_N , V_D et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent:

- La zone I, où la puissance est nulle (la turbine ne fonctionne pas),
- La zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent
- La zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance fournie reste sensiblement égale à P_N
- La zone IV, dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

L'énergie mécanique exprimée à l'équation (III.2) est transmise à la mécanique du système de transmission mécanique (multiplicateur, etc.) dont la sortie P_t est transmise à son tour à l'entrée du générateur électrique [38][39].

$$P_t = \eta_m P_m \quad \text{III.5}$$

La sortie du générateur est alors donnée par

$$P_e = \eta_g P_t \quad \text{III.6}$$

Et la puissance électrique à la sortie se exprime comme suit :

$$P_e = \eta P_w \quad \text{III.7}$$

Avec :

$$\eta = C_p \eta_m \eta_g \quad \text{III.8}$$

η : représentant l'efficacité globale du système éolien

Et pour la puissance de perte on utilise la loi comme suit :

$$P_w = P_e + P_{\text{Perte}} \quad \text{III.9}$$

Donc :

$$P_{\text{Perte}} = P_w - P_e \quad \text{III.10}$$

Les différentes parties d'un système de conversion de puissance du vent en énergie électrique basique sont présentés comme suit figure III.5

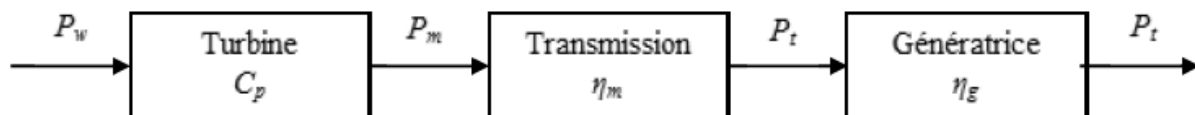


Figure III.5 Système de conversion d'énergie éolienne

III.4 Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent

Une éolienne permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'hélice d'une éolienne entre en rotation par la force du vent. Cette énergie mécanique est convertie en énergie électrique par la génératrice qui est composée de rotor et de stator. L'éolienne est également équipée d'une girouette qui permet d'orienter les pales en fonction de la direction du vent. L'énergie produite peut être soit stockée dans des batteries, soit injectée aux normes dans le réseau. Cette dernière solution étant économiquement et techniquement beaucoup plus pertinente. La puissance de sortie d'une éolienne sur un site spécifique dépend de la vitesse du vent à une hauteur du moyeu et des caractéristiques données de la turbine. La vitesse du vent à une hauteur du moyeu donné peut être calculée en utilisant l'équation de loi de puissance [40][41].

$$V_z = V_i \left[\frac{Z}{Z_i} \right]^x \quad \text{III.11}$$

V_z et V_i sont les vitesses du vent au moyeu et à la hauteur de référence Z et Z_i et x est un exposant de la loi de puissance qui est une fonction à la fois de la stabilité atmosphérique dans la couche sur laquelle x est déterminé comme étant valide et les caractéristiques de surface sous-jacente. Par exemple, x est égale $1/7$ pour un terrain ouvert.

Selon Ashok [42], la puissance à la sortie d'une éolienne est définie comme suit

$$P_e = \frac{1}{2} C_p \eta_t \eta_g \rho S v^3 \quad \text{III.12}$$

III.4.1 Cas d'étude

Les Tableaux indiquent les puissances électriques [Kw] en fonction des vitesses horizontale du vent [m/s] à hauteur du moyeu, pour différentes densités de l'air [kg/m^3] pour trois journées du mois de janvier, avril et septembre.

Tous ces calculs que nous avons faits pour calculer les valeurs du P_w , P_e et P_{Perte} Avec c 'est donnée :

$$\rho = 1.225 \text{ Kg/m}^3$$

$$\eta_m = 0.98$$

$$\eta_g = 0.97$$

$$C_p = 0.4$$

$$D = 52\text{m donc } S = 2124 \text{ m}^2$$

Les différentes températures janvier, avril et septembre c'est pour l'Anne 2010. A Kabertenne.

Temps de mesure (h)	Densité de l'air ρ (Kg/m ³)	0.94	1.03	1.12	1.18	1.225		
		V (m/s)	Pe (Kw)	Pe(Kw)	Pe(Kw)	Pe(Kw)	Pe(Kw)	Pw(Kw)
00	5.076	49.64	54.4	59.15	62.31	64.70	170.15	105.45
01	4.314	30.5	33.4	36.31	38.25	40	105.2	65.2
02	4.441	33.24	36.43	39.61	41.73	43.32	113.92	70.6
03	5.076	49.64	54.4	59.15	62.31	64.70	170.15	105.45
04	4.187	27.9	30.53	33.2	35	36.31	95.5	59.2
05	4.314	30.5	33.4	36.31	38.25	40	105.20	65.2
06	3.933	23.10	25.3	27.51	28.98	30.10	79.16	49.06
07	4.822	42.55	46.63	50.70	53.4	55.46	145.85	90.4
08	4.695	39.3	43.04	46.8	49.31	51.2	134.65	83.65
09	7.36	151.33	165.82	180.31	190	197.22	518.7	321.48
10	6.979	129.03	141.4	153.73	162	168.15	442.22	274.1
11	7.36	151.33	165.82	180.31	190	197.22	518.7	321.48
12	8.121	203.3	222.77	242.23	255.2	265	696.93	431.93
13	8.629	243.88	267.24	290.6	306.15	317.83	835.86	518.03
14	8.121	203.3	222.77	242.23	255.2	265	696.93	431.93
15	9.39	314.30	344.36	374.45	394.51	409.55	1077.08	667.53
16	8.375	223	244.32	256.3	278	290.6	764.25	473.65
17	8.629	243.88	267.24	290.6	306.15	317.83	835.86	518.03
18	7.36	151.33	165.82	180.31	190	197.22	518.7	321.48
19	6.725	115.44	126.5	137.55	145	150.45	395.67	245.22
20	6.218	91.26	100	108.73	114.55	118.92	312.75	193.83
21	4.822	42.55	46.63	50.70	53.42	55.46	145.85	90.4
22	4.187	27.9	30.53	33.2	35	36.31	95.5	59.2
23	4.06	25.4	27.83	30.27	31.89	33.11	87.07	53.66

Tableau III.1 puissance calculée en fonction de la vitesse du vent pour différentes densités de l'air (01/01/2010).

Temps de mesure(h)	Densité de l'air ρ (Kg/m ³)	0.94	1.03	1.12	1.18	1.225		
		V (m/s)	Pe	Pe	Pe	Pe	Pe	Pw
00	7.36	151.24	165.72	180.2	189.86	197.1	518.67	321.57
01	7.74	175.9	192.74	209.58	220.8	229.23	603.23	373.93
02	10.405	427.33	468.24	509.16	536.43	556.89	1465.5	908.61
03	9.39	314.07	344.15	374.22	394.27	409.3	1077.1	667.8
04	6.725	115.38	126.42	137.47	144.83	150.36	395.67	245.31
05	6.979	128.95	141.29	153.64	161.87	168.04	442.22	274.18
06	6.725	115.38	126.42	137.47	144.83	150.36	395.67	245.31
07	7.36	151.24	165.72	180.2	189.72	197.1	518.67	321.57
08	6.345	96.9	106.18	115.46	121.64	126.28	332.32	206.04
09	7.74	175.9	192.74	209.58	220.81	229.23	603.23	374
10	9.136	289.27	316.97	344.66	363.13	376.97	992.04	615.07
11	11.167	528.26	578.835	629.41	663.13	688.42	1811.63	1123.21
12	14.085	1060	1161.49	1262.98	1330.64	1381.39	3635.22	2253.83
13	14.466	1148.37	1258.32	1368.27	1441.57	1496.54	3938.27	2441.73
14	13.324	897.30	983.22	1069.13	1126.4	1169.36	3077.26	1907.9
15	11.547	584.04	639.96	695.88	733.16	761.12	2002.94	1241.82
16	12.69	775.21	849.435	923.657	973.14	1010.25	2658.55	1648.3
17	12.69	775.21	849.435	923.657	973.14	1010.25	2658.55	1648.3
18	11.421	565.13	619.24	673.35	709.42	736.47	1938.09	1201.62
19	8.756	254.66	279.04	303.42	319.67	331.87	873.33	541.46
20	9.136	289.27	316.97	344.66	363.13	376.97	992.04	615.07
21	8.375	222.83	244.17	265.51	279.73	290.4	764.21	473.81
22	8.756	254.66	279.04	303.42	319.67	331.87	873.33	541.46
23	9.136	289.27	316.97	344.66	363.13	376.97	992.04	615.07

Tableau III.2 puissance calculée en fonction de la vitesse du vent pour différentes densités de l'air (01/04/2010).

Temps de mesure (h)	Densité de l'air ρ (Kg/m ³)	0.94	1.03	1.12	1.18	1.225		
		V (m/s)	Pe	Pe	Pe	Pe	Pe	Pw
00	11.92	642.9	704.44	766	807.04	837.81	2203.4	1365.6
01	11.92	642.9	704.44	766	807.04	837.81	2203.4	1365.6
02	12.44	730.75	800.72	870.7	917.33	952.31	2504.5	1552.2
03	11.55	584.86	640.86	696.86	734.2	762.2	2004.52	1242.32
04	11.92	642.9	704.44	766	807.04	837.81	2203.4	1365.6
05	10.78	475.51	521.05	566.6	597	619.69	1629.73	1010.04
06	9.26	301.4	330.25	359.11	378.35	392.8	1033.03	640.23
07	7.61	167.30	183.30	199.32	210	218	573.32	355.32
08	8.75	254.13	278.64	302.99	319.21	331.4	871.55	540.15
09	7.23	143.46	157.2	171	180.10	187	491.8	304.8
10	7.23	143.46	157.2	171	180.10	187	491.8	304.8
11	8.37	222.6	243.9	265.2	279.40	290.06	762.83	472.77
12	8.12	203.22	222.7	242.14	255.11	265	696.92	431.92
13	8.37	222.6	243.9	265.2	279.40	290.06	762.83	472.77
14	8.75	254.13	278.64	302.99	319.21	331.4	871.55	540.15
15	9	276.72	303.21	329.7	347.4	360.61	948.4	587.8
16	9	276.72	303.21	329.7	347.4	360.61	948.4	587.8
17	7.86	184.32	202	219.62	231.4	240.2	631.7	391.5
18	6.22	91.34	100.1	108.83	144.66	119.04	313.06	194.02
19	7.23	143.46	157.2	171	180.10	187	491.8	304.8
20	7.61	167.30	183.30	199.32	210	218	573.32	355.32
21	8.37	222.6	243.9	265.2	279.40	290.06	762.83	472.77
22	7.86	184.32	202	219.62	231.4	240.2	631.7	391.5
23	8.75	254.13	278.64	302.99	319.21	331.4	871.55	540.15

Tableau III.3 Puissance calculée en fonction de la vitesse du vent pour différentes densités de l'air (01/09/2010).

III.4.2 Résultats obtenus et discussion

Utilisation de l'équation III.9 pour les valeurs de vitesses V et Densité de l'air $\rho = 1,225$ (Kg/m³) (Tableau 1), on peut trouver la relation entre les variables d'efficacité et v

Dans le cas extrême, la courbe qui montre la valeur maximale de la perte de puissance est celle qui représente le mois d'avril, qui, à l'inverse, fait référence à des vitesses les plus hautes et la puissance de sortie la plus grande.

Les figures III.7, III.9 et III.11 représentent la relation entre la puissance la densité de l'air en fonction de temps.

Les figures III.8, III.10 et III.12 représentent les courbes de puissance en fonction de temps pour différentes journées.

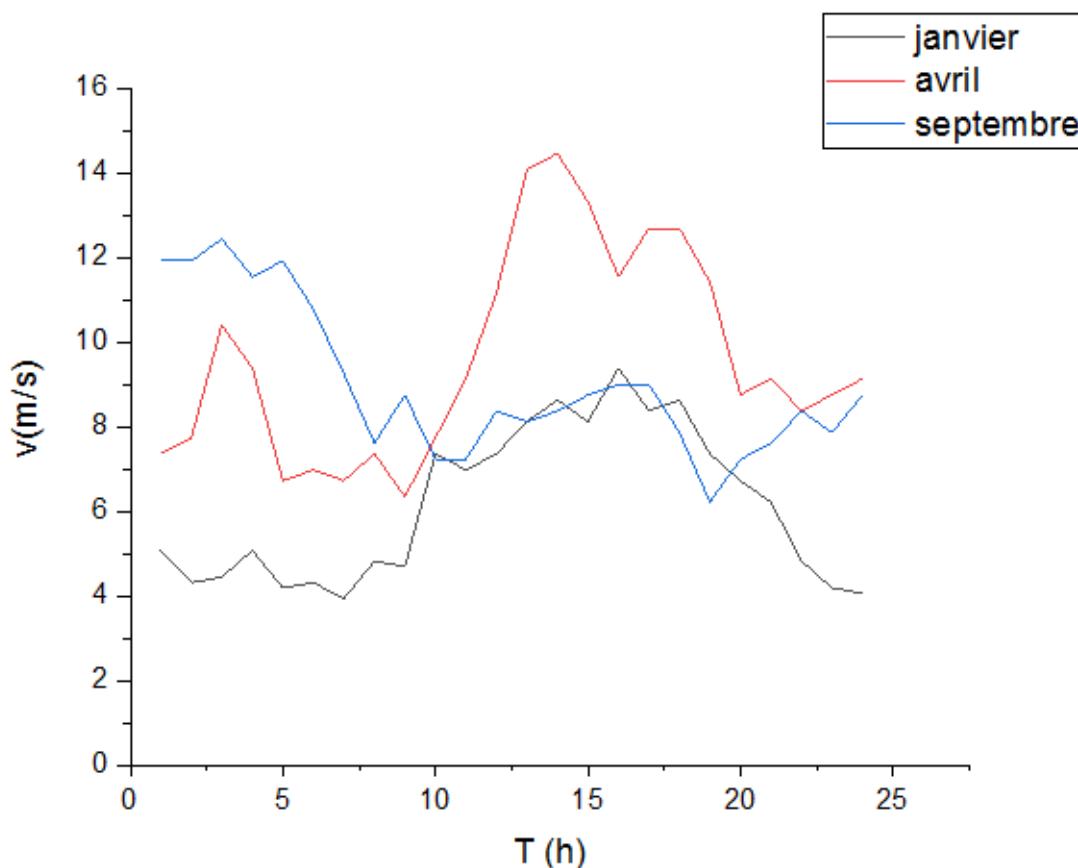


Figure III.6 Courbe de vitesses en fonction de temps pour les 3 journées de l'année 2010.

Après plusieurs mesures différentes de vitesse du vent pour trois jours différents dans des mois différents, on constate que les vents en avril sont forts, puisqu'ils atteignent 14.5 m/s. Par contre, les vents en janvier sont faibles pour atteindre une valeur de 3.5 m/s comme pour Septembre, son vitesse est modérée par rapport aux autres jours.

III.4.3 Les figures ci dessous pour faire des comparaisons des puissances électriques de tableaux 1 pour mois janvier

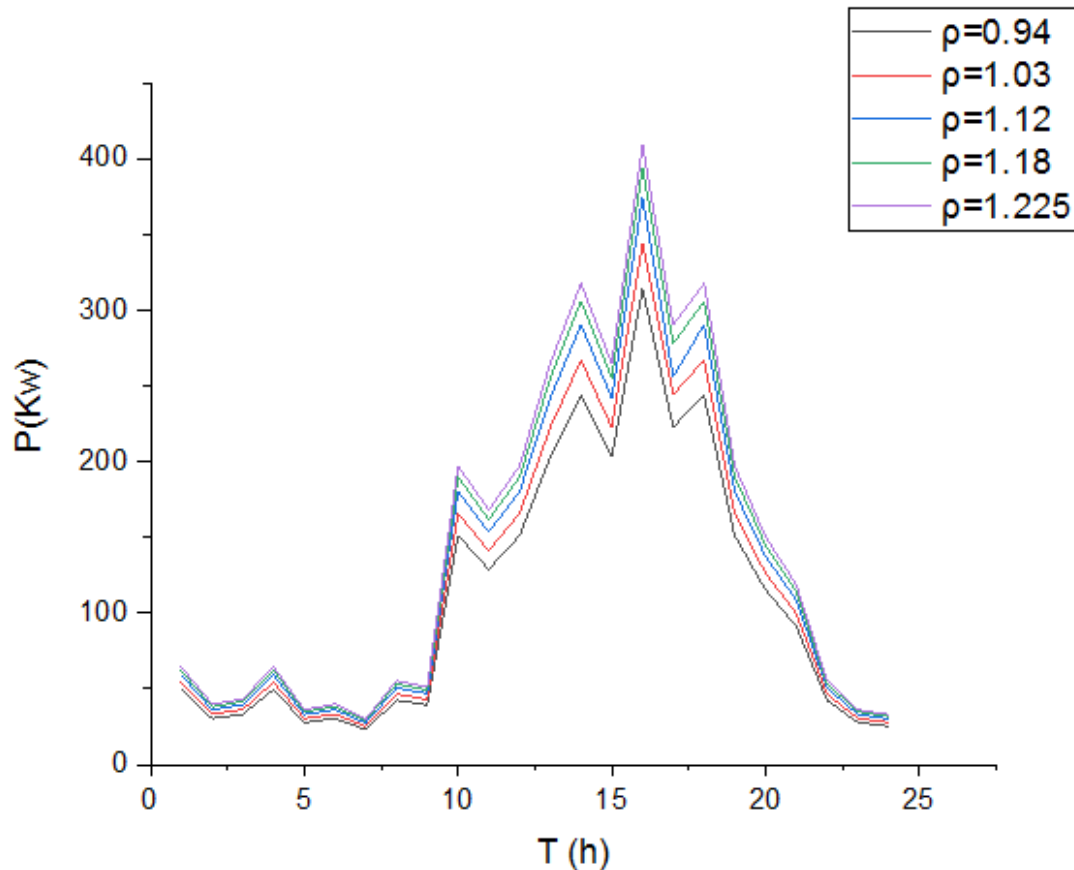


Figure III.7 Courbe de puissance pour différentes densité de l'air en fonction de temps (01/01/2010).

Après ce tableau III.1, nous pouvons extraire quelques comparaisons et à partir de celui-ci comparer l'énergie électrique, puisque la vitesse du vent change avec le temps pendant toute une journée, nous concluons que l'énergie électrique change en fonction du changement d'intensité du vent dans le temps, car nous notons que l'énergie est au plus haut niveau lorsque l'intensité est 1.225 Kg/m^3 puis diminue avec sa diminution jusqu'à atteindre 0.94 Kg/m^3 Et chaque fois que le vent est fort, l'énergie sera grande, et c'est au mois de janvier.

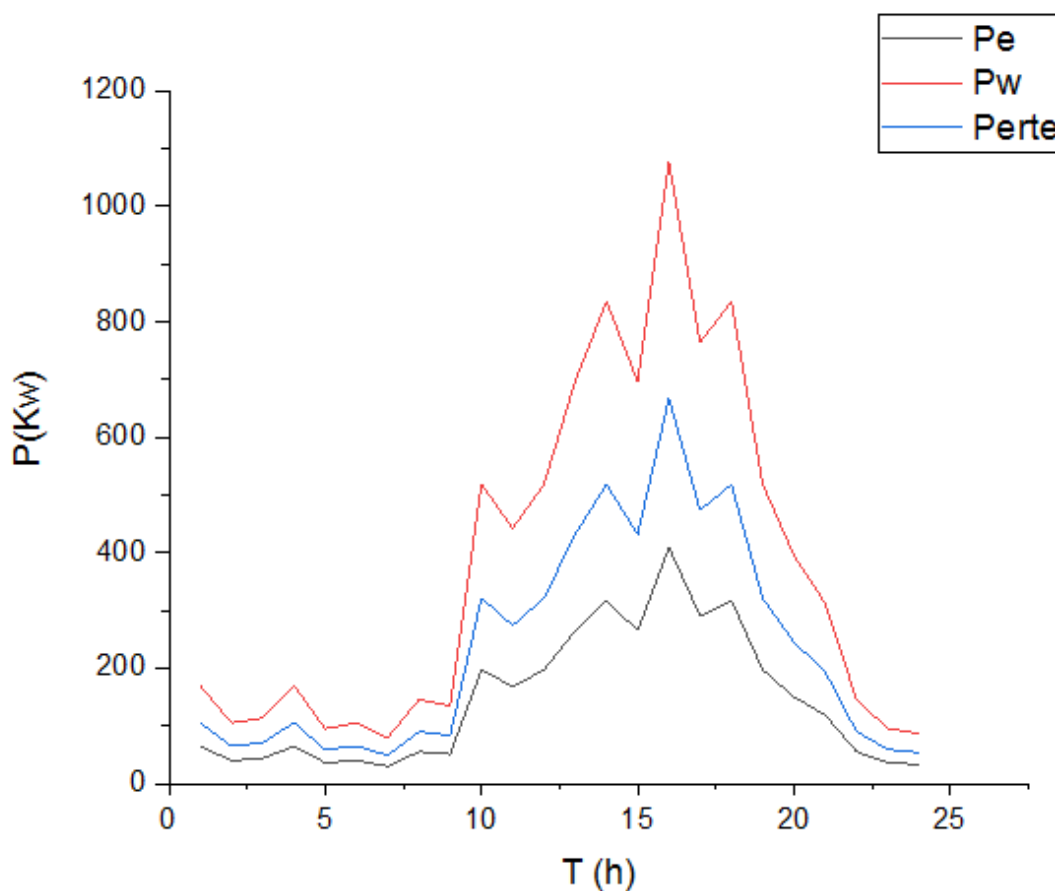


Figure III.8 Courbe de différentes puissances en fonction de temps (01/01/2010).

A partir du même tableau III.1, on note que les trois énergies P_w , P_e et P_{Perte} de moins janvier, sont que la puissance éolienne en milieu de journée est plus importante car elle atteint le plus haut niveau, et est compensée par une diminution de l'énergie électrique et cela est dû à sa perte au cours des étapes de production, l'énergie perdue est supérieure à l'énergie produite et inférieure à l'énergie P_w . avec la densité de l'aire 1.225 Kg/m^3 .

III.4.4 Les figures ci dessous pour faire des comparaisons des puissances électriques de tableau III.II pour mois avril :

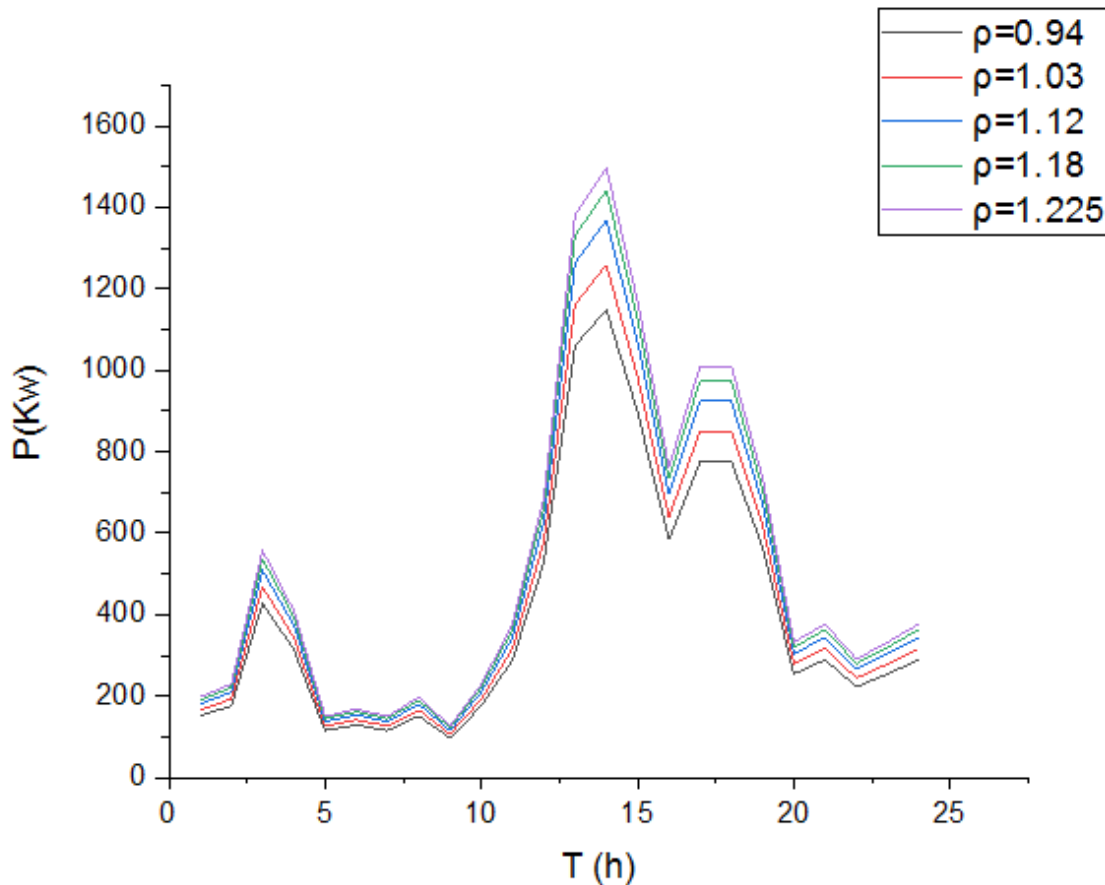


Figure III.9 Courbe de puissance pour différentes densité de l'air en fonction de temps (01/04/2010).

En raison de la présence de vents forts au mois d'avril, nous constatons que l'énergie électrique en début de journée est faible jusqu'à ce qu'elle atteigne son cycle à midi, où elle atteint 1500 Kw avec l'intensité du vent 1.225 Kg/m^3 . Par contre, l'énergie diminue avec une faible intensité 0.94 Kg/m^3 en fin de journée.

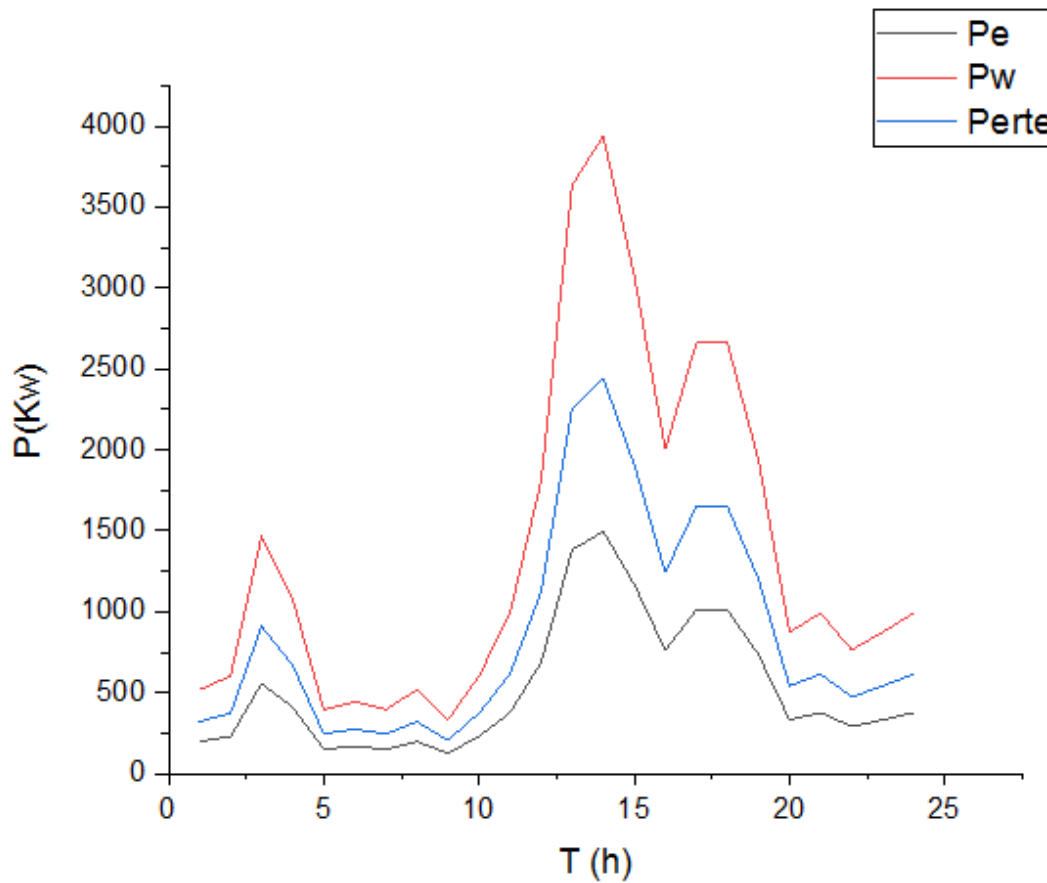


Figure III.10 Courbe de différentes puissances en fonction de temps (01/04/2010).

Nous remarquons à travers le graphe que P_w sont à leurs valeurs les plus élevées par rapport à P_e et P_{erte} au fil du temps et de la différence de vitesse du vent, et nous concluons que P_{erte} est supérieur à P_e .

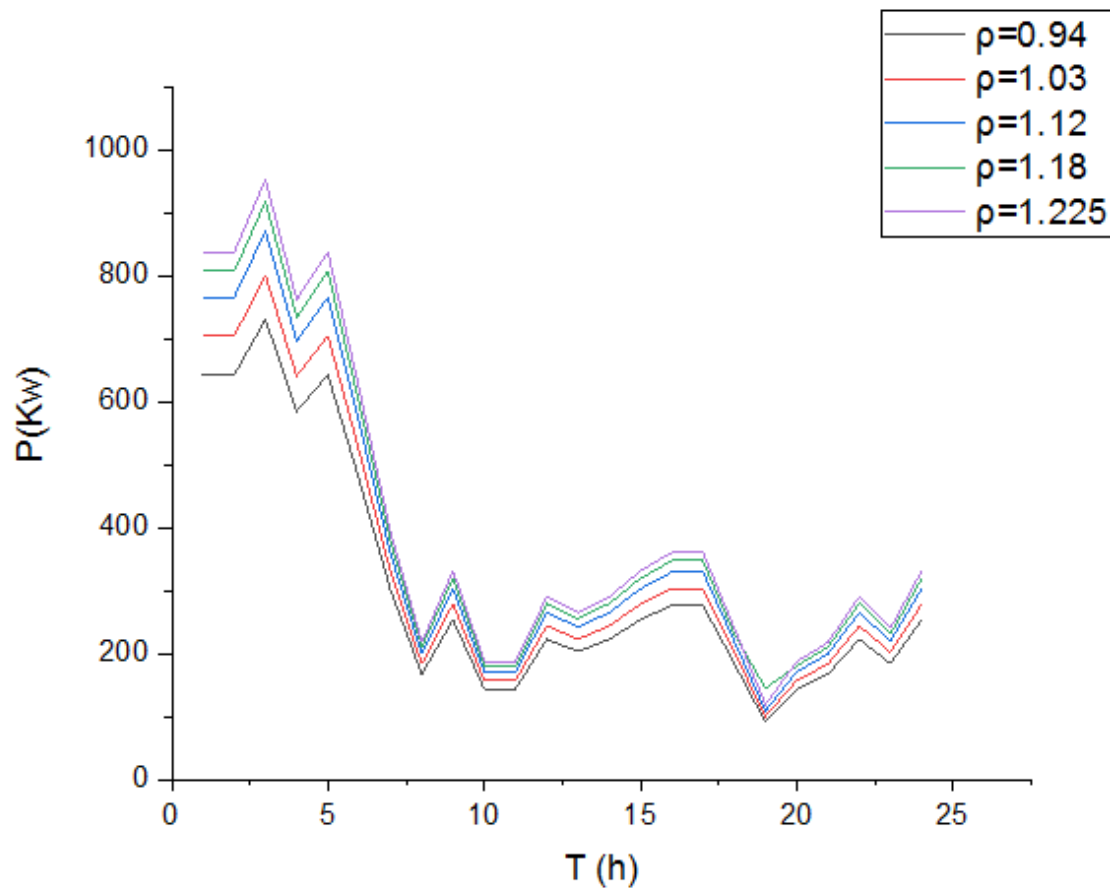
III.4.5 Les figures ci dessous pour faire des comparaisons des puissances électriques de tableau III.2 pour mois septembre :

Figure III.11 Courbe de puissance pour différentes densité de l'air en fonction de temps (01/09/2010).

L'énergie électrique est élevée malgré la différence de densité de l'air aux premières heures de la journée, puis avec le temps elle commence à baisse car elle est affectée par les facteurs qui ont conduit à son déclin.

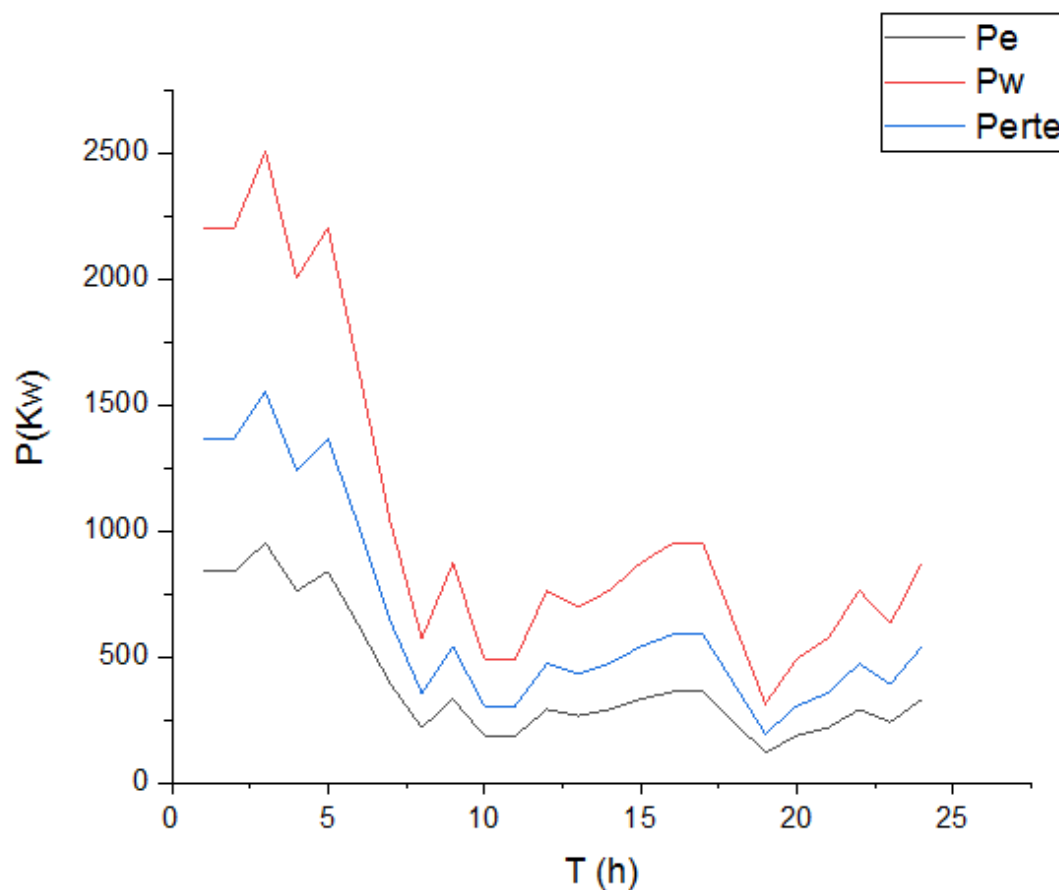


Figure III.12 Courbe de différence puissance en fonction de temps (01/09/2010).

On note qu'il existe une relation directe entre ces énergies malgré la présence d'une différence entre elles, où l'on enregistre la valeur la plus élevée de P_w aux premières heures de la journée, car P_e est inférieur à P_w et P_{erte} et avec le changement d'heure, par exemple à partir de 10h ci-dessus, correspond ici à une diminution de toutes les énergies où nous enregistrons P_e (120Kw), P_w (313) et P_{erte} (194Kw).

III.4.6 D'après les tableaux III.1, III.2 et III.3 en conclu

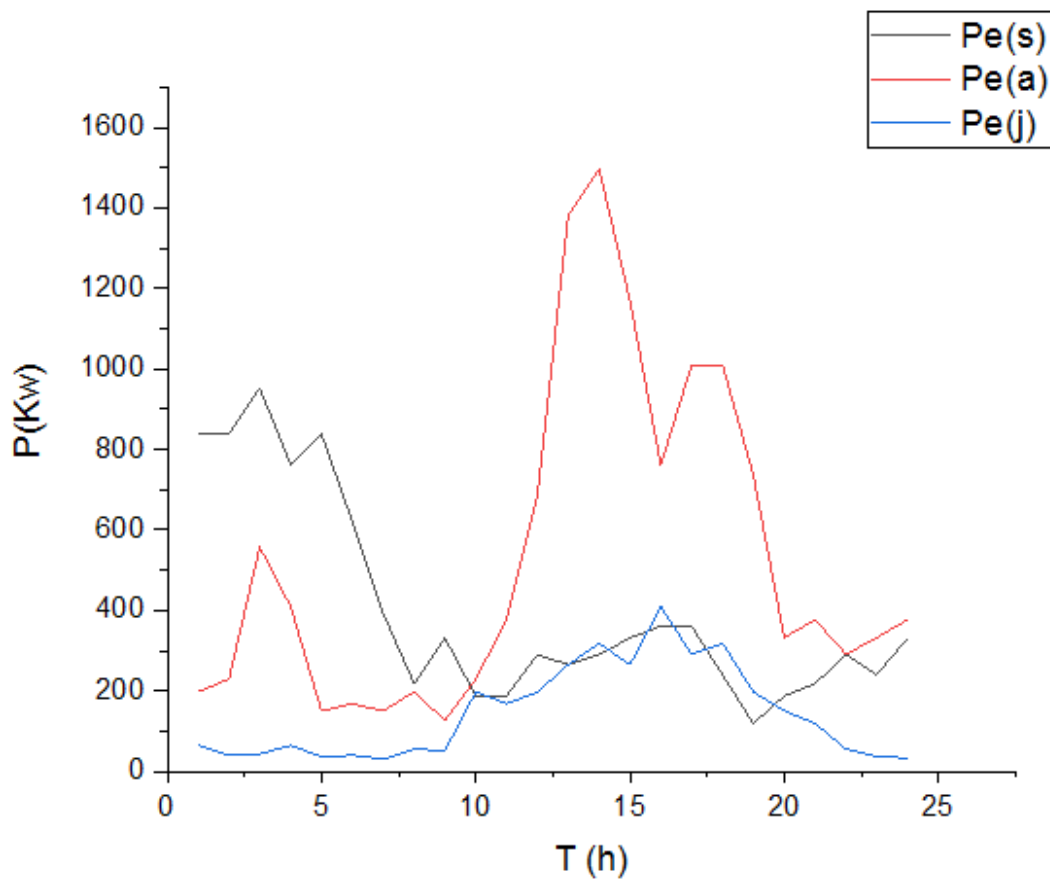


Figure III.13 Courbe de puissance électrique de différentes journées avec densité 1.225 Kg/m^3

(j : 01 janvier 2010, a : 01 avril 2010, s : 01 septembre 2010)

D'après les tableaux III.1, III.2 et III.3 L'énergie électrique produite par les éoliennes varie de jour en jour et de lieu, par exemple, dans ce graphe on note que l'énergie en avril est généralement la plus importante en atteignant sa valeur maximal 1500 Kw, ce qui est compensé par une forte baisse d'énergie pendant janvier pour atteindre sa limite la plus basse d'ici 30 Kw, Avec la densité de l'air 1.225 Kg/m^3 .

Conclusion

Tout ce qu'on a présenté dans ce travail est dans le but de clarifier et de présenter les procédés appliqués aux éoliennes et d'étudier les facteurs qui provoquent ou contrôlent le rendement et la production de puissance électrique, en particulier la densité du vent, et on a également comparé la puissance extraite pour la consommation avec la puissance perdue.

Montage et maintenance d'une ferme éolienne

Introduction

La réalisation et la mise en marche de chaque projet, est un facteur déterminant de sa valeur, son rôle et sa contribution pour affronter les défis énergétiques, d'un point de vue économique et écologique. Pour en garantir la continuité, on fait appel aux outils et techniques avancés que nous apporte la maintenance industrielle.

IV.1 Le montage

IV.1.1 Présentation du projet

Le projet consiste en l'implantation de 12 aérogénérateurs ou ferme éolienne de marque Gamesa G52 d'une puissance totale de 10,2 MW dans la localité de Kabertene commune Tsabit, wilaya d'Adrar. Ce qui correspond à une production électrique moyenne de 34 860 MW/h par an, soit une consommation moyenne et tertiaire de 8 500 habitants (référence Europe). Une sous station électrique sera construite afin d'y incorporer les matériels électriques nécessaires à la transformation et au raccordement sur le poste électrique de Kabertene (existant) et de maintenir la ferme en exploitation.

IV.1.2 Réalisation du génie civil

La réalisation d'une ferme éolienne est reliée à la mesure du vent, installé d'un mât pour déterminer la qualité du gisement éolien (24 km/h de moyenne minimale requise à 50 mètres du sol). Après l'étude d'impact environnementales et évaluation des différentes contraintes on passe à l'étude de sol (contraint du sol), puis la définition du type de machine de production d'énergie. Afin d'avoir reçu toute les données, en entame l'étude génie civil (dimensionnent, coffrage et ferrailage). Dans notre projet en a obtenu un massif de diamètre 11.80m et d'une hauteur de 3.30m et un encrage de 2.60m, il est composé d'une semelle et un fut avec une virole encre dans ce dernier.

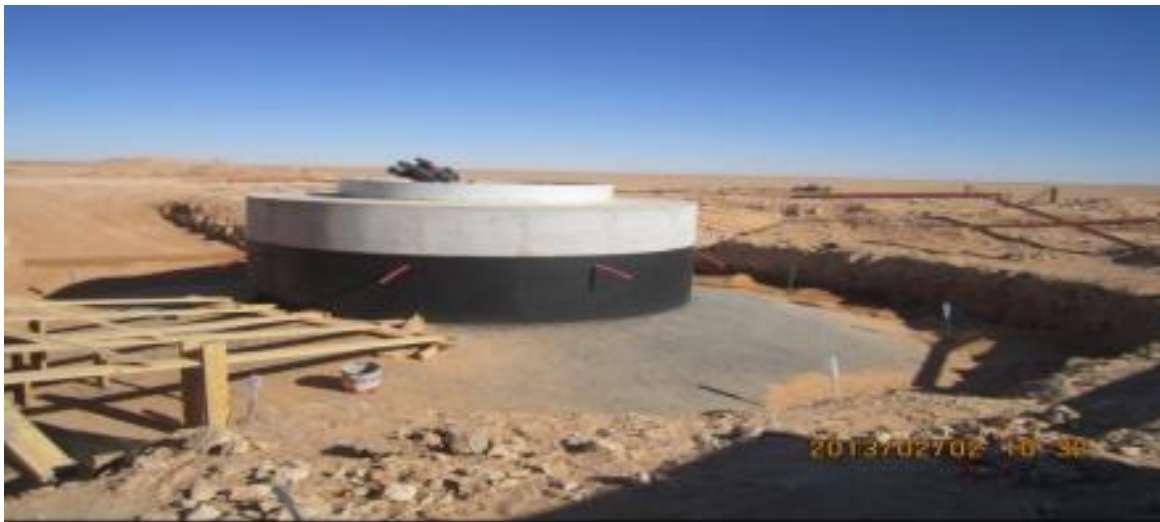


Figure IV.1 Massif d'éolienne du projet Kabertene

IV.1.3 Déroulement de la réalisation

IV.1.3.1 Excavation

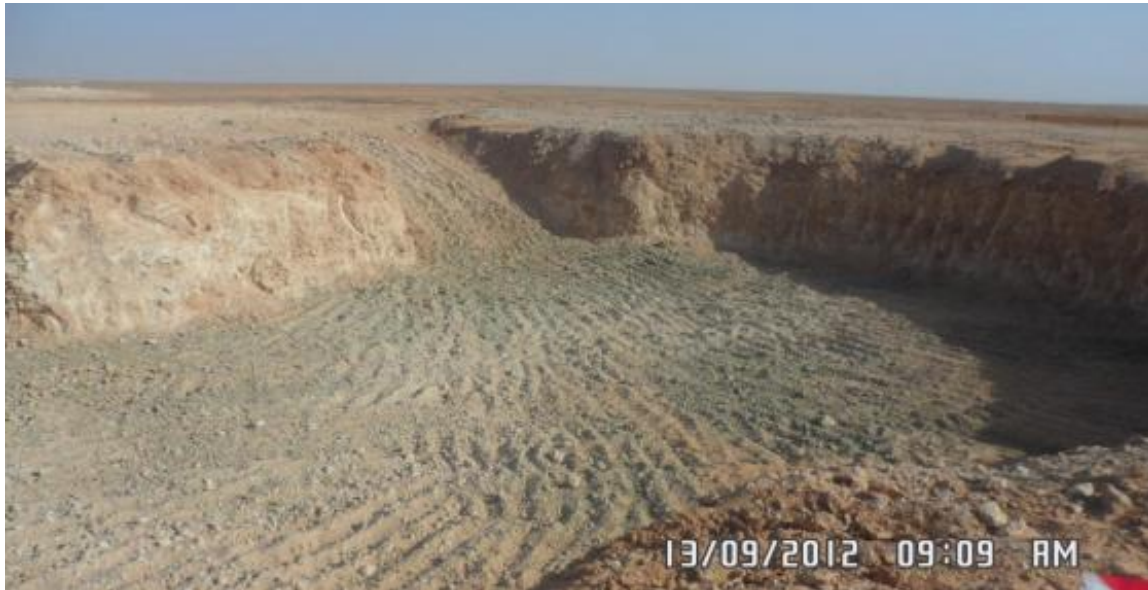


Figure IV.2 Excavation

IV.1.3.2 Coulage BP



Figure IV.3 Coulage BP

IV.1.3.3 Pose ferrailage

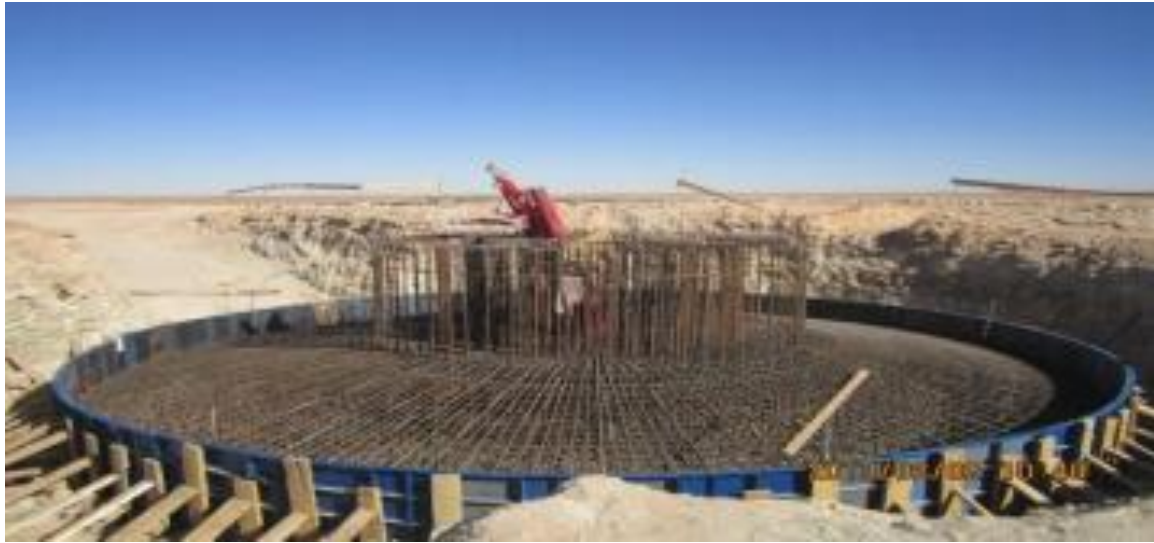


Figure IV.4 Ferrailage

IV.1.3.4 Coulage semelle

La semelle possède une quantité énorme de béton (~190m³) coulé sans arrêt

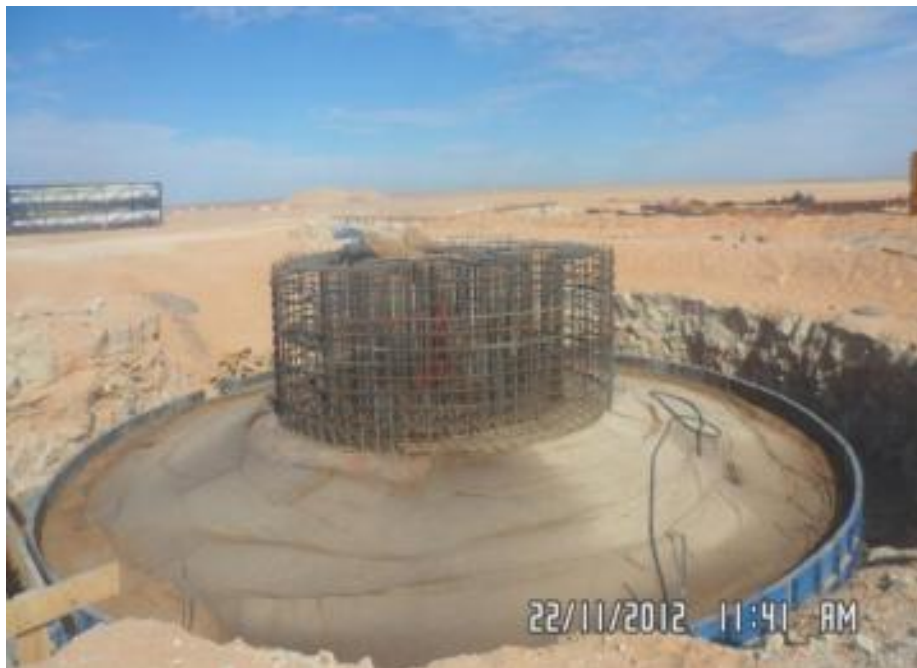


Figure IV.5 Coulage semelle

IV.1.3.5 Pose virole

La virole doit être posée avec une tolérance en maximale $\pm 3\text{mm}$ et vérifie la planéité avant après coulage.

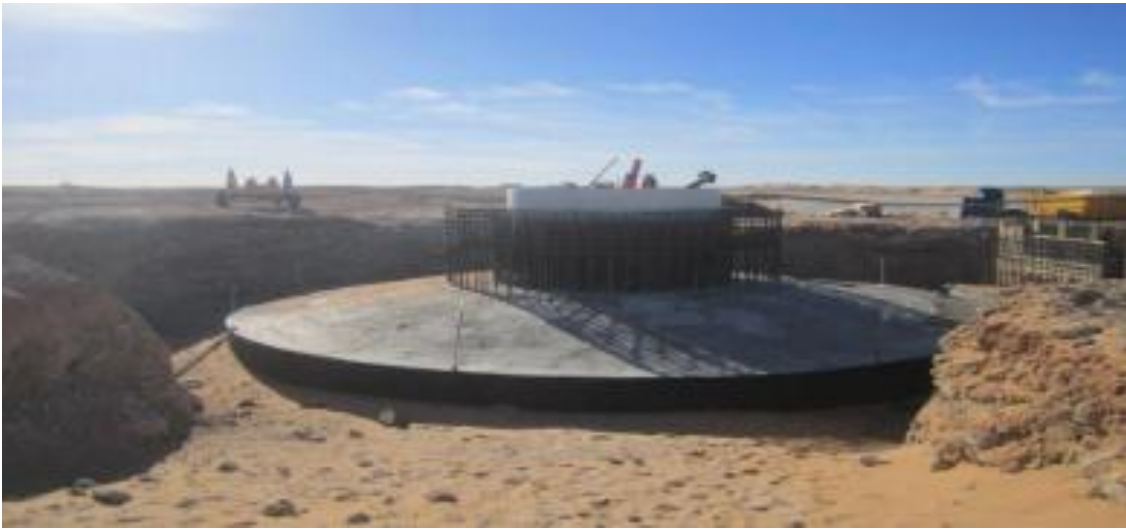


Figure IV.6 Pose virole

IV.1.3.6 Coulage fut



Figure IV.7 Coulage fut

IV.1.3.7 Remblai :

Le remblai se fait par couche de 20 cm en tuf compacté



Figure IV.8 Remblai

IV.1.4 Montage Mécanique:

La réalisation de montage mécanique basé sur les étapes suivantes:

- Montage des tours
- Montage Nacelle
- Montage Rotor

IV.1.4.1 Montage des tours:

IV.1.4.1.1 Bride Supérieure

Le système utilisé est celui de boulons à œil giratoires placés en 4 points de la bride et de deux poulies très résistantes qui répartiront la charge de manière équilibrée sur les quatre points d'ancrage.



Figure IV.9 Détail Bride supérieure

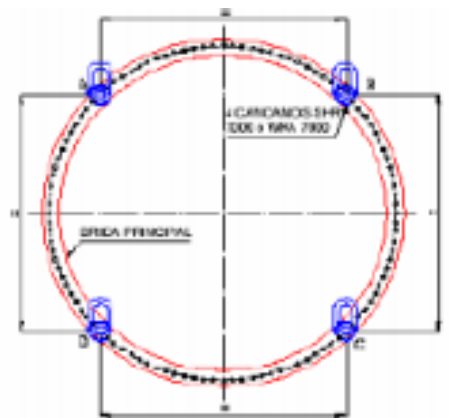


Figure IV.10 Mise en place des boulons à œil.

IV.1.4.1.2 Bride Inférieur

Le système utilisé sur la bride inferieur est celui de deux boulons à œil joints à deux élingues.

Cet outil sera utile lors du déchargement du tronçon et lors de son montage en permettant de placer le tronçon à la verticale. L'outil est accroché à la grue appelée grue retenue.

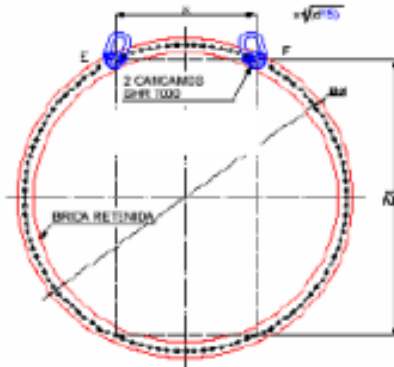


Figure IV.11 Détail de la mise en place des boulons à œil

Figure IV.12 Détail des boulons à œil articulés

Pour chaque tronçon on a une position de boulons à œil giratoires selon le tableau ci-après :

Tours	Brides	Distance entre les boulons	Poids (kg)
Partie Inférieur	Bride Supérieur	27 Trous	18 000
	Bride Inférieur	18 Trous	
Partie Intermédiaire	Bride Supérieur	20 Trous	23 347
	Bride Inférieur	16 Trous	
Partie Supérieur	Bride Supérieur	18 Trous	20 002
	Bride Inférieur	12 Trous	

Tableau IV.1 Position de mise en place de boulons à œil

Les manœuvres à réaliser pour lever la section sont décrites ci-après de manière séquentielle :

- Les grues tendent les élingues des outils de levage.
- On commence à lever lentement le tronçon avec les deux grues à la fois jusqu'à ce qu'il se trouve à plus d'un mètre et demi du sol
- La grue principale continue de lever le tronçon tandis que la grue auxiliaire maintient le tronçon en position pour éviter qu'il oscille. Durant cette opération, la grue auxiliaire laisse sa couronne de rotation libre pour éviter des mouvements brusques qui pourraient rompre la flèche de la grue.
- Une fois le tronçon en position verticale, les outils de la bride inferieure – grue auxiliaire sont détachés.
- La grue principale déplace le tronçon jusqu'à la zone de montage.

Chapitre IV Montage et maintenance d'une ferme éolienne

- Lorsque le tronçon se trouve à environ 10 cm de l'autre, distance entre brides, le tronçon levé est guidé sur l'autre avec 4 ou 5 vis introduites du haut vers le bas.
- On place alors toutes les vis.
- La grue principale lâche du poids jusqu'à maintenir environ 3 000 Kg.
- On applique le couple de serrage sur les vis
- . → On accède alors à la plate forme supérieure du tronçon pour libérer la grue et détacher les 4 boulons à œil des outils de levage.



Figure IV.13 Levage de la section



Figure IV.14 Montage de la section

IV.1.4.2 Montage Nacelle

IV.1.4.2.1 Nacelle

Composant de la turbine à vent monté sur la section supérieure de la tour, sur lequel le rotor est monté et qui loge les éléments nécessaires à la génération d'énergie (multiplicateur, la génératrice, armoires électriques).



Figure IV.15 Nacelle G52

IV.1.4.2.2 Installation des outils de levage et de déchargement :

L'outil de levage de la nacelle est également utilisé pour son déchargement. Les opérateurs insèrent l'outil dans la nacelle par la porte arrière. Les étapes d'installation de l'outil de levage sur la nacelle selon le modèle sont :

➤ Installation de l'outil gp011686 :

Placer les deux boulons M45x60 dans les trous sur le chevalet et serrer jusqu'à ce qu'elle repose parfaitement sur toute la base.



Figure IV.16 Assemblage des boulons à œillet M45 sur le cadre chevalet

Joindre l'anneau principal de l'outil à crochet de la grue à l'aide d'une sangle tubulaire de 15 tonnes "dans le panier" et insérer l'outil par la trappe nacelle. Cette opération doit être effectuée avec un soin extrême afin de s'assurer que l'outil n'heurte pas les composants jusqu'à ce qu'il soit au-dessus de la boîte de vitesses.



Figure IV.17 Insertion de l'outil d'élévation dans la nacelle à travers la trappe

Placez les crochets de la chaîne dans les anneaux de levage à chevalets. Le faisceau à longue chaîne est passé autour de la zone libre entre le raccord et le cylindre primitif et la manille avant est fixée sur la face arrière du point d'élévation cadre.

➤ Montage de la manille :

La manille doit être serrée à la main. Une fois serrée, desserré par un quart de tour pour éviter de la bloquer lorsqu'elle est relâchée.



Figure IV.18 Crochets du harnais avant sur l'arrière de l'outil d'élévation.



Figure IV.19 Faisceau

L'outil d'élévation fixé sur les boulons fixés au cadre arrière par un arceau oculaire du chevalet du cadre. Le crochet de la grue est porté à une tension progressivement jusqu'à ce que les chaînes de l'outil soit en position de fonctionnement



Figure IV.20 Levage nacelle

Lorsque la nacelle est à 0,5 m au-dessus de la bride supérieure de la tour, vérifier l'état de propreté de la bride annulaire de la nacelle. S'il y a de la rouille ou de la saleté, elle doit être retirée avant d'insérer les boulons d'assemblage de la tour à la nacelle. Lorsque la partie la plus basse de la nacelle est stable, environ 5 cm au-dessus de la bride supérieure de la tour, insérer, de bas en haut, 4 boulons M20x140 mm avec les rondelles correspondantes et les enfiler dans la mesure du possible à la main pour positionner la nacelle.

IV.1.4.2.3 Les obstacles

Toutes les chaînes doivent être tirées en même temps (toutes les chaînes doivent être tendues) et ne doivent pas entrer en contact avec n'importe quel composant de la nacelle: Si elles touchent les lignes de fibre ou hydraulique, elles peuvent les endommager. Si le faisceau arrière touche le générateur, la position du générateur peut changer et devrait être aligné après assemblage.

IV.1.4.3 Montage Rotor

Le rotor est reçu sur site sous forme de trois ensembles indépendants :

- Moyeu
- Pales (03 pales)
- Nose

Chapitre IV Montage et maintenance d'une ferme éolienne

Le processus de montage du rotor comprend les étapes :

IV.1.4.3.1 Table de Montage du Rotor

Le déchargement de la table se fera avec l'outil d'élévation du moyeu (ensemble de trois chaînes et chevilles à œillet de M20 capables de supporter une charge de 3 t) Pour le déchargement, on choisira un lieu approprié au montage du rotor. La surface doit être lisse et solide



Figure IV.21 Table de montage Rotor

IV.1.4.3.2 Déchargement de Moyeu :

Le moyeu est en fonte nodulaire.

Il est fixé à la piste extérieure des trois roulements de pale et à l'arbre principal grâce à des raccords vissés. À l'intérieur est logé une partie du système de changement de pas. Il dispose d'une ouverture sur la partie frontale qui permet d'accéder à l'intérieur pour effectuer des inspections et la maintenance.

Le déchargement du moyeu est réalisé avec l'outil d'élévation (trois chevilles à œillet et trois chaînes supportant une charge de 3t), il est vissé sur la table.

L'outil est attaché grâce aux chevilles à œillet de M20 aux trous du moyeu capables de supporter le cône. Pour fixer le moyeu on utilisera l'outil 6 vis M33x260.



Figure IV.22 Montage du moyeu sur la Table

IV.1.4.3.3 Montage les pales :

Les pales des aérogénérateurs de la plate-forme Gamesa G52X-850 kW sont fabriquées dans un matériau constitué de matrice organique avec un renfort en fibre de verre. Les pales sont conçues pour maximiser la production énergétique et réduire les charges et l'émission de bruit ainsi que pour accomplir la fonction structurelle et aérodynamique. Le déchargement des pales s'effectue avec le « T » d'élévation, cet outil sera utilisé à la fois pour le déchargement et le montage des pales sur rotor.



Figure IV.23 Levage et montage des pales

Après la mise en place de la pale face à la bride de pale du moyeu, et une fois la pale vissée au moyeu et se trouvant dans une position d'environ -5° par rapport au moyeu, l'ouvrier se trouvant dans le moyeu place les outils de montage de bielle. Ces outils se composent de deux pièces coniques qui se vissent tant sur le pin de la pale que sur le pin de l'étoile.



Figure IV.24 Fixation la bielle entre la pale et l'étoile

Les deux autres pales se montent de la même façon que la première.

- Rotation des pales de 87°

Une fois l'opération d'assemblage dans pales au moyeu achevée, les pales doivent être tournées dans la position d'élévation du rotor (87° : pales en drapeau). A l'aide du vérin hydraulique inclus dans la table de montage, lever l'étoile jusqu'à positionner les pales en drapeau.

IV.1.4.3.4 Montage Nose :

Mise en place du nose sur le moyeu. On lève le nose et on le place sur le moyeu pour le visser.

S'il est monté, retirer la fenêtre du nose qui permettra plus tard de placer l'outil d'élévation du rotor.



Figure IV.25 Montage de nose



Figure IV.26 Finalisation montage du Rotor

IV.1.4.3.5 Mise en place des outils d'élévation du rotor

Placer les deux crochets d'élévation du rotor, à travers la fenêtre du nose contre l'articulation de pale.



Figure IV.27 La position des crochets d'élévation



Figure IV.28 Placement les crochets



Figure IV.29 Levage et montage du Rotor

IV.2 La maintenance

IV.2.1 Le contexte de l'éolien

L'exploitation industrielle peut se définir comme l'ensemble des processus et des outils utilisés pour produire un bien dans une industrie. C'est un terme qui englobe les actions permettant de créer de la valeur ajoutée à partir de l'infrastructure industrielle. Dans le domaine de l'éolien, ce sont toutes les actions qui ont pour finalité de permettre aux éoliennes de produire de l'électricité de manière optimale.

Les notions d'exploitation et de maintenance sont étroitement liées car la deuxième est le prolongement de l'autre dans le cycle de production. Elles sont souvent concentrées dans le même service pour un meilleur suivi.

IV.2.2 Définition de maintenance

L'activité de maintenance se définit comme l'ensemble des actions destinées à maintenir en état de fonctionnement un bien. C'est l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé (43). Dans le domaine de l'éolien, la maintenance représente environ le tiers des dépenses de gestion des parcs.

IV.2.3 Objectifs de la maintenance

Elle a pour objectif :

- D'établir le diagnostic des installations et infrastructures destinées à l'exploitation.
- De remettre l'infrastructure en état de fonctionnement si nécessaire et maximiser sa disponibilité.
- De garantir la sécurité des personnes intervenant directement sur l'infrastructure.
- De réduire au maximum le ratio :

$$\frac{\text{dépenses de maintenance}}{\text{Valeur du service rendu}}$$

Dans le cas de l'industrie éolienne, la maintenance représente un coût important qui influe énormément sur le coût d'exploitation des parcs. Chaque éolienne a une durée de vie approximative de 20 à 25 ans.

Durant cette période, l'exploitant met en place une série d'opérations destinées à garantir la disponibilité des éoliennes et leur bon fonctionnement. Cette disponibilité est déterminée en amont dans le contrat d'exploitation. Ce taux est généralement situé entre 80 et 95% en fonction des parcs.

C'est le vent qui pilote la production du parc éolien ; il a aussi un fort impact sur l'ensemble des arrêts et des pannes sur les éoliennes. Les données de vent, recueillies avant la construction du parc, permettent de définir le productible du parc avant sa mise en exploitation ; le productible peut être aussi réévalué pendant la phase d'exploitation.

Chapitre IV Montage et maintenance d'une ferme éolienne

La période de garantie intervient lors des deux premières années de fonctionnement du parc. Pendant cette période, le parc éolien est maintenu par le constructeur sauf pour les pannes exceptionnelles. Les données relatives aux arrêts et aux pannes interviennent après quelques années de fonctionnement lorsque l'exploitant sort de la « garantie constructeur ». Après la sortie de garantie, l'exploitant dispose de meilleures informations sur les pannes et peut optimiser son budget de maintenance suivant les risques de pannes observés. Comme dans les autres secteurs industriels, l'industrie éolienne a donné une place importante à la maintenance parce qu'elle a cerné les capacités de marge bénéficiaire qu'une bonne stratégie de maintenance peut lui permettre de réaliser.

IV.2.4 Les différents types de maintenance

Il existe plusieurs types de maintenance qui peuvent être classés comme ci-dessous

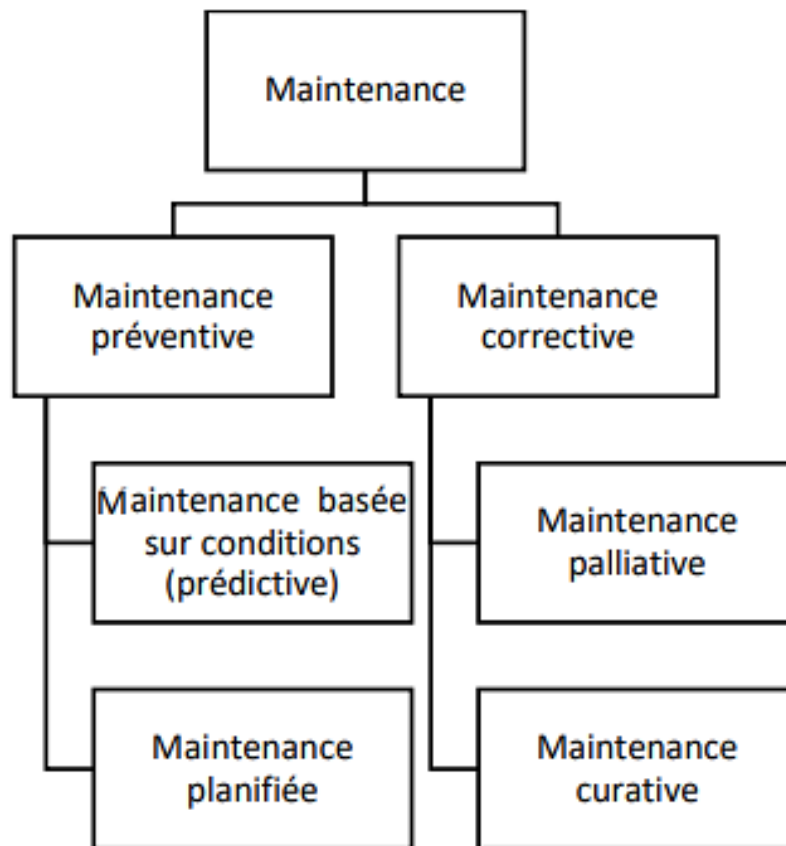


Figure IV.30 Classification des types de maintenance (J. Ribrant 2006)

IV.2.4.1 Maintenance corrective

Elle se définit comme un type de maintenance faite après un diagnostic de panne et dont le but est de remettre un équipement en état de fonctionnement (44). C'est une stratégie qui se traduit par un avantage certain relatif à l'utilisation maximale des composants de l'éolienne ; en effet, les équipements ne sont remplacés ou réparés qu'en cas de panne.

Aussi appelée la « Breakdown » stratégie, elle est souvent utilisée à la suite d'une panne entraînant un arrêt de l'équipement. Or, c'est pendant cette période de vent fort que l'éolienne se doit d'être disponible à la production.

Chapitre IV Montage et maintenance d'une ferme éolienne

L'arrêt de l'éolienne pendant la durée de maintenance corrective entraîne une perte de production conséquente. L'unique avantage d'une maintenance corrective est qu'elle permet d'utiliser l'équipement jusqu'à épuisement.

IV.2.4.2 Maintenance préventive

Elle est aussi appelée maintenance prévisionnelle. Elle a pour objectif de réduire les pannes en les anticipant. Les interventions sont exécutées après une durée bien définie (annuelle, semestrielle etc.), après l'atteinte ou le dépassement d'un seuil ou après l'apparition d'un signal.

Ce type de maintenance a pour objectif de réduire le risque éventuel de panne. Elle entre dans une logique d'optimisation des pannes et de maximisation de la disponibilité en période de panne. Idéalement, pour un parc éolien, ce type de maintenance est réalisé en période de vent faible pour garantir une disponibilité pendant les périodes de vents forts.

IV.2.4.3 Maintenance prédictive

Elle est basée sur l'analyse de l'état de l'éolienne. L'identification de certains signes précurseurs est primordiale dans ce type de maintenance. Dans le domaine éolien, différents critères peuvent être analysés:

- L'analyse des huiles : les éoliennes sont des machines tournantes qui ont de forts besoins en lubrification. L'analyse des huiles permet de détecter des anomalies telles que l'usure par abrasion, la contamination par des particules internes ou externes à l'éolienne.
- L'analyse vibratoire : les contraintes mécaniques que subissent les pièces rotatives des éoliennes sont étudiées avec précision afin de prévenir de tout risque et tout arrêt de la production d'énergie. Cela va permettre par exemple de prévenir l'exploitant de graves pannes dues aux déséquilibres des lignes d'arbres, à la dégradation des accouplements ou encore aux usures des roulements.
- La thermographie : en utilisant cette méthode, on peut identifier les sources d'énergie infrarouge émises par l'éolienne, effectuer des analyses sans arrêter la machine et à distance, détecter par exemple une surchauffe anormale des éléments mécaniques ou électriques.

IV.2.4.4 Maintenance planifiée

Il s'agit d'une maintenance plus défensive destinée à limiter voire à empêcher les défaillances. On court cependant le risque de dépenses excessives et d'indisponibilités inutiles. Ce type de maintenance est planifié sur le calendrier au vu des données fournies par les constructeurs et du retour d'expérience de l'exploitant. Il peut s'agir dans l'éolien : d'ajout d'huile, de réglages de certaines pièces ou remplacement d'appareils dit « consommables » ou de remplacement de pièces.

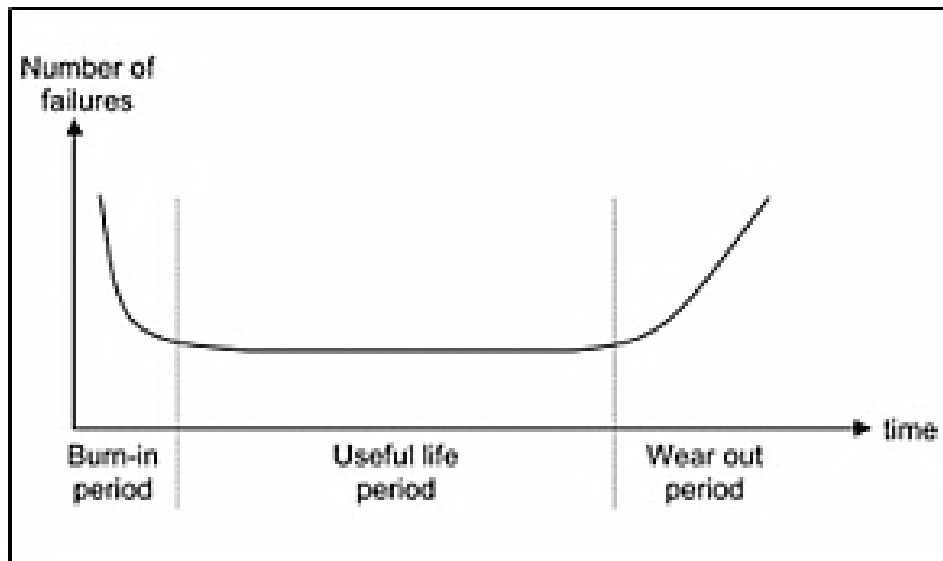


Figure IV.31 Evolution du taux de panne en fonction de l'âge de la pièce (45)

Comme le montre le schéma ci-dessus, les types de maintenance préventive peuvent s'adapter suivant l'âge de la pièce. En effet, en début et fin de vie, la chance de panne est plus importante sur une pièce. L'adaptation de la maintenance préventive peut se faire en faisant varier le type d'opérations et/ou sa fréquence.

IV.2.4.5 Maintenance palliative

On distingue le correctif palliatif (qui apporte une correction temporaire) et le correctif curatif (qui est une réparation pour des effets à long terme). Toutefois, cette maintenance se révèle très coûteuse lorsqu'on se focalise sur les conséquences des défaillances des équipements hautement sollicités.

La maintenance palliative sert essentiellement à résoudre un problème technique à court terme. Elle permet de réduire la perte de production. Elle oblige l'exploitant industriel à réaliser une deuxième opération de maintenance pour résoudre le problème de façon définitive. Cette deuxième opération de maintenance peut conduire à une perte de production supplémentaire.

IV.2.4.6 La maintenance curative

Elle se distingue de la maintenance corrective parce qu'elle est utilisée pour pallier une panne urgente et remettre l'équipement rapidement en état de marche même s'il fonctionne en mode dégradé. Utilisée de façon unique, la maintenance curative réduit certes les coûts de maintenance mais elle peut vite dépasser les prévisions et causer d'importants inconvénients liés à la production. A mesure que le parc vieillit, le nombre d'opération de maintenance corrective augmente et engendre des coûts indirects qu'il est difficile d'estimer avant la panne. Ces différents types de maintenance interviennent de différentes manières dans le processus de l'éolienne.

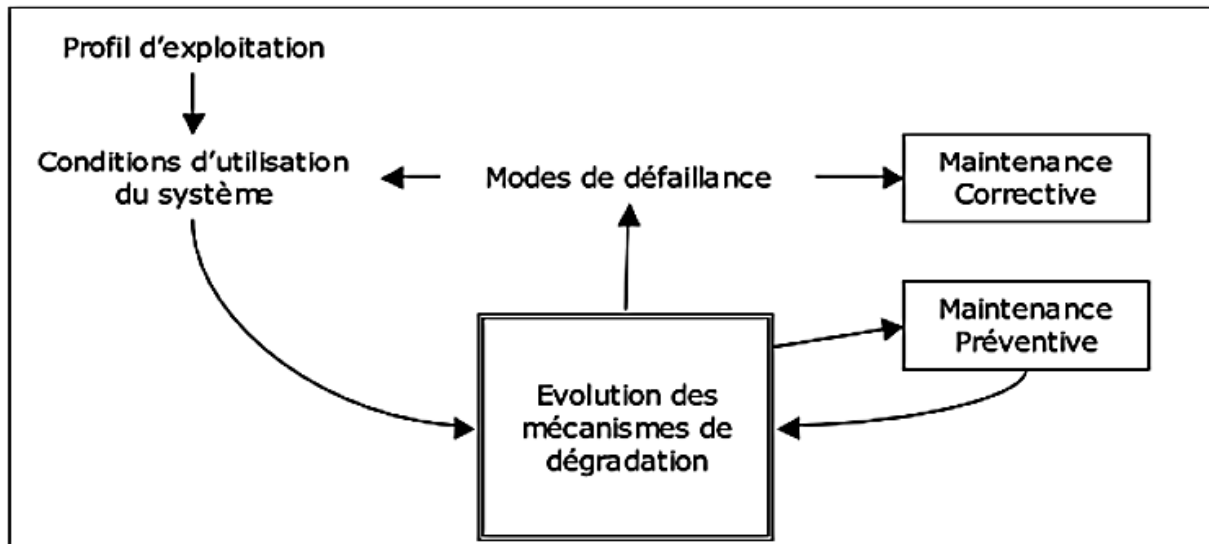


Figure IV.32 Interaction des différentes maintenances dans l'évolution des mécanismes de dégradation (46)

IV.2.4.7 Maintenance hybride

C'est la plus courante. Elle combine les deux types de maintenances : préventives et correctives. Elle consiste à anticiper certaines pannes par le biais d'interventions préventives et à être réactif pour les interventions correctives lorsque les pannes surviennent.

	Correctives	Préventive	Prédictive
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation maximum des pièces. Peu chère à court terme. Investissement dans un outil de télégestion efficace 	<ul style="list-style-type: none"> Perte de production prévue à l'avance Anticipation de la disponibilité 	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation efficace des pièces. Disponibilité importante
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> Pertes de production élevée Gestion difficile des stocks Risque de perte de production 	<ul style="list-style-type: none"> Relativement chère à mettre en place. Les pièces sont parfois sous-utilisées. Utilisation peu efficace des équipements 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessite une base de données d'apprentissage constant sur l'évolution technique des turbines. Lourd à mettre en œuvre à cause du nombre élevée de modèles.

Tableau IV.2 Comparaison des types de maintenance préventive et corrective

Chapitre IV Montage et maintenance d'une ferme éolienne

Conclusion

Dans la première partie, on a présenté le projet de la ferme éolienne du Kabertene constituée de 12 aérogénérateurs de marque Gamesa G52 d'une puissance totale de 10,2 MW, la réalisation du génie civil et le montage mécanique de l'éolienne.

Dans la deuxième partie, on a parlé de la maintenance dans le contexte éolienne, ses objectifs, ses différents types et la comparaison entre; la maintenance préventive, la maintenance prédictive et la maintenance correctives.

Conclusion générale

Dans ce travail, on a essayé de donner une image claire de l'énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne, qui servira de nouvelle solution au déficit énergétique, et qui peut occuper une part importante dans la production d'électricité, afin de limiter l'effet des énergies fossiles sur l'environnement.

Dans un premier temps, on a fait l'état de l'art des éoliennes, ainsi que quelques définitions détaillées sur cette source d'énergie.

Ensuite, on a présenté quelques paramètres tels que ; la distribution de Weibull, les méthodes d'extrapolation verticale de la vitesse du vent, différentes lois utilisées pour évaluer la densité de puissance moyenne, la densité énergétique et l'énergie produite par une éolienne.

Puis, on a fait l'étude de puissance générée par un aérogénérateur de marque Gamesa, modèle ; AEG G52 850 KW 50_60 Hz, pour différentes densités et vitesses de l'air, pendant les trois premières journées des mois de Janvier, Avril et Septembre. On a constaté l'influence des variables d'entrée sur les résultats obtenus, qui se manifeste en variation de puissance produite durant la période étudiée.

On termine notre travail par une brève présentation du montage et de la maintenance d'un parc éolien.

Bibliographie

- [1]. Garlik, John. manuel d'enseignement des énergies renouvelables. s.l. : horizon design and production, copyright 2009. p. 41.
- [2]. Connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-eolienne.
- [3]. <http://breuilletnature.blogspot.com/2015/10/2,> Les énergie renouvelables-2-les_30.html.breuilletnature.blogspot.com [En ligne] 2015.
- [4]. Cressault, Yann. cours éoliennes. 2015-2016.
- [5]. Houcinat, Mme. cours énergie éolienne. BLIDA : econle technique de sonelgaz blida, 2013. 4.
- [6]. RAPIN, Philippe LEC ONTE et Marc. l'éolienne. France : office national d'études et de recherches aérospatiales, 2016.
- [7]. R & D dans le domaine des énergies renouvelable en Algérie. DIAF, Dr. Said. 2014, S S T D ceder, p. 16.17.
- [8]. Leconte P., Rapin M., Szechenyi E., Eoliennes, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie.
- [9]. S.Madougou. *Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone*. toulous : s.n., jeudi 24 juin 2010.
- [10]. N. Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen, 2006, pp.13
- [11]. Justus C.G. et A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5, 1976.
- [12]. Peterson E., « On the Use of Power Laws Estimates of Wind Power Potential » J of Applied Meteorology, vol. 17, pp 390:394, 1978.
- [13]. C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin, "Nationwide assessment of potential output from wind powered generators," Journal of Applied Meteorology, n°15, pp. 673-678, 1976.
- [14]. J.A. Businger, J.C. Wyngaard, Y. Izumi, E.F. Bradley, Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer, J. Atmos. Sci. 28 (1971) 181–189.
- [15]. Technical note of WMO, Meteorological Aspect of the Utilisation as an Energy Sources, N°175, 1981.
- [16]. Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL. Wind energy explained: theory, design and application. Amherst, USA: John Wiley & Sons; 2002.
- [17]. A.S. Ahmed, Wind energy as a potential generation source at Ras Benas, Egypt, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 14 (2010) 2167-2173.
- [18]. Z. Durisic, J. Mikulovic, A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP, Renewable Energy 41 (2012) 407-411.

- [19]. Patel MR. Wind and solar power systems. Florida, America: CRC Press, 1999.
- [20]. Jamil M, Parsa S, Majidi M. Wind power statistics and an evaluation of wind energy density. *Renewable Energy* 1995;6(5):623–628.
- [21]. Tchinda R, Kendjio J, Kaptoum E, Njomo D. Estimation of mean wind energy available in far north Cameroon. *Energy Convers Manage* 2000;41:1917–1929.
- [22]. Keyhani A, Ghasemi-Varnamkhasi M, Khanali M, Abbaszadeh R. An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran, Tehran. *Energy* 2010;35(1):188-201.
- [23]. M.R. Islam, R. Saidur, N.A. Rahim, Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function, *Energy* 36 (2011) 985-992.
- [24]. <https://www.manicore.com/documentation/eolien.html>.
- [25]. A.W. Dahmouni, M. Ben Salah, F. Askri, C. Kerkeni, S. Ben Nasrallah, Assessment of wind energy potential and optimal electricity generation in Borj-Cedria, Tunisia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 815–820.
- [26]. Boudia-Sidi-Mohammed, «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie», Thèse de Doctorat, Université Abou BekrBelkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2013.
- [27]. Jaramillo OA, Borja MA. Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renew Energy* 2004;29:1613-1630.
- [28]. Akpinar EK, Akpinar S. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Convers Manage* 2005; 46:1848–1867.
- [29]. H.S. Bagiorgas, M.N. Assimakopoulos, D. Theoharopoulos, D. Matthopoulos, G.K. Mihalakakou, Electricity generation using wind energy conversion systems in the area of Western Greece, *Energy Conversion and Management* 48 (2007) 1640–1655.
- [30]. T.P. Chang, Wind energy assessment incorporating particle swarm optimization method, *Energy Conversion and Management* 52 (2011) 1630–1637.
- [31]. Martine O. L. Hansen, —Aerodynamics of Wind Turbines, Second edition published by Earthscan in the UK and USA, 2008.
- [32]. N. Eskin, H. Artar, S. Tolun, Wind energy potential of Gökçeada Island in Turkey, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(2008)839–51.
- [33]. Lu L, Yang H, Burnett J. Investigation on wind power potential on Hong Kong islands— an analysis of wind power and wind turbine characteristics. *Renew Energy* 2002;27:1–12.
- [34]. Mike Robinson, Paul Veers, Wind Turbine Control Workshop, Santa Clara University, Santa Clara, CA, June, 1997.

- [35]. E. Muljadi, C.P. Butterfield, P. Migliore, Variable speed operation of generators with rotor-speed feedback in wind power applications, Fifteenth ASME Wind Energy Symposium, Houston, Texas, 1996.
- [36]. Bernard MULTON « Aérogénérateurs électriques » Master Recherche Equipe SETE Module C16. STS IST Paris – ENS Cachan 2007.
- [37]. K. E. Johnson, L. Y. Pao, M. J. Balas et L. J. Fingersh, « Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture,» Control Systems, IEEE , vol. 26, n° 13, pp. 70-81., 2006..
- [38]. G. Johnson, Wind energy systems, Manhattan KS: Electronic Edition., 2001.
- [39]. A. Shanta et R. Hanitsch, «Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean sea in Egypt,» Renew Energy, vol. 31, pp. 1183-1202, 2006.
- [40]. E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis et K. Kalaitzakis, «Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms.,» Solar Energy , vol. 80, n° 19, p. 1072–1088, 2006.
- [41]. R. Belfkira, «Modélisation et optimisation de centrales multi-sources de production d'énergies électrique: application aux sites isolés,» Ph.D. Thesis, University of Le Havre, 2009.
- [42]. S. Ashok, «Optimised model for community-based hybrid energy systems.,» Renew Energy, vol.
- [43]. Norme AFNOR X60-010, » AFNOR, 2015.
- [44]. M. R. a. A. Holyland, System reliabilitytheory, Hoboken, 2004.
- [45]. I. El-Thajli, I. Alsyouf et G. Ronsten, «A model for assessing operation and maintenance cost adapted to wind farms in cold climate environment: based on Onshore and offshore case studies.,» chez European Offshore Wind Conference proceedings, Stockholm, 2.
- [46]. V. ZILLE, Thèse : Modélisation et évaluation des stratégies de maintenance complexes sur des systèmes multi-composants, 2009.
- [47]. E. HAU. Wind Turbine, Fundamentals, technologies, Application, Economics .Springer, 2000.