

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie mécanique
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الهندسة الميكانيكية
المرجع:

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat en sciences en : Génie Mécanique

Spécialité (Option) : Construction Mécanique

**Amélioration de la performance de pale éolienne par
considération des paramètres locaux et prend en
compte les phénomènes des pertes**

Présentée par :

DEBBACHE Mohammed

Soutenue publiquement le 04/07/2018

Devant le jury composé de :

GUERIRA Belhi	MC-A-	Président	Université de Biskra
DERFOUF Semcheddine	MC-A	Directeur de thèse	Université de Biskra
HADID Mohamed	Professeur	Co- Directeur de thèse	Université de Biskra
BRIOUA Mourad	Professeur	Examineur	Université de Batna 2
IHADADEN Nabila	MC-A-	Examineur	Université de M'sila
IHADADEN Razika	MC-A	Examineur	Université de M'sila

DÉDICACE

A ma mère

A la mémoire de mon père

A tous les membres de ma famille

A tous mes collègues

REMERCIEMENTS

J'ai l'honneur de présenter dans ce manuscrit le fruit de plusieurs années des travaux de recherche au sein du Département de Génie Mécanique et du Laboratoire de Génie Mécanique de l'Université de Biskra.

A ce titre J'aimerais tout d'abord remercier le Directeur de ma thèse, le Docteur Semcheddine Derfouf et le Co-directeur, le Professeur Mohamed Hadid. Je reconnais qu'ils n'ont épargné aucun effort pour m'aider, m'encourager et m'orienter pour atteindre les objectifs de ce travail.

Je tiens également à remercier tous mes collègues qui m'aidaient et m'encourageaient au centre de développement des énergies renouvelables (CDER).

J'exprime toute ma reconnaissance à chacun des membres du jury pour l'intérêt manifesté pour ces travaux et pour l'honneur qu'ils m'ont fait en ayant accepté l'évaluation de ma thèse.

TABLE DES CONTENUS

TABLE DES CONTENUS

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Table des contenus	iii
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	xii
Nomenclature	xiii

CHAPITRE I :

INTRODUCTION GENERALE

1. APPROCHE HISTORIQUE SUR L'ENERGIE EOLIENNE.	2
2. SYNTHESE DES TRAVAUX DE DEVELOPEMENT DES EOLIENNES	3
3. PROBLEMATIQUE ET OBJECTIFS	8
3- STRUCTURE DE LA THESE	9
Références	10

CHAPITRE II :

TECHNOLOGIE DES ÉOLIENNES A AXE HORIZONTAL

1. INTRODUCTION.	14
2. CONSTITUTION D'UN ROTOR EOLIEN.	14
2.1. La fondation.	14
2.2. Le mat.	15
2.3. Le rotor.	15
2.4. La nacelle.	16
3. FONCTIONNEMENT D'UNE EOLIENNE A AXE HORIZONTALE.	16
4. TYPES DES EOLIENNES A AXE HORIZONTALE.	17
4.1. Les éoliennes à vitesse fixée.	17
4.2. Les éoliennes à vitesse variable.	17
5. LES TECHNOLOGIES DE CONTROLE DES EOLIENNES A AXE HORIZONTAL.	18
5.1. Contrôle de calage des pales.	18
5.2. Contrôle de décrochage passif.	19
5.3. Contrôle de décrochage actif.	19
5.4. Contrôle de puissance par des ailes.	20
5.5. Contrôle de puissance par l'orientation du rotor.	20
6. CRITERE DE CONCEPTION D'EOLIENNE A AXE HORIZONTAL.	21
6.1. Critères de tailles d'éolienne.	21
6.2. Critères de site d'installation.	22
6.2.1. La disponibilité du vent.	22
6.2.2. Class du vent.	23

6.2.3. La nature du sol.	24
6.2.4. La nature de profil de site.	24
6.2.5. La position de site.	24
6.3. Critères d'aérodynamique de pale.	24
6.3.1. Profil de section pale.	24
6.3.1.1. Profils de NREL	24
6.3.1.2. Profils de Risø.	25
6.3.1.3. Profils de Delft.	26
6.3.2. La morphologie de pale.	27
6.3.4. Distribution d'épaisseur de profil.	28
7. CONCLUSION.	29
Reference	30

CHAPITRE III :

AERODYNAMIQUE DES ÉOLIENNE À AXE HORIZONTAL

1. INTRODUCTION.	33
2. THEORIE UNIDIMENSIONNEL D'UN ROTOR EOLIEN (LIMITE DE BETZ).	33
2.1 Définition de l'action du moteur éolien sur l'air.	35
2.2 Définition de la vitesse au niveau du moteur éolien.	35
2.3 La l'efficacité du rotor éolien.	37
3. THEORIE BIDIMENSIONNELLE D'UN ROTOR EOLIEN IDEAL (L'EFFET ROTATIONNEL).	39
3.1 Détermination de la poussé axiale et du moment moteur.	40
3.2 Détermination de la puissance utile et du coefficient de puissance.	41
4. THEORIE D'ELEMENT DE PALE (L'EFFET AERODYNAMIQUE).	42
5. THEORIE DE MOUVEMENT D'ELEMENT DE PALE (BEM)	44
6. CORRECTION DE LA THEORIE DES MOMENTS D'ELEMENT DE PALE.	45
6.1. Correction dépend au nombre des pales.	45
6.1.1 Correction de Prandtl.	45
6.1.2 Correction d'Aerodyn.	46
6.2. Correction dépend à la haute induction.	47
6.2.1. Modèle de Glauert.	47
6.2.2. Modèle de Spera.	47
6.2.3. Modèle d'Aerodyn.	47
6.2.4. Modele de Buhl.	48
6.2.5. Modèle de GH-bladed.	48
6.3. Correction dépend au délai de décrochage.	49
6.3.1. Modèle de Viterna et Corrigan.	49
6.3.2. Modèle de Du-Seling.	50
7. CONCLUSION.	51
Références.	51

CHAPITRE IV :

ANALYSE DE POTENTIAL EOLIEN EN ALGERIE

1. INTRODUCTION.	54
2. POTENTIEL ÉOLIEN D'UN SITE.	54
2.1 Densité de vitesse de vent (probabilité de Weibull).	54
2.2 Le profil vertical de la vitesse du vent.	55
2.3 Potentiel éolien d'un site.	55
2.3.1. Densité de puissance moyenne.	55
2.3.2. Densité énergétique moyenne disponible.	56
3. ÉVALUATION DE POTENTIEL DE VENT EN ALGÉRIE.	56
4. CONCLUSION.	58
Références.	58

CHAPITRE V :

**ETUDE DE LA PERFORMANCE D'UN MODELE PROPOSE
D'ÉOLIEN A AXE HORIZONTAL**

1. INTRODUCTION.	61
2. LA LOCALISATION GEOGRAPHIQUE D'ADRAR.	61
3. MODELE D'EOLIEN PROPOSE.	62
4. ÉTUDE DE LA PERFORMANCE.	62
4.1 Méthodologie.	62
4.2 Résultats et discussions.	64
5. CONCLUSION.	70
Références.	71

CHAPITRE VI :

**AMELIORATION DE LA FORME DE LA PALE ÉOLIEN POUR UNE
MIEUX PERFORMANCE**

1. INTRODUCTION	73
2. METHODOLOGIE D'AMELIORATION	74
2.1 Amélioration de linéarisation de la distribution de la corde et l'angle de calage.	74
2.2 Amélioration la distribution d'épaisseur de profil.	78
3. RESULTANTS ET DISCUSSIONS	79
3.1. Amélioration de la linéarisation de la distribution de la corde et de l'angle de calage.	79
3.2. Amélioration de la distribution de l'épaisseur de profil.	92
4. CONCLUSION	94
Références.	95
CONCLUSION GENERALE.	96
ANNEXES.	98

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

LA LISTE DES FIGURES :

Fig.II.1. Fondation d'une éolienne.	14
Fig.II.2. Un mat de structure cylindrique et de structure treuille.	15
Fig.II.3. Un rotor d'une éolienne à axe horizontal.	15
Fig.II.4. La nacelle d'une éolienne à axe horizontal.	16
Fig.II.5. Les organes de fonctionnement.	16
Fig.II.6. Éolienne à vitesse fixée.	17
Fig.II.7. Éolienne à vitesse variable à machine asynchrone à cage.	18
Fig.II.8. Éolienne à vitesse variable à machine asynchrone à double alimentation.	18
Fig.II.9. Système de contrôle de calage des pales.	19
Fig.II.10. Courbe de puissance avec contrôle.	20
Fig.II.11. Éolienne à pales avec des ailles.	20
Fig.II.11. Système d'orientation du rotor.	21
Fig.II.12. La distribution de Weibull de la fréquence du vent.	23
Fig.II.13. La rose du vent.	23
Fig.II.14. Les profils de pale Type NREL.	25
Fig.II.15. Les profils de série Risø-A.	26
Fig.II.16. Les profils de série Risø-P.	26
Fig.II.17. Les profils de série Risø-B.	26
Fig.II.18. La forme des profils de Delft.	26
Fig.II.19. Pale éolienne à distribution constante de la corde.	27
Fig.II.20. Pale éolienne à distribution constante du calage.	27
Fig.II.21. Pale éolienne à distribution variable de la corde et de calage.	28
Fig.II.22. Pale éolienne à distribution constante du type de profil.	28
Fig.II.23. Pale éolienne à distribution variable du type de profil.	28
Fig.II.24. Pale à distribution variable d'épaisseur de profil.	29
Fig.II.25. Pale à distribution constante d'épaisseur de profil.	29
Fig.III.1. Modèle disque avec une veine de fluide le traversant.	34
Fig.III.2. Le champ des vitesses au niveau de disque (pertes axiale).	36
Fig.III.3. La variation de coefficient de poussée et de puissance sous l'effet d'induction.	38
Fig.III.4. Le modèle électromagnétique du phénomène de la turbulence.	40
Fig.III.5.1. Le champ des vitesses au niveau de disque (pertes axiale-radiale).	40
Fig.III.6. Le champ des forces aérodynamique sur un élément de pale.	43

Fig. III.7. Les résultantes effectives des forces aérodynamiques.	44
Fig.III.8. Les modèles de correction du coefficient de poussé.	48
Fig.III.9. La distribution des coefficients aérodynamiques vis l'angle d'attaque.	50
Fig. IV.1. Le premier Atlas du vent en Algérie.	57
Fig.IV.2. Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour le site d'Adrar.	57
Fig. IV.3. La vitesse moyenne de vent mesurée à 10 et 80m d'altitude.	58
Fig. V.1. La position géographique d'Adrar.	61
Fig. V.2. La rose du vent d'Adrar.	61
Fig. V.3. L'organigramme de la théorie de dynamique d'élément de pale.	63
Fig. V.4. La densité de vent à 18m of altitude à Adrar.	64
Fig. V.5. La distribution de la corde de profil.	64
Fig. V.6. La distribution de l'angle de calage (vrillage).	65
Fig. V.7. La variation de coefficient de puissance.	65
Fig. V.8. La variation de puissance.	66
Fig. V.9. La variation de la production annuelle.	66
Fig. V.10. La variation de la distribution d'angle d'écoulement.	67
Fig. V.11. La variation de la distribution d'angle d'attaque.	67
Fig. V.12. La variation de la distribution de facteur d'induction axial.	68
Fig. V.13. La variation de la distribution de facteur d'induction tangentiel.	69
Fig. V.15. La variation de la distribution de coefficient de trainée.	69
Fig. V.16. La variation de la distribution de coefficient de portance.	70
Fig. V.14. La variation de la distribution de coefficient de la force poussée.	70
Fig.VI.1. Linéarisation de corde jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.	75
Fig.VI.2. Linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.	75
Fig.VI.3. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 50% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.	75
Fig.VI.4. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 40% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.	76
Fig.VI.5. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 30% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.	76

Fig.VI.6. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 20% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.	76
Fig.VI.7. La variation d'épaisseur du corps de pale.	77
Fig.VI.8. La variation de coefficient de puissance de modèle de X. Liu et modèle de base.	79
Fig.VI.8. La variation de coefficient de puissance de modèle de X. Liu et modèle de base.	79
Fig.VI.9. La production annuelle d'énergie de modèle de X. Liu et al et modèle de base.	80
Fig.VI.10. La variation de coefficient de puissance des modèles de corde changée dans la première étape.	80
Fig.VI.11. La production annuelle d'énergie des modèles de corde changée dans la première étape.	81
Fig.VI.12. La variation de coefficient de puissance des modèles d'angle de calage changée selon la première étape.	81
Fig.VI.13. La production annuelle d'énergie des modèles d'angle de calage changée selon la première étape.	82
Fig.VI.14. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 50% avec angle de calage changée selon la première étape.	82
Fig.VI.15. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 50% avec angle de calage changée selon la première étape.	82
Fig.VI.16. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 40% avec angle de calage changée selon la première étape.	83
Fig.VI.17. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 40% avec angle de calage changée selon la première étape.	83
Fig.VI.18. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la première étape.	83
Fig.VI.19. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la première étape.	84
Fig.VI.20. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changée selon la première étape.	84
Fig.VI.21. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changée selon la première étape.	85

Fig.VI.22. Les modèles linéarisés horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changée selon la quatrième étape.	85
Fig.VI.23. Les modèles linéarisés horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la quatrième étape.	85
Fig.VI.24. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la quatrième étape.	86
Fig.VI.25. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la quatrième étape.	86
Fig.VI.26. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changée selon la quatrième étape.	86
Fig.VI.27. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changée selon la quatrième étape.	87
Fig.VI.28. Les modèles de corde linéarisés horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	87
Fig.VI.29. Les modèles de corde linéarisés horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	88
Fig.VI.30. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	88
Fig.VI.31. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	88
Fig.VI.32. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	89
Fig.VI.33. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	90
Fig.VI.34. Les modèles de corde linéarisés horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	90
Fig.VI.35. Les modèles de corde linéarisés horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	90

Fig.VI.36. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80%/ angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	91
Fig.VI.37. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	91
Fig.VI.38. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout après 80%/ angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	91
Fig.VI.39. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.	100
Fig.VI.40. L'effet de changement de type de profil sur le coefficient de puissance.	93
Fig.VI.41. La production annuelle d'énergie des modèles avec différents profils.	93
Fig.VI.42. La variation de coefficient de puissance de différente distribution d'épaisseur proposé.	94
Fig.VI.43. La production annuelle d'énergie de modèle avec différente distribution d'épaisseur proposé.	94

LA LISTE DES TABLEAUX :

Tableau.II.1. Le classement Britannique (ITDG-UK).	21
Tableau.II.2. Le classement Américain (NREL-USA).	22
Tableau.II.3. Le classement Européenne (EWEA-Europe).	22
Tableau.II.4. Le classement du vent (IEC).	23
Tableau.II.5. Les types des profils de NREL.	25
Tableau.II.6. Les types des profils de Delft.	27
Tableau V.1. Les Paramètres locaux d'Adrar.	62
Tableau.VI .1. Les différents profils utilisés.	78
Tableau.VI.2. Les différentes distributions radiales d'épaisseur de profil de la pale.	78
Tableau. VI .3. Le gain de poids obtenu.	92

NOMENCLATURE

NOMENCLATURE

a	Axial induction factor.
a'	Radial induction factor.
B	Blade number.
C	Chord length (m).
C_l	Lift coefficient.
C_d	Drag coefficient.
C_n	Normal force coefficient.
C_t	Tangential force coefficient.
C_T	Thrust coefficient.
C_{dmax}	Maximum drag coefficient.
C_{dstall}	Stall drag coefficient.
C_p	Power coefficient.
d_r	Elemental radial length (m)
dF_d	Elemental drag force (N.m).
dF_l	Elemental lift force (N.m).
dF_N	Elemental normal force (N.m).
dF_T	Elemental tangential force (N.m).
dT	Elemental thrust force (N.m).
dQ	Elemental torque (N.m ²).
F_t	Prandtl tip losses factor.
F_r	Root losses factor.
F	Losses factor.
$f_{weibull}$	Weibull wind frequency (%).
r	Radial position (m).
rh	Root radial position (m).
R	Radius (m).
U	Wind speed (m/s).
U_{rel}	Relative wind (m/s).
v	Mean wind speed (m/s).

Greek letters

α	Attack angle (°)
α_{stall}	Stall angle (°)
θ	Twist angle (°).
σ	Solidity.
φ	Flow angle (°).

Ω	Rotation velocity (rd/s).
λ	Tip speed ratio.
λ_r	Elemental speed ratio.
ρ	Air density (1.225 kg/m ³).
η	Mechanical efficiency (%)

Abbreviations

AR	Aspect ratio.
AEP	Annual energy production.
BEM	Blade element momentum theory.
NREL	National Renewable Energy Laboratory (USA).
TSR	Tip speed ratio.

CHAPITRE I :

INTRODUCTION GENERALE

1. APPROCHE HISTORIQUE SUR L'ENERGIE EOLIENNE :

Depuis les anciens siècles, l'homme est passionné par le voyage après la connaissance de civilisation. Cette passion poussé l'homme utiliser les phénomènes naturels dans le déplacement pour des longues distances. En 5000 av. JC [1], l'homme c'est basé sur le vent pour déplacer les bateaux par l'utilisation des voiles. Après la naissance de l'empereur de Babylon, cette technique est utilisée de concevoir des systèmes d'irrigation fonctionnent par le souffle du vent. En 600 av. JC [1], Les perces ont conçus les premiers systèmes de pompage de l'eau et de broyer les céréales. Les premiers moulins à vent a été découvert par les archéologues remontent à 500 après JC. Ces formes du Moulins ont été utilisées comme mode de décoration en Asie, au lieu que sources d'énergie renouvelables, mais dès le 12ème siècle, les Européens commençaient à construire et développer des moulins pour produire les céréales et pomper l'eau. L'une des premières usines au Royaume-Uni se trouve à Weedley dans le Yorkshire et peut être datée de 1185[2].

En XIVe siècle, les Hollandais utilisaient des hélios pour de grands projets tels que l'assèchement du delta du Rhin [2]. Après quelque année les utilisations des moulins du vent devient plus vaste notamment le domaine de l'agriculture, ou pour puiser de l'eau dans des endroits comme les puits. A la fin du 19ème siècle que les scientifiques et les inventeurs ont commencé à considérer l'énergie éolienne comme une source potentielle d'électricité. Charles F. Bush a conçu un premier dispositif pour alimenter sa maison en électricité, en 1888 [3]. L'éolienne fonctionne avec des pales à axe vertical et avec plusieurs accumulateurs (batteries) pour stocker l'énergie produite. Par la suite, le dispositif éolien de Charles F. Bush est repris par le Danois Poul La- Cour qui dessine plusieurs éoliennes industrielles dont une qui sera vendue en 72 exemplaires au début du XXème siècle [3]. Au tournant du siècle en Danemark, il y avait plus de 2 000 moulins à vent produisant plus de 30 MW d'énergie. Ce développement s'est poursuivi bien au cours du 20ème siècle tandis que d'autres cultivaient une dépendance croissante sur les combustibles fossiles pour leurs besoins énergétiques.

Aujourd'hui, plusieurs domaines ont été avancés d'une manière rapide, tels que la science des matériaux, l'informatique, l'aérodynamique, la conception analytique et les méthodes d'analyse, les essais et la surveillance, et l'électronique de puissance. La science des matériaux a apporté de nouveaux composites pour les pales et les alliages pour les composants métalliques. La surveillance et le contrôle, les méthodes de conception aérodynamique, initialement développées pour l'industrie aérospatiale, sont désormais adaptées aux éoliennesect. Ce

développement a ranimé la fabrication et accéléré la fabrication des éoliennes et le marché d'énergie éolienne. Ou plusieurs fabricant contribué à la production d'éolienne plus robuste et fiable. Parmi ces fabricant, le fabricant chinois GoldWind par une contribution de 12.5%, le fabricant danois Vestas par 11,8%, le fabricant Américain GE Wind par 9.5% et le fabricant Allemand Siemens par 8% de contribution [4]. En 2015, la capacité mondiale enregistré d'électricité produise a base éolienne est 433 GW. Ou la Chine présente le premier pays par une capacité de 148GW, USA par 75GW, Allemagne par 45GW et Inde et l'Espagne par 20GW [4].

2. SYNTHÈSE DES TRAVAUX DE DÉVELOPEMENT DES ÉOLIENNES À AXE HORIZONTAL :

Le développement des éoliens à axe horizontal est un domaine de recherche plus vaste pour la complexité de modélisation du fonctionnement de ces dispositifs qui est relié à plusieurs paramètres implicites, les paramètres des sites telles que la vitesse moyen de vent et l'altitude, et les paramètres reliés à la forme de la pale éolienne. Parmi ces paramètres, le type de profil, l'angle d'attaque et de calage, le coefficient de portance et de trainée et les facteurs d'induction. Ces derniers ont un impact direct sur l'efficacité de l'éolienne. La pale est l'élément menant le mécanisme de mouvement de l'éolienne.

La pale est l'élément responsable de transmettre l'énergie cinétique du vent à la génératrice de l'éolienne. Les éoliennes sont classées en deux catégories selon l'utilisation dans le réseau électrique, des éoliens à vitesse fixé et d'autre à vitesse variable. Dans ce contexte, l'influence directe de la forme est plus importante sur le rendement de la turbine du vent. Cette section présente une synthèse des théories et des travaux qui ont étudiés cette influence et les paramètres clés pour définir la forme optimale de la pale éolienne, qui va nous définir la méthode d'amélioration d'une configuration d'une pale construite selon le gisement de vent en Algérie.

La théorie d'élément de pale est la première méthode qui peut être appliquée à un rotor, hélice, ventilateur, et même un compresseur légèrement chargé d'analyse. Elle est la base de presque toutes les analyses de l'aérodynamique des hélices car elle traite d'une façon plus détaillé le chargement de la pale. La théorie de base donne un aperçu sur la performance du rotor ainsi que d'autres caractéristiques. William Froude conçu l'origine de la théorie d'élément de pale en 1878. Mais, David W.Taylor et Stefan Drzewiecki étaient les premiers à examiner

et appliquer rigoureusement la théorie d'élément de pale. Ils ont effectué leurs travaux entre 1892 et 1920. La pale est supposée être composée de nombreux éléments de petite épaisseur. La portance et la traînée sont estimées par les caractéristiques aérodynamiques en 2D de la section de l'élément. Elles peuvent être calculées pour chaque élément de pale, où l'écoulement est défini par une vitesse relative qui est la résultante de la vitesse axiale d'entrée et la vitesse de rotation de la pale [5].

Contrairement à la théorie d'élément de pale, la théorie de quantité de mouvement est une analyse globale qui donne des résultats utiles, mais ne peut pas être utilisée comme un outil autonome pour la conception du rotor. Il était initialement prévu de fournir un moyen d'analyse pour évaluer les hélices des navires (Rankine 1865 & Froude 1885) [6]. La théorie de quantité de mouvement est également bien connue par la théorie de disque tournant. Plus tard Betz (1920) a étendu le travail de Rankine et Froude sans inclure la rotation du sillage. Betz suppose que le flux soit non visqueux et stable, aussi le rotor est considéré comme un disque avec un nombre infini de pales.

Plusieurs travaux récents ont été faits pour définir les paramètres de fonctionnement du rotor éolien et la relation entre ces paramètres puis définir les paramètres de conception optimale. Ou les auteurs utilisent les résultats de l'étude de la théorie de la quantité de mouvement et la théorie d'élément de pale. Glauert (1926) introduit l'effet rotationnel de l'air due par les tourbillons créés par le mouvement des pales avec l'effet de fonctionnement à la haute induction pour définir les paramètres de fonctionnement optimale de l'éolien. Une nouvelle correction sur l'étude de Glauert a été faite par Prandtl (1935). Cette correction résume l'effet des pertes au niveau de bout des pales [7]. Eggleston et Stoddard (1987) donnent une revue de synthèse des théories aérodynamiques consacrées aux conceptions d'éoliennes [8]. Pandey et al. (1989) ont présenté plusieurs approches pour prendre en considération l'effet de traînée et le nombre fini des pales d'éolien dans le calcul des facteurs d'induction axiale et radiales leurs résultats présentent un accord avec les résultats de la méthode de Wilson 1976 [9]. Burton et al. (2001) ont étudié l'effet de mouvement de lacet (yaw) de l'éolien sur les paramètres aérodynamiques des pales d'éoliennes [10]. Manwell et al. (2002) ont donné une approche sur le modèle classique de Glauert de conception optimale des turbines éoliennes et l'algorithme proposé pour concevoir numériquement la forme de pales d'éoliennes [3]. Hoogedoorn et al. (2005) ont présenté un travail d'étude de comportement élastique d'une pale souple d'éolien où leur modèle 2D traite les gammes des paramètres de conception, vitesse du vent, angle de

calage pour des profils spécifiques, les résultats montrent que la souplesse de pale augmente la portance et la finesse puis le potentiel de rotor éolien [11].

Marshall L. Buhl, Jr. (2005) ont donné une nouvelle relation empirique pour la correction au haut fonctionnement des éoliens, de la relation empirique de Glauert de la variation de la force de poussée ou le problème de la discontinuité, leurs résultats présentent un accord avec les résultats expérimental [12]. Kishinami et al, ont examiné les caractéristiques aérodynamiques des éoliens à axe horizontal expérimentalement et théoriquement, ils ont établi un code de calcul basé sur la théorie de quantité de mouvement et la théorie d'élément de pale, ils ont trouvé que les facteurs d'induction et l'angle d'attaque ont une influence plus importante sur la performance d'éolien [13]. Lampinen et al (2006) ont développé une méthode pour évaluer les paramètres d'une éolienne à axe horizontal par l'application de la théorie de ventilateur axial ou ils utilisent les données disponibles d'un ventilateur axial avec un profil aérodynamique similaire. Leur solution numérique pour l'angle de calage et de la corde de la pale était bien d'accord avec les données mesurées de l'éolienne à axe horizontal commerciale [14]. Nelson et Hau (2006-2009) ont présenté un historique de développement technologique des grandes éoliennes industrielles utilisées actuellement [15]. Wilson et al. (2009) ont développé la méthode de Glauert et où ils ont fait une analyse d'optimisation locale sur la contribution chaque section radiale pour maximiser la puissance, ou les facteurs d'induction axiaux ont été modifiés jusqu'à ce que la puissance de sortie soit devenue stationnaire au maximum [1,16]. Lanzafame et Messine (2010) ont examiné la performance d'une éolienne en fonction continue avec un coefficient de puissance maximal, ou ils ont développé un code de calcul basé sur la théorie dynamique d'élément de pale pour différentes vitesses du vent et production annuelle d'énergie pour une éolienne à axe horizontal à une vitesse de rotation constante et a comparé avec le même modèle de vitesse variable [17]. Vaz et al. (2011) ont développé une approche BEM améliorée basée sur le modèle classique de Glauert pour la prédiction de la performance des éoliennes à axe horizontal. Le modèle mathématique utilisé prend en considération les phénomènes réels tels que la perte au bout de pale, l'effet rotationnel de l'air au sillage de l'éolien généré par les tourbillons créés par la rotation des pales [18]. Lee et al. (2012) ont étudié l'effet des paramètres de conception, spécifiquement l'angle de calage et la vitesse de rotation des pales sur la performance d'éolien à dispositif tourne contre la rotation d'éolien ou ils ont établi une démarche d'étude de ce type des éoliens basée sur la théorie dynamique d'élément de pale modifiée [19]. Sedaghat et al. (2012) ont fait une étude pour concevoir un éolien à axe horizontal fournissant 300kW ou ils

déterminés les paramètres de conception tels que le facteur d'induction axial et radial, l'angle d'écoulement du vent et coefficient de portance qui donnent le maximum possible de puissance pour une vitesse moyenne du vent de site choisit et un optimum rapport de vitesse au bout de pale [20]. Sharifi et al. (2013) ont proposé une nouvelles algorithmes pour déterminer la distribution radiale d'angle de calage ou ils ont utilisés la théorie de quantité de mouvement d'élément de pale pour déterminer le coefficient de puissance maximal pour différent vitesse du vent malgré l'augmentation du cout de fabrication de cette configuration des pales éoliennes la puissance recueillir est considérable [21]. Sedaghat et al. (2014) étudié la performance aérodynamique des éoliens à axe horizontal de vitesse de rotation variable ont une forme optimale des pales, cette étude est basée sur l'étude des éoliens à vitesse fixée, les résultats obtenu montre que le coefficient de puissance diminue ou la vitesse du vent augmente avec l'induction radiale. Ils présentent une démarche pour déterminer la forme optimale de la pale pour ce type des éoliennes [22]. Z. Najafian Ashrafi et al. (2015) ont présenté une démarche pour déterminer les angles de calage pour un maximum de coefficient de puissance. La vitesse du vent est varié correspond des vitesses de rotation de rotor constantes. Leurs travail a donné une approche sur le système de calage des pales commandé, les résultats ont montré un meilleur rendement par rapport le modèle de base d'une éolienne à axe horizontal, il a été conçu par l'utilisation d'un algorithme itérative basé sur la théorie dynamique d'élément de pale pour la production 200 kW [23].

Des travaux ont été faits pour diminuer le cout de fabrication des pales d'éolien avec une meilleure performance. Liu et al. (2013) ont optimisé la distribution radiale de la corde et de l'angle de torsion pour un éolien à axe horizontal. Cet éolien a un angle de calage fixé et une vitesse de rotation fixée. La vitesse du vent moyenne de site choisit pour un rapport de vitesse au bout donné. Ils ont estimé une distribution radiale linéaire de la corde et l'angle de vrillage de la pale. Cette distribution est des droites passant par le point qui présente la valeur de ses grandeurs au bout de la pale éolienne avec différentes inclinaison. Dans le contexte de déterminer la distribution linéaire optimale ou la puissance est maximale pour une vitesse du vent moyenne de site choisit [24]. Cette méthode est inspirée d'après des travaux précédents tels que Burton et al (2001). Ils ont estimé la corde linéarisé est une ligne droite passant par à les points qui portée 70% et 90% de la corde théorique de profil [10]. Manwell et al. (2002) ont présenté deux expressions linéaires générales de la distribution radiale de la corde et l'angle de torsion, cette méthode n'est pas basée pas sur une approche d'optimisation connue [3]. Malawi et Badr (2003) ont disent que la linéarisation de la courbe de la distribution radiale de

la corde devrait être la tangente de la courbe de la corde passant par la station radiale de 75% ou la courbe de la distribution de l'angle de torsion radiale devrait être un exponentiel. Les résultats de ces méthodes présentent une augmentation considérable de production annuelle d'énergie avec un gain du coût de fabrication [25].

D'autres travaux ont été faits ou introduire les méthodes d'optimisation artificielles pour définir les paramètres optimales pour la haute performance des rotors éoliens, telles que l'utilisation l'algorithme génétique et les réseaux de neurones. Selig et Coverstone-Carroll ont élaboré un algorithme génétique (GA) basé sur une méthode inverse de conception pour optimiser la pale des éolien à décrochage réglé. L'optimum corde de pale et l'angle de torsion ont été déterminés pour maximiser la production d'énergie annuelle [26]. Yurdusev et al ont utilisé l'optimisation artificielle de réseau de neurones (ANN) pour estimer l'optimum de rapport de vitesse au bout de pale. La méthode ANN est avérée plus efficace que la méthode traditionnelle pour l'estimation de rapport de vitesse [27]. Liu et al ont adapté l'algorithme génétique entrecroisé (ECG) élaborer un programme d'optimisation généralisé pour les pales des éolien à axe horizontal turbines. Le programme a été utilisé pour optimiser des pales d'éolien à décrochage réglé pour la production de 1,3 MW les résultats montrent une augmentation de 7,5% de la production annuelle d'énergie [28]. Ceyhan a développé une modèle aérodynamique et les outils d'optimisation le fonctionnement des éolien à axe horizontal basé sur la théorie d'élément de pale et la méthode d'optimisation génétique, il prend la corde, l'angle de torsion et le nombre des sections introduire comme nouvelle variable d'optimisation des pales éoliennes [29].

D'après Le développement actuelles dans la technologie et d'outils informatique, logiciels et matériels. L'application de la méthode de calcul dynamique d'écoulement (CFD) qui est basée sur le développement mathématique de Navier-Stokes d'écoulement des fluides, dans les études 2D et 3D d'écoulement, demande un outil plus performants, telle que les HPC, plusieurs modèles informatisés sont été introduit dans l'étude de la performance des éolien. Sørensen et Hansen (1998) ont utilisé la modélisation direct par une référentiel de rotation et le modèle $k-\omega$, la puissance estimé est suffisante pour une vitesse du vent égale 10 m/s, mais elle diminue avec des vitesses plus élevée. Le flux du tourbillon généré par la rotation des pales n'est capturé correctement ce qui explique la limitation de modèle à cause de l'utilisation de maillage insuffisant [30]. Sørensen et al. (2002) (ont utilisé SST $k-\omega$ model) et Johansen et al. (2002) (ont utilisé DES) pour améliorer la simulation de rotor de NREL phase VI avec une cadre de

référence fixé [31, 32]. Madsen et al. (2003) ont fait une comparaison entre l'approche du modèle directe et l'approche du modèle généralisé de disque tournant de disque ou ils concluent que la détermination de l'angle d'écoulement local par le modèle directe est mieux que le modèle de disque tournant [33]. El Kasmi et al (2008) ont utilisé l'approche du modèle généralisé de disque tournant avec la méthode RANS pour déterminer le flux au voisinage de rotor éolien. Ils prennent en considération les pertes de sillage proche et loin de rotor. Ils introduisent aussi le terme de taux de transfert d'énergie de grande échelle de petit échelle dans l'approximation de l'équation de transport d'énergie dissipé par l'effet des tourbillons au sillage. Qui présentent le taux de transfert d'énergie contrôlé par la gamme d'échelle de production et l'échelle de temps du taux de dissipation. Cette méthode a été proposée pour obtenir des meilleurs résultats que le modèle standard $k-\varepsilon$, avec les constantes de modèle proposé par Crespo et al [34]. Li et al. (2012) ont comparé le turbine de NREL Phase VI, qui utilise la méthode instable de RANS et la modélisation de tourbillons DES, les tourbillons ont été mobilisés par l'utilisation de deux modèles standard $k-\varepsilon/k-\omega$ et le modèle de transport de contrainte de cisaillement (SST). Rien de raison dit que la méthode de calcul DES améliore les résultats de méthode de RANS dans l'estimation des caractéristiques de pale éolien [35]. Choi et al (2014) ont utilisé hypothèse d'état stable pour résoudre le problème des flux autour de deux éoliennes de 2 MW, ou ils ont considéré les effets de sol sur la rotation des pales d'éolien, ils ont simulé la géométrie complète, avec la tour de la turbine pour estimer l'interaction avec le rotor, par l'utilisation de la même hypothèse [36].

3. PROBLEMATIQUE ET OBJECTIFS :

La pale est l'élément principal du fonctionnement de l'éolienne. Cet élément est le premier responsable sur la performance globale de l'éolien. Il a une forme aérodynamique plus précise. Cette forme permet de faciliter de rotation au flux du vent par l'effet de changement de pression. La détermination de la forme de la pale dépend de plusieurs paramètres. D'après ces paramètres, on mentionne le profil aérodynamique utilisé, l'angle d'attaque optimale de profil et le coefficient de portance et de traînée mesuré à cet angle, le diamètre de rotor et la vitesse de rotation de rotor et le rapport de vitesse au bout de la pale. D'autre part des paramètres liés au site d'installation de l'éolienne tels que la vitesse moyenne du vent dans le site, la direction du vent sur le site, l'altitude et la nature du site. La relation entre ces paramètres est plus compliquée, ce qui explique la complexité d'obtenir une forme plus fiable et performante. Par ailleurs, la forme de pale a des zones plus critiques comme l'arrêt de bord d'attaque et bord de

fuite présentent une difficulté de réalisation de la pale. Notre travail est une contribution à déterminer une forme de pale adoptée au site le plus venté en Algérie. Cette forme a une performance élevée avec une considération simplicité de fabrication. D'autres par une production annuelle d'énergie plus élevée. Ce travail est basé sur les travaux consultés dans la section précédente des études de développement et de conception des éoliennes à axe horizontal. Ces travaux sont basés sur la théorie de quantité de mouvement et la théorie d'élément de pale. Plusieurs codes de calcul ont été développés pour évaluer la performance des éoliennes et définir l'influence de tous les paramètres aérodynamiques telles que la vitesse du vent, le type de profil, l'angle d'attaque et de calage, le coefficient de portance et de traînée et le facteur d'induction axial, qui assurent la haute performance d'éolien. Ces travaux donnent plus les informations suivantes qui seront nous aider à :

- Connaître Les deux types des éoliennes axes horizontaux (vitesse fixe ou variable) et leurs fonctionnements.
- De connaître la méthode d'étude de ces types d'éoliennes et la variation ces paramètres aérodynamique pour chaque type.
- D'établir une démarche plus détaillée pour choisir le paramètre de conception des pales pour un site donné et le type de la turbine choisit (vitesse fixe- vitesse variable),
- le choix du profil et leur influence, et la linéarisation de la distribution radiale de la corde et l'angle de torsion sur le coût de fabrication.
- Réfléchir d'établir une méthode de linéarisation de la distribution de la corde et d'angle de torsion d'une façon plus fiable et rigide, parce que ce qui est publié jus qu'à maintenant c'est des solutions arbitraires qui n'ont pas une base d'optimisation.

4. STRUCTURE DE LA THESE :

Notre travail est articulé sur six chapitres avec une conclusion générale. Le premier chapitre considéré comme une introduction générale. Ou nous présentons une approche historique sur l'éolienne, une synthèse des travaux de développement des éoliennes à axe horizontal et nous avons présenté aussi la problématique et l'objectif de travail. Une approche sur la technologie des éoliennes à axe horizontal a été présentée dans le deuxième chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous avons donné un résumé sur la théorie de l'aérodynamique des éoliennes à axe horizontal. Ou la théorie de la dynamique d'élément de pale (BEM) est bien expliquée avec tous les corrections. Le quatrième chapitre présente le démarche de

détermination un potentiel éolien d'un site. Ou nous donne aussi une évaluation du potentiel éolien en Algérie. Après cela, une étude de la performance basée sur la théorie de la dynamique d'élément de pale amélioré pour un modèle d'éolienne à axe horizontal proposé a été présentée dans le cinquième chapitre. Le dernier chapitre présente un travail d'amélioration de la forme de pale d'éolienne proposé pour un meilleur rendement annuel. Le travail basé sur les travaux récents de linéarisation de la distribution radiale de la corde et de l'angle de calage. Aussi nous avons étudiés l'effet de la distribution de l'épaisseur de profil de pale.

Références:

- [1] E. Hau, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, Springer, 2006.
- [2] D. A. Spera, Wind turbine technology, 2ème ed, Asme Press, 2009.
- [3] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind Energy Explained. Wiley, 2009.
- [4] REN21 (2017), Renewables global status report, 82 p.
- [5] D. S. C. Tavares, D. M. V. Menezes, J. C. Ramos, and R. L. d. C. Barroso, Optimum blade design for a 1, 5 mw wind turbine, VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, 2010.
- [6] W. F. Durand, Aerodynamic Theory Berlin, Springer, 1935.
- [7] H. Glauert, The elements of airfoil and airscrew theory, Cambridge University Press, 1926.
- [8] O. Martin and L. Hansen, Aerodynamics of Wind Turbines, UK and USA, Earthscan, 2008.
- [9] M. M. Pandey, K. P. Pandey, and T. P. Ojha, An analytical approach to optimum design and peak performance prediction for horizontal axis wind turbines, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 32, pp. 247-262, 1989.
- [10] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, wind energy handbook, Wiley, 2001
- [11] E. Hoogedoorn, G. B. Jacobs, and A. Beyene, Aero-elastic behavior of a flexible blade for wind turbine application: a 2D computational study, Energy, Vol. 35, pp. 778–785, 2010.
- [12] L. Marshall Jr. Buhl, "A New Empirical Relationship between Thrust Coefficient and Induction Factor for the Turbulent Windmill State, NREL, 2005
- [13] K. Kishinami, H. Taniguchi, J. Suzuki, H. Ibano, T. Kazunou, and M. Turuhami, Theoretical and experimental study on the aerodynamic characteristics of a horizontal axis wind turbine, Energy, Vol. 30, pp. 2089–2100, 2005.
- [14] M. Lampinen, V. W. Kotiaho, and M. E. H. Assad, "Application of axial fan theory to horizontal-axis wind turbine, Int J Energy Res, Vol. 30, p. 107, 2006.
- [15] V. Nelson, Wind Energy, USA, CRC Press, 2009.
- [16] N. Tenguria, N. D. Mittal, and S. Ahmed, Investigation of blade performance of horizontal axis wind turbine based on blade element momentum theory (BEMT) using NACA airfoils, International Journal of Engineering, Science and Technology, Vol. 2, pp. 25-35 2010.
- [17] R. Lanzafame and M. Messina, Horizontal axis wind turbine working at maximum power coefficient continuously, Renew Energy, Vol. 35, p. 6, 2010.

- [18] J. R. P. Vaz, J. T. Pinho, A. L. A. Mesquita, and S. Ahmed, An extension of BEM method applied to horizontal-axis wind turbine design, *Renewable Energy*, Vol. 36, pp. 1734-1740, 2011.
- [19] S. Lee, H. Kim, E. Son, and S. Lee, Effects of design parameters on aerodynamic performance of a counter-rotating wind turbine, *Renewable Energy*, Vol. 42, p. 4, 2012.
- [20] A. Sedaghat and M. Mirhosseini, Aerodynamic design of a 300 kW horizontal axis wind turbine for province of Semnan," *Energy Conversion and Management*, Vol. 63, pp. 87-94, 2012.
- [21] A. Sharifi and M. R. H. Nobari, Prediction of optimum section pitch angle distribution along wind turbine blades, *Energy Conversion and Management*, Vol. 67, pp. 342-350, 2013.
- [22] A. Sedaghat, M. E. H. Assad, M. Gaith, and R. L. d. C. Barroso, Aerodynamics performance of continuously variable speed horizontal axis wind turbine with optimal blades, *Energy*, pp. 1-8, 2014.
- [23] Z. N. Ashrafi, M. Ghaderi, and A. Sedaghat, Parametric study on off-design aerodynamic performance of a horizontal axis wind turbine blade and proposed pitch control, *Energy Conversion and Management*, Vol. 93, pp. 349-356, 2015.
- [24] L. Wang, X. Tang, and X. Liu, Blade Design Optimization for Fixed-Pitch Fixed-Speed Wind Turbines, *Renewable Energy*, p. 8 2012.
- [25] K. Y. Maalawi and M. A. Badr, A practical approach for selecting optimum wind rotors, *Renewable Energy*, Vol. 28, pp. 803-822, 2003.
- [26] M. S. Selig and V. L. Coverstone-Carroll, Application of a Genetic Algorithm to Wind Turbine Design, *Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 118, 1996.
- [27] M. A. Yurdusev, R. Ata, and N. S. C. Cetin, Assessment of optimum tip speed ratio in wind turbines using artificial neural networks, *Energy*, Vol. 31, pp. 2153-2161, 2006.
- [28] L. Xiong, C. Yan, and Y. Zhiquan, "Optimization model for rotor blades of horizontal axis wind turbines," *Front. Mech. Eng.*, vol. 2, pp. 483-488, 2007.
- [29] O. Ceyhan, Aerodynamic design and optimization of horizontal axis wind turbines by using bem theory and genetic algorithm, Master of science aerospace engineering, Middle east technical university, 2008.
- [30] N. N. Sorensen, M.O.L.Hansen, Rotor performance predictions using a navier-stokes method, *American Institute of Aeronautics and Astronautics*, 1998.
- [21] J. N. Sørensen and W. Z. Shen, Numerical Modeling of Wind Turbine Wakes, *Fluids engineering*, Vol. 124, pp. 393-399, 2002.
- [30] N. N. S. J. Johansen, J. A. Michelsen, and S. Schreck, Detached-eddy simulation of flow around the NREL phase-VI blade," *ASME Wind Energy Symposium*, 2002.
- [33] H. A. Madsen, N. N. Sorensen, and S. Schreck, Yaw aerodynamics analyzed with three codes in comparison with experiment, *ASME Wind Energy Symposium*, 2003
- [34] K. Kishinami, H. Taniguchi, J. Suzuki, H. Imano, T. Kazunou, and M. Turuhami, Theoretical and experimental study on the aerodynamic characteristics of a horizontal axis wind turbine, *Energy*, Vol. 30, pp. 2089-2100 2005.
- [35] Li.Yuwei, K.Paik, T.Xing, and P.M.Carrica, Dynamic overset CFD simulations of wind turbine aerodynamics, *Renewable Energy*, Vol. 37, pp. 285-298, 2012.
- [36] N. J. Choi, S. H. Nam, J. H. Jeong, and K. C. Kim, Numerical study on the horizontal axis turbines arrangement in a wind farm: Effect of separation distance on the turbine aerodynamic

power output, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol.117, pp. 11 –17, 2013

CHAPITRE II :

TECHNOLOGIE DES ÉOLIENNES A AXE HORIZONTAL

1. INTRODUCTION :

Les statistiques récentes présentent énormément un nombre d'installations des éoliennes à axe horizontal. Ainsi, la production d'énergie éolienne a atteint 435GW [1]. Ceci est dû à l'introduction de nombreuses techniques modernes dans la conception et la fabrication des éoliennes, tel que les systèmes de commande, le système de stockage et la conception des pales éoliennes, qui jouent un rôle plus important dans la performance de l'éolienne. Plusieurs améliorations ont été faites pour atteindre le maximum d'efficacité éolienne. NREL, DTU et Delft et plusieurs établissements de recherche au monde donnent des contributions plus notables, ce qui permet de construire des éoliennes à haute gamme. Dans ce chapitre, nous avons présenté une approche globale sur la structure d'une éolienne à axe horizontal et leur fonctionnement. Nous avons commencé par une description de différentes composantes de ce type d'éolienne et leur fonctionnement, puis une présentation de différents types d'éolienne à axe horizontal et leurs avantages et inconvénients. D'autre part, nous avons expliqué les nouvelles technologies appliquées dans la commande des éoliennes et présentés les différents critères de conception d'une éolienne à axe horizontal.

2. CONSTITUTION D'UN ROTOR EOLIEN :

L'éolienne est une machine pour transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par le rotor, la rotation d'arbre d'entraînement qui est liée au rotor éolien va tourner la génératrice électromagnétique pour donner une énergie électrique, l'électricité peut être injectée directement au réseau, ou stockée comme charge isolées par des accumulateurs. L'éolien est constitué de plusieurs parties :

2.1. La fondation :

Généralement est un socle conçu en béton pour supporter la structure de l'éolien et les charges résultantes dans l'état de fonctionnement (Fig.II.1) [2].



Fig.II.1. Fondation d'une éolienne [WEB1].

2.2. Le mat :

Le mat ou la tour est un ensemble des cylindres métalliques ou une structure treuille pour apporter la solidité de la structure de l'éolien, il supporte les éléments de la partie active de l'éolien, qui sont la nacelle et le rotor. Le mat peut prendre plus de 100 mètres d'hauteur pour assurer un rendement élevé avec un grand diamètre de rotor [3, 4], et une rotation libre des pales sans obstacle (Fig.II.2).



Fig.II.2. Un mat de structure cylindrique et de structure treuille [WEB2, 3].

2.3. Le rotor :

Le rotor est la partie principale de l'éolienne, qui sera au contact direct avec le vent. Il est constitué de moyeu et des pales. Généralement le rotor éolien contient trois pales. La géométrie des pales permet de les mettre en rotation sous l'effet de passage du vent pour produire une énergie mécanique, qui sera transformée en énergie électrique au niveau de la nacelle (Fig.II.3) [3, 4].



Fig.II.3. Un rotor d'une éolienne à axe horizontal [WEB4].

2.4. La nacelle :

La nacelle ou la partie moteur de l'éolien, elle englobe la génératrice d'électricité et un mécanisme de contrôle de rotor. La génératrice est utilisée pour convertir l'énergie mécanique produite par le mouvement de rotor en électricité. Le mécanisme de contrôle assure le suivi du vent, la mise en repos ou le freinage du rotor (Fig.II.4) [3, 4].



Fig.II.4. La nacelle d'une éolienne à axe horizontal [WEB5].

3. FONCTIONNEMENT D'UNE EOLIENNE A AXE HORIZONTALE :

Lorsque le vent devient suffisant (3 à 5 m/s), l'Automate, renseigné par l'anémomètre et la girouette fixés au sommet de la nacelle, donne le signal au moteur d'orientation de placer l'éolienne face au vent [4, 5].

Le vent entraîne les pales qui font tourner l'arbre lent. Le multiplicateur augmente la vitesse de rotation et transmette cette accélération à l'arbre rapide, Celui-ci transmet le mouvement rotatif à la génératrice qui produit l'électricité [5].

Le courant ainsi produit descend au sol par des câbles situés dans le fût de l'éolienne. Il est alors transformé pour être injecté au réseau électrique existant (Fig.II.5).

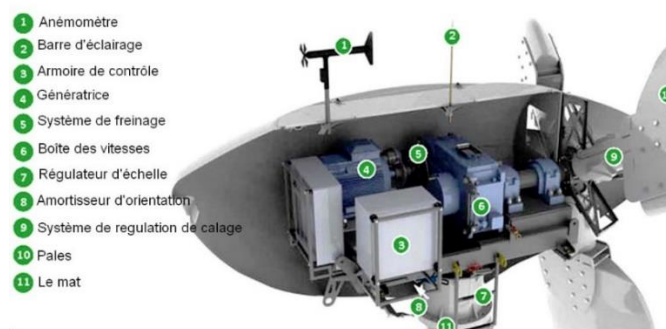


Fig.II.5. Les organes de fonctionnement [WEB6].

4. TYPES DES EOLIENNES A AXE HORIZONTALE :

4.1. Les éoliennes à vitesse fixée :

Ces éoliennes ont une grande puissance, ils contiennent une machine asynchrone à cage liée directement au réseau électrique et fonctionnant en hyper synchronisme à une vitesse de rotation $\Omega_{Sync}(1-g)$ ou g est le glissement avec ($g < 0$) [6]. Cette machine est couplée avec un multiplicateur de vitesse (Fig.II.6). Leur vitesse rotation est gardée approximativement fixe par un système de contrôle de l'angle des pales (contrôle de calage).

Dans certains cas, ce type contient un convertisseur statique pour assurer la limitation de fort appel de courant du par l'effet de magnétisation au moment du couplage sur le réseau. Dans ce cas on utilise une batterie de condensateur pour la compensation de puissance consommée par l'effet de magnétisation.

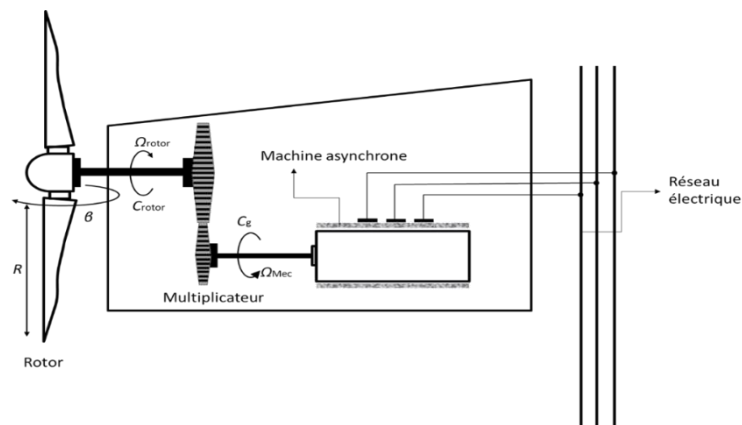


Fig.II.6. Éolienne a vitesse fixée [6].

Cette technologie présente une haute robustesse, fiabilité et une simplicité de conception, et d'autre part et comme avantage majeur, elle peut connecter directe au réseau électrique sans système de stockage. Ces derniers indiquent le faible cout de réalisation. Par contre la puissance de ce type des éoliennes n'est pas optimisée, ou elle prend leur maximum efficacité juste à une valeur vitesse de vent singulier nommée vitesse de conception. D'autres par, on ne peut pas Controller le stress mécanique dans le cas de fonctionnement.

4.2. Les éoliennes à vitesse variable :

Deux configurations existantes de cette technologie, la première configuration est basée sur une machine asynchrone à cage (Fig.II.7), ou le stator est contrôlé d'une manière de fonctionner à vitesse variable à l'aide des convertisseurs statiques. La deuxième configuration est basée sur

une machine asynchrone à double alimentation et un rotor bobiné (Fig.II.8). La variation de vitesses est assurée par des convertisseurs de puissance au circuit du rotor [6].

L'avantage d'utilisation de variation de la vitesse de rotation permet de ce type des éoliennes à axe horizontal d'archiver le maximum possible de puissance pour un large intervalle de vitesse du vent. Mais d'autre part, nous ne pouvons pas les connecter directement au réseau parce que cette variation présente une fluctuation de puissance produite, ce qui insiste d'utiliser un système de contrôle et de stockage plus fiable. Ce dernier est influencé sur le coût de réalisation de ce type d'éoliennes à axe horizontal.

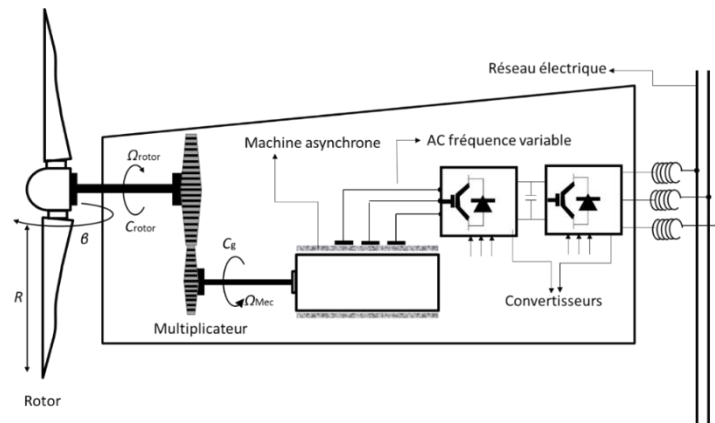


Fig.II.7. Éolienne à vitesse variable à machine asynchrone à cage [6].

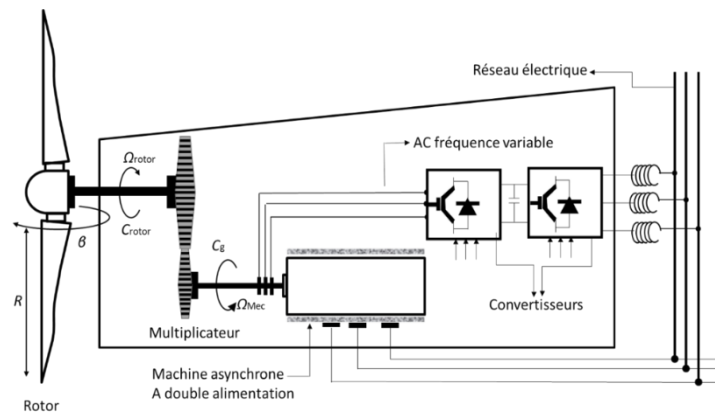


Fig.II.8. Éolienne à vitesse variable à machine asynchrone à double alimentation [6].

5. LES TECHNOLOGIES DE CONTRÔLE DES ÉOLIENNES À AXE HORIZONTAL :

5.1. Contrôle de calage des pales :

Ce mode est basé sur un capteur électronique, qui mesure la puissance de sortie du rotor plusieurs fois par seconde, si la valeur de puissance dépasse une valeur de sécurité de système,

un mécanisme lié aux pales commence à tourner les pales par une fraction angulaire autour de leur axe longitudinale jusqu'à une position hors vent. Ce mécanisme a une conception intelligente et peut commander par un système électronique ou hydraulique [7]. D'autre part, ou la valeur de puissance est faible, le mécanisme tourne les pales pour une meilleure position en face du vent suivant l'angle d'attaque optimale du profil aérodynamique des pales (Fig.II.9-10).

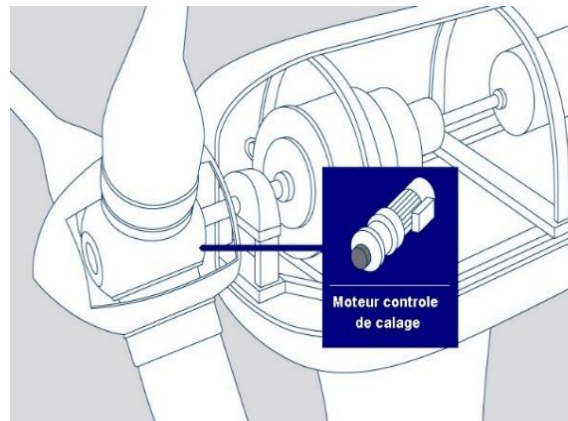


Fig.II.9. Système de contrôle de calage des pales [WEB7].

5.2. Contrôle de décrochage passif :

Dans cette technologie, les pales ont un profil légèrement tordu le long de son axe longitudinal et elles sont fixées directement au moyeu d'un angle étudié, lorsque la vitesse du vent dépasse une limite de sécurité, l'angle d'attaque du vent sur les pales est augmentée, et le régime passe à l'étape tourbillonnaire ou la force de portance sur les pales cesse d'agir caler sa rotation. Dans ce cas la forme des pales garantit que les pales se bloquent progressivement plutôt que brutalement que la vitesse du vent atteint sa valeur de décrochage critique [3,7].

Cette technologie a l'avantage d'éliminer la complexité de réalisation par l'absence des parties mobiles qui évite les vibrations induites par le décrochage. Le seul challenge est de concevoir des pales plus performantes. Les statistiques mondiales indiquent que cette technologie est appliquée dans deux tiers des éoliennes installées au monde (Fig.II.10).

5.3. Contrôle de décrochage actif :

Cette technologie est appliquée dans les éoliennes de grande capacité. Elle est basée sur une machine à vitesse réglable liée aux pales. Ou la vitesse du vent diminue, le système de commande positionne les pales pour garder le couple moteur acceptable comme le système de contrôle de calage mais avec un nombre limité des pas dépendant de la vitesse du vent. D'autre

part, lorsque la vitesse du vent augmente, et l'éolienne atteint sa puissance nominale. Le système réagit contrairement au système de contrôle de calage. Si la génératrice est surchargée, le système pivotera les pales dans une direction opposée que le système de contrôle de calage. D'autre sens, plus que réduire, il augmente l'angle d'attaque des pales du rotor pour faire décrocher les pales encore plus, perdant ainsi l'excès d'énergie du vent par rapport à la valeur de puissance nominale (Fig.II.10) [3, 7].

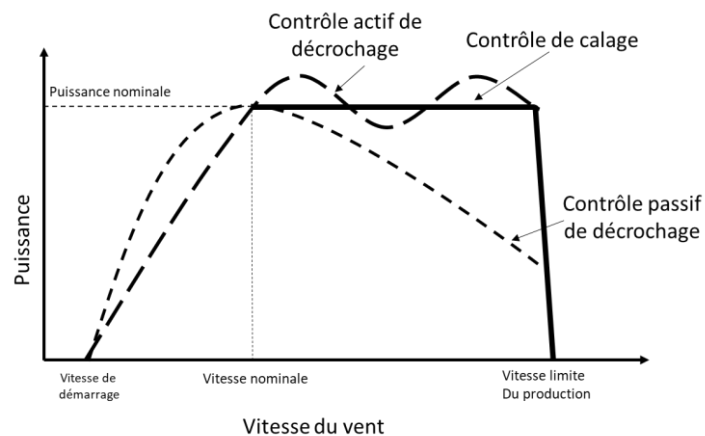


Fig.II.10. Courbe de puissance avec contrôle [7].

5.4. Contrôle de puissance par des ailes :

Certaines éoliennes, leurs rotors sont équipés d'ailerons ou des volets tels que les avions. Dans ce cas, la géométrie du profil de la pale est modifiée pour assurer la portance ou la vitesse du vent augmente ou diminue (Fig.II.11) [3].



Fig.II.11. Éolienne à pales avec des ailles [WEB8].

5.5. Contrôle de puissance par l'orientation du rotor :

Il est possible de lacet ou tourner l'ensemble du rotor avec la nacelle hors du vent pour diminuer sa vitesse de rotation et la puissance de sortie. Cette technique est utilisée pour les petites éoliennes de 1 kW de puissance nominale ou moins. Elle est appliquée dans les grandes éoliennes mais avec des contraintes des charges cycliques qui pourraient conduire à l'échec de la fatigue de la structure. En générale ce système de commande est utilisé pour orienter le rotor de l'éolienne de telle manière qu'il fait face perpendiculairement au flux du vent pour une haute efficacité et sécurité de structure (Fig.II.11) [3].

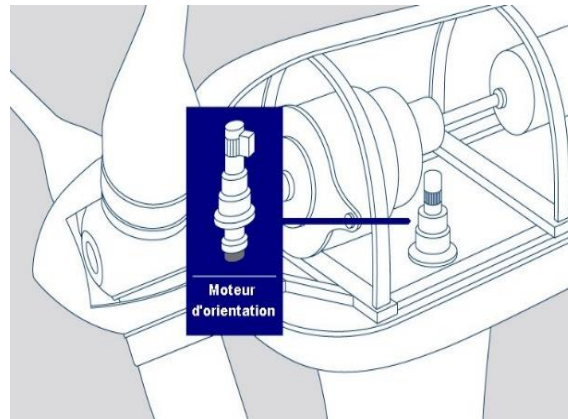


Fig.II.11. Système d'orientation du le rotor [WEB9].

6. CRITERE DE CONCEPTION D'EOLIEENNE A AXE HORIZONTAL :

6.1. Critères de tailles d'éolienne :

Les éoliennes à axé horizontal varient selon leurs tailles, les petites éoliennes généralement fournies une puissance inférieure à 100 kilowatts [8], et elles sont le plus souvent trouvées dans les maisons. Ils sont associés à des générateurs diesel simples et à des besoins de pompage d'eau. Il existe également des turbines éoliennes d'échelle moyenne. Leurs puissances fournies commencent de 100 kilowatts et atteignent jusqu'à quelques mégawatts. Il y a aussi les très grandes éoliennes observées dans les parcs éoliens. Ces éoliennes servent de source principale d'électricité dans le réseau électrique (Tab.II. 1, 2 et 3). Ils sont classés suivant les normes locales comme présente les tableaux suivants :

Tableau.II.1. Le classement Britannique (ITDG-UK) [2].

Échelle	Puissance nominale	Diamètre
Micro	50KW à 2 KW	Inferieur de 3m
petite	2KW à 40 KW	3m à 12m
moyenne	40KW à 999 KW	12m à 45m
grande	Plus de 1MW	46m ou plus

Tableau.II.2. Le classement Américain (NREL-USA) [2].

Échelle	Puissance nominale	Application
petite	Inferieur de 10 KW	Maisons, fermes.
Intermédiaire	10 KW à 250 KW	Alimentation des villages, système hybride ou distribution
grande	250 KW à 2 MW	Centrale ou station, fermes éoliennes ou distribution.

Tableau.II.3. Le classement Européenne (EWEA-Europe) [2].

Échelle	Puissance nominale	Propriétés
Micro	Inferieur de 3 KW	Générateurs d'aimants permanents à entraînement direct pour le chargement de la batterie
petite	3 KW à 30 KW	Faible entretien et haute fiabilité Génératrices à aimants permanents appliquées
grande	200 KW à 1.5 MW	Génératrices à aimants permanents et modèles à rotor enroulé appliqués : <ul style="list-style-type: none"> • Systèmes d'entraînement direct. • Fonctionnement à vitesse variable
Mégawatt	Plus de 1.5 MW	Rotor Multi-systèmes

6.2. Critères de site d'installation :

6.2.1. La disponibilité du vent :

L'efficacité d'une éolienne dépend notamment de son emplacement. La puissance fournie augmente avec l'augmentation de la vitesse du vent, raison pour laquelle les sites sont d'abord choisis en fonction de la vitesse et la fréquence du vent de site d'installation. Une éolienne fonctionne d'autant mieux que les vents sont réguliers et fréquents [9]. Plusieurs méthodes et Algorithmes ont été établis pour donner des approches sur la fréquence des vitesses du vent de site tel que la distribution de Weibull (Fig.II.12) [9,10].

D'autre part la variation annuelle de la direction du vent sur le site joue un rôle plus important dans l'efficacité de l'éolienne et leur conception. Elle peut être représentée par la méthode de la rose du vent comme présente la figure suivante (Fig.II.13).

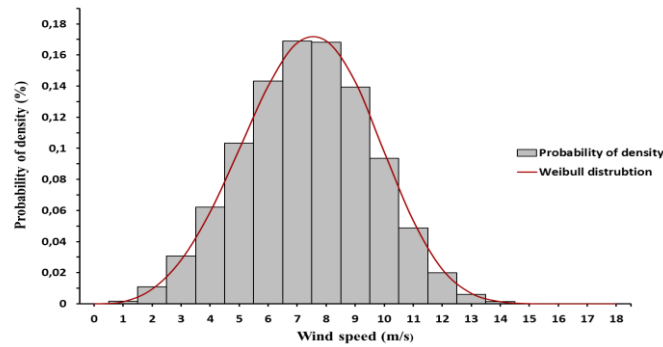


Fig.II.12. La distribution de Weibull de la fréquence du vent [10].

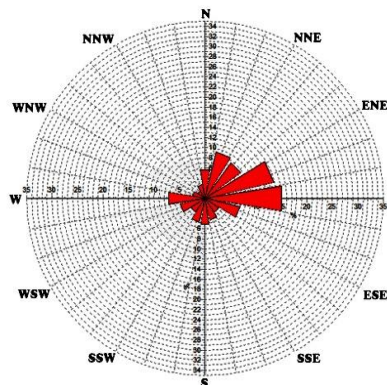


Fig.II.13. La rose du vent. [10].

6.2.2. Classes du vent :

La classe du vent est un des facteurs à prendre en compte lors du processus complexe de planification d'installation d'une centrale éolienne. Les classes de vent déterminent quelle éolienne convient aux conditions de vent normales d'un site particulier. Ils sont principalement définis par la vitesse moyenne annuelle du vent (mesurée à la hauteur du moyeu de l'éolienne), la vitesse des rafales extrêmes qui pourraient survenir au cours de 50 ans et l'intensité de turbulence sur le site du vent.

Les trois classes de vent pour les éoliennes sont définies par une norme de la Commission Électrotechnique Internationale (IEC, Tab.II.4), comme suit [11] :

Tableau.II.4. Le classement du vent (IEC) [11].

Classe d'éolienne	IEC I haut vent	IEC II Vent moyen	IEC III basse vent
Vitesse du vent moyen annuel	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s
Extrême vitesse mesurée du vent aux 50 ans	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s
Intensité de turbulence	18%	18%	18%

6.2.3. La nature du sol :

La nature de sol au site d'installation doit être résistée et supportée la fondation de l'éolienne. Le cas de sol meuble. Ce critère a une influence plus élevée sur le coût d'installation surtout le cas d'un sol meuble qui a besoin d'être renforcé avec des pieux [2].

6.2.4. La nature de profil de site :

Le vent est créé par une différence de température ou pression, il est influencé par le profil de sol au site d'installation, la présence des obstacles et la rugosité de sol va ralentir la circulation du vent puis changer leur direction. Ou Les plaines ont des vents forts parce qu'il y a peu d'obstacles, les cols de montagne ont eux aussi des vents forts, parce qu'ils canalisent les vents de haute altitude. Alors l'installation des éoliennes est mieux au site plan ou dans les sites plus hauts pour éviter la perturbation de vitesse et de direction du vent [12].

6.2.5. La position de site :

La distance entre le site d'installation et le réseau électrique ou le site de stockage est plus importante pour faciliter de la connexion et le raccordement. Ces derniers jouent un rôle plus important dans le coût d'installation.

6.3. Critères d'aérodynamique de pale :

6.3.1. Profil de section pale :

Dans le départ la conception des éoliennes étaient dépendant ou conception aéronautique des avions, la section des profils a été de NACA [13], qui est le plus souvent par leurs trois types, Quatre chiffres, cinq chiffres et six chiffres. L'évaluation expérimental des caractéristiques de ces trois types soutenus que les profils de type NACA a six chiffres sont les plus performant et convenable pour l'utilisation de concevoir des pales d'éolienne. D'autres nouveaux profils sont développés tels que :

6.3.1.1. Profils de NREL :

Ces profils sont développés à l'institut américain des énergies renouvelables (NREL). Ils sont destinés spécialement pour la conception des pales des éoliennes à axe horizontal (Fig.II.14), et ils sont prennent la désignation « S » et adopté pour chaque catégorie de contrôle comme présent le tableau suivant (Tab.II.5), [3, 12] :

Tableau.II.5. Les types des profils de NREL [3].

Diamètre	Type de contrôle	Épaisseur de profil	Cops de pale	Bout de pale	Pied de pale
3-10 m	Vitesse variable Calage variable	Épais	-	S822	S823
10-20 m	Vitesse variable Calage variable	mince	S802	S802/S803	S804
10-20 m	Décrochage contrôlé	Mince	S805/S805A	S806/S806A	S807/S808
10- 20 m	Décrochage contrôlé	Épais	S819	S820	S821
20-30 m	Décrochage contrôlé	Épais	S809	S810	S811
20-30 m	Décrochage contrôlé	Épais	S812	S813	S814
20-40 m	Vitesse variable Calage variable	-	S825	S826	S814/S815
30-50 m	Décrochage contrôlé	Épais	S816	S817	S818
40-50 m	Décrochage contrôlé	Épais	S827	S828	S818
40-50 m	Vitesse variable Calage variable	Épais	S830	S831/S832	S818

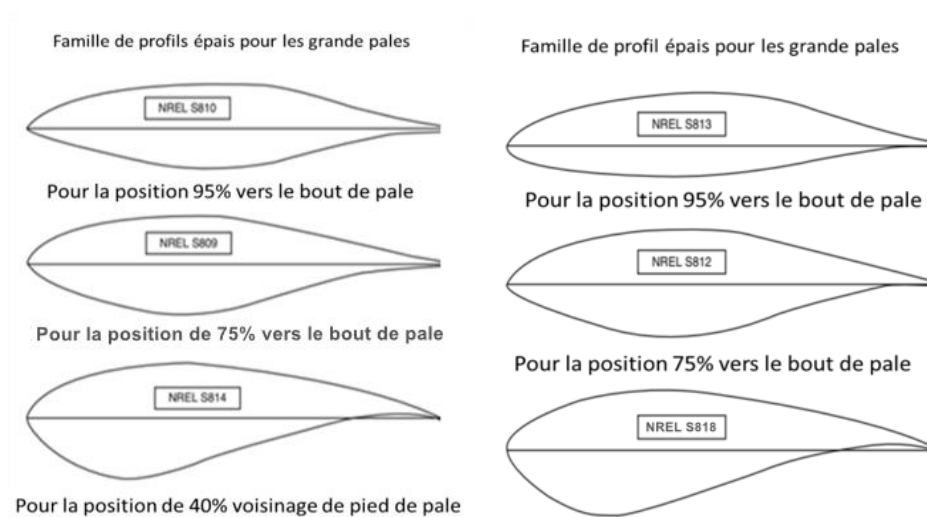


Fig.II.14. Les profils de pale Type NREL [3].

6.3.1.2. Profils de Risø :

Ces profils sont développés à Risø laboratoire nationale de Danemark pour le même objectif de NREL profils. Ce développement est basé sur le code programme X-FOIL établi par Derla, et le code Ellipsys-2D CFD établi par Sorensen. Risø profils sont classés en quatre types, Risø-A, Risø-P et Risø-B.

Les profils Risø-A sont destinés pour l'utilisation de conception des pales pour des éoliennes à décrochage contrôlé (Fig.II.15). Les profils Risø-P sont améliorés de base des profils Risø-A pour l'utilisation pour les éoliennes à calage et vitesse variable (Fig.II.16). La famille des profils Risø-B ont un haut coefficient de portance, ils sont destinés pour les éoliennes de haute puissance et à contrôle de calage à vitesse variable (Fig.II.17) [3, 12].

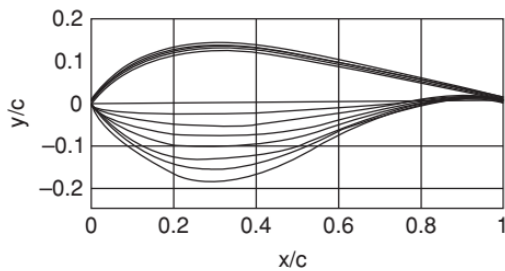


Fig.II.15. Les profils de série Risø-A [3].

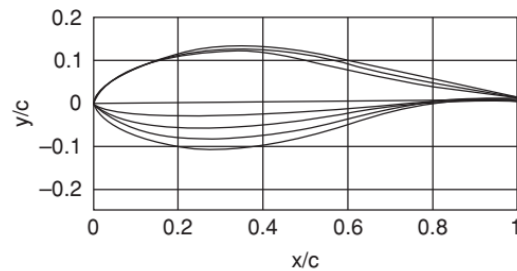


Fig.II.16. Les profils de série Risø-P [3].

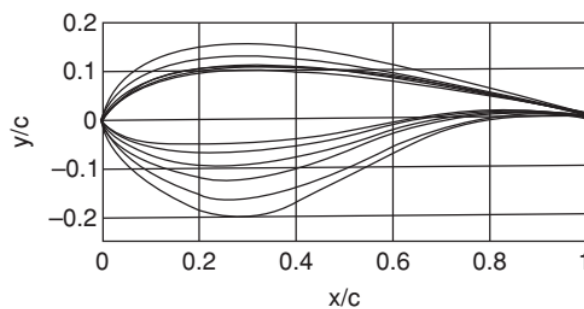


Fig.II.17. Les profils de série Risø-B [3].

6.3.1.3. Profils de Delft :

Selon la méthode de développement de NERL et RISO profils, Delft profils sont les plus récents profils développés à l'université de Delft au Pays-Bas, cette amélioration est basée sur le nouveau code R-FOIL qui est une modification de code X-FOIL due à l'université de Delft nommé R-FOIL. Ces profils assurent l'insensibilité et ont la rugosité de surface d'une part, et d'autre par leur grande épaisseur permet de faciliter la réalisation des pales (Fig.II.18) [3,12].

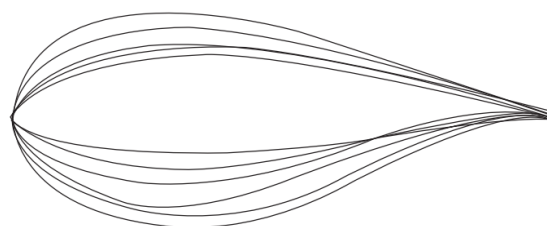


Fig.II.18. La forme des profils de Delft [3].

Tableau.II.6. Les types des profils de Delft [3].

profil	$(t/c)_{Max}$	$(x/c)_{Max}$	y/c	$Re \cdot 10^6$	Cl_{max}	$\alpha_{conception}$	Cl	Cl/Cd
							conception	Max
DU 96-W-18	18	0.3	0.0018	3	1.26	6.59	1.07	145
DU 00-W-212	21.2	0.3	0.0023	3	1.29	6.5	1.06	132
DU 91-W250	25	0.3	0.0054	3	1.37	6.68	1.24	137
DU 97-W-300	30	0.3	0.0048	3	1.56	9.3	1.39	98
DU 00-W-350	35	0.3	0.01	3	1.39	7	1.13	81
DU 00-W-401	40.1	0.3	0.01	3	1.04	5	0.82	54

6.3.2. La morphologie de pale :

La morphologie de pale est le facteur le plus important dans la performance de l'éolienne, ce facteur dépend des plusieurs paramètres tels que la corde de section de profil, l'angle de vrillage et le type de profil [14]. Ces paramètres définissent la forme Apparente de la pale ou nous trouvons des pales d'une distribution constante de la corde à l'angle de vrillage et autres ont une distribution variable. Des pales aussi d'un profil variant et autre d'un profil unique (Fig.II.19 à 23).

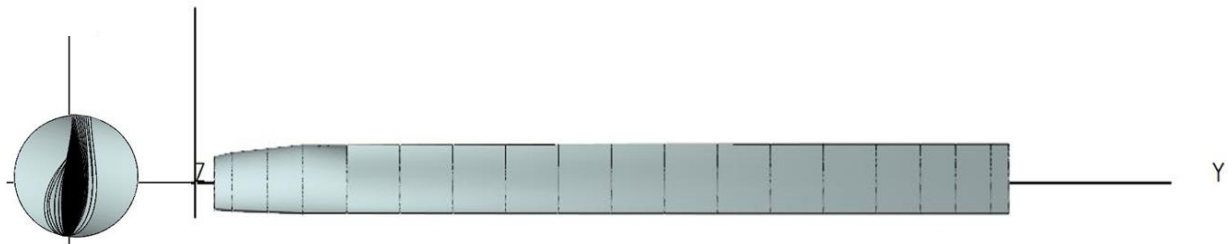


Fig.II.19. Pale éolienne à distribution constante de la corde.

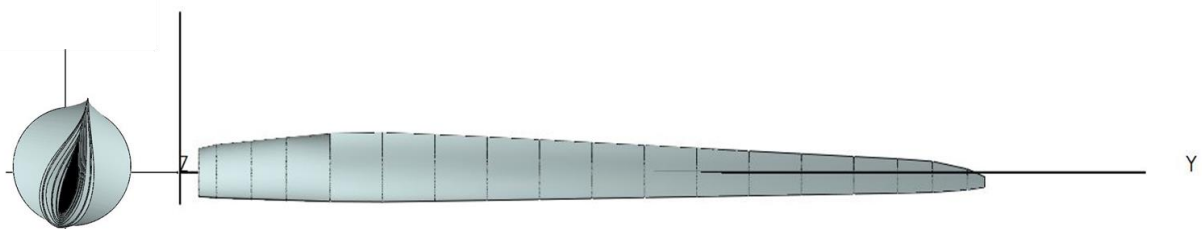


Fig.II.20. Pale éolienne à distribution constante du calage.

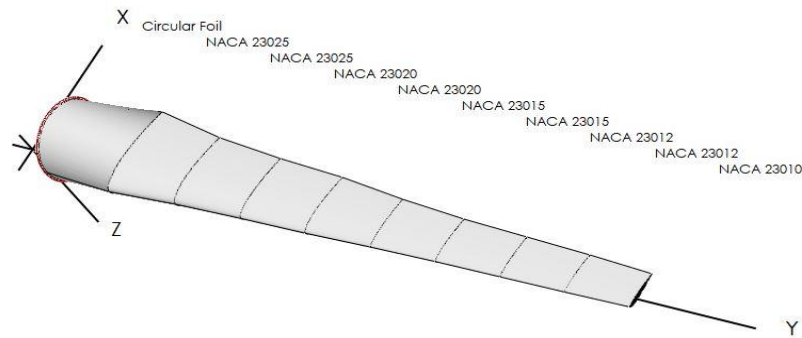


Fig.II.24. Pale a distribution variable d'épaisseur de profil.

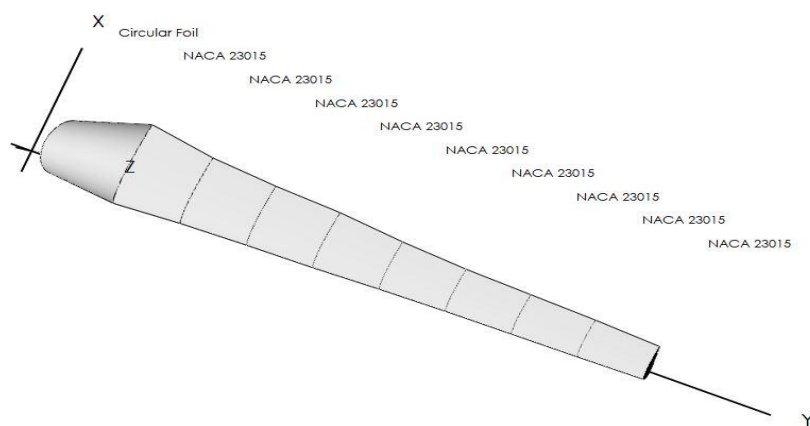


Fig.II.25. Pale a distribution constante d'épaisseur de profil.

7. CONCLUSION :

Ce chapitre présente l'importance de l'énergie éolienne à axe horizontal par le taux des éoliennes installée au mode actuel, qui dépend à l'introduction des nouvelles technologies dans la réalisation et la commande de ce type des éoliennes. Dans ce contexte, une détermination globale sur les éoliennes à axe horizontal aussi a été présentée, tels que les détails sur les composantes d'une éolienne, les types des éoliennes à axe horizontal et leur principe de fonctionnement sont expliqués.

En outre, un aperçu a été fait sur les technologies de contrôle des éoliennes à axe horizontal, tels que le contrôle de calage, contrôle de décrochage, contrôle de puissance par des pales avec des ailes, et contrôle par orientation du rotor, tous ces systèmes sont appliqués pour augmenter la puissance recueillie par l'éolienne et assurer la fiabilité de leur composante. L'installation de chaque technologie de contrôle dépend à la taille de l'éolienne, la génératrice utilisée dans

cette éolienne et le mode l'utilisation de l'énergie électrique produite, direct ou avec système de stockage.

Toutes Ces dernières informations disent que la conception d'une éolienne à haute performance est plus compliquée et dépend des plusieurs paramètres, qui sont classés comme critères de conception. Ces critères peuvent dépendre à la taille d'éolienne, site d'installation et l'aérodynamique de la pale éolienne. Ce dernier a un direct impacte sur la performance de l'éolienne et pour mieux comprendre cet impact. Une étude aérodynamique de fonctionnement de l'éolienne basée sur le comportement de pale au sein du passage du vent est détaillée dans le deuxième chapitre.

Références :

- [1] REN21, Renewables 2017 global status report, 2017.
- [2] G. Maxime and D. Félix, Wind energy, the energy of the future?, École d'ingénieurs Centre de recherche Mines de Douai, 2011.
- [3] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E.A Bossanyi, Wind Energy Handbook, 2ed, Wiley, 2011.
- [4] D. L. Gourières, Les éoliennes Théorie, conception et calcul pratique, 2ed, Moulin Cadiou, 2008.
- [5] M. Debbache, De la conception à la réalisation de pale éolienne en matériaux composites, thèse de Magistère, Université de Biskra, 2012.
- [6] S. E. Aimani, Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyen tension, thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2004.
- [7] A. Bouhedda, Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne, thèse de magistère, Université de Tizi-Ouzou, 2011.
- [8] D. A. Spera, Wind turbine technology, 2ed, ASME, 2009.
- [9] N. K. Merzouk, Évaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, thèse de doctorat, Université de Tlemcen, 2006.
- [10] S. M. Boudia, Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réalisation de l'Atlas des vents en Algérie, thèse de doctorat, Département de physique, Université de Tlemcen, 2012.
- [11] IEC-6400-2, Wind turbines -Part 2: Design requirements for small wind turbines, British standard, 2006.
- [12] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained, 2ed Wiley, 2009.
- [13] I. H. Abbott and A. E. V. Doenhoff, Theory of wing sections: Dover publications, INC. New York, 1959.

- [14] P. Giguère and M. S. Selig, Design of a tapered and twisted Blade for the NREL combined experiment rotor, NREL, 1999.
- [15] D. Marten and J. Wendler, QBlade Guidelines 0.6V, 2013.

Web références:

- [WEB1] www.jnpgroup.co.uk/category/green-energy/ (2017).
- [WEB2] www.windpowerengineering.com (2017).
- [WEB3] www.atlasobscura.com/places/fuhrlander-wind-turbine-laasow (2017).
- [WEB4] www.greentechlead.com (2017).
- [WEB5] www.geospectra.net (2017).
- [WEB6] www.solarenergyalliance.com (2017).
- [WEB7] www.bonfiglioli.com (2017).
- [WEB8] www.ijripublishers.com (2017).
- [WEB9] www.bonfiglioli.com (2017).

CHAPITRE III :

AERODYNAMIQUE DES ÉOLIENNES À AXE HORIZONTAL

1. INTRODUCTION :

L'efficacité d'une éolienne à axe horizontal dépend de la conception des pales utilisées. La pale est l'organe le plus important dans le mécanisme de mouvement de l'éolienne. Elle est en contact direct avec le vent. La performance maximale d'éolienne à axe horizontal est obtenue par la détermination d'une géométrie de pale plus adaptée à la fréquence du vent de site d'installation.

Plusieurs travaux de recherche ont été faits pour déterminer les paramètres optimaux et la relation entre eux pour une conception optimale d'éolienne. Ces recherches sont basées sur la théorie de mouvement d'élément de pale. Cette théorie est la méthode fondamentale pour analyser la performance de l'éolienne dans le cas général [1]. Elle est une combinaison des deux théories, la théorie d'élément de pale et de la théorie de mouvement. La théorie d'éléments de pale a été établie par W. Froude (1978) [2]. Il supposait la pale comme un assemblage d'éléments minces, et la performance de la pale est la contribution totale de tous les éléments de pale. La théorie de mouvement est une analyse globale basée sur les lois fondamentales de la mécanique. Elle était appliquée par Froude et Rankin pour analyser la performance des hélices des navires (1885) [3]. En 1920, Betz a établi le premier modèle simple d'analyse de la performance d'une éolienne idéale selon le modèle de Froude Rankin, En 1926, Glauert a amélioré le modèle de Betz et a donné le premier modèle d'éolienne optimale [3]. Dans ce chapitre nous avons donné la méthode d'établissement mathématique de la théorie de mouvement d'élément de pale optimale. Nous commençons par une présentation de développement mathématique de modèle unidimensionnel (Betz) et le modèle bidimensionnel (Glauert), qui sont basés sur les lois fondamentales de la mécanique. Une autre présentation mathématique de la théorie d'élément de pale ou le champ des vitesses et des forces sur l'élément de pale aussi bien expliqué. D'autres parts, nous avons cités les travaux de correction fait sur la théorie de mouvement d'élément de pale.

2. THEORIE UNIDIMENSIONNELLE D'UN ROTOR EOLIEN (LIMITE DE BETZ) :

En 1926, le scientifique Betz a établi le premier modèle général d'un aérogénérateur [4, 5]. Ce modèle est utilisé pour déterminer la puissance d'un rotor d'une turbine idéale, et cela par le calcul de la poussée du vent sur le rotor et de l'effet du rotor sur le champ du vent local (Fig.III.1). Le modèle d'une éolienne à axe horizontale est connu par «le modèle de disque» dans lequel le rotor est supposé comme un disque homogène qui extrait l'énergie du vent. La

théorie du disque est basée sur une théorie dynamique linéaire développée depuis plus de 100 ans pour prédire la performance d'hélice de navire [2].

La théorie de l'action sur le disque idéal est basée sur les hypothèses suivantes :

- Le flux du fluide est régulier, Homogène, incompressible.
- Pas de traînée de frottement.
- L'augmentation de la pression ou de la poussée par unité de surface est constante sur tout le disque.
- La composante de rotation de la vitesse dans le sillage est nulle.
- Il y'a une continuité de la vitesse à travers le disque.
- Un nombre infini de lames.

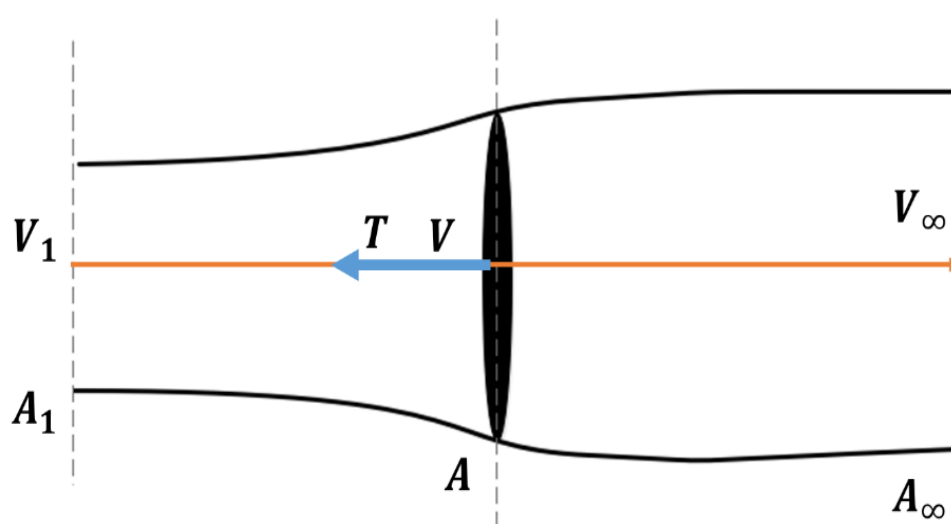


Fig.III.1. Modèle de disque avec une veine de fluide le traversant.

V_1 est la vitesse en amont du disque, V_∞ est la vitesse en aval du disque, V est la vitesse de l'air à la traversée de l'aéromoteur, A_1 est section en amont, A est la section au niveau de disque, et A_∞ est sections en aval.

La production d'énergie ne peut se faire qu'au préjudice de l'énergie cinétique contenu dans le vent. Pour déterminer les variations à travers le disque on applique les lois fondamentales de la mécanique suivantes [1, 4] :

- Loi de conservation de la masse.
- Loi de variation de la quantité de mouvement.
- Loi de variation d'énergie cinétique.

La supposition que l'air est un fluide incompressible, avec un passage d'écoulement permanent, alors l'application de la loi de conservation de la masse donne :

$$A_1 V_1 = AV = A_\infty V_\infty = Q \quad (\text{III.1})$$

Où Q est le débit.

2.1 Définition de l'action du moteur éolien sur l'air :

Le passage de l'air à travers le disque d'aérogénérateur crée une force de pression sur le disque, d'après le théorème d'Euler la force exercée par le moteur éolien sur l'air en mouvement T est dirigée vers la direction inverse du vent, et égale en valeur absolue à la variation de la quantité de mouvement (Loi de variation de la quantité de mouvement) [4, 5] :

$$T = \frac{\Delta Q_m}{\Delta t} \quad (\text{III.2})$$

Où ΔQ_m présente la variation de quantité de mouvement, et Δt est la variation de temps.

D'autre part :

$$\Delta Q_m = \dot{m}V_1 - \dot{m}V_\infty \quad (\text{III.3})$$

Donc la force de poussée axiale devient :

$$T = \dot{m}(V_1 - V_\infty) \quad (\text{III.4})$$

$$\dot{m} = \rho AV \quad (\text{III.5})$$

$$T = \rho AV(V_1 - V_\infty) \quad (\text{III.6})$$

Comme la puissance est un travail de la force, on peut définir la puissance recueillie en fonction de la force de poussée T comme suite :

$$P = TV = \rho AV^2(V_1 - V_\infty) \quad (\text{III.7})$$

2.2 Définition de la vitesse au niveau du moteur éolien :

D'après la loi de conservation de l'énergie, le bilan global de la variation de l'énergie cinétique de la masse autour du système est [4, 5] :

$$Ec_1 = Ec + Ec_\infty \quad (\text{III.8})$$

Où Ec_1 présente l'énergie cinétique à l'amont, Ec présente puissance du moteur éolien ou l'énergie cinétique transformée et Ec_2 est l'énergie cinétique à l'aval.

Ce qui donne :

$$P = Ec_1 - Ec_\infty = \frac{1}{2} \dot{m} V_1^2 - \frac{1}{2} \dot{m} V_\infty^2 \quad (\text{III.9})$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A V (V_1^2 - V_\infty^2) \quad (\text{III.10})$$

Par égalisation de (III.7) et (III.10) on obtient :

$$\rho A V^2 (V_1 - V_\infty) = \frac{1}{2} \rho A V (V_1^2 - V_\infty^2) \quad (\text{III.11})$$

$$V = \frac{V_1 + V_\infty}{2} \quad (\text{III.12})$$

Alors, la vitesse du vent au niveau du disque du rotor est la moyenne de la vitesse du vent en amont et en aval [5].

Selon, la fig. III.2, Au niveau du disque du rotor le changement brutal de la pression est poussé les taux de particule d'air d'inversé axialement leur mouvement avec une vitesse induite axiale, alors, si l'on définit le facteur d'induction axiale a , comme la diminution fractionnée de la vitesse du vent au plan du rotor, ce facteur est égal [1, 3] :

$$a = \frac{V_1 - V_\infty}{V_1} \quad (\text{III.13})$$

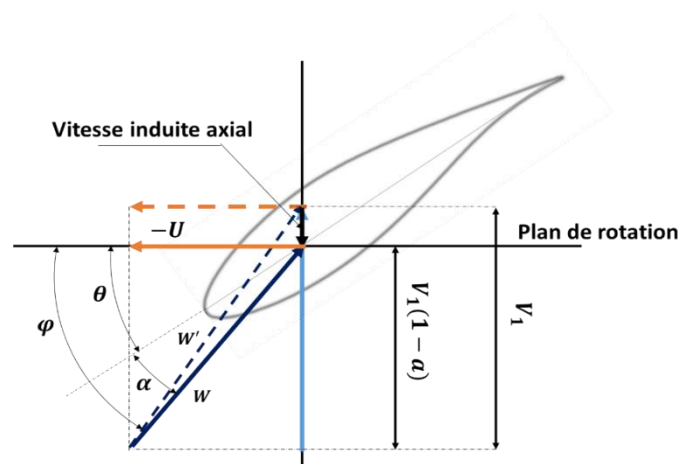


Fig.III.2. Le champ des vitesses au niveau de disque (pertes axiale).

La vitesse du vent au niveau de disque et en aval devient :

$$V = V_1(1 - a) \quad (\text{III.14})$$

$$V_\infty = V_1(1 - 2a) \quad (\text{III.15})$$

La quantité aV_1 présente la vitesse induite au plan du rotor, auquel la vitesse du vent au plan du rotor est une combinaison de la vitesse flux libre et de la vitesse du vent induite. Lorsque le facteur d'induction axial augmente, la vitesse du vent derrière V_∞ diminue, le rotor ralentit de plus en plus. Si a égale à 0.5, le vent a ralenti vers zéro vitesse derrière le rotor et la théorie unidimensionnel n'est plus applicable [4, 5].

2.3 La l'efficacité du rotor éolien :

Selon le terme de l'effet induit, la puissance on fonction du facteur d'induction axiale est donnée par [1,4] :

$$P = \frac{1}{2}\rho AV_1^3 4a(1 - a)^2 \quad (\text{III.16})$$

La performance du rotor éolien est définie par le coefficient de puissance, qui est le rapport entre la puissance absorbée par l'éolien est la puissance initiale du vent. Ce rapport est défini par l'équation suivante [1,4] :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AV_1^3} = \frac{\text{puissance du rotor}}{\text{puissance du vent}} \quad (\text{III.17})$$

Et par la forme non dimensionnelle [1,7] :

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (\text{III.18})$$

Pour déterminer le taux d'absorption maximal de puissance par le rotor éolien, qui se résume à la valeur maximale du coefficient de puissance. La dérivée de leur équation par rapport au facteur d'induction axial a et l'égalisation à la valeur 0 donne une valeur du facteur d'induction axial a égale à 1/3 avec une valeur maximale de coefficient de puissance [1, 5] :

$$C_p = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (\text{III.19})$$

Quand $a = 1/3$. Dans ce cas, l'écoulement à travers le disque correspond à un tube de flux d'une section transversale en amont égal 2/3 la section de disque, qui se développe à deux fois

de la section de disque en aval. Ce résultat indique que, si un rotor idéal était conçu et utilisé de telle sorte que la vitesse du vent au plan rotor était de $2/3$ de la vitesse du vent de l'initial, il fonctionnerait au point de production maximale [5].

D'autre part, on peut exprimer la force de poussée axiale et leur coefficient en fonction de terme d'induction comme suite [4] :

$$T = \frac{1}{2} \rho A V_1^2 [4a(1 - a)] \quad (\text{III.20})$$

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A V_1^2} = \frac{\text{la poussée axiale}}{\text{la force dynamique}} \quad (\text{III.21})$$

Est le coefficient de poussée axiale en forme non-dimensionnelle est égale [4] :

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (\text{III.22})$$

La fig.III.3 présente la variation des coefficients de puissance et de poussée pour un rotor idéal de Betz avec le rapport entre la vitesse du vent aval et en amont. Nous constatons que le coefficient de poussée C_T prend une valeur maximale égale 1, lorsque le facteur d'induction axial $a = 0.5$ et la vitesse en aval devient nulle. Au point de puissance maximale ou ($a = 1/3$), C_T prend la valeur de $8/9$.

Comme mentionné ci-dessus, ce modèle idéal n'est pas valable pour des facteurs d'induction axiale supérieurs à 0.5, en pratique (Wilson et al. 1976) [6]. Au fur et à mesure que le facteur d'induction axiale approche et dépasse 0.5, des modèles d'écoulement compliqués qui ne sont pas représentés dans ce modèle simple entraînent une valeur du coefficient de poussée allant jusqu'à 2.

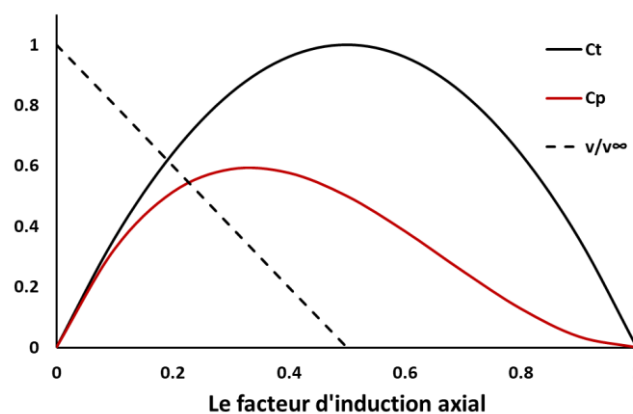


Fig.III.3. La variation de coefficient de poussée et de puissance sous l'effet d'induction.

La limite de Betz ($C_{p_{max}} = 16/27$) présente la valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance du rotor éolien [4, 5]. En réalité, trois effets entraînent une diminution du coefficient de puissance maximum réalisable [4] :

- Rotation du sillage derrière le rotor.
- Nombre fini des pales et les pertes de pointe associées.
- Traînée aérodynamique non nulle.

3. THEORIE BIDIMENSIONNELLE D'UN ROTOR EOLIEN IDEAL (L'EFFET ROTATIONNEL) :

Le passage de l'air à travers une hélice tournante crée un système tourbillonnaire qui a une influence sur le rendement du moteur éolien, ce système est constitué par [4, 5] :

- Des tourbillons attachés aux pales résultant de la rotation de l'air autour de la pale sous l'effet d'une surpression à l'intrados et d'une dépression à l'extrados du profil de la pale.
- Des tourbillons détachés des pales formant deux tourbillons marginaux prenant naissance l'un près de l'axe de rotation de l'hélice et l'autre à l'extrémité de la pale, le premier enroulé par des spires autour de l'axe de l'éolien et le second enveloppe l'hélice.

L'effet total du système tourbillonnaire se résume dans un champ de vitesse appelée vitesse induite et qui a une influence sur la vitesse relative déterminée par le modèle simplifié de Betz.

En 1935, Glauert modélise le problème tourbillonnaire par un modèle de système électrique équivalent (Fig.III.4), qui permet de calculer la vitesse induite d'une manière simple, par la détermination des champs magnétiques créés par des conducteurs et par l'application du théorème d'Ampère et Biot-Savart [3, 5]. Glauert a noté que, au plan de disque du rotor, la vitesse angulaire de l'air par rapport à la pale augmente de Ω à $\Omega + \omega$, alors que la composante axiale de la vitesse reste constante et doublée derrière le rotor (Fig.III.5) [1, 4]. Glauert se résume la variation de la vitesse du vent au sillage du rotor éolien dans le facteur d'induction tangentiel a' , qui peut s'écrire :

$$a' = \omega/2\Omega \quad (\text{III.23})$$

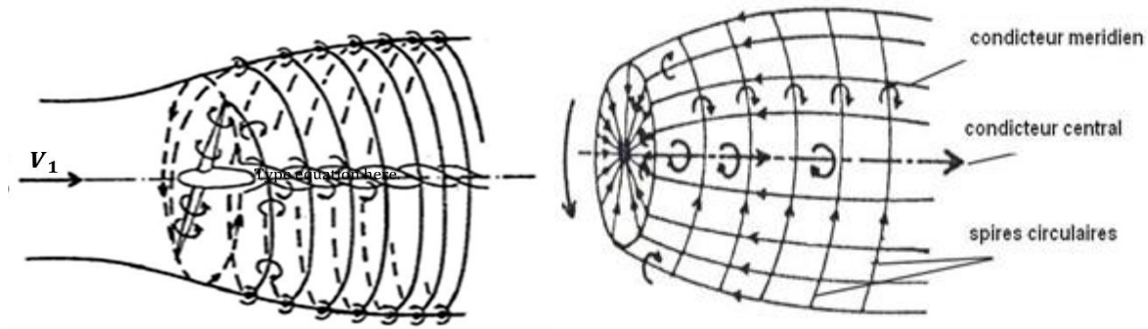


Fig.III.4. Le modèle électromagnétique du phénomène de la turbulence [5].

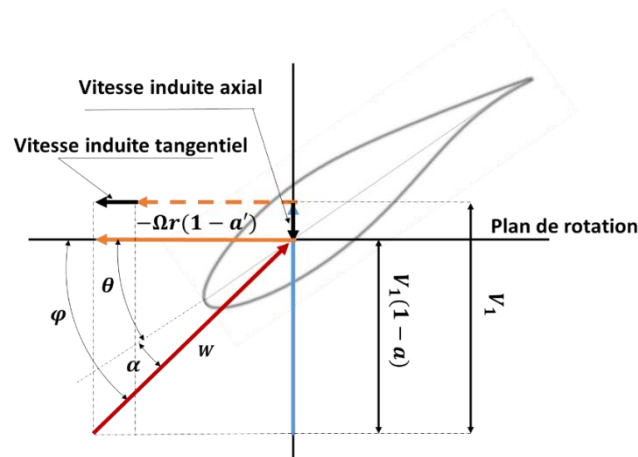


Fig.III.5.1. Le champ des vitesses au niveau de disque (pertes axiale-radiale).

Où ω est la vitesse angulaire induite, et Ω la vitesse angulaire des pales, et la vitesse tangentielle de rotation de l'air devient :

$$U = \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) r = (\Omega + a' \Omega) \quad (\text{III.24})$$

$$U = (1 + a') \Omega r \quad (\text{III.25})$$

Et la vitesse relative devient :

$$W = \frac{v}{\sin \varphi} = \frac{(1-a)V_1}{\sin \varphi} = \frac{U}{\cos \varphi} = \frac{(1+a')\Omega r}{\cos \varphi} \quad (\text{III.26})$$

3.1 Détermination de la poussée axiale et du moment moteur :

L'analyse élémentaire par l'application de théorème d'Euler donne la nouvelle expression de la poussée axiale suivante :

$$dT = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_\infty^2) dA \quad (\text{III.27})$$

Où la surface annulaire définie par :

$$dA = 2\pi r dr \quad (\text{III.28})$$

Alors par substitution de V_∞ et la surface dA , l'expression de poussée devient [1] :

$$dT = 4\pi\rho r V_1^2 a(1-a) dr \quad (\text{III.29})$$

D'autre part le moment moteur est égale la variation de de moment cinétique L [1, 4] :

$$Q = \frac{dL}{dt} \quad (\text{III.30})$$

Ou le moment cinétique L est égal :

$$L = I_n \omega \quad (\text{III.31})$$

Et le moment d'inertie I_n est égal :

$$I_n = \dot{m} r^2 \quad (\text{III.32})$$

Alors l'expression de moment élémentaire moteur devient :

$$dQ = 2\pi\rho r^3 V_\infty \omega dr \quad (\text{III.33})$$

On substitue ω et V_∞ dans l'expression du moment au sillage, on obtient :

$$dQ = 4a'(1-a)\rho\pi\Omega r^3 V_1 dr \quad (\text{III.34})$$

Cette équation donne le moment élémentaire agissant sur l'éolienne.

3.2 Détermination de la puissance utile et du coefficient de puissance :

La puissance totale du rotor éolien est la somme de la contribution de chaque élément de pale, qui est donné par la formule suivante [4] :

$$dP = dQ\Omega \quad (\text{III.35})$$

Par la substitution de l'expression du moment élémentaire dans l'expression de puissance élémentaire devient :

$$dP = 4a'(1-a)\rho\pi\Omega^2 r^3 V_1 dr \quad (\text{III.36})$$

On définit le terme du rapport de vitesse global λ qui est égal [1] :

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_1} \quad (\text{III.37})$$

Qui est se résumé au terme local comme suite :

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{V_1} = \lambda \frac{r}{R} \quad (\text{III.38})$$

On inclue le rapport de vitesse local dans l'expression de puissance élémentaire, on obtient :

$$dP = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_1^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a' (1-a) \lambda_r^3 \right] d\lambda_r \quad (\text{III.39})$$

Alors le coefficient de puissance élémentaire devient :

$$dC_P = \frac{dP}{P_1} = \frac{\frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_1^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a' (1-a) \lambda_r^3 \right] d\lambda_r}{\frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_1^3} \quad (\text{III.40})$$

Où P_1 est la puissance initiale du vent. Alors le coefficient de puissance globale est [4] :

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a' (1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \quad (\text{III.41})$$

La maximisation de la quantité $a' (1-a)$ donne la valeur maximale du coefficient de puissance, ou la valeur de facteur d'induction axial $a = 1/3$ ce qui correspond la valeur de la théorie unidimensionnelle, avec une distribution du facteur d'induction tangentiel de [4].

$$a' = \frac{(1-a)}{\lambda_r^2} \quad (\text{III.42})$$

4. THEORIE D'ELEMENT DE PALE (L'EFFET AERODYNAMIQUE) :

D'après cette théorie, la pale est un ensemble des éléments d'épaisseur dr , où les interactions aérodynamiques entre eux sont négligeables, le passage de l'air à travers le rotor éolien crée une différence de pression entre les deux faces de la pale (extrados-intrados). Cette différence de pression génère une force motrice aérodynamique (Fig.III.6), qui est la résultante de deux forces, une force de portance dF_L perpendiculaire au passage de vent relatif, et une force de traînée dF_D parallèle à la direction du vent relatif. Ces forces sont définies par [1, 4] :

$$dF_L = \frac{1}{2} C_L W^2 c dr \quad (\text{III.43})$$

$$dF_D = \frac{1}{2} C_D W^2 c dr \quad (\text{III.44})$$

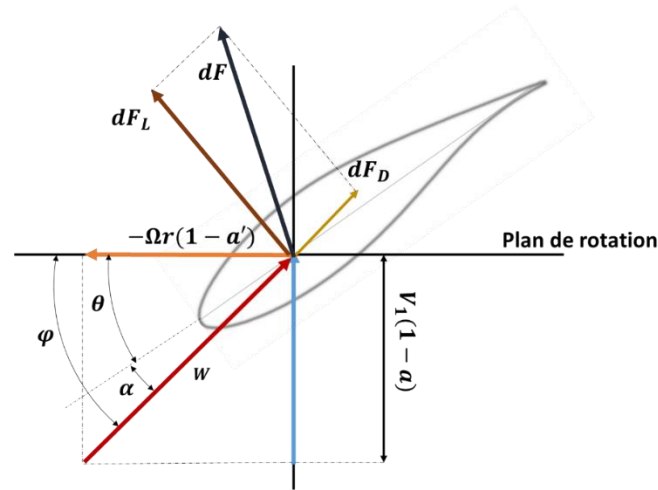


Fig.III.6. Le champ des forces aérodynamiques sur un élément de pale.

Où W est la vitesse relative du vent définie par :

$$W = \sqrt{V_1^2(1-a)^2 + r^2\Omega^2(1+a')^2} \quad (\text{III.45})$$

Et C_L et C_D représentent le coefficient de portance et de trainée respectivement, ils sont définis expérimentalement. C représente la corde du profil de la section de pale, il est déterminé par deux expressions (Betz, Schmitz) [3, 4] :

$$C_{Betz} = \frac{16\pi R}{9N C_L \lambda \sqrt{(\lambda \frac{r}{R})^2 + \frac{4}{9}}} \quad (\text{III.46})$$

$$C_{Schmitz} = \frac{16\pi r}{N C_L} \sin^2\left(\frac{1}{3} \tan^{-1}\left(\frac{R}{\lambda r}\right)\right) \quad (\text{III.47})$$

N est le nombre de pale.

D'après la fig.III.6, le vent relatif passe par un angle d'écoulement φ par rapport au plan de rotation, et il est attaqué le profil de la pale par un angle d'attaque α , qui sont définis par :

$$\tan \varphi = \frac{V_1(1-a)}{\Omega r(1-a')} \quad (\text{III.48})$$

$$\varphi = \theta + \alpha \quad (\text{III.49})$$

Où θ est l'angle de calage, qui est entre la corde de profil et le plan de rotation.

L'évaluation élémentaire de système des forces sur un élément de pale par considération des forces aérodynamiques donne (Fig.III.7) [4] :

$$dF_N = dF_L \cos\varphi + dF_D \sin\varphi \quad (\text{III.50})$$

$$dF_T = dF_L \sin\varphi - dF_D \cos\varphi \quad (\text{III.51})$$

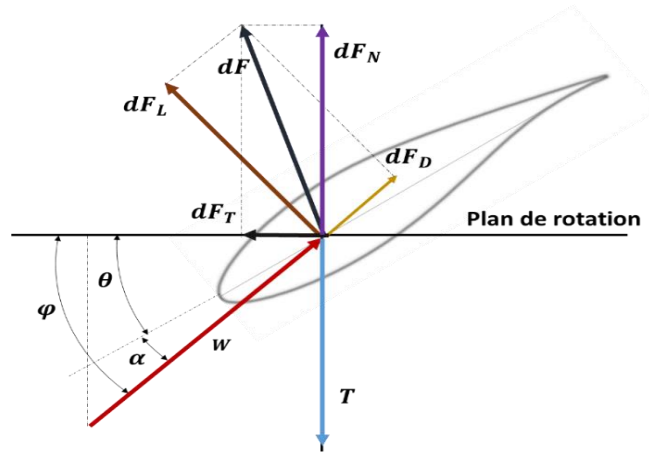


Fig. III.7. Les résultantes effectives des forces aérodynamiques.

Où dF_N et dF_T sont la force élémentaires normale et tangentielle respectivement.

Le moment moteur élémentaire est le moment de la force tangentielle, il est défini comme suite [1, 4] :

$$dQ = BrdF_T \quad (\text{III.52})$$

$$dQ = \frac{1}{2} \rho B C r W^2 (C_L \sin\varphi - C_D \cos\varphi) dr \quad (\text{III.53})$$

Où B est le nombre de pale.

5. THEORIE DE MOUVEMENT D'ÉLÉMENT DE PALE (BEM) :

La théorie de mouvement d'élément de pale est une combinaison entre l'évaluation des forces et de moment moteur par les lois fondamentales de la mécanique et l'évaluation des forces aérodynamiques agissant sur un élément de pale [4]. Cette combinaison permet de déterminer les facteurs d'induction en fonction des paramètres aérodynamiques de pale, qui sont la corde du profil, l'angle d'écoulement, l'angle de calage, l'angle d'attaque, coefficient de portance.

Selon la fig.III.7, l'égalisation des évaluations des forces de poussé et du moment moteur respectivement donne :

$$4\pi\rho r V_1^2 a'(1-a)dr = dF_N = \frac{1}{2} \rho B C W^2 (C_L \cos\varphi + C_D \sin\varphi) dr \quad (\text{III.54})$$

$$4a'(1-a)\rho\pi\Omega r^3V_1dr = \frac{1}{2}\rho BCrW^2(C_L\sin\varphi - C_D\cos\varphi)dr \quad (\text{III.55})$$

Après la substitution de l'expression de vitesse du vent relatif W basée sur l'équation (26), les facteurs d'induction sont définis comme suite :

$$a = \sigma C_n / (4\sin^2\varphi + \sigma C_n) \quad (\text{III.56})$$

$$a' = \sigma C_t / (4\sin\varphi\cos\varphi - \sigma C_t) \quad (\text{III.57})$$

Où σ est la solidité de profil défini par [1, 4] :

$$\sigma = \frac{BC}{2\pi r} \quad (58)$$

Et C_N et C_T sont le coefficient de la force normale et tangentielle respectivement, ils sont déterminés comme suit [1, 4] :

$$C_N = C_l\cos\varphi + C_d\sin\varphi \quad (\text{III.59})$$

$$C_T = C_l\sin\varphi - C_d\cos\varphi \quad (\text{III.60})$$

6. CORRECTION DE LA THEORIE DES MOMENTS D'ELEMENT DE PALE :

6.1. Les corrections du nombre de pale :

6.1.1 Correction de Prandtl :

En raison des caractéristiques d'écoulement réel, chaque pale est en mouvement dans le sillage d'écoulement fait par l'autre pale. Qui crée des tourbillons plus concentrés au niveau des pales ou les pertes deviennent élevées près du bout des pales, alors, le véritable écoulement autour de la pale de rotor est différent de l'écoulement calculé par la théorie originale de mouvement d'élément de pale. Afin de remédier à cette lacune [1]. En 1935, Prandtl introduit un facteur F comme une solution de correction sur la théorie des mouvements d'élément de pale, ce facteur représente la réduction de la performance associée avec les tourbillons de bout de pale. Il est donné par l'équation suivante [1, 4] :

$$F_t = \frac{2}{\pi} \arccos \left[e^{-\frac{B(R-r)}{2r\sin\varphi}} \right] \quad (\text{III.61})$$

Où R est le rayon de rotor éolien et r présente la position radiale.

6.1.2 Correction d'Aerodyn :

Une nouvelle correction a été faite Pour corriger la vitesse induite résultant par les tourbillons près du pied de pale, ou la perte au pied est introduite. Cette correction est similaire avec la correction de perte au bout de pale de Prandtl. Le sillage de rotation crée une pression négative au niveau du pied une région qui accélère le débit et réduit le facteur d'induction axiale. Cependant, l'introduction du modèle de la perte au pied va augmenter le facteur d'induction axiale depuis le facteur d'induction axiale est inversement proportionnelle au facteur de perte au pied Prandtl. Ce facteur est défini comme suit [4, 7] :

$$F_h = \frac{2}{\pi} \arccos \left[e^{-\frac{B(r-R_h)}{2r \sin \varphi}} \right] \quad (\text{III.62})$$

Où R_h présente le rayon de moyeu du rotor éolien.

Dans les applications général, on utilise le facteur généralisé F qui se résume le facteur de perte au pied et au bout de la pale, ou il est défini comme suite [8] :

$$F = F_t \cdot F_h \quad (\text{III.63})$$

Où F_t représente le facteur des pertes au bout de pale et F_h est le facteur des pertes au pied de pale.

L'substitution de facteur de perte au bout F dans la théorie de l'élément de pale, la relation du coefficient de la poussée axiale devient [8] :

$$C_T = \sigma(1 - a)^2 C_n / (F \sin^2 \varphi) \quad (\text{III.64})$$

D'autre part, le coefficient de poussée axiale peut être défini par la théorie de la dynamique de la pale comme suit :

$$C_T = 4aF(1 - a) \quad (\text{III.65})$$

Le facteur d'induction axial par considération de correction au bout et au pied de pale F devient [4, 8] :

$$a = \sigma C_n / (4F \sin^2 \varphi + \sigma C_n) \quad (\text{III.66})$$

Même opération, pour le facteur d'induction tangentiel, ce qui donne [4, 8] :

$$a' = \sigma C_t / (4F \sin \varphi \cos \varphi - \sigma C_t) \quad (\text{III.67})$$

6.2. Correction dépend à la haute induction :

Comme il a été présenté précédemment, la théorie classique de mouvement d'élément de pale présente une contradiction avec le phénomène réel, nous constatons que la Théorie de la dynamique d'élément de pale (BEM) présente une diminution du facteur de poussée axiale après la valeur 0.5 du facteur d'induction axiale vers une valeur nulle, ce qui est contrairement à la réalité. Plusieurs travaux ont été faits pour donner une expression plus logique de la variation du facteur de poussée axiale sous l'effet d'induction. Nous avons cité les suivants :

6.2.1. Modèle de Glauert :

Glauert a développé un modèle empirique de correction de sillage turbulent basé sur les résultats expérimentaux (Fig.III.8). Dans ce modèle, Glauert prend en considération les pertes au pied et au bout de pale en termes de facteur généralisé de Prandtl. Il donne une nouvelle expression de facteur d'induction axiale, de fonctionnement à la haute induction, ou $a > 0.4$, cette expression est comme suite [1, 9] :

$$a = 1/F[0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_T)}] \quad (\text{III.68})$$

F est le facteur de correction de nombre des pales.

6.2.2. Modèle de Spera :

Spera a développé un modèle qui décrit une relation linéaire du coefficient de poussée axiale en fonction du facteur d'induction axiale, où il prend la valeur $a_c = 0.2$ du facteur d'induction axiale comme un point critique (Fig.III.8), leur expression est présentée comme suite [4] :

$$C_T = 4[a_c^2 + (1 - 2a_c)a] \quad \text{Ou} \quad a \geq a_c \quad (\text{III.69})$$

6.2.3. Modèle d'Aerodyn :

AeroDyn est une série de codes conçus par NREL pour prédire la performance et le comportement aérodynamique des éoliennes sous l'effet tourbillonnaire (Fig.III.8), La correction du modèle d'induction de sillage utilisé dans AeroDyn est similaire au modèle Glauert, qui est indiqué comme suite [9] :

$$a = \frac{18F - 20 - 3\sqrt{C_T(50 + 36F) + 12F(3F - 4)}}{36F - 50} \quad \text{Ou} \quad C_T > 0.96F \quad (\text{III.70})$$

6.2.4. Modèle de Buhl :

Buhl a proposé un modèle de correction empirique en tenant compte des pertes au pied et au bout de la pale de Prandtl, ce modèle est basé sur les résultats expérimentaux (Fig.III.8). Il se résume dans la nouvelle expression de coefficient de la force de poussée comme suite [10] :

$$C_T = \frac{8}{9} + \left(4F - \frac{40}{9}\right)a + \left(\frac{50}{9} - 4F\right)a^2 \quad \text{Ou} \quad a \geq 0.4 \quad (\text{III.71})$$

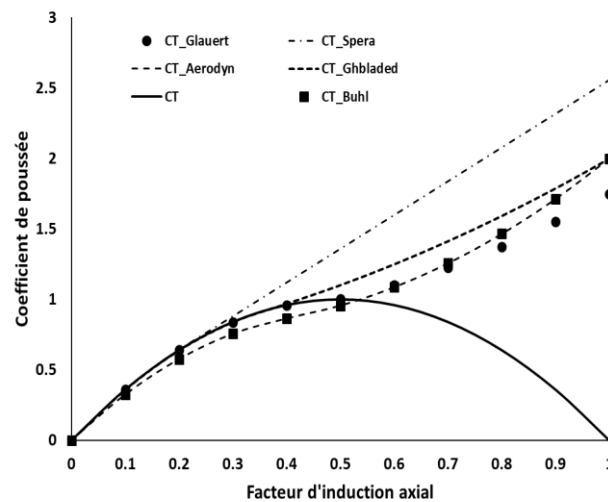


Fig.III.8. Les modèles de correction du coefficient de poussée [10].

6.2.5. Modèle de GH-bladed :

GH-Bladed est un logiciel d'analyse de performance des éoliennes le plus utilisé actuellement, ce modèle a été établi par un groupe international des experts dans ce domaine (Fig.III.8), ils ont donné une nouvelle expression de coefficient de poussée axiale comme suite [11] :

$$C_T = 0.6 + 0.61a + 0.79a^2 \quad \text{Ou} \quad a \geq 0.3539 \quad (\text{III.72})$$

Autre correction a été faite dans ce contexte, comme la correction de Medsen du BEM en termes de facteur d'induction axial et tangentielle considération, leur résultat donne une augmentation de coefficient de puissance avec les basses vitesses du vent ou le rapport de la vitesse est entre 6 et 8 [4]. Burton propose une tangente de la courbe de coefficient de poussée axiale passant par le point où \$a\$ est égale 0.326 et le point de la valeur de coefficient de poussée égale à 1.816 et \$a\$ égale à 1 [4].

6.3. Correction dépend au délai de décrochage :

Dans la méthode BEM, les coefficients de portance et de traînée de l'aérogénérateur sont obtenus à partir des essais de tunnel de vent 2D à un angle d'attaque limité. Cependant, la connaissance de la valeur des coefficients de portance et de traînée du profil aérodynamique à un angle d'attaque élevé est nécessaire, pour l'analyse des charges aérodynamique sur le rotor éolien et la prédiction de la puissance de sortie [12]. En général, les coefficients de portance et de traînée devraient avoir un modèle mathématique général pour un angle d'attaque de la gamme globale de -180° à 180° pour une analyse de la vitesse du vent dans un large intervalle. Au moins, les données d'angle d'attaque entre 0° à 90° sont nécessaire pour les pales vrillées dans des conditions de fonctionnement normales, y compris les temps de démarrage de pré-décrochage, et le décrochage total [12]. Plusieurs modèles ont été établis pour résoudre ce problème nous pouvons citer les modèles suivants :

6.3.1. Modèle de Viterna et Corrigan :

Au début des années 1980, Viterna et Corrigan ont proposé un modèle post-stall pour les éoliennes à vitesse fixe. Ce modèle donne une estimation de valeur du coefficient de portance et de traînée pour un large intervalle d'angle d'attaque de 0 jusqu'à 90° , comme suite [13] :

Pour $\alpha_{stall} \leq \alpha \leq 90^\circ$ le coefficient de portance et de traînée sont définis par :

$$C_l = A_1 \sin 2\alpha + A_2 \frac{\cos^2 \alpha}{\sin \alpha} \quad (\text{III.73})$$

$$C_d = B_1 \sin^2 \alpha + B_2 \cos^2 \alpha \quad (\text{III.74})$$

Le constant B_1 est déterminé par :

$$B_1 = C_{dmax} = 1.11 + 0.018 AR \quad (\alpha = 90^\circ) \quad (\text{III.75})$$

Où C_{dmax} est la valeur maximale de coefficient de traînée et AR est le rapport d'aspect de forme de profil, qui est déterminé par :

$$AR = \frac{C}{r} \quad (\text{III.76})$$

Les constantes B_2 , A_1 , A_2 sont obtenus de :

$$B_2 = \frac{C_{dstall} - C_{dmax} \sin^2 \alpha_{stall}}{\cos \alpha_{stall}} \quad (\text{III.77})$$

$$A_1 = \frac{B_1}{2} \quad (\text{III.78})$$

$$A_2 = (C_l - C_{dmax} \sin \alpha_{stall} \cos \alpha_{stall}) \frac{\sin \alpha_{stall}}{\cos^2 \alpha_{stall}} \quad (III.79)$$

α_{stall} and C_{dstall} sont les valeurs de l'angle d'attaque et le coefficient de traînée au le point de décrochage.

Ce modèle est encore largement utilisé avec d'autres améliorations de nos jours, ou il est étendu pour 360° (Fig.III.9).

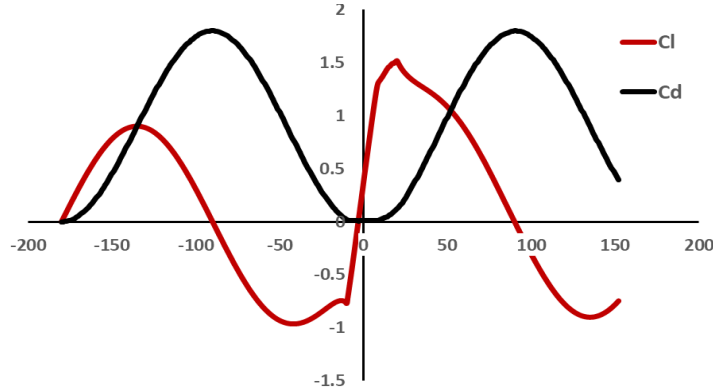


Fig.III.9. La distribution des coefficients aérodynamiques vis l'angle d'attaque [12].

6.3.2. Modèle de Du-Selig :

Le modèle Du-Selig est basé sur la méthode de modèle de Snel, il a été utilisé pour produire des coefficients de portance et de traînée à des angles d'attaque élevés en 3D. Le modèle se résume comme suite [9] :

$$\begin{cases} C_{L,3D} = C_{L,2D} + f_L(C_{L,p} - C_{L,2D}) \\ C_{D,3D} = C_{D,2D} + f_D(C_{D,p} - C_{D,2D}) \end{cases} \quad (III.80)$$

$$f_L = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1.6(C/r)}{0.1267} \frac{a(c/r)^{\frac{dR}{\Lambda r}}}{b + (C/r)^{\frac{dR}{\Lambda r}}} - 1 \right] \quad (III.81)$$

$$f_D = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1.6(C/r)}{0.1267} \frac{a(c/r)^{\frac{dR}{2\Lambda r}}}{b + (C/r)^{\frac{dR}{2\Lambda r}}} - 1 \right] \quad (III.82)$$

$$\Lambda = \Omega R / \sqrt{V_\infty^2 + (\Omega R)^2} \quad (III.83)$$

$$C_{L,p} = 2\pi(\alpha - \alpha_0) \quad (III.84)$$

$$C_{D,0} = C_{D,2D}, \quad \alpha = 0 \quad (III.85)$$

Où $C_{L,3D}$ est le coefficient de portance corrigé en 3D, $C_{D,3D}$ est le coefficient de traînée corrigé en 3D, et $C_{L,2D}$ est le coefficient de portance en 2D, $C_{D,2D}$ est le coefficient de traînée en 2D, Ω est la vitesse de la rotation du rotor, R est le rayon du rotor, a , b et d sont les facteurs de correction empiriques.

7. CONCLUSION :

Un résumé d'analyse global de la performance des éoliennes à axe horizontal a été établi dans ce chapitre. Cette analyse est une démarche de modélisation mathématique de la théorie de mouvement d'élément de pale. Elle commence par le modèle idéal de Betz, ce modèle considère le mouvement du vent est unidimensionnelle suivant l'axe de rotation de l'éolienne, ce qui donne les valeurs paramètres aérodynamique et de conception dans le cas idéal. Un autre modèle optimal a été expliqué. Ce modèle a été établi par Glauert. Il est basé sur les résultats du modèle de Betz, et introduit l'effet rotationnel du vent sur la performance de l'éolienne. D'autres modèles d'amélioration de la théorie de mouvement d'élément de pale sont présentés dans ce chapitre. Tels que l'introduction de l'effet de nombre de pale et le fonctionnement à la haute induction du vent. Ces modèles sont basés sur les résultats expérimentaux pour donner une stabilité logique du modèle théorique. L'introduction de ces améliorations sur la théorie du mouvement de l'élément de pale peut aider à déterminer les paramètres de conception de la pale qui sera utilisée et le système de commande d'un concept éolienne bien défini.

Références:

- [1] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, Wind energy explained, 2ed, Wiley, 2009.
- [2] W.F. Durand, Aerodynamic Theory, Julius Springer, Berlin, 1936.
- [3] H. Glauert, The elements of airfoil and airscrew theory, 2ed, Cambridge University Press, 1926.
- [4] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, E.A. Bossanyi, Wind energy handbook, 2ed, 2012.
- [5] D. L. Gourières, Les éoliennes Théorie, conception et calcul pratique, 2ed, Moulin Cadiou, 2008.
- [6] E.R. Wilson, P.B.S Lissaman, Applied aerodynamics of wind-power machines, Oregon State University, 1976.
- [7] P.J. Moriarty, A.C. Hansen, AeroDyn theory manual, NREL, TP-500-36881, 2005.
- [8] Z.N. Ashrafi, M. Ghaderi, A. Sedaghat, Parametric study on off-design aerodynamic performance of a horizontal axis wind turbine blade and proposed pitch control. Energy Conversion and Management, Vol.93, pp 349–356, 2015.
- [9] X.Tang, Aerodynamic design and analysis of small horizontal axis wind turbine blades, PhD thesis, University of Central Lancashire, Preston, UK, 2012.
- [10] M.L. Buhl, Jr, A new empirical relationship between thrust coefficient and induction factor for the turbulent windmill state, NREL, TP-500-36834, 2005.
- [11] E.A. Boossanyi, Bladed 4.0 Theory manual, Garrad Hassan & Partners Ltd, 2003.

- [12] J. Tangler, J.D. Kocurek, Wind turbine post-stall airfoil performance characteristics guidelines for blade-element momentum Methods, NREL, CP-500-36900, 2004.
- [13] L.A. Viterna, R.D. Corrigan, Fixed pitch rotor performance of large horizontal axis wind turbines, NASA, Lewis Research Center Cleveland, Ohio, 1982.

CHAPITRE IV :

ANALYSE DE POTENTIAL ÉOLIEN EN ALGERIE

1. INTRODUCTION :

Pensez d'installer des éoliennes pour produire l'énergie électrique dépend de deux paramètres. Le premier paramètre est la disponibilité du vent dans le site choisit et l'autre est la nature se site. Où la conception de ces machines est dépend à la vitesse moyenne du vent et l'altitude de site. Plusieurs méthode ont été établi pour déterminer la distribution de la vitesse moyenne su vent puis de construire une base de données de gisement du vent. Dans ce contexte, le modèle le plus utilisé est le modèle de la probabilité de Weibull. Dans ce chapitre, une approche a été établi sur le la probabilité de Weibull basé sur deux paramètres, le profil vertical de la vitesse du vent, une méthode d'estimation de potentiel du vent et une évaluation globale des gisements du vent en Algérie dépend des résultats la littérature.

2. POTENTIEL ÉOLIEN D'UN SITE :

2.1 Densité de vitesse de vent (probabilité de Weibull) :

La probabilité de Weibull est un modèle le plus utilisé pour exprimer la distribution de la vitesse du vent d'un site. Ce modèle est d'une forme de fonction exponentielle de deux paramètres. Un paramètre d'échelle A (m/s) qui représente la moyenne de la vitesse du vent au site. L'autre paramètre est adimensionnel nommé paramètre de forme (k). Ce paramètre représente la nature de la distribution. Généralement le modèle est présenté par la relation suivant [1] :

$$F(v) = \int f(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{VI.1})$$

Ou $f(v)$ est la fréquence des vitesses du vent mesurées, elle est présenté comme suit [1] :

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{VI.2})$$

La vitesse moyenne du vent est déterminée par la distribution du Weibull comme suit [1] :

$$V_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (\text{VI.3})$$

D'autre part, la vitesse moyenne peut être représenté par la fonction de (Γ) par [1] :

$$V_m = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{VI.4})$$

2.2 Le profil vertical de la vitesse du vent :

La circulation du vent varie verticalement en fonction de l'altitude et la rugosité de site. Au niveau de terre ou la rugosité est considérable et dépend au profil de site. Ces paramètres influencent directement sur le profil de vitesse du vent. Plusieurs travaux ont été faits pour déterminer le profil de vitesse du vent. La plus part sont basés sur la théorie Monin-Obukhov [xx]. Il y'a plusieurs lois déterminent le profil vertical de la vitesse du vent. Comme exemple, On peut déterminer le profil de vitesse du vent par la loi logarithmique suivant [2,1] :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \quad (\text{VI.5})$$

Où Z_0 est la rugosité de la terre, Z_1 et V_1 sont l'altitude la vitesse du vent au premier point de mesure, Z_2 et V_2 est l'altitude et la vitesse du vent de point choisi.

On peut le déterminer aussi par la loi de puissance [3,1] :

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (\text{VI.6})$$

α est le coefficient de cisaillement du vent.

2.3 Potentiel éolien d'un site :

Le rapport du Betz donne la quantité idéale d'énergie qu'il peut récolter par l'éolienne. Mais en réalité, le phénomène de perte influence directement sur la production de l'éolienne. Aussi, on doit parler de l'énergie du vent réel disponible sur un site donné ou on peut l'exploiter. Cette énergie on peut l'exprimer par :

2.3.1 Densité de puissance moyenne :

L'énergie cinétique du vent passant à travers une éolienne est donnée par la relation suivante [4] :

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho s v^3 \quad (\text{VI.7})$$

Où ρ est la densité de l'air, s est la surface de rotor éolien et v la vitesse du vent.

L'évaluation de taux de disponibilité de l'énergie éolienne est basée sur densité de puissance, qui présente la quantité d'énergie du vent par unité de surface. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \quad (\text{VI.8})$$

2.3.2 Densité énergétique moyenne disponible :

Elle présente la quantité énergétique moyenne qu'il peut récolter à un site sur une période déterminée. Cette période peut être journalière, mensuelle ou annuelle, on peut les exprimer comme suite [5] :

$$\bar{E}_j = 24 \times \bar{P} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} / \text{journée} \right) \quad (\text{VI.9})$$

$$\bar{E}_m = 24 \times d \times \bar{P} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} / \text{mois} \right) \quad (\text{VI.10})$$

Où d est le nombre des jours.

$$\bar{E}_a = \sum_{1}^{12} \bar{E}_m \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} / \text{année} \right) \quad (\text{VI.11})$$

3. ÉVALUATION DE POTENTIEL ÉOLIEN EN ALGÉRIE :

Après la perturbation actuel de marché d'énergie fossile, L'Algérie a commencé de réfléchir d'investir dans le domaine des énergies renouvelables particulièrement l'énergie éolienne. Récemment, L'Algérie a lancé un programme de recherche scientifique pour créer une base de données de gisement du vent qui aidera de réaliser des investissements importants dans ce domaine. Plusieurs travaux a été fait dans ce contexte. La première étude a été faite par Ibrahim MAS et al [6]. Cette étude est basée sur l'expertise de politique d'éolien en Algérie de H. Bensaad (1985) [7]. En 1990, R. Hamouche a été établi le premier travail d'analyse du vent en Algérie [8]. Il utilise les données du vent mesuré par 37 stations métrologiques de l'office national de réseau métrologique (ONM) entre (1977-1988). En 2006, N. kasbadji a établi le premier Atlas du vent en Algérie [9]. Cet Atlas repose sur les données métrologiques de la période (1985-1995) par la considération de même paramètre de Weibull calculé par R. Hamouche. Carte montre que les régions d'Adrar et Tiaret sont le plus venteuse en Algérie (Fig.IV.1).

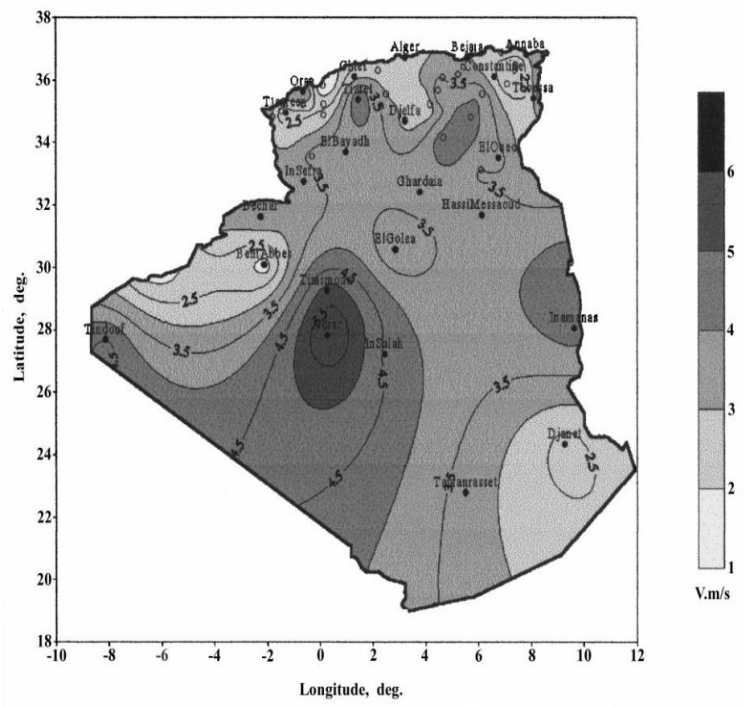


Fig. IV.1. Le premier Atlas du vent en Algérie [6].

Récemment, F. Chellali et al donne une nouvelle Atlas du vent basé sur les des vitesses quotidienne moyenne donnée par certaines stations météorologiques [10]. Une autre mise à jour de l'Atlas du vent en Algérie a été faite par S.M. Boudia et al. Ils ont l'établi avec introduire les plus récentes données journalières moyennes mesurées aux stations météorologiques [11]. L'évaluation de vitesse moyenne montre que le site d'Adrar est classé le premier avec une vitesse moyenne de 6.37m/s mesuré à 10m d'altitude avec une densité moyenne de puissance de 209w/m² (Fig.IV.2).

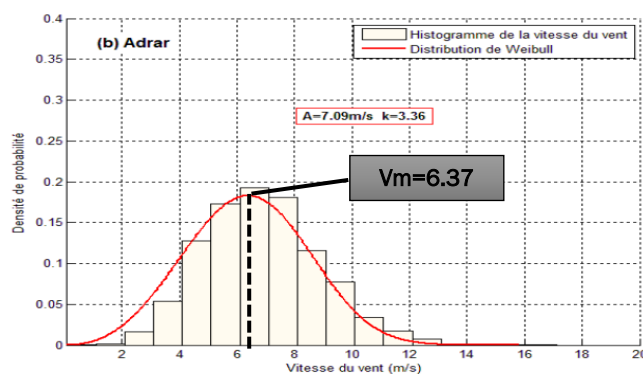


Fig.IV.2. Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour le site d'Adrar [1].

Autres travaux d'analyses faites pour des régions spécifiques, comme le travail de D. Abdeslame et al [12]. Ils ont utilisé le logiciel WAsP pour comparer entre les régions de Ksar-Chellala, Setif, Tiaret et M'Sila qui sont situées dans la même zone. Leurs résultats montrent que la région de Tiaret et M'sila sont les régions les plus convenables pour l'installation des fermes éoliennes. En 2017, H. D. Nedjari et al, ont optimisé la carte d'Atlas du vent en Algérie [13]. Cette carte est basée sur les données météorologiques de 74 sites mesurés à 10m et 80m d'altitude. Le classement des sites venteux est basé sur la norme de NREL (Fig.IV.3). Toujours les résultats soutiennent le site d'Adrar comme le plus site venté en Algérie mais dans cette fois avec une vitesse moyenne optimisée de 6.8m/s jusqu'à 7.5m/s.

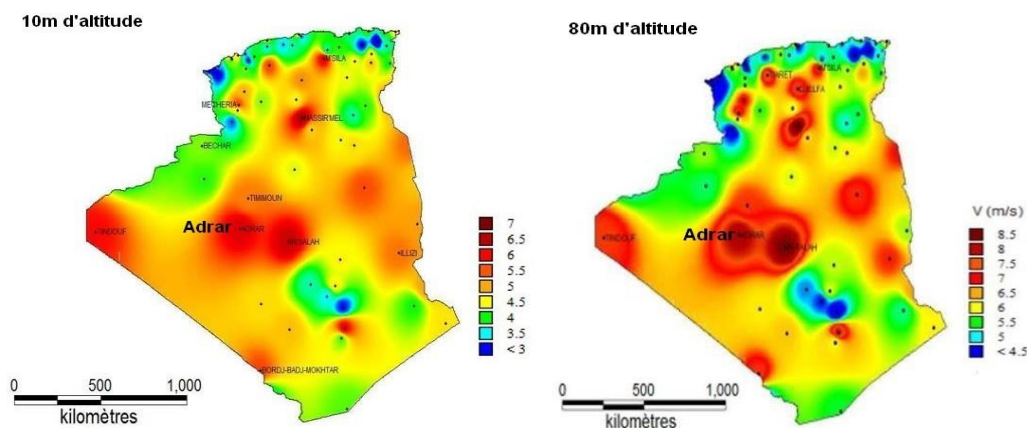


Fig. IV.3. La vitesse moyenne de vent mesurée à 10 et 80m d'altitude [13].

4. CONCLUSION :

L'analyse de potentiel du vent en Algérie montre un gisement considérable de l'énergie éolienne. Ce gisement peut donner une valeur ajoutée par l'exploitation d'énergie éolienne. Plusieurs sites ont été classés comme des sites de classe (I) selon la norme internationale de NREL. Sur la tête de ces sites, le site d'Adrar présente un des sites les plus venteux en Algérie selon les plus part des études. Ou la vitesse moyenne du vent peut atteindre la valeur 6.8m/s selon la dernière étude. Ce qu'il a soutenu pour être parmi les meilleurs sites d'installation d'éoliennes.

Référence :

- [1] S.M. Boudia, 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 de Tlemcen, Algeria, 2013.
- [2] H. Tennekes, The logarithmic wind profile. Journal of Atmospheric Sciences, 1973, Vol.30, pp. 234-238.

- [3] C. G. Justus and A. Mikhail, Height variation of wind Speed and wind distributions statistics, *Geophysical Research Letters*, 1976, Vol. 3, no. 5, pp. 261-264.
- [4] J.F. Manwell, J.G. McGowan, AL Rogers, *Wind energy explained*, Wiley, USA, 2002.
- [5] R. Tchinda, J. Kendjio, E. Kaptouom, D Njomo, Estimation of mean wind energy available in far north Cameroon, *Energy Convers Manage*, 2000, Vol. 41, pp.1917–1929.
- [6] M.A.S Ibrahim, *Energy in the Arab world*, Energy Conversion and Management, 1984, Vol. 9, pp. 217-238.
- [7] H. Bensaad, the Algerian program on wind energy, *Proceeding of WEAC*, Oxford, 1985, pp. 21-27.
- [8] R. Hammouche, *Atlas vent de l'Algérie/ONM*, Office des Publications Universitaires, (OPU), Alger, 1990.
- [9] N. Kasbadji Merzouk, Wind energy potential of Algeria, *International Journal Renewable Energy*, 2000, Vol.21, pp. 553-562.
- [10] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, A.A. Recious, Contribution in the actualization of wind map of Algeria, *Renewable Sustainable Energy Review*, 2011, Vol. 15, pp. 993 -1002.
- [11] S. M. Boudia, A. Benmansour, M. Tabet, Wind resource assessment in Algeria , *Sustainable Cities and Society*, 2016, Vol. 22, pp. 171–183.
- [12] D. Abdeslame, N.Kasbadji, S. Mekhtoub, M. Abbas, M. Dehmas, Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in Algerian high plateaus, *Renewable Energy*, 2017, Vol. 103, pp. 630-640.
- [13] H. D. Nedjari, S. K. Haddouche, A. Balehouane, O. Guerri, Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives, *Energy*, DOI:10.1016/j.energy.2017.12.046.

CHAPITRE V :

ETUDE DE LA PERFORMANCE D'UN MODELE PROPOSE D'ÉOLIEN A AXE HORIZONTAL

1. INTRODUCTION :

Pour mieux connaître l'analyse de la performance d'éolienne à axe horizontale. Ce chapitre présente une démarche générale d'analyse de la performance d'une éolienne. Un modèle d'éolienne a été proposé. Il est installé et adopté au site d'Adrar qui est choisi comme meilleur site venté en Algérie. La méthode commence par la description de site d'installation, description de modèle d'éolienne proposée et terminer par une étude de la performance de ce modèle d'éolien. Cette étude est basée sur la théorie de la dynamique d'élément de pale qui est présentée dans le troisième chapitre.

2. LA LOCALISATION GEOGRAPHIQUE D'ADRAR

La province d'Adrar est située au Sud-Est de l'Algérie, située à environ 1410 km de la capitale Alger, elle est bordée par la province de Bechar et El-Bayad de Nord, la Mauritanie et le Mali de Sud, la province de Ghardaïa et Tamanrasset de l'Est et la province de Tindouf l'ouest comme présenté la Figure (V.1). Il est de 424.948 km² de superficie et Selon la statistique de population en 2008, Adrar avait 64 781 d'habitants, environ 0,14% h / km² [WEB1].

Selon la littérature, le vent à Adrar souffle avec une densité considérable de côté de l'Est de province (fig.V.2) [WEB1]. Le meilleur potentiel éolien enregistré dans une zone située à 72 km au nord d'Adrar [1]. À partir des paramètres présentés dans le tableau V.I et pourcentage de la population, Adrar est un site désertique et un lieu inhabité qui nous encourage d'installer des éolienne avec un moindre danger sur la santé de l'habitant.

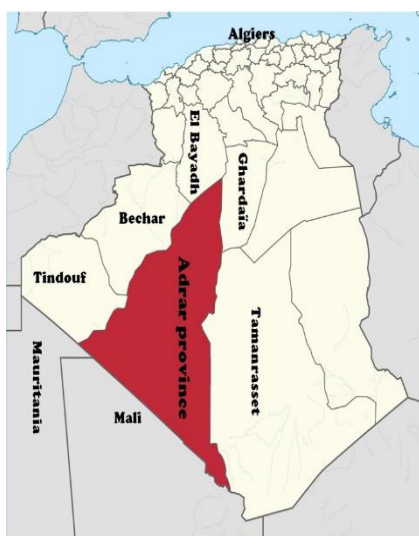


Fig. V.1. La position géographique d'Adrar [WEB1].

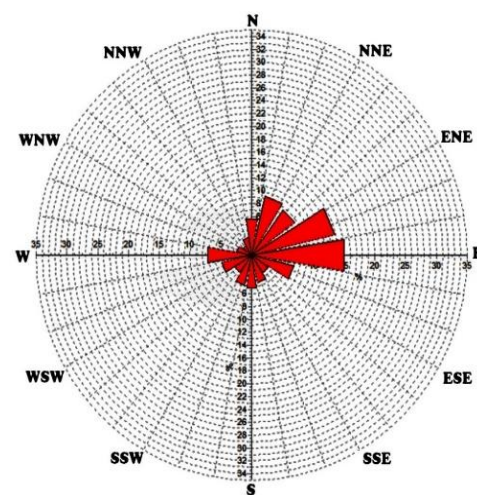


Fig. V.2. La rose du vent d'Adrar [2].

Tableau V.1. Les Paramètres locaux d'Adrar [WEB1].

Latitude	Longitude	Altitude
26.4181° North	0.6015° West	276 m

3. MODELE D'EOLIEN PROPOSE :

Dans notre étude, nous avons proposés un modèle d'éolienne à vitesse fixe. Ce modèle à une hauteur de 18 m .Il est destiné pour générer 50 kW d'énergie électrique. Selon la norme Européen .Cet éolienne est peut considérer comme une petite éolienne. Elle est adaptée au site d'Adrar, où la valeur de la vitesse moyenne annuelle du vent mesurée à 18m d'altitude est de 6,92 m/s. Selon la norme IEC6400-2, la vitesse de la conception est de 1,4 fois la vitesse moyenne du vent mesurée sur le site sélectionné [3]. Dans notre cas, sa valeur est égale à 9,68 m / s. La vitesse du rotor est de 74 tr/min et la longueur des pales est de 7,5 m. Ce qui est adapté à la valeur du rapport de vitesse au bout est égal à 6. Nous choisissons le profil aérodynamique de pale est de type DU93W210. Ce profil a un bord de fuite plus épais. Ce critère élimine la dégradation de cette zone de pale avec une facilitation de fabrication. Ce profil a un coefficient de portance maximal égal à 1.336 mesuré à 7.7° d'angle d'attaque avec 10^6 du nombre de Reynolds [4]

4. ÉTUDE DE LA PERFORMANCE :

4.1 Méthodologie :

Une analyse d'investigation a été faite pour déterminer l'influence de la variation des paramètres aérodynamique par la vitesse du vent sur la performance de l'éolienne. L'éolienne est estimée fonctionner dans un large intervalle de vitesse du vent de 3m/s jusqu'à 18 m/s. Les paramètres d'étude sont l'angle d'écoulement, l'angle d'attaque, les facteurs d'inductions, le coefficient de force de poussé et le facteur de portance et de trainée. Dans ce contexte, nous avons établi un code de programmation Matlab basé sur le modèle mathématique de la théorie de la dynamique des éléments de pale présenté dans le troisième chapitre. Le code représenté sous la forme d'un organigramme comme présente-la figure (V.3).

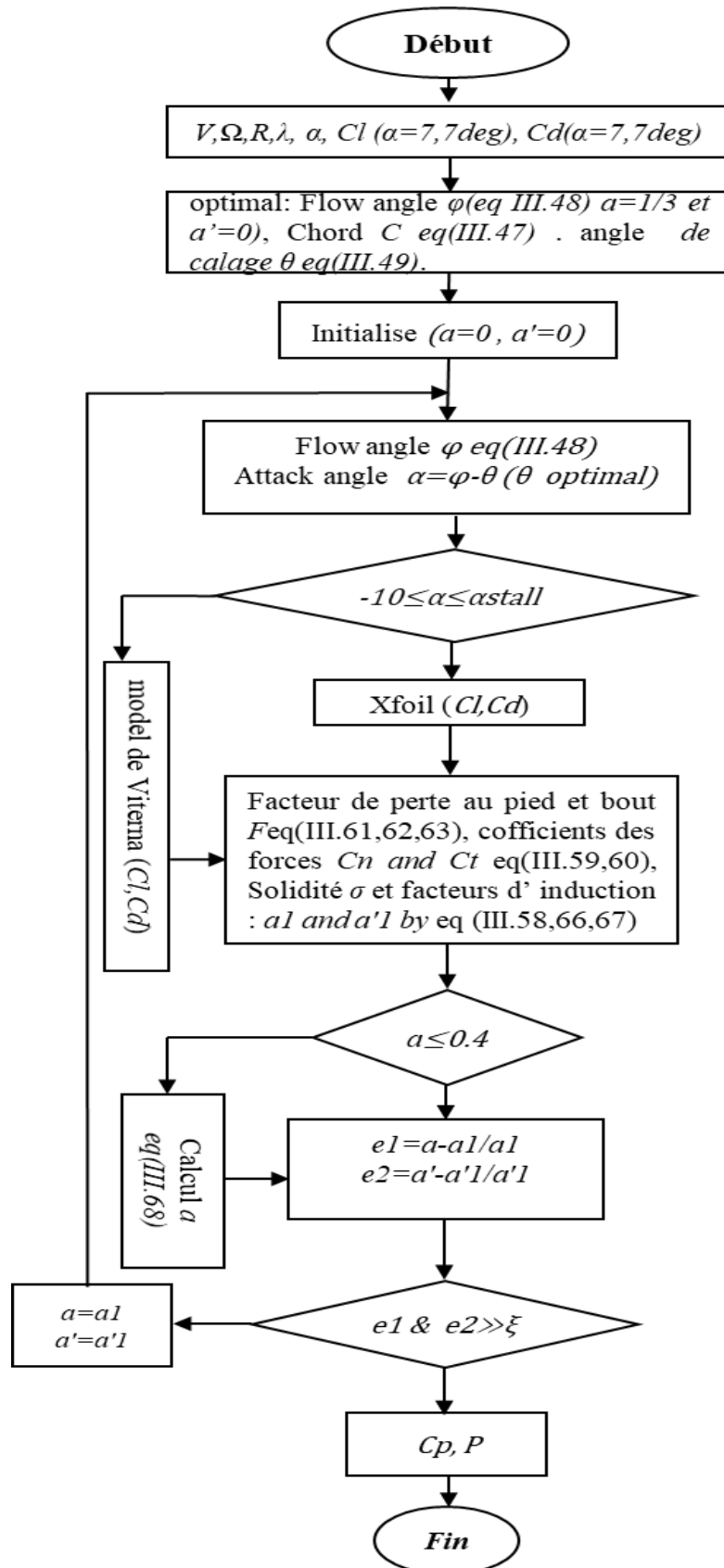


Fig. V.3. L'organigramme de la théorie de dynamique d'élément de pale.

La production annuelle d'énergie de l'éolienne est calculée par l'estimation de probabilité de Weibull de densité de vitesse du vent. Elle est présentée par l'expression suivante [5] :

$$AEP = 8760 \times \frac{1}{2} \eta \rho A \int_{U_{cut\ in}}^{U_{cut\ out}} U^3 C_p(U) \times f_{Weibull}(U) dU \quad (V.1)$$

Où $f_{Weibull}$ est la densité des vitesses du vent. Dans notre étude, elle est calculée à 18m d'altitude comme présentée la figure suivante :

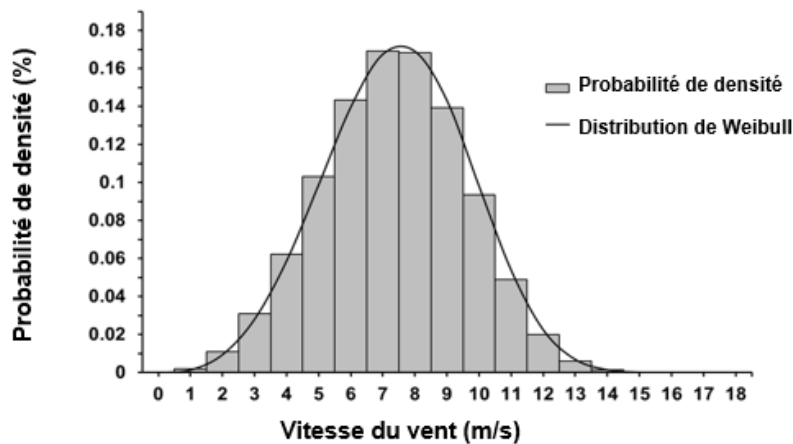


Fig. V.4. La densité de vent à 18m of altitude à Adrar.

4.2 Résultats et discussions :

Selon les paramètres de conceptions proposées et la code établi, la forme de pale optimale est déterminée par la distribution radiale de la corde et l'angle de vrillage présenté sur la figure (V.5 et V.6). La corde diminue de la valeur 1.07m au pied de la pale à 0.28m au bout de la pale. Aussi l'angle de vrillage ou calage prend la valeur de 32° au pied de pale et diminue jusqu'à 1.24° au bout de la pale.

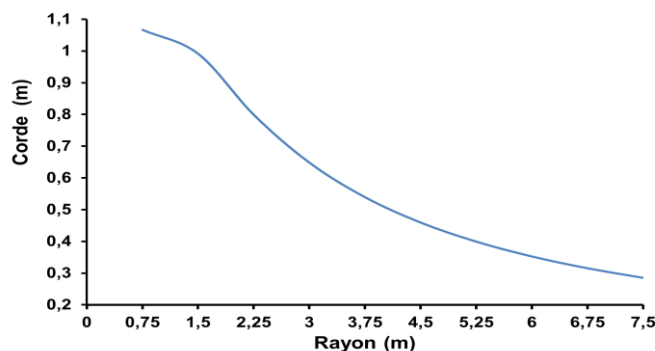


Fig. V.5. La distribution de la corde de profil.

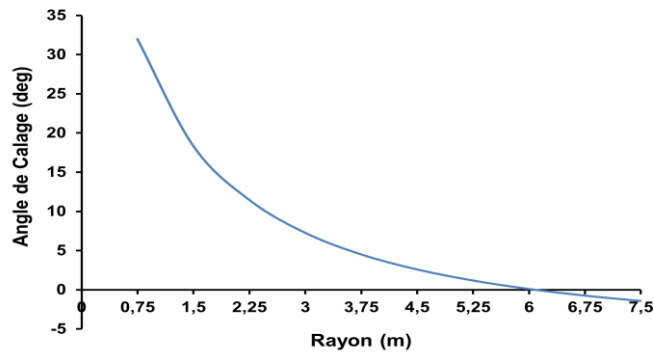


Fig. V.6. La distribution de l'angle de calage (vissage).

La figure (V.7) présente une variation typique de coefficient de puissance obtenu par le code établi et le code de GH-bladed [5] du modèle éolien proposé. Comme une remarque générale, la distribution est similaire de deux modèles. Aussi bien que les résultats de code établi est peu moindre que les résultats du modèle de GH-blade. Ce qui explique la considération des pertes au bout et de pied de pale dans le code établi contrairement modèle de GH-bladed qui juste considère les pertes au bout de la pale [6].

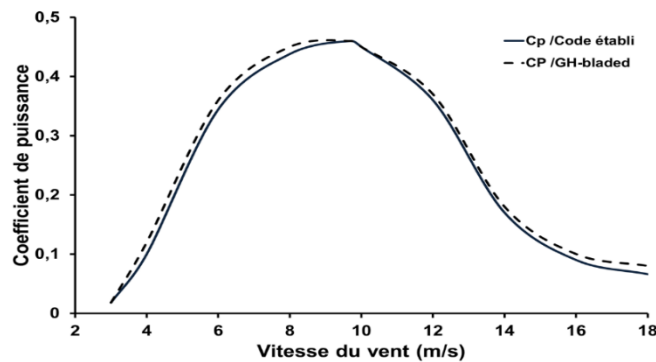


Fig. V.7. La variation de coefficient de puissance.

D'autre part, Nous avons noté que le coefficient de puissance prend un maximum de 0.46 à la valeur de vitesse de conception qui correspond du rapport des vitesses au bout proposé. Mais il diminue rapidement avec diminution et augmentation de vitesse du vent par rapport à la vitesse de conception. Malgré le coefficient de puissance est le maximum à ce point mais ce ne présente pas le point de puissance nominale. Cela est montré plus clairement à la figure (V.8), ou l'éolienne atteint sa puissance nominale à 12m/s de vitesse du vent.

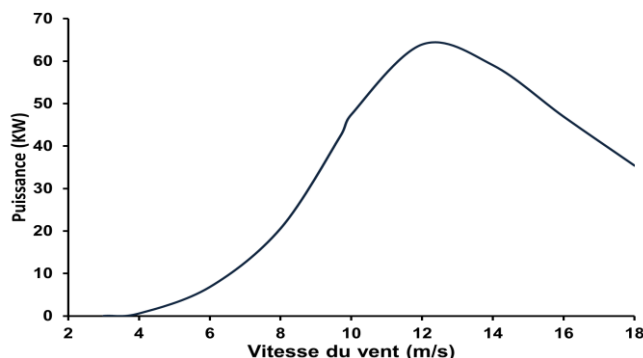


Fig. V.8. La variation de puissance.

De terme de production annuelle d'énergie, la figure (V.9) illustre une comparaison entre la contribution de chaque vitesse du vent dans la production annuelle d'énergie et le maximum possible produit à cette vitesse. Ce dernier est donné par l'estimation que l'éolienne a 0.46 de rendement avec chaque kW vitesse du vent. Les résultats montrent une augmentation des pertes de puissance ou la valeur vitesse du vent est plus loin de la valeur de vitesse de conception. Nousregistrons une perte de 97% avec la valeur de 3m/s de vitesse du vent et 87% avec la valeur de 18m/s. Pour expliquer ce phénomène, nous avons étudié les effets des paramètres aérodynamiques sur la performance de notre éolienne.

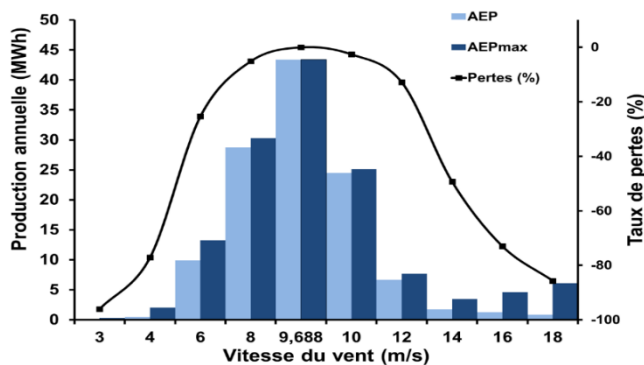


Fig. V.9. La variation de la production annuelle.

Comme première analyse, les résultats présentés sur les figures (V.10 et V.11) présentent la variation de la distribution radiale de l'angle de d'écoulement (φ) et l'angle d'attaque (α) calculés avec toutes les vitesses du vent. Les deux angles diminuent jusqu'à la valeur minimale au pied et bout de la pale avec tous les valeurs des vitesses du vent. Ce qui correspond à la considération de la correction au pied et de bout de la pale intégré dans le modèle. Dans l'autre section ces paramètres augmentent avec l'augmentation de la vitesse du vent. L'angle d'écoulement prend la valeur de 14deg jusqu'à 54deg à 20% de la longueur de la pale coté de pied. De 0deg jusqu'à 18deg à 90% de longueur de la pale. Comme l'angle de calage est

constant à chaque section et l'angle d'écoulement est la somme de l'angle d'attaque et de calage à chaque section. Cela la variation de l'angle d'écoulement est faite par la variation d'angle d'attaque sous l'effet de variation de vitesse du vent. Par définition l'angle d'attaque détermine la direction de flux relatif du vent. Ce dernier est présenté par la vitesse relative du vent, qui est la somme de vitesse réel du vent et la vitesse tangentielle du rotor éolien dans le sens opposite avec considération de l'effet des pertes d'induction axiale et tangentielle. Ces effets sont représentés par les facteurs d'induction axiale et tangentielle.

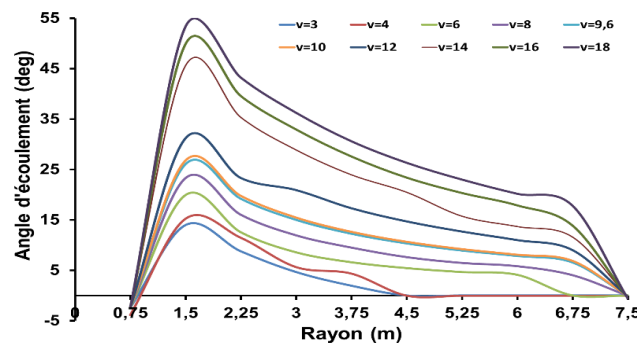


Fig. V.10. La variation de la distribution d'angle d'écoulement.

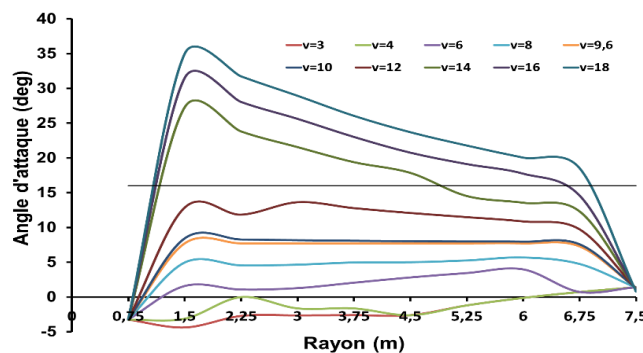


Fig. V.11. La variation de la distribution d'angle d'attaque.

Comme présente-la figure (V.11), plus de 60% de la pale est sous décrochage totale de flux d'air pour des vitesses du vent plus de 12m/s. ou la valeur d'angle d'attaque dépasse la valeur de décrochage nominale de profil. Avec les vitesses du vent moindre que la valeur de conception (9.68m/s), l'angle d'attaque diminue jusqu'à des valeurs moins de des valeurs de d'angle de calage. Ce qui démontre le passage de flux d'air derrière la pale. Dans les deux cas le coefficient de puissance diminue rapidement. Pour mieux comprendre nous avons expliqué

les effets des autres paramètres tels que les facteurs d'induction, le facteur de la force de poussée, les coefficients de portance et de traînée.

Les figures (V.12 et V.13) présentent la variation de la distribution radiale de facteur d'induction axial et tangentiel calculé pour chaque vitesse du vent. La première note, les deux facteurs prennent la valeur absolue de l'unité au bout et au pied de la pale et le facteur d'induction tangentiel a la même distribution avec toutes les vitesses du vent avec des maximum valeurs enregistrées au niveau de pied de la pale. En outre, le code de calcul établi donne un accord comparé par les littératures. Ou le facteur d'induction axial prend la valeur optimale $1/3$ dans toutes les sections de la pale avec la vitesse de conception (9.68m/s). Aussi, Nous avons noté une valeur assez proche à cette valeur avec la vitesse 10m/s . Loin de ces valeurs, le facteur d'induction axial augmente jusqu'à des valeurs proche de la valeur 0.4 avec les vitesses entre 6m/s et 8m/s entre la section de 20% jusqu'à 80% de longueur de la pale. À des vitesses moins de 6m/s une augmentation exponentielle a été notée dans la première moitié de la pale de facteur d'induction axial avec la diminution du facteur d'induction tangentiel ce qui met cette zone de la pale sous pic de pression avec un stress mécanique considérable. Après 50% de la longueur de la pale, les facteurs d'induction prennent le maximum absolu ce qui démontre la chute de la force de pression qui résilie la contribution de cette zone de pale dans la rotation. À des vitesses plus de 10m/s , le facteur d'induction axiale diminue d'une façon stable et rapide. Cela les pertes de puissance du par le phénomène de décrochage du flux d'air. Ou l'angle d'attaque devient plus que la valeur nominale qui correspond le maximum de portance avec minimum de traînée. Sauf à la vitesse de 12m/s , les sections la pale est sous flux pré-décroché avec une valeur d'induction axiale proche de la valeur optimale. Ce qui démontre une récolte maximale de puissance par l'éolienne être à cette valeur de vitesse. Ce qui nommé la puissance nominale de l'éolienne.

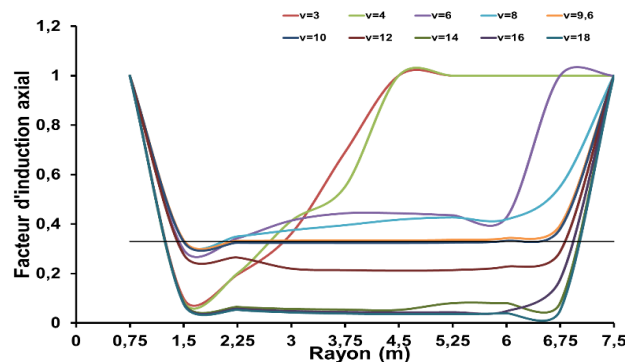


Fig. V.12. La variation de la distribution de facteur d'induction axial.

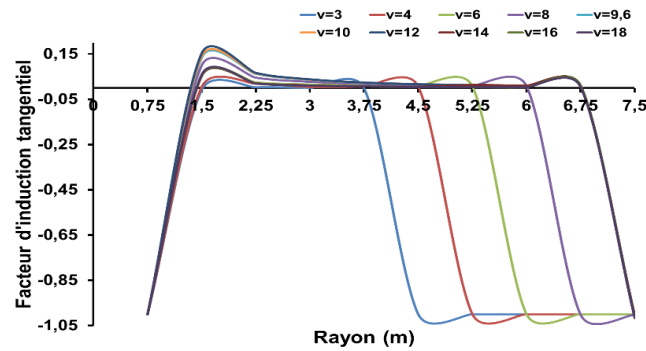


Fig. V.13. La variation de la distribution de facteur d'induction tangentiel.

En termes de coefficient de portance et de trainée, les figures (V.14 et V.15) présentent la variation des deux coefficients. En remarque générale, le coefficient de trainée a la même distribution avec toutes les vitesses du vent. Il augmente légèrement avec l'augmentation de la vitesse du vent et prend leur maximum au pied de la pale et leur minimum au bout de la pale. Aussi, leur effet est négligeable avec des vitesses moins de 10 m/s dans tous les sections de la pale. Mais il devient considérable avec des vitesses plus de cette valeur. Il est augmenté de 0.1 jusqu'à 1.89 aux sections avant 30% de longueur de la pale de côté de pied et de 0.01 jusqu'à 0.06 aux sections après 90% de la longueur de la pale. D'autre part, les résultats montrent une diminution du coefficient de portance avec des vitesses du vent plus de 12m/s. Ce qui correspond la diminution de la force de portance et le moment moteur avec une trainée considérable (fig.V.15). Aussi, la même remarque avec les vitesses du vent moins de la vitesse de conception. Dans ce cas, l'effet de trainée est négligeable avec une petite force de portance dans le plus part des sections de la pale. Cela est par l'augmentation de l'effet d'induction axial et tangentiel remarqué dans la deuxième moitié de la pale qui cause une chute de poussé comme présente la figure (V.16) en terme de coefficient de poussée d'une part. D'autre part l'instabilité de pression dans la première moitié de la pale sous l'effet d'induction. Ce qui gêne la rotation des pales.

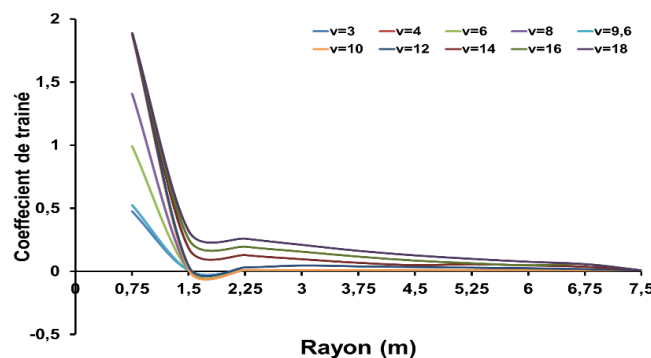


Fig. V.14. La variation de la distribution de coefficient de traînée.

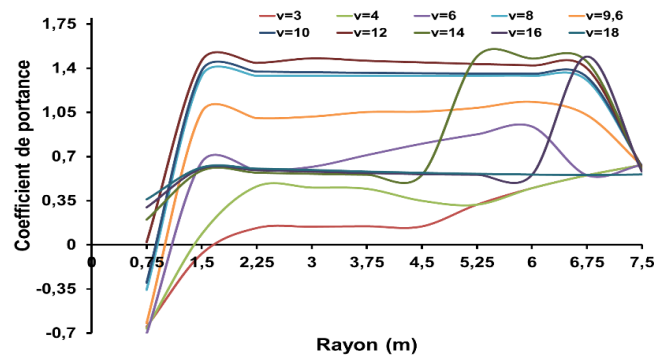


Fig. V.15. La variation de la distribution de coefficient de portance.

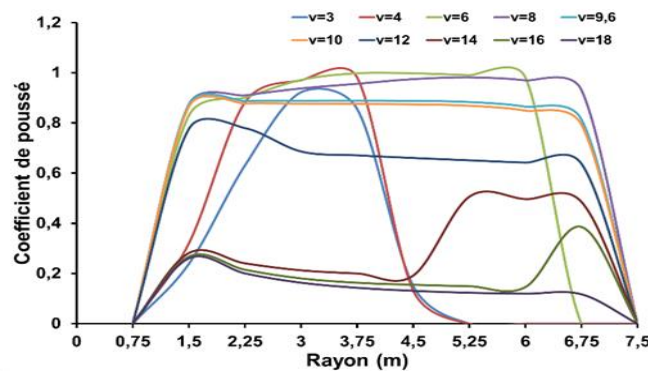


Fig. V.16. La variation de la distribution de coefficient de la force poussée.

5. CONCLUSION :

Le chapitre présente une analyse de la performance d'une éolienne à axe horizontal à vitesse fixée. Un modèle adopté au site d'Adrar où la vitesse moyenne est égale 6.8m/s. L'analyse basée sur la théorie de la dynamique d'élément de pale améliorée, ou les principales corrections sont considérées. Ces corrections sont la correction d'écoulement au niveau des pieds et des bouts des pales (coefficient de Prandtl et de modèle d'Aerodyn), la correction du fonctionnement à la haute induction (Modèle de Buhl), et la correction de la traînée et de portance pour un large angle d'attaque (Modèle de Viterna et al). L'analyse des résultats montre que ce type d'éolienne peut atteindre le rendement maximal à un seul point. Ce point correspond à la vitesse de conception. En dehors de cette vitesse le rendement diminue rapidement. La puissance maximale est atteinte à une vitesse du vent grande que la vitesse de conception. Ces derniers expliquent des pertes considérables de puissance récoltée. Ces pertes sont faites par deux phénomènes. Le premier est l'effet de haute induction avec les vitesses du vent

moins que la vitesse de conception. La deuxième est l'effet de décrochage d'écoulement de l'air, ou le rapport de portance-trainée diminue rapidement avec chute du moment moteur. Ces phénomènes sont reliés par la forme morphologique de la pale. Pour cette raison plusieurs travaux ont été faits pour déterminer une forme de pale qui peut recueillir le maximum de puissance du vent.

Références:

- [1] B. Benlahbib, F. Bouchafaa, N. Bouarroudj, B. Batoun, Aerodynamic power forecasting in order to enhance wind farm supervision Adrar station in south Algeria, *Journal of Electrical Engineering*, Vol.15, no. 4, 2015.
- [2] M. Benmedjahed, N. Ghellai, A. Benmansour, S.M. Boudai, M.A.T. Hellal, Assessment of wind energy and energy cost in Algeria, *International Journal of Renewable Energy*, Vol.9, no.1, 2014.
- [3] IEC-6400-2, Wind turbines -Part 2: Design requirements for small wind turbines, British standard, 2006.
- [4] X. Liu, L. Wang, X. Tang, Optimized linearization of chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades, *Renewable Energy*, Vol.57, pp-111-119, 2013.
- [5] E. Hau, *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. Springer, 2006.
- [6] E.A. Boossanyi, *Bladed 4.0 Theory Manual*. Garrad Hassan & Partners Ltd, 2003.

Web références:

- [web1] Wikipedia, "https://en.wikipedia.org/wiki/Adrar,_Algeria", (2017).

CHAPITRE VI :

AMELIORATION DE LA FORME DE LA PALE ÉOLIEN POUR UNE MEILLEURE PERFORMANCE

1. INTRODUCTION :

La haute performance de l'éolienne est liée premièrement à l'amélioration la forme de la pale éolienne. Cette amélioration doit respecter les contraintes de réalisation d'une part et le coût d'autre part. Cette dernière à un grand impact sur l'investissement d'énergie éolienne ou le rotor éolien représente 22% du cout total d'une éolienne [1]. Plusieurs travaux ont été faits dans ce contexte pour diminuer le coût de fabrication des pales éolienne avec une performance élevée. Quelques travaux sont basés sur la méthode CFD pour déterminer la forme optimale de la pale. D'autres travaux sont basés sur les méthodes d'intelligence artificielle comme le réseau de neurones et les algorithmes génériques. Mais l'utilisation de ces méthodes exige l'utilisation des HPC avec des logiciels plus coûteux [2]. D'autres travaux de recherche traitent la problématique d'une façon plus simplifier. Ces travaux ont essayés de déterminer la forme optimale de la pale pour une production annuelle d'énergie plus élevée. Leur démarche basée sur le changement de la distribution de la corde et le vrillage de la pale. Parmi ces travaux, le travail de Burton et al. Ils ont estimé la corde linéarisé qui présente une ligne droite passant par les points qui portée 70% et 90% de la distribution théorique corde de profil pour réduire la forme de pale [3]. Leurs résultats présentent une accorde avec le modèle idéal de Betz. Malawi et al, ont dit que la linéarisation de la courbe de la distribution radiale de la corde doit être la tangente de la courbe de la corde passant par la position radiale de 75% de la longueur de la pale. Ou la courbe de la distribution de l'angle de vrillage radiale doit être exponentiel [4]. Les résultats de cette méthode présentent une augmentation considérable de production annuelle d'énergie avec un gain du coût de fabrication. X. Liu et al, ont estimé une distribution radiale linéaire de la corde et de l'angle de vrillage de la pale. Des droites passent par le point qui présente la valeur de ses grandeurs au bout de la pale éolienne [5]. Ces droites ont déférente inclinaison pour déterminer la distribution linéaire optimale pour une efficacité considérable. Leur conception optimale donne une augmentation plus que 3% en termes de production annuelle d'énergie.

Dans ce chapitre nous avons essayé d'améliorer la distribution de la corde et de l'angle de vrillage d'un modèle de pale linéarisé selon la méthode de Liu et al, et l'adapté au site d'Adrar déterminé dans la chapitre précédant. D'autre part, nous avons étudié le changement de l'épaisseur de profil des sections de la pale. L'analyse de la performance est fait par le code de BEM avec prendre en considération de tous les corrections. La pale est estimée fabriquer en Epoxy-fibres de verre avec une densité de 1080kg/m^3 [6].

2. MÉTHODOLOGIES D'AMÉLIORATION :

2.1 Amélioration de linéarisation de la distribution de la corde et de l'angle de calage :

L'impact de la forme de la pale éolienne est plus important sur la performance globale de l'éolienne. Plusieurs travaux ont étudié cet impact selon l'aspect rendement et coût de réalisation. Parmi les travaux récents, Le travail de X. Liu et al [5]. X. Liu et al sont basés sur la linéarisation de la forme de pale qui déterminée selon la base de la théorie idéal de Betz. Cette modification est faite dans le but de l'obtention une production annuelle maximale. Leurs résultats ont donné un modèle de pale plus simple avec une amélioration considérable de forme et de production. Notre contribution est de démarrer notre étude de ce modèle-là et l'améliorer et l'adopter pour une région spécifique. Dans notre cas, Le site d'installation choisi est la région d'Adrar comme déclaré dans la section précédente. Dans ce contexte, une méthode d'investigation a été établie pour atteindre notre objectif. La pale considéré comme un ensemble de trois parties ; pied, corps et bout. Le pied présente une 20% de la longueur de la pale coté de leur raccordement au moyeu. Le bout présente le dernier 20% de la longueur de la pale. Nous étudions l'effet de changement de la corde et de l'angle de calage des sections sur la production annuelle d'énergie. Cette méthode est structurée comme suite :

Étape 01 :

Comparaison entre la performance du modèle de X. Liu et al et le modèle de base (Betz) par les paramètres de site choisi.

Étape 02:

- A partir des valeurs de la corde et de l'angle de calage de la position 50%, 40%, 30% et 20% de côté le pied de modèle X. Liu et al. On trace des lignes horizontales de ces positions jusqu'à la première position comme présente les figures suivantes (fig.VI.1,fig.VI.2):

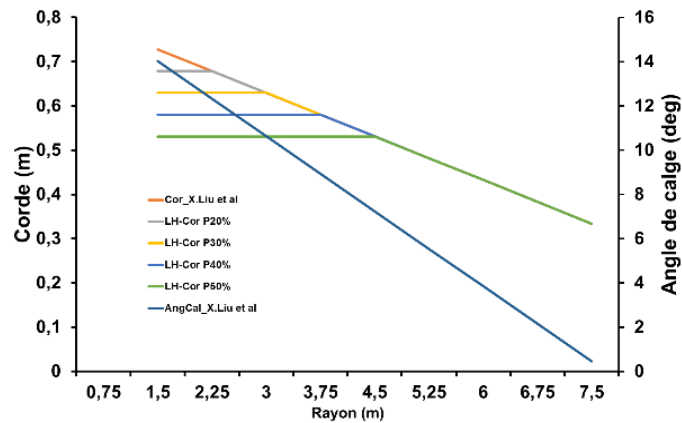


Fig.VI.1. Linéarisation de corde jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.

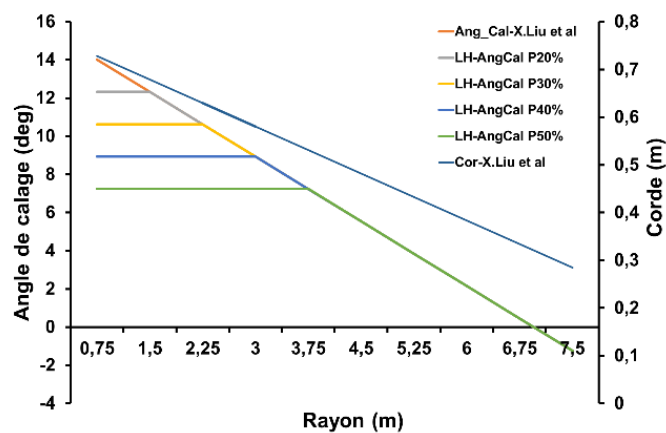


Fig.VI.2. Linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.

- Évaluation de la performance des nouvelles conceptions avec l'application de cette modification sur la corde et d'angle de calage séparé.

Étape 03:

- Évaluation de la performance des modèles des pales avec même distribution des cordes proposées dans la deuxième étape. Mais avec les distributions proposées d'angle de calage comme présente les figures suivantes.

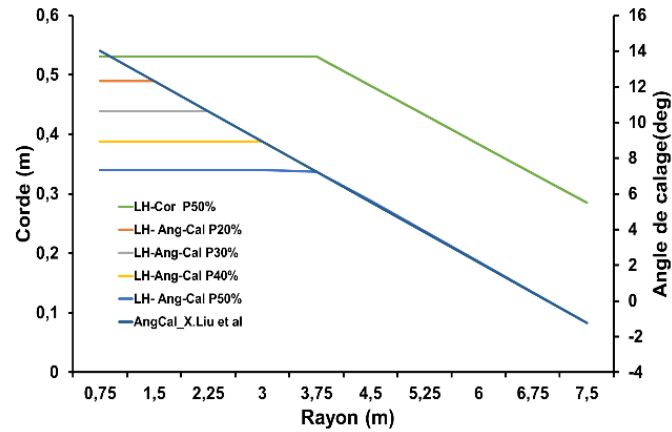


Fig. VI.3. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 50% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.

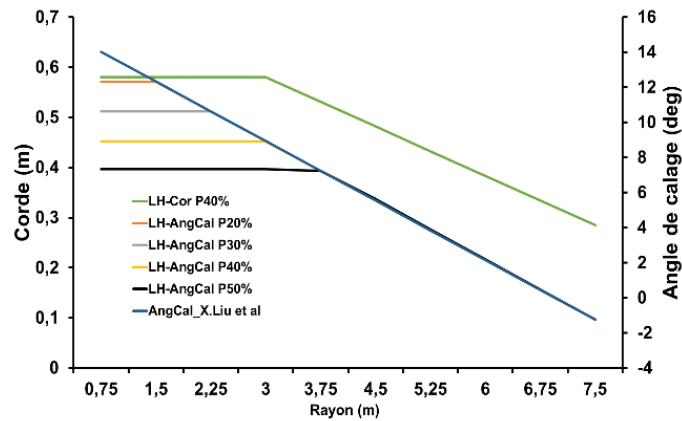


Fig. VI.4. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 40% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.

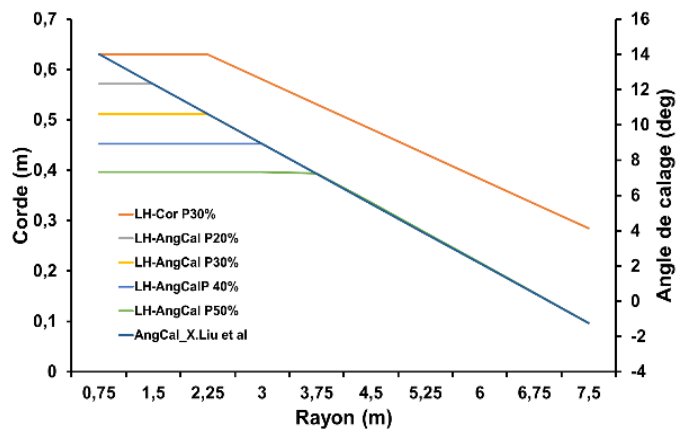


Fig. VI.5. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 30% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.

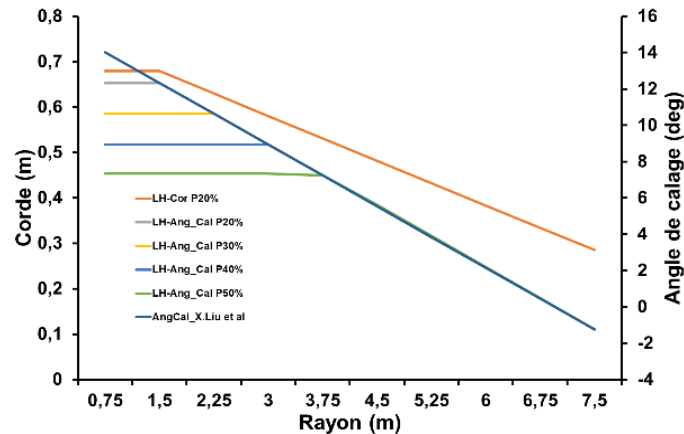


Fig. VI.6. Modèle de corde Linéarisé jusqu'à la position de 20% avec linéarisation de l'angle de calage jusqu'à la position 20%,30%,40% et 50% de longueur de pale.

- Le choix de meilleur modèle des pales proposés comparer avec le modèle Liu.X et al.

Étape 04:

- Garder la distribution de la corde de meilleur modèle de pale choisi dans la troisième étape.
- Glisser les valeurs d'angle de calage des positions 50%, 40% , 30% et 20% vers la position de 10% de longueur de la pale.
- Dessiner des lignes droites qui relient ces valeurs avec la valeur de l'angle de calage au bout.
- Évaluation de la performance ces modèles et le choix de meilleur modèle comparé par le modèle de Liu.X et al.

Étape 05:

- Variation de la valeur de la corde au point de bout de modèle choisi dans la Quatrième étape selon les deux propositions suivantes :
 - Les valeurs de la corde au bout sont 30%,50%,70% et 90% de valeur de la corde modèle de X. Liu et al.
 - Évaluation de la performance de ces nouveaux modèles et le choix de meilleur modèle comparé par le modèle de X. Liu et al.
 - Grader la même distribution de la corde de modèle choisi dans la quatrième étape jusqu'à la section de 80% de longueur de la pale, et de cette position on trace des lignes droite vers les valeurs de la corde proposée précédemment.

- Évaluation de la performance de ces nouveaux modèles et le choix du meilleur modèle comparé par le modèle de X. Liu et al.

Étape 06 :

Comparaison de poids entre les modèles choisis dans la cinquième étape avec le modèle initial de X. Liu et al, où les pales sont estimées fabriquées en Époxy- fibre de verre avec une densité de 1080kg/m³ [6]. La distribution d'épaisseur de la forme est proposée comme présentée dans la figure suivante :

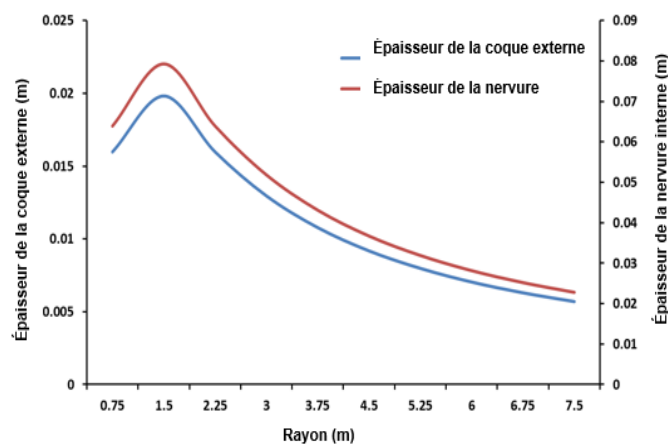


Fig. VI.7. La variation d'épaisseur du corps de pale.

2.2 Amélioration la distribution d'épaisseur de profil :

Les profils aérodynamiques de type Delft sont considérés comme les meilleurs profils utilisés dans le domaine de fabrication des pales éoliennes. Le premier avantage d'utilisation de ces profils est leurs grands rapports portance traînée. D'autre part, ils ont une épaisse forme de bord de fuite pour éliminer la fissuration faite par le changement de pression dans cette zone. Dans cette section, nous étudions l'effet du changement de l'épaisseur de profil sur la performance de l'éolienne. Cette étude est basée sur les étapes suivantes :

Étape 01 :

Étude de la performance du meilleur modèle d'éolienne à pale linéarisé qui a la meilleure production annuelle d'énergie avec le changement de type de profil de type Delft. Les profils utilisés sont DU96W180, DU93W210, DU91W2-250, DU97W300 et DU99W405. Ces profils sont de même forme mais ils ont différentes épaisseurs comme présente le tableau suivant :

Tableau.VI .1. Les différents profils utilisés.

Type de profil	DU96W180	DU93W210	DU91W2250	DU97W300	DU99W405
	Mo.Réf				
Epaisseur/Corde	18%	21%	25%	30%	40%

Étape 02 :

Dans cette étape, l'étude de la performance de même modèle d'éolienne sélectionnée avec une pale à dégradation d'épaisseur de pied vers le bout de pale. Les tableaux suivants présentent les différentes distributions proposées :

Tableau.VI.2. Les différentes distributions radiales d'épaisseur de profil de la pale.

Section	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Dis 01	40%	40%	40%	30%	30%	30%	25%	25%	25%	21%
Dis 02	40%	40%	30%	30%	30%	25%	25%	25%	21%	21%
Dis 03	40%	30%	30%	30%	25%	25%	25%	21%	21%	21%
Dis 04	30%	30%	30%	25%	25%	25%	21%	21%	21%	18%
Dis 05	30%	30%	25%	25%	25%	21%	21%	21%	18%	18%
Dis 06	30%	25%	25%	25%	21%	21%	21%	18%	18%	18%
Dis 07	25%	25%	25%	21%	21%	21%	18%	18%	18%	18%
Dis 08	25%	25%	21%	21%	21%	18%	18%	18%	18%	18%
Dis 09	25%	21%	21%	21%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Dis 10	21%	21%	21%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Mo.Réf	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%

L'analyse des résultats ont été basée sur le code de programmation établi de la théorie de la dynamique d'élément de pale amélioré présenté précédemment.

3. RESULTATS ET DISCUSSIONS :

3.1. Amélioration de la linéarisation de la distribution de la corde et de l'angle de calage :

Étape 01 :

D'après les résultats présentés sur la figure (VI.8 -VI.9), Le modèle d'éolien de X. Liu et al, a une production annuelle de 1% plus que le modèle de base défini par la théorie de moment d'élément de pale (Betz). Cette augmentation due au meilleur rendement de ce modèle avec les vitesses du vent moins que la vitesse de conception. Pour cette raison nous choisissons ce modèle comme référence de cette étude.

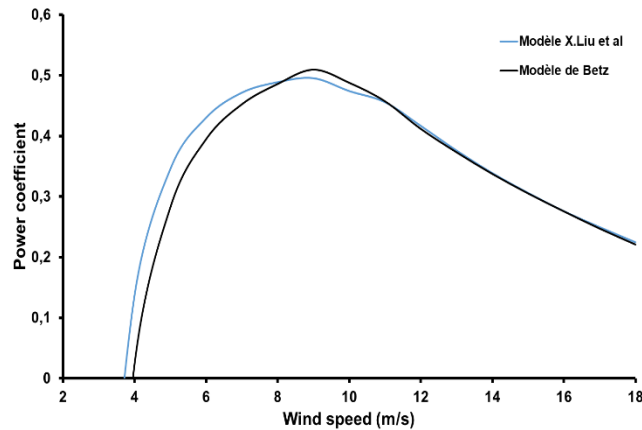


Fig.VI.8. La variation de coefficient de puissance de modèle de X. Liu et al et modèle de base.

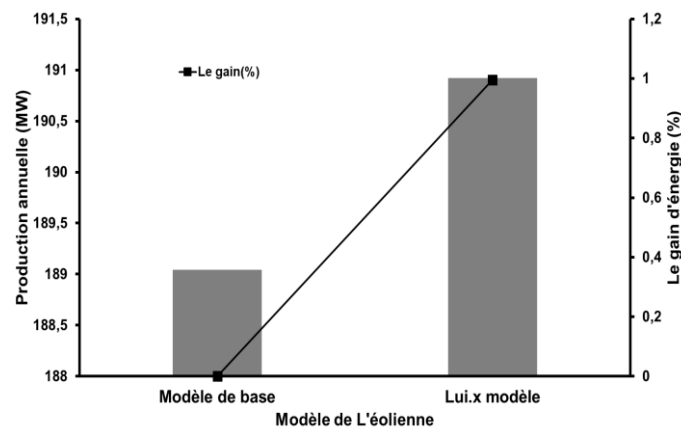


Fig.VI.9. La production annuelle d'énergie de modèle de X. Liu et al et modèle de base.

Étape 02 :

D'après la proposition de la deuxième étape, le changement de la corde ne donne aucune amélioration dans la production annuelle par rapport au modèle X. Liu et al (Fig. VI.10 ; VI.13). On note que les modèles de corde linéarisée horizontalement jusqu'à la position 20% et 30% ont une production annuelle approchée du modèle de X. Liu et al. Le changement de l'angle de calage aussi ne donne aucune augmentation de la production annuelle par rapport au modèle de X. Liu et al.

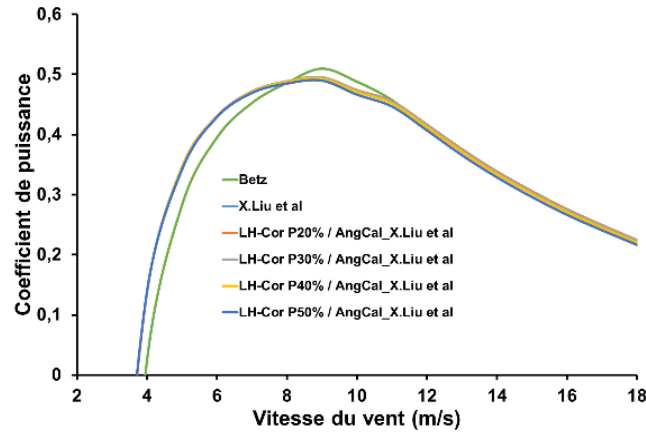


Fig.VI.10. La variation de coefficient de puissance des modèles de corde changée dans la première étape.

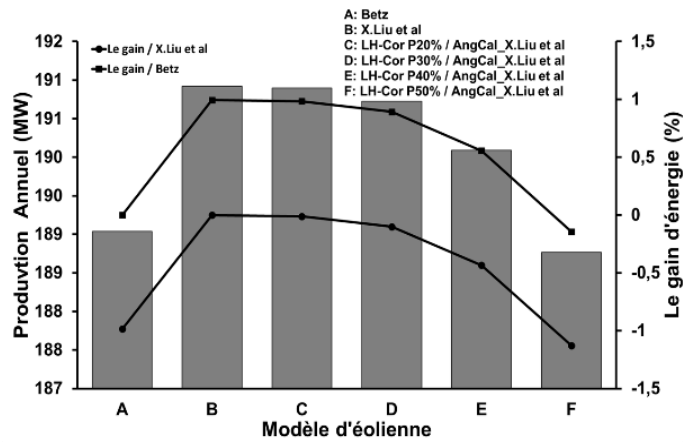


Fig.VI.11. La production annuelle d'énergie des modèles de corde changée dans la première étape.

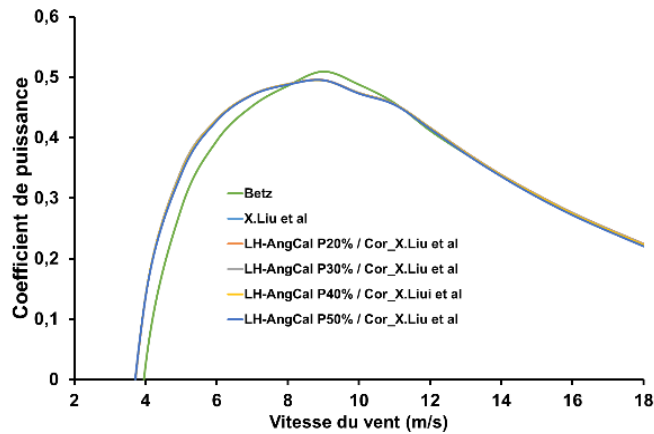


Fig.VI.12. La variation de coefficient de puissance des modèles d'angle de calage changée selon la première étape.

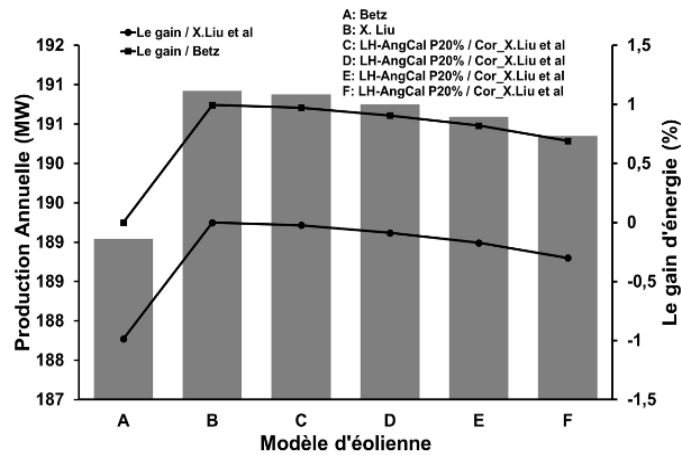


Fig.VI.13. La production annuelle d'énergie des modèles d'angle de calage changée selon la première étape.

Étape 03 :

Selon ces derniers résultats, nous testons tous la linéarisation de la corde et l'angle de calage comme présente les figures (VI.3 : VI.6). Les résultats montrent une diminution de la production annuelle par rapport au modèle X. Liu et al. Cette diminution est plus considérable avec les modèles de corde linéarisé horizontalement à la position de 40% et 50% avec toutes les distributions de l'angle calage linéarisé horizontalement jusqu'à 20%,30%,40% et 50% (Fig. VI.14 : VI.17). Parmi les autres modèles, On peut soutenir deux modèles qui ont une production annuelle plus proche au modèle de X. Liu et al. Ces modèles sont les modèles ont corde et d'angle de calage linéarisé horizontalement jusqu'à 20% et 30% comme présente la figure (VI.18 : VI.21).

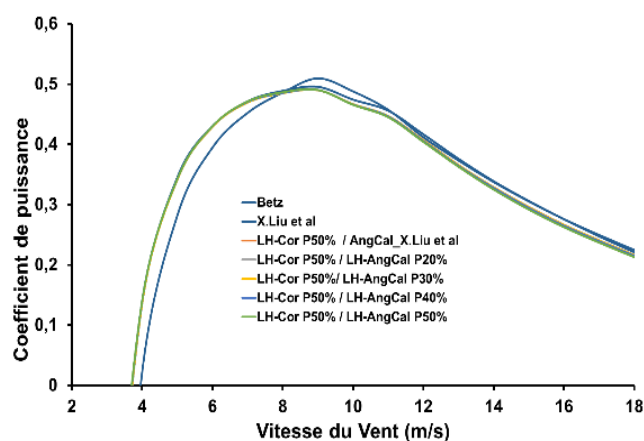


Fig.VI.14. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 50% avec angle de calage changée selon la première étape.

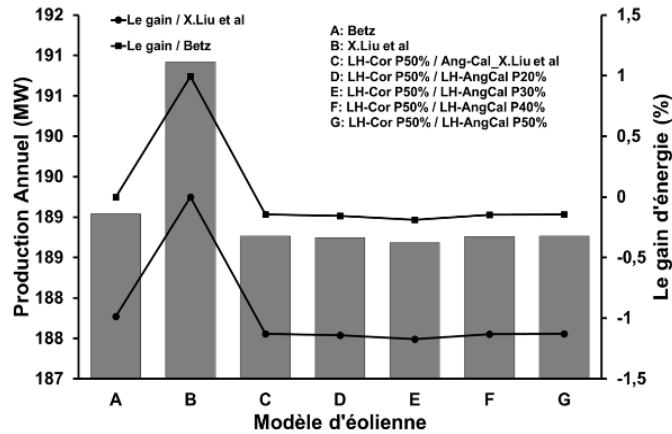


Fig.VI.15. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 50% avec angle de calage changé selon la première étape.

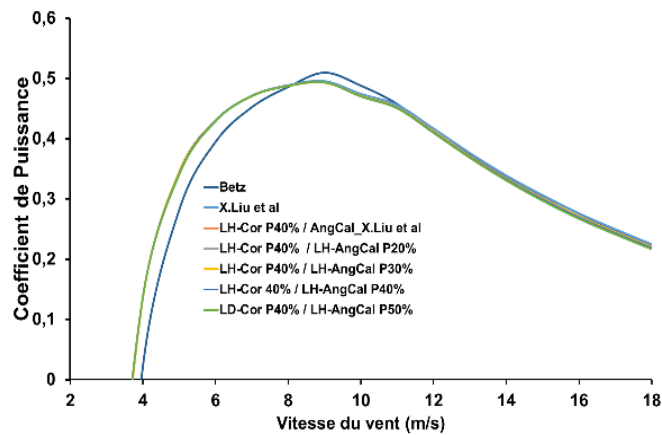


Fig.VI.16. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 40% avec angle de calage changé selon la première étape.

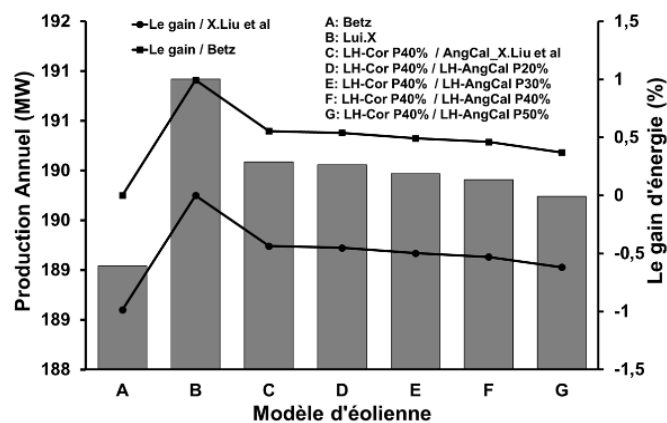


Fig.VI.17. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 40% avec angle de calage changé selon la première étape.

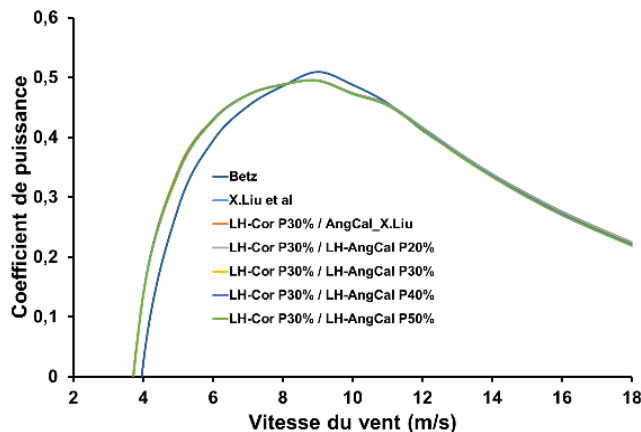


Fig.VI.18. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la première étape.

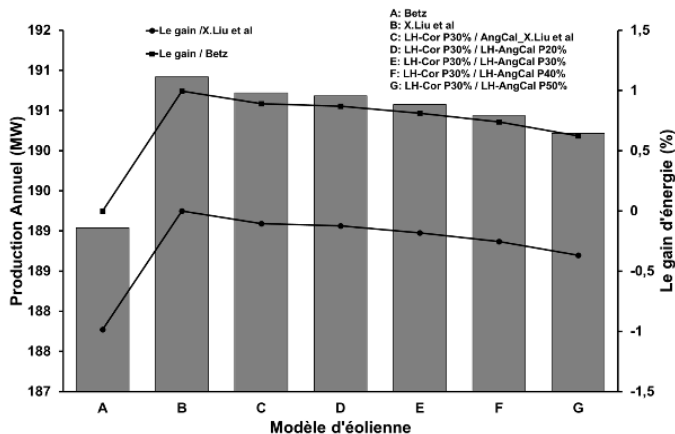


Fig.VI.19. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changée selon la première étape.

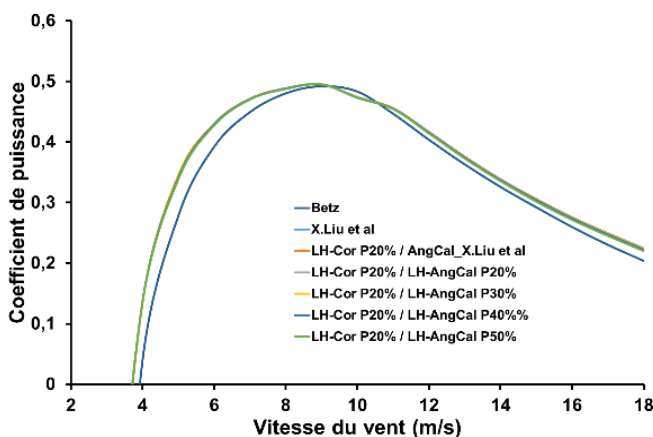


Fig.VI.20. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changée selon la première étape.

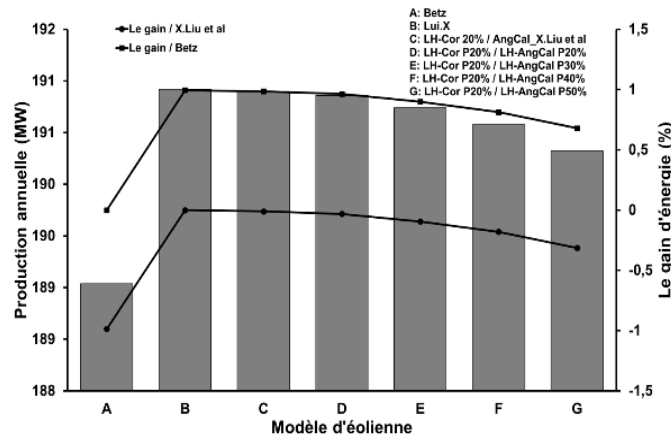


Fig.VI.21. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changé selon la première étape.

Étape 04 :

Selon le scénario de la quatrième étape, les nouveaux modèles ont une corde linéarisée horizontalement jusqu'à 20% et 30%. Les valeurs angle proposées précédemment de la position 20%, 30%, 40% et 50% sont estimées comme valeur d'angle calage de première position. On trace des lignes droites jusqu'à la valeur de la section de bout comme présente les figures (VI.22 - VI.23). L'analyse de la performance de ces modèles montre que les modèles de corde linéarisée horizontalement jusqu'à 20% et 30% avec une valeur d'angle de calage de la position de 20% affecté pour la première section présente des meilleurs résultats. On nous avons enregistré une augmentation de 0,3% de la production annuelle d'énergie comparé avec le modèle Liu.X et al. D'autre part, une augmentation de 1,6% par rapport au modèle de Betz (Fig. VI.25 - VI.27). Cette augmentation est faite par l'augmentation de rendement avec les vitesses du vent moins que la vitesse de conception et avec un rendement similaire de modèle de X. Liu et al avec des vitesses plus que la vitesse de conception comme présente-les figures (VI.24 - VI.26).

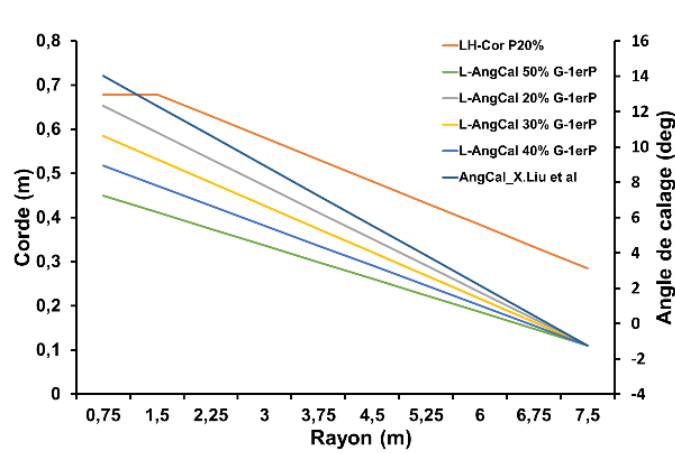


Fig.VI.22. Les modèles linéarisés horizontalement jusqu'à 20% avec l'angle de calage changé selon la quatrième étape.

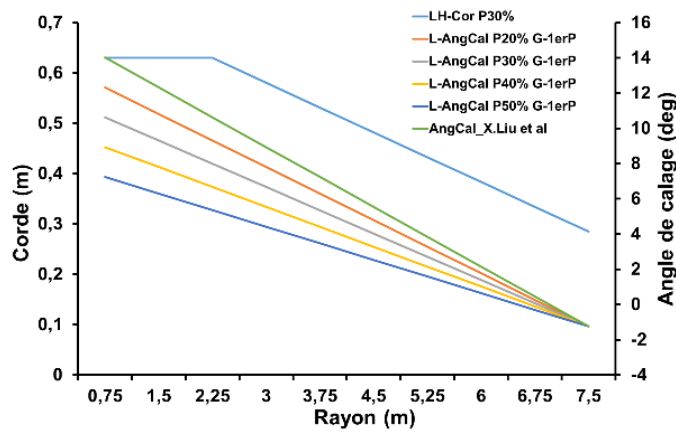


Fig.VI.23. Les modèles linéarisés horizontalement jusqu'à 30% avec l'angle de calage changé selon la quatrième étape.

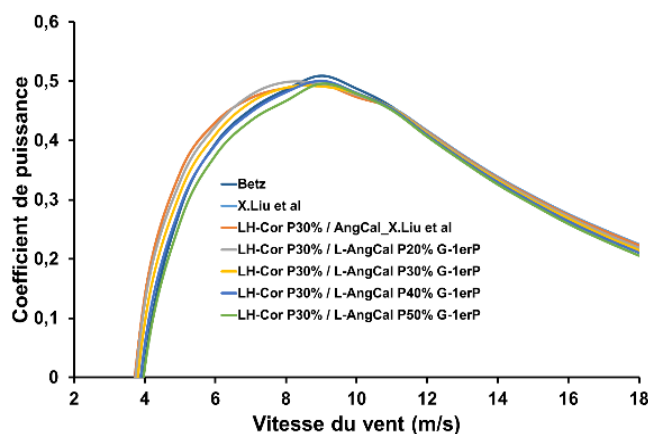


Fig.VI.24. La variation du coefficient de puissance du modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec l'angle de calage changé selon la quatrième étape.

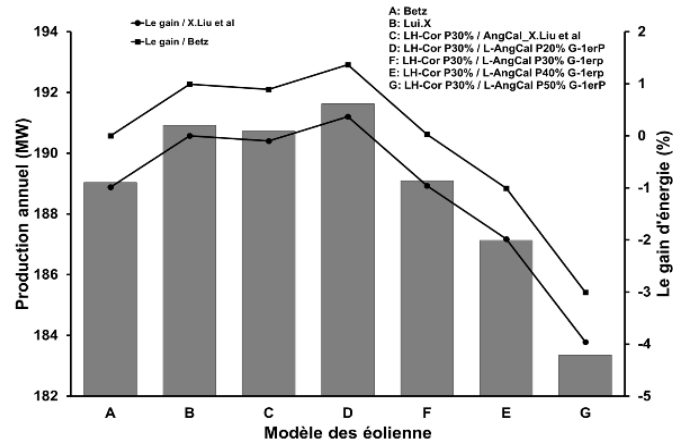


Fig.VI.25. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec angle de calage changé selon la quatrième étape.

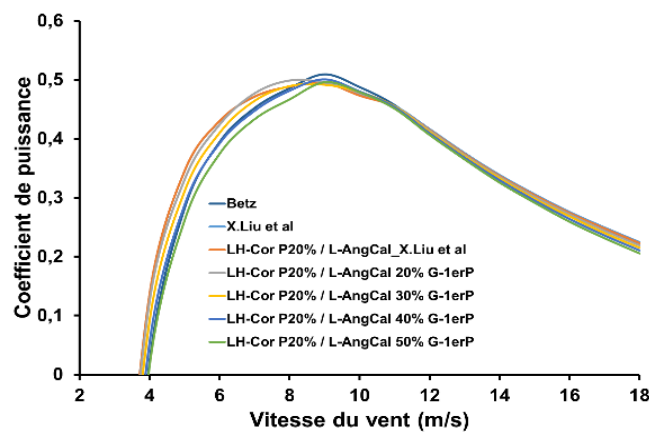


Fig.VI.26. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changé selon la quatrième étape.

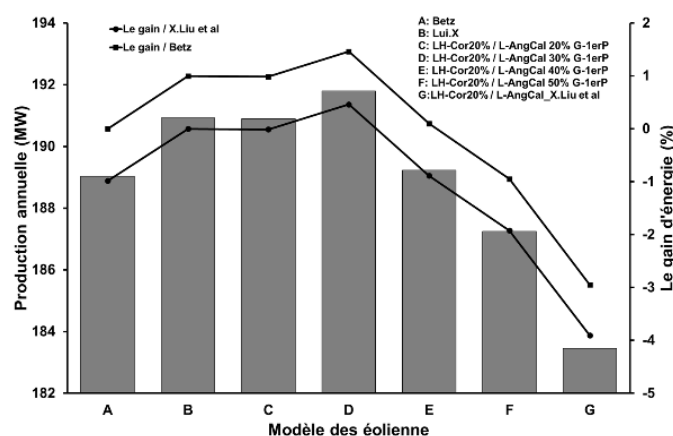


Fig.VI.27. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec angle de calage changé selon la quatrième étape.

Étape 05 :

Comme déclaré dans la cinquième étape, Les figures (VI.28) et (VI.29) présentent les nouveaux modèles proposés. Ou varie la valeur de la corde de section de bout de la pale des modèles sélectionnés dans la quatrième étape. Les valeurs de la corde proposée sont égales à 30%, 50% ,70% et 90% de la valeur de corde de bout initiale. Les résultats montrent que ce changement ne donne pas une amélioration considérable en termes de production annuelle par rapport au modèle de X. Liu et al (Fig. VI.30 : VI.33). Ces derniers restent soutenir les modèles sélectionnés précédemment comme meilleurs modèles.

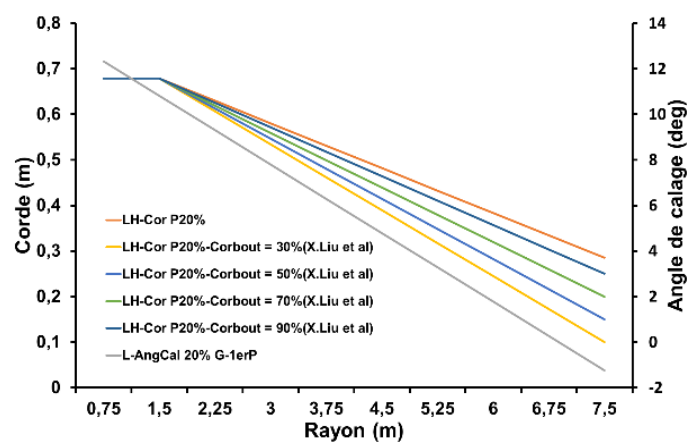


Fig.VI.28. Les modèles de corde linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

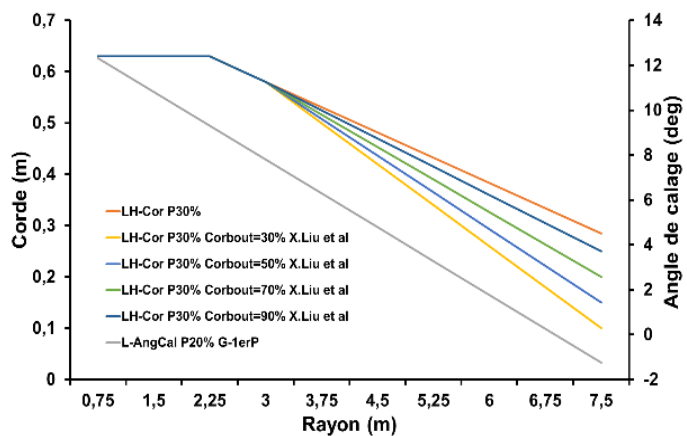


Fig.VI.29. Les modèles de corde linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

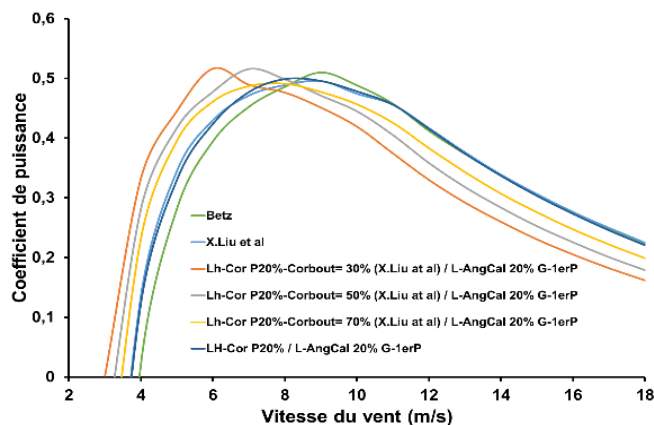


Fig.VI.30. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

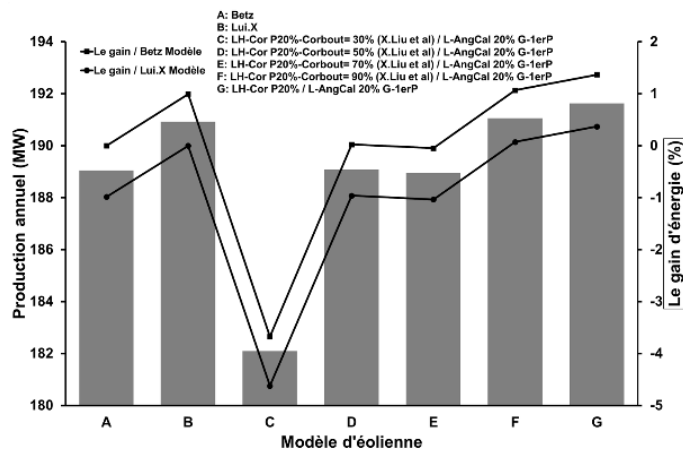


Fig.VI.31. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

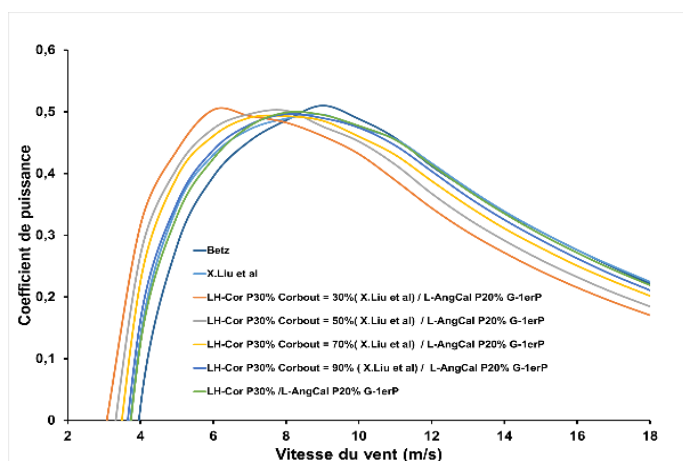


Fig.VI.32. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

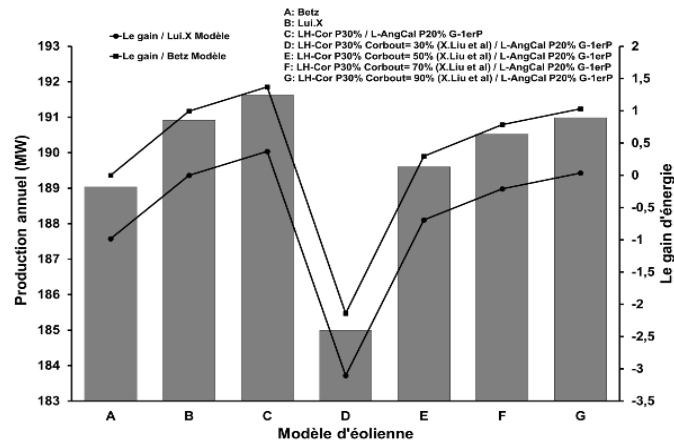


Fig.VI.33. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

Selon le deuxième changement sur corde a été proposé dans la cinquième étape. Ce changement est également au niveau de bout de la pale de ces modèles sélectionnés dans l'étape précédente. Les figures (VI.34) et (VI.35) présentent ces nouveaux modèles. Ou la distribution de corde garder la même jusqu'à 80% de longueur de la pale. Au bout de pale la corde est réduite de 30%, 50%, 70% et 90% de la corde de bout de modèle initial. Les résultats montrent une augmentation considérable de rendement avec les vitesses du vent inférieure à la valeur de conception. Pour cela, la production annuelle d'énergie a augmenté pour tous les modèles proposés par rapport au X. Liu et al et Betz modèles. Ou Les modèles avec changement de 50%, 70% et 90% de corde au bout présentent une augmentation plus de 1% de production dans le cas globale des deux modèles sélectionnés. La meilleure production est enregistrée avec les modèles de corde linéarisé horizontalement jusqu'à 20% et 30% de longueur de pale et de 30% de corde au bout initiale. Ces Modèles ont une augmentation jusqu'à 1.4% par rapport au modèle de X. Liu et al (Fig. VI.37 - VI.39). Ces modèles ont un rendement élevé avec les faibles vitesses du vent et plus proche de rendement du modèle X. Liu et al avec les vitesses élevées comme présente la figure (VI.36 - VI.38).

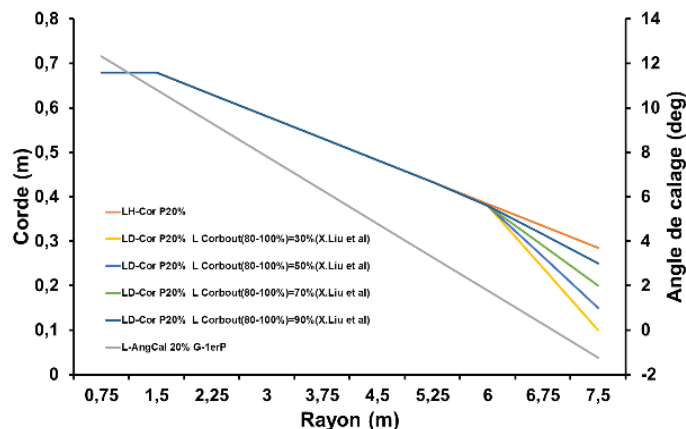


Fig.VI.34. Les modèles de corde linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

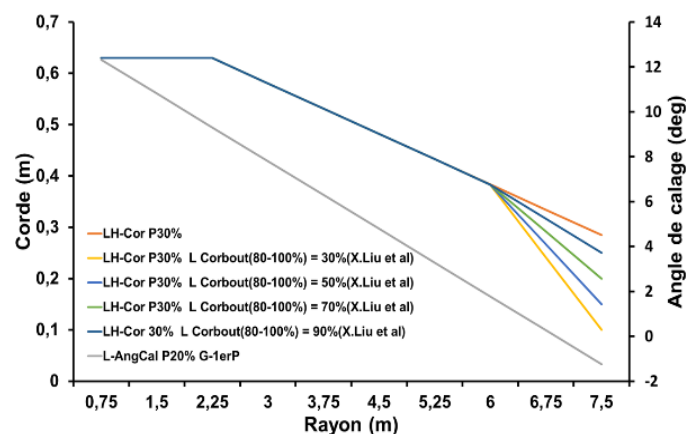


Fig.VI.35. Les modèles de corde linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

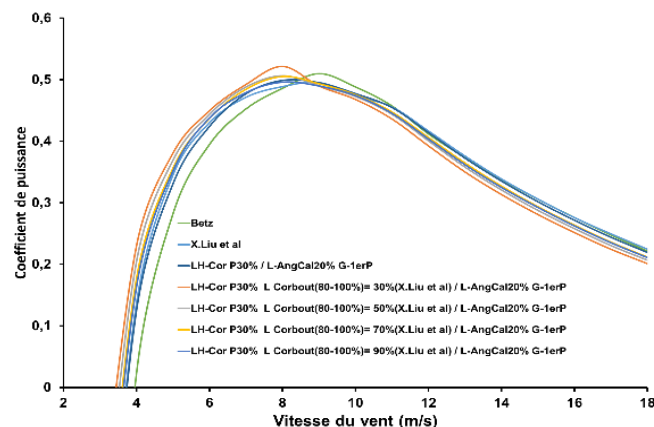


Fig.VI.36. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

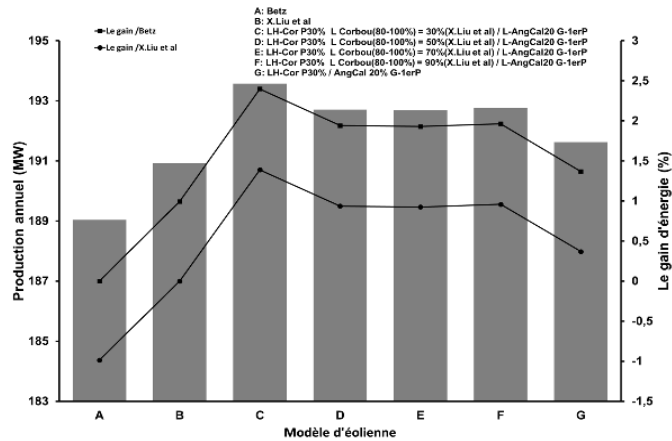


Fig.VI.37. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

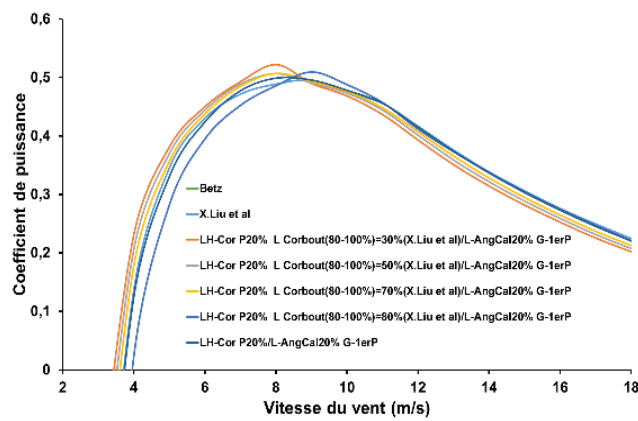


Fig.VI.38. La variation de coefficient de puissance de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout après 80%/ angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

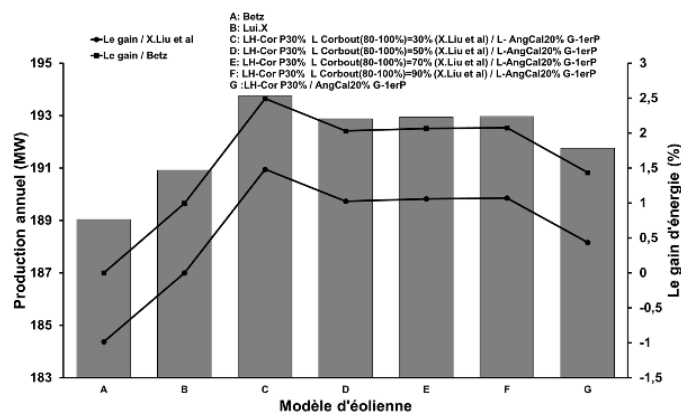


Fig.VI.39. La production annuelle d'énergie de modèle linéarisé horizontalement jusqu'à 20% avec variation de corde au bout après 80% / angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale.

Étape 6 :

Selon la dernière étape, pour sélectionner le meilleur modèle de pale. Les meilleurs modèles sélectionnés dans la cinquième étape sont proposés d'être fabriqués en Époxy et fibres de verre qui a 1080kg/m³ de densité. Selon la distribution d'épaisseur du corps de pale proposé sur la figure (VI.7). Les résultats d'évaluation de poids sont réalisés par l'utilisation de logiciel Qblade. Ils montrent que le modèle de corde linéarisé jusqu'à 30% avec une valeur de 30% de corde de bout initiale est le meilleur modèle avec 8.9% de réduction de poids par rapport au modèle de X. Liu et al comme présente le tableau (VI.3).

Tableau. VI .3. Le gain de poids obtenu.

Modèles de pale	Betz	X. Liu	Modèle amélioré corde 20%	Modèle amélioré corde 30%
Poids (kg)	144.96	100.68	95.52	91.69
Gain de poids/Betz	/	30,54%	34,10%	36%
Gain de poids/X.Liu	/	/	5.12%	8.92%

3.2. Amélioration de la distribution de l'épaisseur de profil :

Étape 01 :

Selon la phase précédente de linéarisation de la distribution de la corde et de l'angle de calage. Le meilleur modèle sélectionné est le modèle linéarisé jusqu'à 30% avec variation de corde au bout après 80% avec angle de calage de position 20% glissé à 10% de longueur de pale. Dans cette étape d'amélioration les résultats de changement de profil montrent que le modèle de pale de profil à épaisseur 21% de longueur de la corde (DU93W210) est le meilleur modèle de pale avec une production élevée. Alors que le coefficient de puissance diminue avec les autres profils (Fig. VI.40 - VI.41).

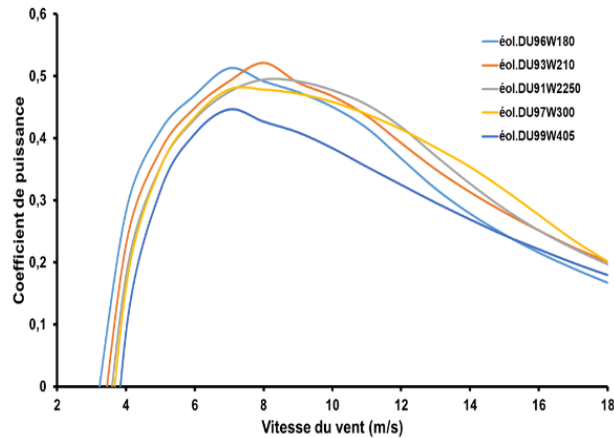


Fig.VI.40. L'effet de changement de type de profil sur le coefficient de puissance.

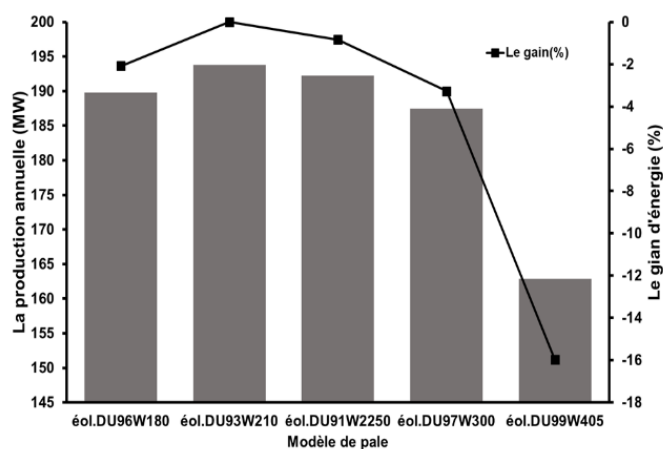


Fig.VI.41. La production annuelle d'énergie des modèles avec déflecteurs.

Étape 02 :

Selon la deuxième étape, les résultats d'analyse de dix estimations de distribution d'épaisseur montrent que l'épaisseur de profil doit être entre 18% et 25% de corde avec une distribution dégradée de pied vers le bout de la pale. Hors cet intervalle la production annuelle est inférieure que le modèle de référence (avec DU93W210). Alors que le modèle (DIS07) représente la meilleure distribution d'épaisseur avec une augmentation de production annuelle jusqu'à 0,75% par rapport au modèle de référence (Fig.VI.42 - VI.43).

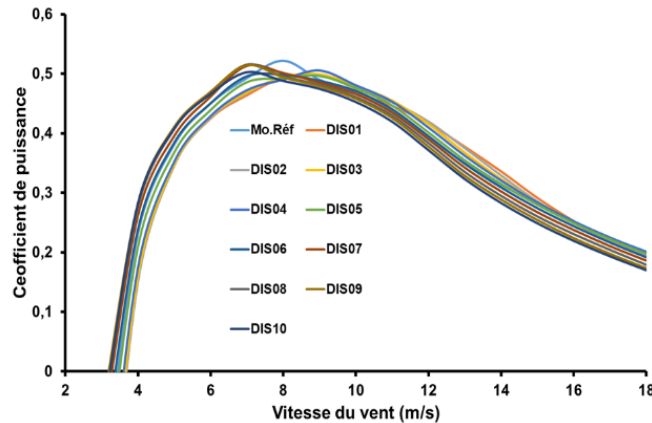


Fig.VI.42. La variation de coefficient de puissance de déférente distribution d'épaisseur proposé.

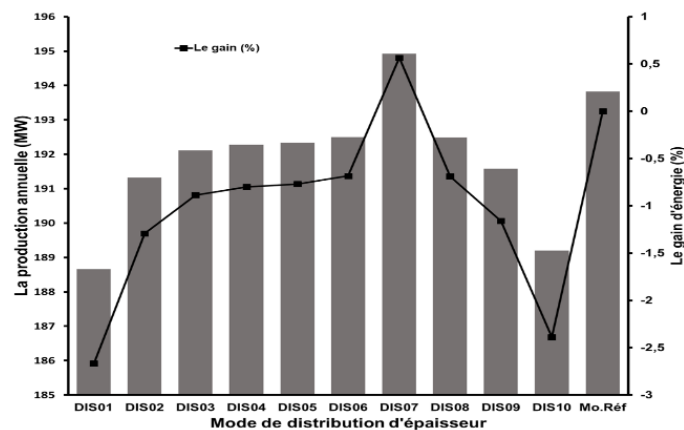


Fig.VI.43. La production annuelle d'énergie de modèle avec déférente distribution d'épaisseur proposé.

4. CONCLUSION :

Ce chapitre présente une démarche d'amélioration d'une pale éolienne pour une éolienne à vitesse fixe. Cet éolienne est adopté à la zone d'Adrar. La démarche d'amélioration proposée est inspirée de travail de linéarisation de la distribution de la corde et de l'angle de calage de Liu et al. Cette démarche passe par deux phases. Dans la première phase, nous avons appliqué des changements sur la distribution de la corde et de l'angle de calage pour diminuer la forme transversale de la pale éolienne. L'analyse de performance basée sur la théorie de la dynamique de l'élément de pale améliorée. Les résultats montre que la meilleure forme de pale est la pale avec distribution de corde linéarisé horizontalement jusqu'à 20% et 30% au côté de pied de pale avec un changement au bout de pale de 70%. l'angle de calage prend la valeur de la position de 20% du modèle de Liu et al glisser vers la position de 10% avec changement d'inclinaison. Ces modèle présentent une augmentation de jusqu'à 1.4% de production annuelle d'énergie. D'autre part, L'analyse de poids faite par le logiciel Qblade montre que le modèle

de corde linéarisé jusqu'à 30% présente une diminution de 10% par rapport au modèle de Liu et al. La deuxième phase, un travail de diminution de l'épaisseur de la pale ou le bon modèle enregistré est le modèle à une distribution d'épaisseur entre 25% au pied à 18% au bout de pale avec une augmentation de 0.75% de production annuelle par rapport au modèle de référence (DU93W210).

Références:

- [1] REN21 (2017), Renewables global status report, 82 p.
- [2] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained, 2 ed.: John Wiley & Sons 2009.
- [3] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, 2 ed., 2012.
- [4] K. Y. Maalawi and M. A. Badr, "A practical approach for selecting optimum wind rotors," Renewable Energy, vol. 28, pp. 803–822, 2003.
- [5] X. Liu, L. Wang, and X. Tang, "Optimized linearization of chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades," vol. 57, pp. 111-119, 2013.
- [6] B S A. Elkurtehi, Processing and Characterization of Fiber/Plastic Composite for Turbine Blade, Science Journal of Physics (2014).

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE :

L'amélioration de la performance de l'éolienne est un challenge. Ou la pale joue un rôle plus importante dans la contribution globale de l'efficacité de l'éolienne avec leur forme. Ce dernier présente un facteur important avec un coût de fabrication des pales de rotor représente 22% du coût global de l'éolienne. Notre travail présente une contribution dans l'amélioration de la performance de la pale éolienne. Cette amélioration prend en charge le phénomène des pertes avec adaptation aux paramètres locaux. Dans ce contexte, un code Matlab a été établi basé sur la théorie de dynamique d'élément de pale avec des corrections majeures. Ou les pertes d'énergie ou bout des pales ont été introduit par le facteur de Prandtl. Les pertes d'induction sont considérées et représentées par le facteur d'induction axiale et tangentiel. L'effet de haute induction est considéré par le modèle de Buhl. Le changement des coefficients de portance et de trainé sous l'effet du flux est introduit par le modèle de Viterna. Notre contribution d'amélioration et modification sur la distribution de la corde et de l'angle de calage du récent modèle de pale linéarisé de X. Liu et al. Ce modèle présente une augmentation jusqu'à 3% de production annuelle par rapport au modèle idéal de Betz. Le modèle d'éolienne proposé est adapté et destiné pour installer à Sud-ouest de l'Algérie exactement à Adrar. Où la vitesse du vent moyenne est égale 6.9m/s. Les modifications faites généralement sont des changements de la pente de courbe de distribution au niveau de pied et de bout de la pale. L'analyse des résultats des productions annuelle d'énergie montrent que deux modèles ont une amélioration considérable comparée au modèle de X. Liu et al avec une augmentation de jusqu'à 1.4%. Ces modèles sont de corde linéarisé horizontalement au pied jusqu'à 20% et 30% de longueur de la pale avec 30% de de la corde de bout initiale. La distribution de l'angle de calage est la ligne droite liée la valeur de position 20% de longueur de la pale glisser a la position initiale avec sans changement de valeur initiale de bout de pale. D'autre part, la comparaison de poids de ces modèles montre que le modèle de corde linéarisé jusqu'à 30% présente une diminution jusqu'à 9% par rapport au modèle de Liu et al et jusqu'à 36 % par rapport au modèle de Betz.

Une autre analyse a été faite pour déterminer la meilleure distribution de l'épaisseur du profil de la pale, ou nous registrons une autre augmentation de 0.75% de la production annuelle d'énergie. Ce résultat est enregistré par l'utilisation du modèle d'une distribution d'épaisseur entre 25% au pied à 18% au bout de pale.

Finalement, ce le travail représente une autre nouvelle méthode d'optimisation avec moindre cout et moyenne. La simplicité de la forme obtenue peut contribuer dans la diminution de temps

de fabrication avec une facilité de réalisation avec moins de défauts de forme. Comme recommandation, la méthode peut donner des résultats meilleurs si le modèle de contrôle des pales a été considéré.

ANNEXES

ANNEXES :

BEM programme :

```

clc;
clear all;
v=18;
R=7.5;
rh=0.75;
N=74
dr=(R)/10;
np=3;
u=7.71;

[L,alfad1,A1,Irad1,ldeg1,ldeg2,sigma1,dy1,omi,b1,b2,r]=Betz(R,N,np,u,v,rh);
bouclefor=1;
for n=1:10
t(n)=r(n)/R ;
hg(n)=((N*2*pi*R)/(v*60))*t(n);
end
for n=1:10;
    h2=(omi*R)/v;

    h=((N*2*pi*R)/(v*60));
    dhg=h/10;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    a1(n)=b1(n);%1/3*b1(n);%(1+(4*sin(Irad1(n)^2)/(sigma1(n)*dy1(n)));;%
    a2(n)=b2(n);%(1-(3*a1(n)))/((4*a1(n))-1);
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    e1(n)=1;
    e2(n)=1 ;
    iteration=1 ;
    while (e1(n)>0 && e2(n)>0)
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    % angle d'coulement %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    Irad3(n)=atan((((1-a1(n))*v)/(r(n)*omi*(1+a2(n)))));
    ldeg3(n)=(Irad3(n)*180)/pi;
    Irad(n)=(2/3)*((atan(1/(h2*(r(n)/R)))));
    ldeg(n)=Irad(n)*180/pi;
    uu1(n)=ldeg(n)-A1(n);
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    % Prandtl coef %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    if n==1
        fzd(n)=0.0001;
    else
        fzd(n)=(2/pi)*((acos(exp((-np)*(r(n)-rh))/(2*(rh)*abs(sin(Irad3(n)))))));
    end
    if n==10
        fxd(n)=0.0001;
    else
        fxd(n)=(2/pi)*((acos(exp((-np)*(R-r(n)))/(2*(r(n))*abs(sin(Irad3(n)))))));
    end
    fd(n)=fxd(n)*fzd(n);
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    % Attack angle %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

    uu(n)=(ldeg3(n)-A1(n))

    ro=1.225;
    tu=1.5111E-5;
    vr(n)=sqrt((((1-a1(n))*v)^2+ (((1+a2(n))*omi*r(n))^2))
    REZ(n)=1e6;%(vr(n)*L(n))/tu
    RE=REZ(n);
    C=1;
    alfaz=uu(n);
    alfaz1=0;
    us=15;
    LL=L(n);
    vv=vr(n);
    if alfaz>=0 && alfaz<=15
    [CL,CD,p]=polar(alfaz,RE,vv);
    cz(n)=CL
    cx(n)=CD
    end
    if alfaz>=-10 && alfaz<=0
    [CL,CD,p]=polar(alfaz,RE,vv);
    cz(n)=CL

```



```

end
cp=sum( cpp);
pwp=cp*0.5*pi*1.225*((R)^2)*((v)^3);

```

Fonctions:

```

function[L,alfad1,A1,lrad1,ldeg1,ldeg2,sigma1,dy1,omi,b1,b2,r]=Betz(R,N,np,u,v,rh)
omi=((2*pi*N)/60);
h1=6;
vop=9.688
cl=1.336;
cd=0.001
dr=(R)/10;
for n=1:10

    r(n)=n*dr
    lrad1(n)=(2/3)*((atan(1/(h1*(r(n)/R)))));
    ldeg1(n)=lrad1(n)*180/pi;
    alfad1(n)=ldeg1(n)-u;

    %L(n)=((1/np)*((16*pi*r(n))/cl)*((sin((1/3)*atan(R/(h*r(n))))))^2)
    L(n)=((8*pi*r(n))/(np*cl))*(1-cos(lrad1(n)))
    % L(n)=((1/np)*((16*pi*r(n))/cl)*((sin((1/3)*atan(R/(h1*r(n))))))^2);
    alfad1(n)=ldeg1(n)-u;
    %sigma1(n)=(L(n)*np)/(2*pi*r(n));
    %dy1(n)=(cl*cos(lrad1(n)))+(cd*sin(lrad1(n)));
    %dx1(n)=(cl*sin(lrad1(n)))-(cd*cos(lrad1(n)));
    %b1(n)=1/(1+(4*(sin(lrad1(n)))^2)/(sigma1(n)*dy1(n)));
    %b2(n)=1/((4*sin(lrad1(n))*cos(lrad1(n)))/(sigma1(n)*dx1(n))-1);
    %
end
bouclefor=1;
for n=1:10;
% r(n)=dr*(n);
t(n)=r(n)/R ;
hg(n)=((N^2*pi*R)/(v*60))*t(n);
h=((N^2*pi*R)/(v*60));
$$$$$$$$$$$$$$$$$% initialisation de a et a$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$
a1(n)=0
a2(n)=0
$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$% initialisation des erreur$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$
e1(n)=1;
e2(n)=1 ;
iteration=1;
while (e1(n)>0 && e2(n)>0)
$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$% angle d'coulement %$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$
lrad2(n)=atan((((1-a1(n))*vop)/(r(n)*omi*(1+a2(n))));
ldeg2(n)=(lrad2(n)*180)/pi ;
$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$% Prandtl coef %$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$
if n==1
fzd(n)=0.1;
else
fzd(n)=(2/pi)*((acos(exp((-np)*(r(n)-rh))/(2*(rh)*abs(sin(lrad2(n)))))));
end
if n==10
fxd(n)=0.1;
else
fxd(n)=(2/pi)*((acos(exp((-np)*(R-r(n)))/(2*(r(n))*abs(sin(lrad2(n)))))));
end
fd(n)=fxd(n)*fzd(n);
$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$% Attack angle %$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$$
vr(n)=sqrt((((1-a1(n))*vop)^2+ (((1+a2(n))*omi*r(n))^2));
A1(n)=ldeg2(n)-u;
L2(n)=(4*pi*fd(n)*r(n)*((tan(lrad2(n)))^2)*cos(lrad2(n)))/(cl*np*(1+((cd/cl)*tan(lrad2(n))))
% L2(n)=(8*pi*fd(n)*r(n)*sin(lrad2(n))*cos(lrad2(n))-((h*(r(n)/R))*sin(lrad2(n)))/(np*cl*(sin(lrad2(n))-
((h*(r(n)/R))*cos(lrad2(n))))
sigma1(n)=(L2(n)*np)/(2*pi*r(n));
dy1(n)=(cl*cos(lrad2(n)))+(cd*sin(lrad2(n)));
dx1(n)=(cl*sin(lrad2(n)))-(cd*cos(lrad2(n)));
b1(n)=1/(1+(4*fd(n)*(sin(lrad2(n)))^2)/(sigma1(n)*dy1(n)));
b2(n)=1/((4*fd(n)*sin(lrad2(n))*cos(lrad2(n)))/(sigma1(n)*dx1(n))-1);
ct1(n)= sigma1(n)*(((1-b1(n)))^2)*(dy1(n))/((sin(lrad2(n)))^2);

    e1(n)=abs(((a1(n)-b1(n))));

```

```

e2(n)=abs(((a2(n))-b2(n)));

if ( e1(n)<=0.0000001 && e2(n)<=0.000001)
break
else
a1(n)=b1(n);
a2(n)=b2(n);

end
iteration=iteration+1 ;
end
bouclefor=bouclefor+1;
end
end

```

function [CL,CD,p]=polars(us,RE,vv)

```

load du4.dat
X=du4;(1,:);
Y=du4;(2,:);
%RE=1e6;
MACH=vv/343.1;
ADEG=us;
tic
[p]=xfoil(X,Y,ADEG,RE,MACH);
toc
CL=p.cl;
CD=p.cd;
CM=p.cm;
%figure(4)
%plot(p.x,p.y)
%figure(3)
% %if (RE~=0 || MACH~=0)
%plot(p.x,p.y-2,p.x,-p.cpi)
%xlabel('x')
%ylabel('C_p')
%legend('airfoil','cpi','cpv')
%xlim([2 0.1-])
%grid on
%else
% plot(p.x,p.y-2,p.x,-p.cpi)
% xlabel('x')
% ylabel('C_p')
% legend('airfoil','cpi')
% xlim([2 0.1-])
% grid on
%end
End

```

function [sl,sd]=vitfoil(LL,vv,us,alfaz,RE,R)

```

%[CL,CD,p]=polars(us,RE,v);
CLs= 0.5579;
CDs= 0.0182;

AR=R/LL;
if AR<=50
CDmax=1.11+(0.018*AR);
else
CDmax=2
end
B=CDmax;
A=B/2;
uus=us*pi/180;
AA=(CLs-(CDmax*sin(uus)*cos(uus)))*(sin(uus)/((cos(uus))^2));
BB=(CDs-(CDmax*((sin(uus))^2)))/cos(uus);

```

```
uu=alfaz*pi/180;
if alfaz>-157 && alfaz<-90

    Cl=0.7*((A*sin(2*uu))+(AA*((cos(uu))^2/sin(uu))));
    Cd=(B*((sin(uu))^2)+(BB*cos(uu)));
end

if alfaz<-10 && alfaz>=-90
    Cl=0.7*((A*sin(2*uu))+(AA*((cos(uu))^2/sin(uu))));
    Cd=(B*((sin(uu))^2)+(BB*cos(uu)));
end

if alfaz>90 && alfaz<=157

    Cl=0.7*((A*sin(2*uu))+(AA*((cos(uu))^2/sin(uu))));
    Cd=(B*((sin(uu))^2)+(BB*cos(uu)));

end

if alfaz>15 && alfaz<=90

    Cl=((A*sin(2*uu))+(AA*((cos(uu))^2/sin(uu))));
    Cd=(B*((sin(uu))^2)+(BB*cos(uu)));

end

sl=Cl;
sd=Cd;
end
```

PUBLICATION ET COMMUNICATIONS



ANALYSIS OF THE INDUCTION EFFECT ON THE PERFORMANCE OF WIND TURBINE

ANALYSE DE L'EFFET DE L'INDUCTION SUR LA PERFORMANCE DE L'EOLIENNE

DEBBACHE M.^{1,2}, DERFOUF S.²

¹ Centre de Développement des Energies Renouvelables BP. 62 Route de l'Observatoire
Bouzaréah 16340 Alger, Algérie

² Laboratoire de Génie Mécanique, Université de Biskra

md.debbache@gmail.com

ABSTRACT

In real, the vortices created behind the wind turbine and around the blades due to the induction flow created by the difference in pressure in rotation plan and the rotational the blade moves, which summarized in Glauert's model as the axial and tangential induction factors. In this work, a Matlab code has been established to analyze the induction effect on the performance of wind turbine. This code based on the enhanced blade element momentum theory with considering the recent correction. The results demonstrate that the axial induction effect is the master responsible for increasing the mechanical stress effect that decreases the wind turbine performance at the low wind speed value. In another side the increasing of wind speed accompanied by the increasing of tangential induction effect at tip and root of blades with creating vortices, which put the rotor in the critical case with less efficiency.

Keywords: wind turbine, blade, induction, BEM theory, Thrust force, airfoil.

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

RESUME

En réalité, les tourbillons créés derrière l'éolienne et autour des pales dus au flux d'induction créé par la différence de pression dans le plan de rotation, et le mouvement de rotation des pales. Ce phénomène est exprimé dans le modèle de Glauert par le facteur d'induction axiale et tangentielle. Dans ce travail, un code Matlab a été établi pour analyser l'effet d'induction sur la performance de l'éolienne. Ce code est basé sur la théorie de mouvement de l'élément de pale améliorée par la considération de la correction récente. Les résultats démontrent que l'effet d'induction axiale est le responsable de l'augmentation de l'effet de contrainte mécanique, qui diminue la performance de l'éolienne à la faible vitesse du vent. D'autre part l'augmentation de la vitesse du vent accompagnée de l'augmentation de l'effet d'induction tangentielle au bout et au pied des pales avec création des tourbillons, qui mettent le rotor dans le cas critique avec moins d'efficacité.

Mots clés : Eolienne, pale, induction, Théorie MEP, la force de poussée, profil.

INTRODUCTION

The recently market static of investment in renewable energy shows that the wind energy is a valuable alternative and green sources. In 2015, the production registered with increases of 22% (REN21, 2016). That explains the big amount of manufacturing wind turbine, such as the horizontal wind turbine which represents the efficient kind of wind turbine with efficiency coefficient over 0.4 (Hansen, 2008).

The performance of wind turbine related to the major parameter to his blade shape, which is the first organ responsible for extracting the kinetic energy of the wind. His design depends on winding turbine types. In the case, the variable speed horizontal wind turbine, the tip speed ratio is the master parameter, where the blade design based on a specific value of TSR which corresponds to the maximum of power coefficient. Hence the applied technologies of control for this type of wind turbine should ensure this value of TSR for any variation of wind speed until the rated wind speed. However for fixed speed horizontal wind turbine, the rotor speed is constant, and the value of TSR depends on the variation of wind speed. Here the design blade depends on the specific design wind speed and design TSR. That means the power coefficient reaches the maximum just at the design wind speed and decreases for another value of wind speed (Hansen, 2008; Lui, 2013). Furthermore, the performance of both turbine

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

types related to their blade aerodynamic design parameters such as the chord and twist angle. The other parameters should be considered to determine the radial distribution of the aerodynamic design parameters of the blade by applying Blade element momentum theory. These parameters are the airfoil shape and design attack angle, for maximum lift to drag ratio and for a specific Reynolds number (Wang, 2012).

In reality, the wind turbine performance affected by the vortices effect created by the blades rotation, that generates an induction phenomenon (Hadid, 2012). In this work, we established a method of study and analyze the variation the aerodynamic parameters with the aim to determine the induction effect related to the variation of wind speed. In this context, we start with the mathematical aerodynamic model based on the enhance blade element momentum theory in the second section. The wind potential analyzes of Adrar site which chosen as the site of installation in the third section. A proposed wind turbine adapted to Adrar site for providing 50KW in the fourth section and as analyze the results and the recommendations in the last two section.

AERODYNAMIC OF WIND TURBINE

The aerodynamic analysis of wind turbine performance based on the Gluaert mathematical model of blade element momentum theory. Gluaert has enhanced the one ideal model of wind turbine analysis established by Betz (Burton, 2012). This model regards the wind turbine as an actuator disk with infinite blade number spins in one-dimensional air flow as shown in figure (1).he supposed the air as an incompressible fluid with no rotational effect, no drag effect, the thrust on the disk is constant. Based on the ideal model the real airflow makes a flow angle φ with rotation plan is defined by:

$$\varphi = \frac{U}{\Omega r} \tag{1}$$

The ideal distribution of Chord length and twist angle defined by Schmitz method as (Hansen, 2008):

$$C = \frac{8\pi r}{B C_l} (1 - \cos \varphi) \tag{2}$$

$$\varphi = \theta + \alpha \tag{3}$$

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

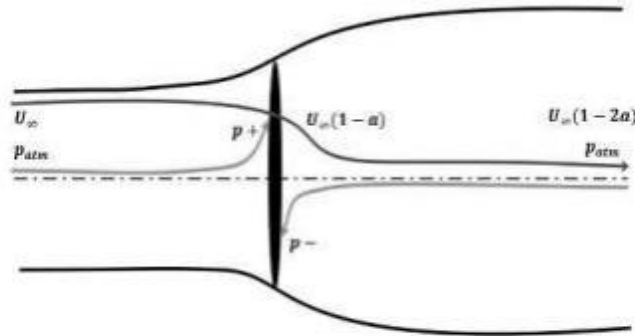


Figure 1: Disk actuator model of wind turbine.

In reality, the rotation of wind turbine creates a vortices sheet attached to the blades in the opposite direction. The air rotation velocity is greater than blade rotation velocity Glauert gave a model summarizes this phenomenon in bi-induction effect, where he introduces the axial and tangential induction term, presented by the axial induction factor a and tangential factor a' . The elemental bi-dimensional analysis of blade element momentum theory showed in figure (2) gives the thrust force and torque in annulus elemental term as (Burton, 2012; Manwell, 2009):

$$dT = 4a(1 - a)\rho U^2 \pi dr \quad (4)$$

$$dQ = 4a'(1 - a)U^2 \Omega \pi r^3 dr \quad (5)$$

Where the thrust coefficient presented as the ratio of thrust effect by:

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (6)$$

Besides the airflow around the blade creates an aerodynamic force. As shown in figure (2) this force is the result of the lift force and drag force, which is determined by their coefficients C_l and C_d respectively. In another hand, the thrust force and the torque can be presented elementally based on the aerodynamic air effect as (Manwell, 2009):

$$dT = dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c dr \quad (7)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) c r dr \quad (8)$$

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

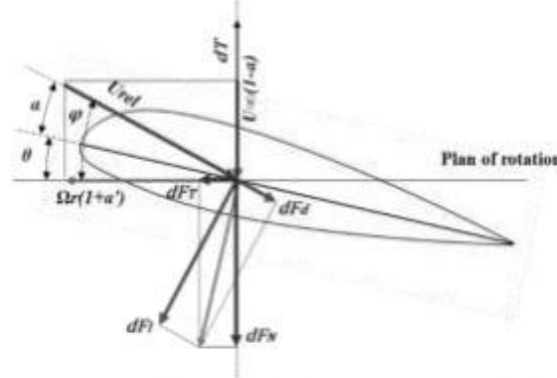


Figure 2: Aerodynamic actions on the blade element.

Where C is the blade chord section, U_{rel} is relative wind velocity, and φ can obtain them the flow angle (Tang, 2012):

$$U_{rel} = \sqrt{U^2(1-a)^2 + r^2\Omega^2(1+a')^2} \quad (9)$$

$$\tan \varphi = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (10)$$

λ_r is the local speed ratio aspired from the tip speed ratio λ were given by:

$$\lambda_r = \frac{r}{R\lambda} \quad (11)$$

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty} \quad (12)$$

The real wind turbine has a limited number of blades, the moves of each blade in the wake vortices created by the other blade that can cause concentrate vortices at the tip of blades, which known as tip losses phenomena. The classical momentum theory cannot define airflow behavior at the blade tip. Prandtl discussed this phenomenon by introducing their correction factor F_t , which well explains the reducing in the performance due by the tip vortices this factor, is given by (Hwang, 2013):

$$F_t = (2/\pi) \cos^{-1} \left(e^{-\frac{B(R-r)}{2r \sin \varphi}} \right) \quad (13)$$

By considering of tip losses effect, the thrust force and the torque equations changed to (Manwell, 2009):

$$dT = 4F_t a(1-a)\rho U^2 \pi dr \quad (14)$$

$$dQ = 4F_t a'(1-a)U^2 \Omega \pi r^3 dr \quad (15)$$

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

From both definitions of thrust force and torque, presented in the equations (7) (8) (14) (15), the axial and tangential induction factor relationship became (Ashrafi, 2015):

$$a = \sigma C_n / (4F_t \sin^2 \varphi + \sigma C_n) \quad (16)$$

$$a' = \sigma C_t / (4F_t \sin \varphi \cos \varphi - \sigma C_t) \quad (17)$$

Then the thrust coefficient became (Burton, 2012; Tang, 2012):

$$C_T = \sigma(1 - a)^2 C_n / (F_t \sin^2 \varphi) \quad (18)$$

Where:

$$\sigma = Bc / 2\pi r \quad (19)$$

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (20)$$

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi \quad (21)$$

σ is the blade solidity, C_n is the axial force factor, and C_t is the tangential force factor.

Furthermore, the analysis of experimental data demonstrated the breakdown of classical Blade momentum theory at the value of axial induction factor greater than 0.4, the thrust coefficient decreases. That represents no compatibility with the experimental data (Glauert, 1926). In 2004, Buhl proposed a new empirical relationship based on the Glauert's correction of thrust coefficient relationship with introducing the effect of root and tip losses. This relationship shows more accurate with the experimental data and eliminates the numerical instability presented in previous work. It was summarized by the following expression (Buhl, 2005; Liu, 2012):

$$C_T = \frac{8}{9} + \left(4F - \frac{40}{9}\right) a - \left(\frac{50}{9} - 4F\right) a^2 \quad a > 0.4 \quad (22)$$

Where F represents the multiplication of tip and root loss factors and the root losses factor is given by (Burton, 2012):

$$F_r = (2/\pi) \cos^{-1} \left(e^{\frac{-B(r-r_h)}{2r \sin \varphi}} \right) \quad (23)$$

In other definition, when the thrust coefficient was greater than $0.96F$ (Buhl, 2005). The axial induction factor presented by:

$$a = \frac{18F - 20 - 3\sqrt{C_T(50 - 36F) = 12F(3F - 4)}}{36F - 50} \quad (24)$$

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

The wind turbine performance presented by the following relationship established by Manwell of power coefficient (Manwell, 2009):

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=1}^N F_i \sin^2 \varphi_i (\cos \varphi_i - \lambda r_i \sin \varphi_i) (\sin \varphi_i + \lambda r_i \cos \varphi_i) [1 - (\frac{c_d}{c_l}) \cot \varphi_i] \lambda r_i^2 \tag{25}$$

The mechanical power extracted from the blades is given by (Hansen, 2008):

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_\infty^3 \eta C_p \tag{26}$$

η is the mechanical efficiency factor.

ADRAR WIND POTENTIAL ANALYSIS

According to The results of Algerian wind potential analysis, Adrar site is the windiest site in Algeria. It has 88% of energy producing time with high wind frequency is in the eastern direction as presented in the figure (3) (Hammouche, 1990; Benmedjahed, 2014). The recent potential wind analysis of Adrar site have done by Boudia et al. at 10m of high. From the results shown in the annual term. The wind speed covers a range of up to 12m/s with the highest value of annual wind average speed than all the sites studied equal to 6.37m /s, that push us to choose Adrar as the site to install our design wind turbine (Boudia, 2013).

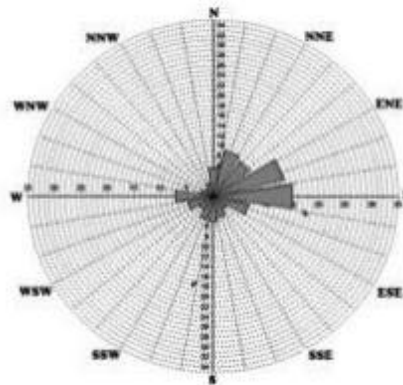


Figure 3: The wind rose of Adrar site (Benmedjahed, 2014).

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

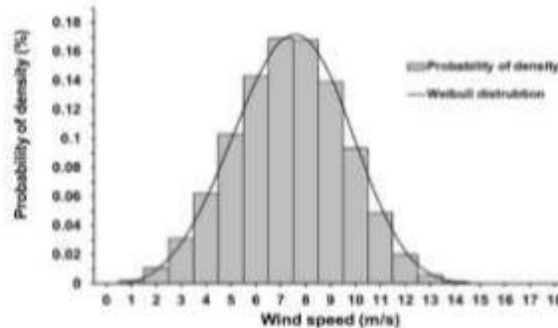


Figure 4: Adrar wind speed density at 18m of altitude.

DESIGN MODEL

As a case of study, we have proposed a design for small-scale fixed speed wind turbine based on his significant advantage as it connected directly to the grid. The design has 18 m of tower's high to generate 50kw of electric power. It intends to Adrar site where the annual average wind speed measured at 18m of altitude is 6.92 m/s as presented the figure (4). According to IEC6400-2 standard, the design wind speed is 1.4 time of average wind speed of selected site in our case her value is 9.68m/s (Liu, 2013). The rotor speed is 74 rpm, and the blade length is 7.5m, which adapted to the value of tip speed ratio equal 6. The blade is a NACA23015 of aerofoil section, which has the value of 91 as a maximum of lift to drag coefficient measured in 10deg of attack angle at $10e6$ of Reynolds number (Karunakaran, 2013). A Matlab code has been established to analyze the variation of the aerodynamic parameter and determine their effect on the performance of the proposed design wind turbine, which based on the following algorithmic steps:

1. Compute the flow angle, chord and twist angle from the equation (1), (2), (3) respectively.
2. Initialising the induction factor a and a' by the null value.
3. Compute the new flow angle and attack angle from the equation (10) and (13).
4. Define the aerodynamic coefficients (C_d , C_l) at the new value of attack angle.
5. Compute the force coefficients C_n and C_t from the equation (20) and (21).

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

6. Compute the new values of induction factors based on the equation (16) and (17). While the relative error between the initial values and the new values stay big, go to step two with the new values. If it is small, go the next step.
7. Compute the power coefficient and the power value.

RESULTS AND DISCUSSIONS

The results shown in the figures, (5) and (6) represent the optimal radial distribution of the Chord length, and the twist angle adapted to our rotor design case. The chord value decreases from 1.07m at the root to 0.3m at the tip of blade .thus the twist angle value takes 32deg at the root and -4deg at the tip of the blade.

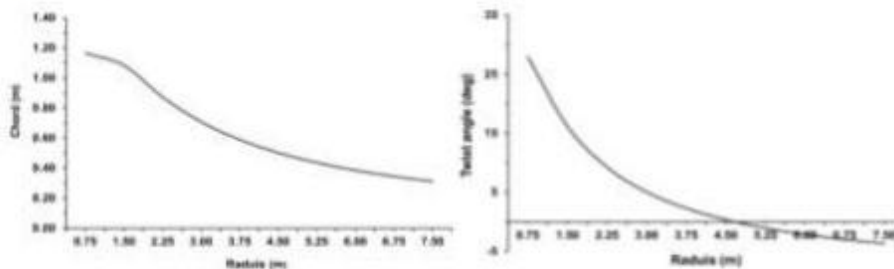


Figure 5: The chord radial distribution. Figure 6: Twist angle radial distribution.

The result showed in figure (7) represent a typical variation curve of power coefficient for fixed speed rotor obtained by our BEM code. The operating speed range starts by the value of 3m/s that represents the start-up of the almost wind turbine to the value 18m/s as the theoretical cut-out wind speed value. In general case, we noticed that the power coefficient obtained by our Code get 0.46 as the maximum value at 9.68m/s of wind speed value. That corresponds to 6 of tip speed ratio value. Away from this design point parameter, At Low and high wind speed, the power coefficient decreases rapidly. Despite the power coefficient, it is a maximum at this design point, but it does not represent the point of maximum power archived by this design of wind turbine. That shows more clearly in the figure (8), where the proposed design rotor takes his rated power at 12m/s of wind speed value. To explain these phenomena we have studied the aerodynamic parameters effects on the performance of our rotor.

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

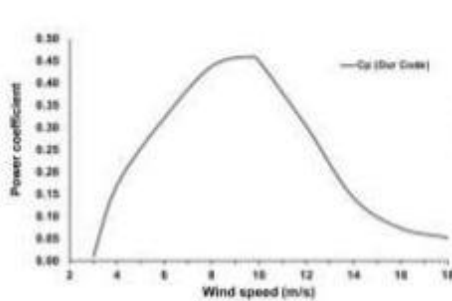


Figure 7: The variation of power coefficient vs wind speed.

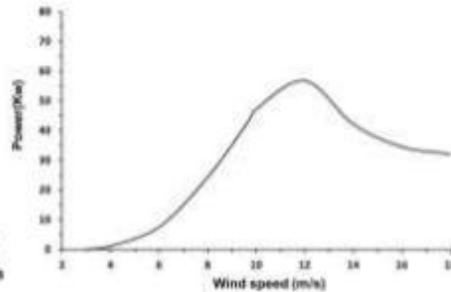


Figure 8: The variation of archived power vs wind speed.

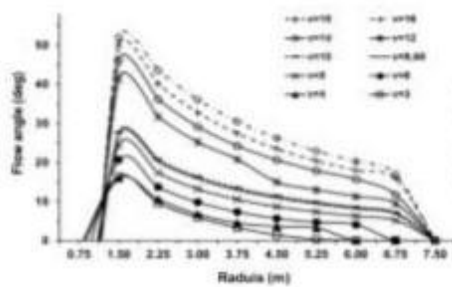


Figure 10: Flow angle radial distribution.

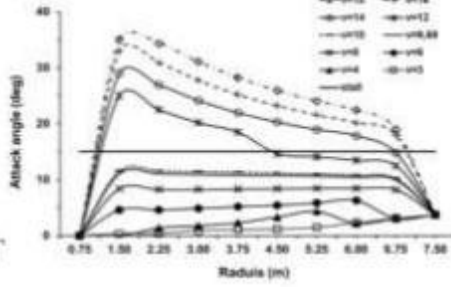


Figure 9: Attack angle radial distribution.

As a first analysis, the results presented in the figure (9) and (10) represent the radial distribution of the flow and attack angles for all wind speed range. In definition, the flow angle is the sum of the attack angle, and the twist angle in each blade section and the twist angle is taken constantly. That means the relativity of the variation of flow angle to the attack angle by reason of wind speed variation. The results show both angles dropped to the minimum value at the root and tip section for all value of wind speed. That corresponds to introducing the tip and root correction term in our study. In the others blade sections, they increase with increasing of wind speed where the flow angle balanced between 16deg to 52deg at 20% of blade length near the root and from 0deg to 17deg at the section situated at 90% of blade length. That means the variation of attack angle du by the changing the direction of the relative wind. which is the result of the real wind speed and the rotor speed considered on the opposite side. The axial and tangential losses effect considered and represented by axial and the tangential induction factors. The figures (11), (12) represent the

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

radial distribution of the axial and the tangential induction factors for all wind speed values. In general case, both factors take the absolute unit at the tip and root section respectively, and the tangential factor has the same radial distribution for each wind speed. At the design wind speed, our code gives an accord results with other works where the axial induction factor takes the optimal value 1/3 in overall section. At the value 10 m/s and 8m/s of wind speed, we notice a small variation of axial induction factor.

When the wind speed decrease to less than 8m/s. We have noticed that the axial induction factor dropped down nearby the root section. It takes the value higher than 0.4 especially in the sections after 50% of blade section towards the tip. Furthermore, both factors can take the absolute unit after 70% of blade sections towards the tip with decreasing of wind speed. That explains the maximum of the thrust effect at the value 3 and 4m/s of wind speed, as shown in the figure (13). The induction effect put the blade on high mechanical stress, and it can break the blade moves and dropped the efficiency of a wind turbine. On another side, it can break the blades if it exceeds the nominal resistance of the blade material. Furthermore, the decreasing of thrust when the wind speed increases that doesn't mean a less dangerous. In this case, the wind turbine efficiency decreases by stall phenomena where the tangential induction effect considered with high values nearby the root and tip of blades, that put the blades moves under large vortices.

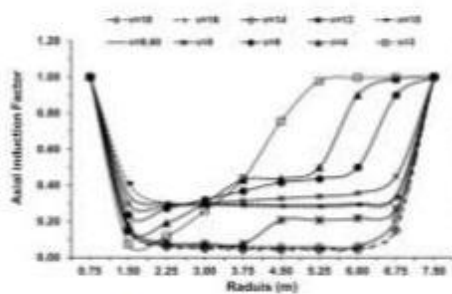


Figure 12: The radial variation of axial induction factor.

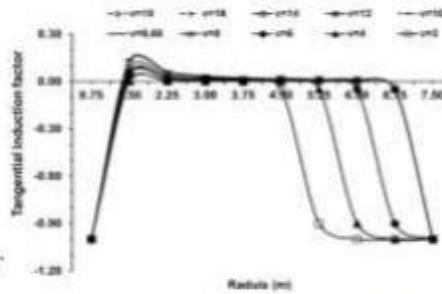


Figure 11: The radial variation of tangential induction factor.

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

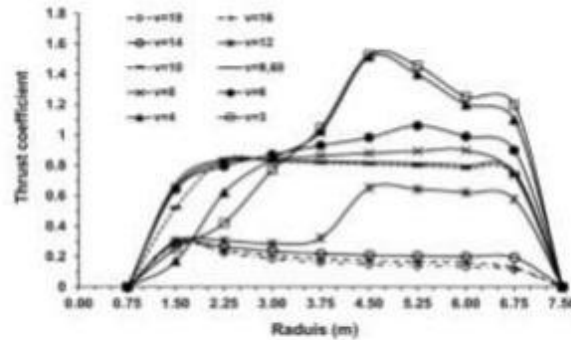


Figure 13: The thrust coefficient radial distribution.

CONCLUSION

In this paper, an atypical case of study has established for analyzing the performance of a proposed design wind turbine with the aim to determine the induction effect created in the operating case. We have started by establishing a Matlab code based on the enhanced blade element momentum theory with including the tip-hub correction losses and the high induction effect. The wind turbine proposed with fixed speed and adapted to Adrar site, that situated in the south-west of Algeria. The design wind speed was taken equal to 6.92 m/s. This value represents the mean wind speed measured at 18m/s of altitude, which represents the rotor tower high. From the result obtained by our BEM code. The axial induction effect has the high influence, especially with the low wind speed. Furthermore, The thrust force increases, in this case, the blades can brake with high losses in total efficiency. Otherwise, the blades stay moves under a high mechanical stress can break them if the loads are higher the nominal material resistance. In the case, with higher the wind speed than the design value the decreasing of efficiency related to the high radial induction showed in the tip and root section of blades, that put the blades in high radial induction vortices even the total stall and dropping of efficiency.

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

NOMENCLATURE

α	Attack angle (<i>deg</i>).
α_{stall}	Stall angle (<i>deg</i>).
θ	Twist angle (<i>deg</i>).
σ	Solidity.
λ	Tip speed ratio.
λ_r	Elemental speed ratio.
ρ	Air density (1.225 kg/m^3).
φ	Flow angle (<i>deg</i>).
Ω	Rotation velocity (<i>rd/s</i>).
η	Mechanical efficiency.
V	Mean wind speed (<i>m/s</i>).
a	Axial induction factor.
a'	Radial induction factor.
AR	Aspect ratio.
B	Blade number.
C	Chord length (<i>m</i>).
C_l	Lift coefficient.
C_d	Drag coefficient.
C_n	Normal force coefficient.
C_t	Tangential force coefficient.
C_T	Thrust coefficient.
$C_{d\text{max}}$	Maximum drag coefficient.
$C_{d\text{stall}}$	Stall drag coefficient.
C_p	Power coefficient.
dr	Elemental radial length (<i>dr</i>).
dF_d	Elemental drag force (<i>N.m</i>).
dF_l	Elemental lift force (<i>N.m</i>).
dF_N	Elemental normal force (<i>N.m</i>).
dF_T	Elemental tangential force (<i>N.m</i>).
dT	Elemental thrust force (<i>N.m</i>).
dQ	Elemental torque (N.m^2).
F_t	Prandtl tip loses factor.
F_r	Root loses factor.
F	Loses factor.
f_{Weibull}	Weibull wind frequency (%).
r	Radial position (<i>m</i>).
rh	Root radial position (<i>m</i>).

Debbache M. & Derfouf S / Larhyss Journal, 33 (2018), 25-39

R	Radius (<i>m</i>).
TSR	Tip speed ratio.
U	Wind speed (<i>m/s</i>).
U_{rel}	Relative wind (<i>m/s</i>).
AEP	Annual energy production.
BEM	Blade element momentum theory.

REFERENCES

- ASHRAFI, GHADERI, SEDAGHAT (2015). Parametric study on off-design aerodynamic performance of a horizontal axis wind turbine blade and proposed pitch control, *Energy Conversion and Management*, Vol. 93, pp. 349–356.
- BENMEDJAHED, GHELLAL, BENMANSOUR, BOUDAI, HELLAL (2014). Assessment of wind energy and energy cost in Algeria, *International Journal of Renewable Energy*, Vol. 9, Issue 1, pp. 31-39.
- BOUDIA (2013). 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 de physique énergétique, Université de Tlemcen, Algérie.
- BUHL (2005). A new empirical relationship between thrust coefficient and induction factor for the turbulent windmill state, NREL, TP-500-36834, USA.
- BURTON, JENKINS., SHARPE, BOSSANYI (2012). *Wind Energy Handbook*, 2ed edition, Wiley, USA.
- GLAUERT (1926). *The elements of airfoil and airscrew theory*, 2ed edition, Cambridge University, UK.
- HADID, DEBBACHE, BENCHOUIA, BRIMA, GUERIRA (2012). The rate sensitivity of the aerodynamic parameters of the wind turbine blades to the flow losses for NACA profiles, *Second International Symposium on Environment Friendly Energies and Applications*, Newcastle UK, 2012, pp. 382-387.
- HANSEN, (2008). *Aerodynamics of wind turbines*, 2ed edition, Earthscan, UK & USA.
- HAMMOUCHE (1990). *Atlas Vent de l'Algérie*, Office des Publications Universitaires (OPU), Algérie.
- HWANG, LEE, LEE (2013). Optimization of a counter-rotating wind turbine using the blade element and momentum theory, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, Vol. 5, 052013.

Analysis of the induction effect on the performance of wind turbine

- KARUNAKARAN (2013). Study of Flow Field over Fabricated Airfoil Models of NACA 23015 with its Kline-fogleman Variant, *Advances in Aerospace Science and Applications*, Vol. 3, Issue 2, pp. 95-100.
- LIU, JANAJREH (2012). Development and application of an improved blade element momentum method model on horizontal axis wind turbines, *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 3.
- LIU, WANG, TANG (2013), Optimized linearization of chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades, *Renewable Energy*, Vol. 57, pp. 111-119.
- MANWELL, MCGOWAN, ROGER (2009). *Wind energy explained*, 2ed edition, Wiley, USA.
- TANG. (2012). *Aerodynamic design and analysis of small horizontal axis wind turbine blades*, thesis of. Doctorat in Aerodynamic, University of Central Lancashire, Preston, UK.
- REN21 (2016), *Renewables global status report*, 75 p.
- WANG, TANG, LIU. (2012). Blade design optimization for fixed-pitch fixed-speed wind turbines. *ISRN Renewable energy*, Vol. 2012, Article ID 682859, doi:10.5402/2012/682859.

Fourth International Conference on Energy, Materials, Applied Energetics and Pollution.
 ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.
 M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

CONTRIBUTION TO IMPROVE A LINEARIZED WIND BLADE DESIGN

Mohammed Debbache^{1,2}, Semcheddine derfouf²

¹Centre de Développement des Energies Renouvelables
 BP. 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah 16340
 Alger, Algérie

²Laboratoire de Génie Mécanique, Université de Biskra

ABSTRACT

The aerodynamic performance and cost of wind blade are two major parameters. They directly influence on global performance and cost of the wind turbine. This work aims to contribute to the improvement of wind blade in this case, design parameters have been proposed. These designs are a modification of chord distribution of the design of X.Liu et al which took as a reference model. The new chord is modified after 50% of radial position. The straight lines have been estimated from this position to value 35%, 50%, 70% and 90% of the chord length of referring model at tip position. The results show that the best design is the 70% of tip chord value with increases of 0.15% of annual energy production and decreasing of 5.8% of weight compared by refer model considered.

Key Words: *Wind turbine, Blade, Aerodynamic, Torque, Thrust force, Wind.*

NOMENCLATURE

Symbols :	dT	Elemental thrust force (N.m).	
<i>a</i>	axial induction factor.	dQ	Elemental torque (Nm ²).
<i>a'</i>	Radial induction factor.	F_t	Prandtl tip loses factor.
<i>B</i>	Pressure, Nm ⁻²	<i>r</i>	Radial position (m).
<i>C</i>	Chord length (m).	<i>R</i>	Radius (m).
C_L	Lift coefficient.	<i>U</i>	Wind speed (m/s).
C_D	Drag coefficient.	U_{rel}	Relative wind (m/s).
C_n	Normal force coefficient.	Greek Letters:	
C_t	Tangential force coefficient.	α	Attack angle (deg).
C_T	Thrust coefficient.	θ	Twist angle (deg).
C_P	Power coefficient.	σ	Solidity.
<i>dr</i>	Elemental radial length.	λ	Tip speed ratio.
dF_d	Elemental drag force (Nm).	λ_r	Elemental speed ratio.
dF_l	Elemental lift force (Nm).	ρ	Air density (1.225 Kg/m ³).
dF_N	Elemental normal force(Nm)	ϕ	Flow angle (deg).
dF_T	Elemental tangential force(Nm).	Ω	Rotation velocity (rad/s).

ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.

M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

1. INTRODUCTION

The limitation of fossil energy and the high demand for energy that pushes us to find another energy sources. Nowadays, the world has a tendency to the renewable energy such as the solar energy, wind energy and hydraulic energy. Recently, the wind energy presents the best alternative with increases of 12 % registered in 2017. This ratio presents a growth of 55GWh of electricity generated by a wind turbine [1]. As the horizontal kinds of a wind turbine are the efficient kinds with more than 0.4% of efficiency [2]. The satisfaction of this large demand for electricity requires a manufacturing of huge design of horizontal wind turbine with large wind blades. The blades have an important contribution to the efficiency of the wind turbine. In another hand, the blades present 22% of wind turbine cost that explains their economic roles in the market for power [1]. That push as to define simple blade design with low weight and high aerodynamic performance. In this case, several works have been done to linearize the distribution of the chord and twist angle with high annual energy production. Burton et al. estimated the blade chord as the straight line passed by chord values of 70% and 90% of the Betz chord distribution (ideal design) [3]. The results gave a consider increasing in aerodynamic performance. Malawi et al. said the best-linearized chord distribution is the tangent passed by the value of chord at 75% of the ideal distribution [4]. Their results show a consider increases in annual energy production. X.Liu et al. Investigated the proposed linear distributions of the chord and twist angle. These distributions are straight lines passed by the tip value for both chord and twist angle and have various value in the root value. The results show the best design has 0.728m of chord and 14.2deg in root section. The annual energy production can riches the 3% of augmentation comparison with the ideal model [5]. In this work, we based on the model of Liu X and al. and we established a method to improve this model from both weight and energy production case.

2. METHODOLOGY

The proposed model is a fixed speed wind turbine with 30m of tower high and 15m of diameter. This design wind turbine intended to produce 50KW. The blade used have DU93W210 airfoil section. This airfoil has a maximum lift to drag ratio measured an angle of attack equal 7.7deg with 106 of Reynolds number. At this point, the lift coefficient value gets 1.336 and 0.001 of drag coefficient [5]. The blade has linearized distribution of chord and twists angle based on X.Liu et al. model. The blades are manufactured by Epoxy-Glass fibre with 1080Kg/m³ of density and thickness distribution of shell body and spar is presented in figure 2 and figure 3 [6]. This wind turbine intended to install in the province of Adrar. This province situated in South-West of Algeria and it has mean wind speed equal to 6.96m/s measured at 30m of Altitude [7, 8]. Based on IEC-64001 the design wind speed equals to 1.4 times of mean wind speed [5]. As tip speed ration ratio equal 6 the rotor speed it should rich 74RPM. The new proposition is to change the chord distribution. The distribution of chord fix the same of X.Liu et al. model for 50% of blade length and draw the straight line from value at 50% of length to the values of chord length at the tip of blade equal 35%, 50%, 70%, and 90% of chord of X.Liu et al model (figure 1) [5]. The performance analysis is done by the free Deutsch software named Qblade [9]. Which based on the blade element momentum theory that explained is the next section.

ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.

M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

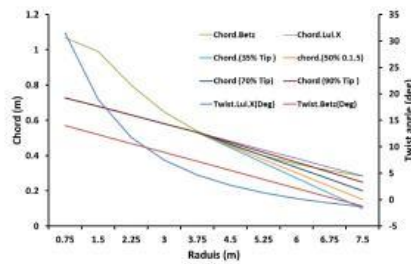


FIGURE 1. Chord and twist distribution of proposed design blade.

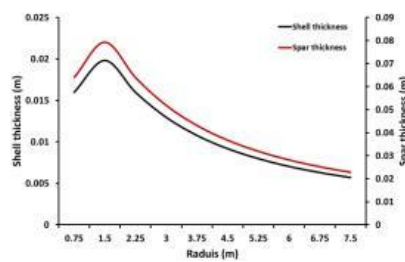


FIGURE 2. Shell and spar material thickness distribution.

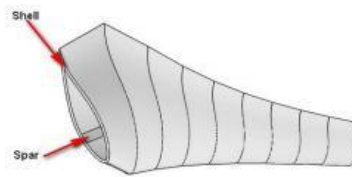


FIGURE 3. Wind blade structure.

2. BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

In 1935, Glauert established the enhanced model of performance analysis of wind turbine [2]. This model based on Betz ideal model and named Blade element momentum theory. It is a new study of evaluation the aerodynamic performance of wind turbine. In this study, Glauert combined between both evaluations. The first based on the mechanical fundamental laws. The second is the analyses of the aerodynamic effect on blade element [3]. The first determines the thrust force and Torque applied to Blade element by [2, 3]:

$$dT = 4F_t a(1 - a) \rho U^2 \pi dr \quad (1)$$

$$dQ = 4F_t a'(1 - a) U^2 \Omega \pi r^3 dr \quad (2)$$

ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.

M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

Where a and a' is respectively the axial and tangential factors, U is wind speed, r is the elemental radius and F_t is Prandtl tip losses factor determined by [2]:

$$F_t = (2/\pi) \cos^{-1}(e^{-\frac{B(R-r)}{2r} \sin \varphi}) \quad (3)$$

R is rotor radius, and φ is flow angle, which is defined by [2]:

$$\tan \varphi = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (4)$$

Another hand the flow angle is equal to:

$$\varphi = \theta + \alpha \quad (5)$$

θ and α is the twist and attack angle respectively.

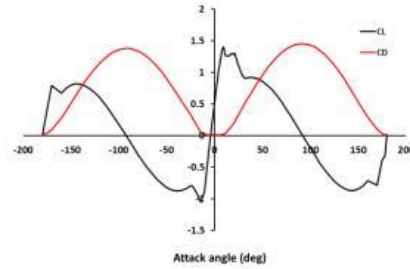
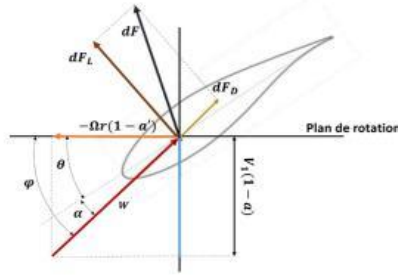


FIGURE 4. Elemental aerodynamic configuration. FIGURE 5. Variation of lift and drag coefficient.

The second evaluation introduces the aerodynamic coefficients as the lift and drag and gives a new relationship between thrust force and the torque [3]:

$$dT = dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) C dr \quad (6)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) C r dr \quad (7)$$

Where B is a number of the blade, ρ is air density, C_L and C_D are the lift and the drag coefficients determined by the Viterna et al. model [10], U_{rel} is relative wind speed obtained by [3]:

$$U_{rel} = \sqrt{U^2(1-a)^2 + r^2 \Omega^2(1+a')^2} \quad (8)$$

C is the chord length which defined [2, 3]:

$$C = \frac{8\pi r}{B C_l} (1 - \cos \varphi) \quad (9)$$

The combination of the equations (1) (2) (6) (7), the axial induction factor a , and the tangential induction factor a' relationships are [2, 3]:

ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.

M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

$$a = \sigma C_n / (4F_t \sin^2 \varphi + \sigma C_n) \quad (10)$$

$$a' = \sigma C_t / (4F_t \sin \varphi \cos \varphi - \sigma C_t) \quad (11)$$

Then the trust coefficient is [2,3]:

$$C_T = \sigma(1 - a)^2 C_n / (F_t \sin^2 \varphi) \quad (12)$$

Where:

$$\sigma = Bc / 2\pi r \quad (13)$$

$$C_n = C_t \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (14)$$

$$C_t = C_t \sin \varphi - C_d \cos \varphi \quad (15)$$

σ is the blade solidity, C_n is the axial force factor, and C_t is the tangential force factor.

The wind turbine performance presented by the following relationship established by Manwell of power coefficient [3]:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=1}^N F_i \sin^2 \varphi_i (\cos \varphi_i - \lambda r_i \sin \varphi_i) (\sin \varphi_i + \lambda r_i \cos \varphi_i) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_t} \right) \cot \varphi_i \right] \lambda r_i^2 \quad (16)$$

3. RESULTS & DISCUSSIONS

The operating of proposed designs of wind turbine estimated in wind speed range from 3m/s to 18m/s. The results presented in figure (6) show increases in power coefficient for all designs compared by reference models (Betz & X.Liu et al). This increases due to wind speeds less than the design value. Otherwise, their performance is lower than the reference models when the wind speed is greater than the design value.

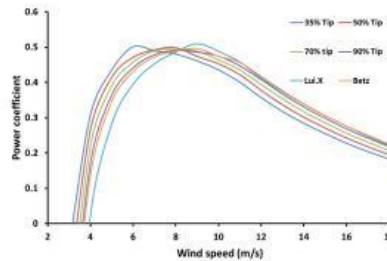


FIGURE 6. Variation of power coefficient.

The phenomenon is clearer in power data shown in figures (7a, 7b). The proposed designs can reach about 2KW more than the reference models. After the design point, the designs have less achievement power than the reference models. This decreases can be greater than 15KW with high wind speed. The decreases effect of tip chord has an acceptable value just with low wind speed.

ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.

M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

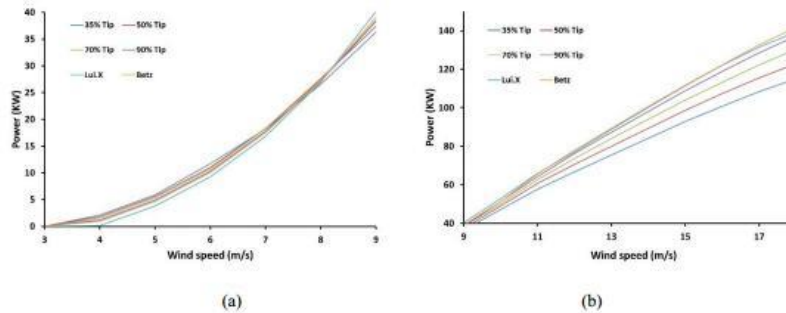


FIGURE 7. Variation of power archived.

From the analysis of annual energy production data shown in figure (8). The chord has more effect on the annual energy production with values less than 70% of the chord length of reference models. Greater than that it has acceptable values compared with the reference models. The best designs selected is the design model has 70% of chord refer length. This model has increased by 0.15% of annual energy production compared by reference models. In another hand, this model is an economic model with 5.8% less weight compared to X.Liu et al model (Figure 9).

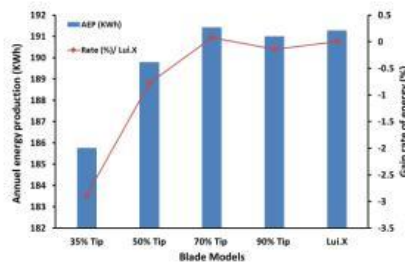


FIGURE 8. ANNUAL ENERGY PRODUCTION.

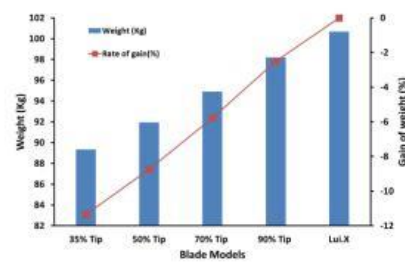


FIGURE 9. BLADE WEIGHT VARIATION.

4. CONCLUSIONS

The influence of the blade shape on the global efficiency of wind turbine and manufacturing cost. A new study has been established to improve the wind blade design. This study takes a recent work of X.Liu et al and Betz model as refer models. Where the chord changed from 50% the radial position value to a proposed value of chord at the tip of blade .the value is 35%, 50%, 70% and 90% of reference model tip chord value. The aerodynamic performance and weight analysis are done by the free Deutsche software Qblade. Which based on blade element momentum theory. The comparison between obtained results shows that the 70% and 90% of tip chord designs gave an acceptable annual energy production with increases reach to 0.15% compared by reference models. But the 70% tip chord design is the best design for weight reducing of 5.8% compared by X.Liu et al design.

ICEMAEP2018, April 29-30, 2018, Constantine, Algeria.

M.KADJA, A.ZAATRI, H.CHEMANI, R.BESSAIH, S.BENISSAAD and K. TALBI (Eds.).

REFERENCES

- [1] REN21 (2017), Renewables global status report, 82 p.
- [2] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained, 2nd Edition, Wiley, 2009.
- [3] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, 2nd Edition, Wiley, 2012.
- [4] K. Y. Maalawi and M. A. Badr, A practical approach for selecting optimum wind rotors, Renewable Energy, 28,803–822, 2003.
- [5] X. Liu, L. Wang, and X. Tang, Optimized linearization of chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades, Renewable Energy, 57, 111-119, 2013.
- [6] B S A. Elkurtchi, Processing and Characterization of Fiber/Plastic Composite for Turbine Blade, Science Journal of Physics (2014).
- [7] S.M. Boudia, 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 de Tlemcen, 2013.
- [8] Wikipedia. "<https://en.wikipedia.org/wiki/Adrar,Algeria> " .
- [9] Qblade manual software. "<http://www.q-blade.org/>".
- [10] L. A. Viterna and R. D. Corrigan, Fixed pitch rotor performance of large horizontal axis wind turbines, NASA Lewis Research Center Cleveland, Ohio, 1982.

First Arab Conference on Mechanical Engineering (ARCME'17)
Biskra, Algeria, December 10-11, 2017



Article Topic: Energy Engineering

The Investigation of Aerodynamics loads on wind blade at the critical wind speed.

MOHAMMED DEBBACHE^{1, a *}, SEMCHEDDINE DERFOUF^{2, b}

¹*Centre de Développement des Energies Renouvelables
BP. 62 Route de l'Observatoire Bouzareah 16340
Alger, Algeria*

²*Laboratoire de Génie Mécanique, Université de Biskra*

^amd.debbache@gmail.com,

^bchems.derfouf@gmail.com,

Abstract. The blade is the first responsible of the efficiency of the wind turbine. This reason pushes us to define the optimal blade shape, this paper presents an investigation about the aerodynamic load's effect on wind blade under high wind speed as a critical point. The proposed wind turbine has fixed speed and 7.5 m of blade length. The blade airfoil is DU93W210. The wind speed took 16m/s as peak point. The result shows that the blade sections operate under pseudo-constant normal loads and low tangential loads effect have considered value at the root sections. The stress concentrated on middle sections under variation of deflexion of neighbour sections.

Keywords: Aerodynamic; blade; wind turbine; loads; wind speed; airfoil; Qblade.

INTRODUCTION

A horizontal wind turbine is a machine used to harvest the kinetic energy of wind. This energy transferred to the electricity the generator of the wind turbine. The horizontal wind turbines are the effective kind of wind turbine. The efficiency can reach over 40% [1]. Two technologies exist of the wind turbine based on the generator used. The first has fixed rotation speed and second with variable rotation speed [2]. The fixed speed wind turbine is widely used for its reliability, simple design and can connect directly to the electricity network. The efficiency both types depend on the reliability wind blade design. Which is related to several parameters such as Chord and twist distribution, the tip speed ratio, the airfoil shape, design attack angle for maximum lift to drag ratio and for a specific Reynolds number [3].

The reliability of wind turbine depends more and more on the blade structure. The rotation of the blade under high wind blowing puts the blade on high stress, which is created by the aerodynamic loads. This paper presents an investigation about the status of the blade on critical wind speed by using the Qblade software. The wind turbine proposed with fixed speed and fixed pitch angle. It is intended to install in Biskra province.

AERODYNAMIC OF WIND TURBINE

The first analysis model of the wind turbine operating is established by Betz in 1920 [3]. Glauert enhances this model in 1935, which is named under Blade element momentum theory. This model is a combination of two evaluations. The first is based on the determination of the loads on wind rotor by applying the fundamental mechanical laws. The second is based on the elemental decomposition of aerodynamic loads on blades [4]. The first evaluation defines the thrust force and torque applied to blade element by [3] [1]:

$$dT = 4F_t a(1-a)\rho U^2 \pi dr \quad (1)$$

$$dQ = 4F_t a'(1-a)U^2 \Omega \pi r^3 dr \quad (2)$$

Where a and a' is the axial and tangential factors respectively, U is wind speed, r is the elemental radius and F_t is Prandtl tip losses factor determined by [5]:

$$F_t = (2/\pi) \cos^{-1} \left(e^{-\frac{B(R-r)}{2r \sin \varphi}} \right) \quad (3)$$

R is rotor radius, and φ is flow angle, which is defined by:

$$\tan \varphi = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (4)$$

Other hand the flow angle is equal to:

$$\varphi = \theta + \alpha \quad (5)$$

θ and α is the twist and attack angle respectively.

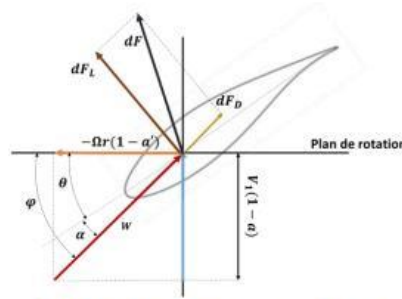


FIGURE 1. The elemental aerodynamic loads.

From the figure 1, the second evaluation introduces the aerodynamic coefficients as the lift and drag and gives a new relationship between thrust force and the torque [1]:

$$dT = dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) C dr \quad (6)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) C r dr \quad (7)$$

Where B is a number of the blade, ρ is air density, C_l and C_d are the lift and drag coefficients, U_{rel} is relative wind speed obtained by:

$$U_{rel} = \sqrt{U^2(1-a)^2 + r^2 \Omega^2(1+a')^2} \quad (8)$$

C is the chord length which defined by [3]:

$$C = \frac{8\pi r}{B C_l} (1 - \cos \varphi) \quad (9)$$

The combination of the equations (1) (2) (6) (7), the axial induction factor a , and the tangential induction factor a' relationships are:

$$a = \sigma C_n / (4F_t \sin^2 \varphi + \sigma C_n) \quad (10)$$

$$a' = \sigma C_t / (4F_t \sin \varphi \cos \varphi - \sigma C_t) \quad (11)$$

Then the trust coefficient is [3]:

$$C_T = \sigma(1 - a)^2 C_n / (F_t \sin^2 \varphi) \quad (12)$$

Where:

$$\sigma = Bc / 2\pi r \quad (13)$$

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (14)$$

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi \quad (15)$$

σ is the blade solidity, C_n is the axial force factor, and C_t is the tangential force factor.

The wind turbine performance presented by the following relationship established by Manwell of power coefficient [1]:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=1}^N F_i \sin^2 \varphi_i (\cos \varphi_i - \lambda r_i \sin \varphi_i) (\sin \varphi_i + \lambda r_i \cos \varphi_i) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l} \right) \cot \varphi_i \right] \lambda r_i^2 \quad (16)$$

DESIGN AND METHODOLOGY

A proposed design of fixed speed wind turbine has 40m of tower high. The blades used have 7.5 m of length. The aerofoil used is the DU93W210 type, that has the maximum of lift to drag coefficient equal 118 calculated at 7.7° of attack angle and 10⁶ of Reynolds number. The turbine is intended to install in *Biskra* province. Biskra is south-eastern Algerian site with annual mean wind speed is about 4m/s. The rotation speed is 31 RPM adapted to the value of design speed ratio equal 6. We use the Deutsch software *Qblade* [6], which is as a platform of studying the behaviour of wind turbines base on BEM. We take the state of 16m/s of wind speed to investigate the aerodynamic load's effect on the blade. The blade manufactured by Epoxy-fibre of glass composite material that have 1080 kg/m³ of global density and 34GPa of Yong's modulus [7]. The blade shape is determined by the distribution of Chord, the twist angle and proposed shape Thickness as presented in the following figures:

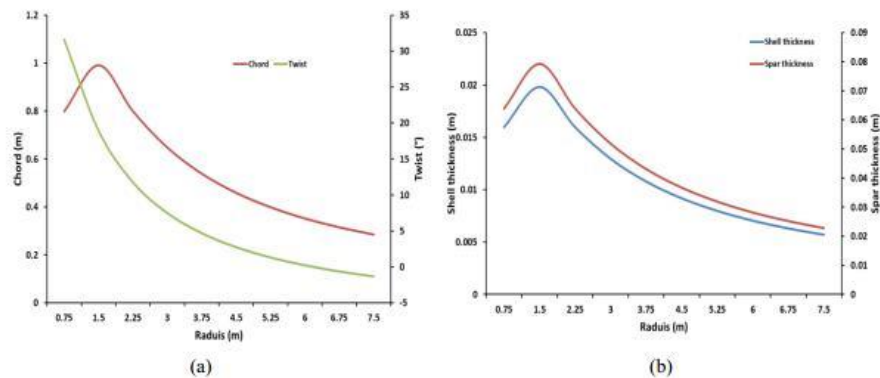


FIGURE 2. (a) The chord and twist angle radial distribution, (b) the shell and spar thickness radial distribution.

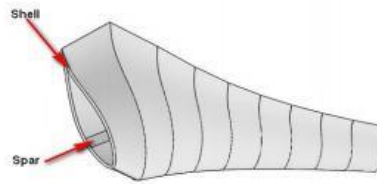


FIGURE 3. The blade structure.

RESULTS AND DISCUSSION

The attack of wind on the blades makes them operating on normal loads and the tangential loads. The normal load created by the thrust effect. The tangential loads are the result of the aerodynamic forces or the lifting effect. In our case of study, the Figure 4(a) represents the radial distribution of both loads. We noticed that the tangential loads have a maximum value equal 200N/m at 20% of blade length. After this position, the tangential loads decrease to the value less than 100N/m at the tip of the blade. Another hand, the normal load's increase rapidly to get the pseudo-constant value equal 200N/m after 30% of blade length.

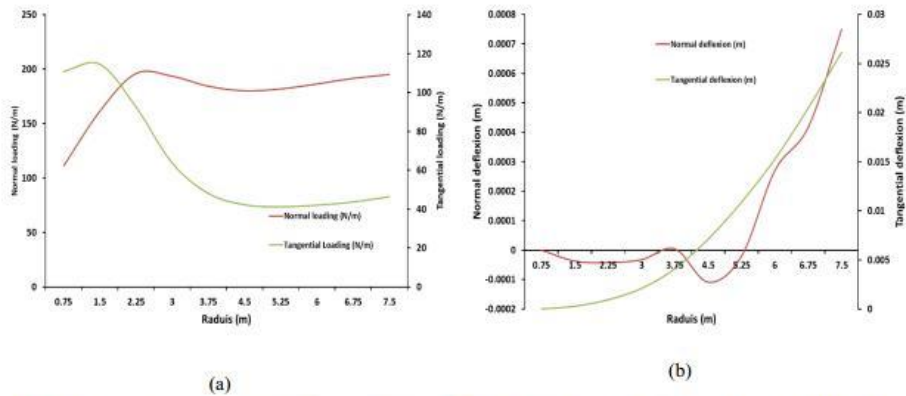


FIGURE 4. (a) The radial distribution of normal and tangential loading, (b) the radial distribution of normal and tangential deflection.

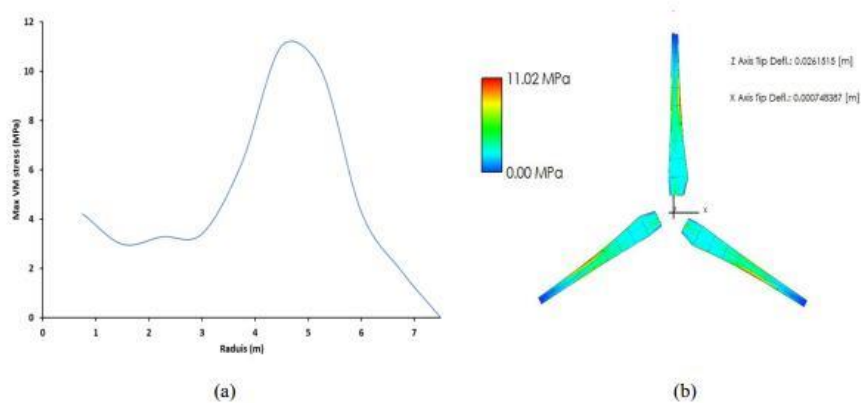


FIGURE 5. (a) The radial distribution of Von Mises stress, (b) the radial distribution of stress solicitation.

In nodes deflexion term, the figure 4(b) represents the response of both preview loads. 60% of the blade has a slight deflexion under the normal loads. The maximum normal deflexion registered at the tip of the blade with value equal 7×10^{-4} m. The tangential deflexion has pseudo-symmetrical between tip and root section with a null value at 50% of blade length, where it gets the maximum at the tip of the blade with the value of 0.03 m. At 60% of blade length, the stress gets the high value in Von Mises stress analysis presented in figure 5(a). Away from this section of the blade, the stress decreases to low-value at the root of the blade and null value at the tip of the blade as presented in figure 5(b) in stress solicitation distribution term.

CONCLUSIONS

This work focused on the aerodynamic load's effect on the wind blades. An investigation study based on Qblade software to define the distribution of Aerodynamic loads. As the case of study, we proposed a fixed speed wind turbine is intended to install in Biskra province. This wind turbine has 40m of tower high and 7.5m of blade length. The blade airfoil used is the DU93W210 type. The rotation speed adapted to the value 6 of tip speed ration. This wind turbine is estimated operate under 16m/s of wind speed. The results show that the blades exposed to high pseudo-constant normal loads with variable tangential loads. The stress registered with high effect on the middle sections of the blade, which created by difference of concentration loads between the tip and root section, where we noticed deflexion of sections.

REFERENCES

1. T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, second ed. 2012.
2. X. Liu, L. Wang, and X. Tang, "Optimized linearization of the chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades," Renewable energy 57, 111-119 (2013).
3. J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained, second ed. John Wiley & Sons 2009.
4. H. Glauert, The elements of airfoil and airscrew theory, second ed, Cambridge University Press, 1926.
5. M. O. L. Hansen, Aerodynamics of Wind Turbines, second ed, UK USA: Earthscan, 2008.
6. Qblade Website www.q-blade.org/.
7. B S A. Elkurtehi, Processing and Characterization of Fiber/Plastic Composite for Turbine Blade, Science Journal of Physics (2014).

National Seminar on Renewable Energies and Sustainable Development
25-26/06/2018 Batna University



Electrical modelisation of swirls phenomenon created by rotation of wind blades

M.Debbache^{1,2*}, S.Derfouf², M.Hadid²

1 Centre de Développement des Energies Renouvelables BP. 62 Route de l'Observatoire
Bouzaréah 16340 Alger, Algérie

2 Laboratoire de Génie Mécanique, Université de Biskra
*md.debbache@gmail.com

Abstract: -The extracting of kinetic energy of wind by wind turbine is complicated phenomenon. Whereas the rotation of Wind rotor in airflow creates a vortices around the blades and behind the rotor. The increases of the induction effect of these vortices can decreases the performance of the wind turbine. Also, they can break the blades. In this paper, we try to explain and determine the induction effect of these vortices that allows to determine the aerodynamic parameters with more accurately. In this way, an electrical model has been used to explain the phenomenon. This model is used by Glauert to establish Blade momentum theory have.

1. Introduction

From Betz model, the ideal wind turbine can harvest just 59 % of air kinetic energy and the velocity of air decreases with 1/3 on rotation plane [1]. Where Betz was estimated that the rotor as a disk in incompressible airflow. The rotation of airflow is negligible. The pressure on rotation plan is constant and far than the rotor plan is equal to the atmospheric pressure. But in reality, the airflow rotates under blades rotation effect in the opposite direction. The blades body react under air pressure and creates the drag effect and the rotor have a finite blade number. These mean that the wind turbine cannot reach the Betz performance value [2].

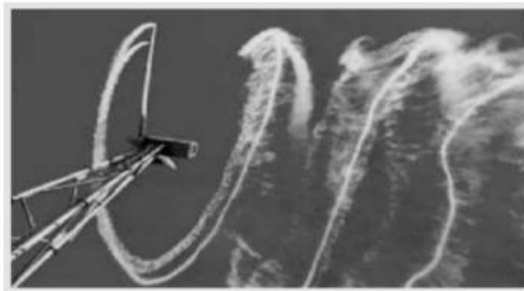


Fig. 1. Airflow rotation effect [1].

Glauert introduced the rotation effect in his study. Where the airflow creates a vortices system on rotation plan. This system is combined by two vortices types. The first is attached by the blades and created by airflow around the blades under difference of pressure between the extrados and intrados of blades. The second is two marginal vortices detached from the blades. One is detached from the tip of blades and the other from the root [2].

The total effect of these of these vortices system is summarized in the velocity field named induced velocity [2]. That have a direct influence on the relative velocity. The determination of this velocity allows us to define the aerodynamic parameters with more precision.



Glauert expressed the vortices system by an electrical model to determine the induced velocity created by this system. The electrical model is based on Ampere and Biot-Savart models [3]. In This work, we have try to presents this modelisation method of determination the induced velocity.

2. Methodology

Firstly, the vortices system is presented by an equivalent electrical network system as presented in figure 2. This electrical network is a combination of semi-finished electrical wire and infinite solenoid.

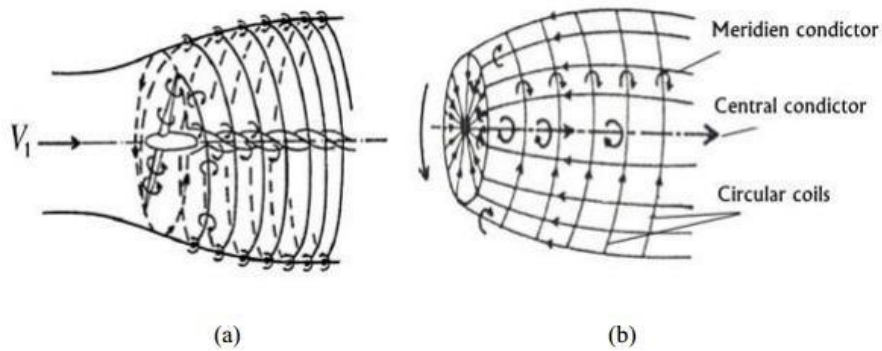


Fig. 2. Vortex system (a), Electrical network equivalent model (b) [1].

Based on the Biot-savart theory, the magnetic field created by one conductor wire is presented by [4, 5] (fig. 3a):

$$H_w = \frac{\mu_0 I}{4\pi R} (\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1) \quad (1)$$

In otherwise, in semi-finished electrical wire (fig. 3a):

$$\alpha_1 \Rightarrow \frac{\pi}{2} \text{ and } \alpha_2 \Rightarrow 0 \quad (2)$$

And the magnetic field can presented by [3, 4]:

$$H_{w1} = -\frac{\mu_0 I}{2\pi R} \quad (3)$$

In general case of infinite solenoid, the magnetic field is defined by [4, 5] (fig. 3b):

$$H_s = \frac{\mu_0 I n}{2} (\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1) \quad (4)$$

Where n is the number of coils.

At the center of solenoid, where (fig. 3b):

$$\alpha_1 \Rightarrow \frac{\pi}{2} \text{ and } \alpha_2 \Rightarrow \pi \quad (5)$$

The magnetic field becomes:

$$H_s = \mu_0 I n \quad (6)$$

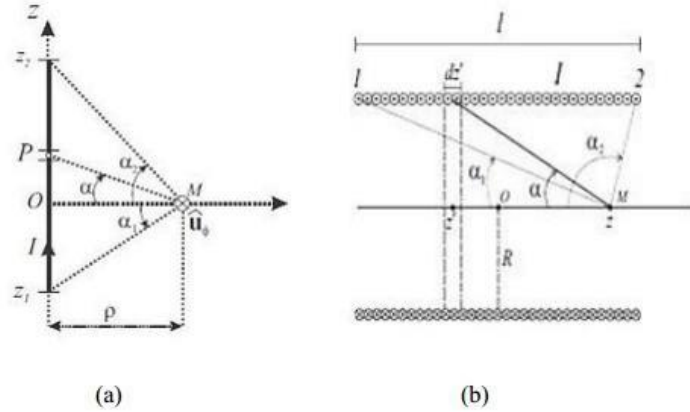


Fig. 3. Wire conductor (a), solenoid conductor (b).

At the end of the solenoid, Where (fig. 3b):

$$\alpha_1 \Rightarrow 0 \text{ and } \alpha_2 \Rightarrow \pi \quad (7)$$

The magnetic field becomes:

$$H_{s2} = \frac{\mu_0 I n}{2} \quad (8)$$

By imagining a similarity between a magnetic field created by a driver and the swirling movements created by the movement of the air we can say:

- At the upstream disk there is no current so there is no magnetic field.
- At the disk level:

In the rotor plane that corresponds to the end of the solenoid the magnetic field is equal to:

$$H_d = H_{s2} = \frac{\mu_0 I}{2\pi R} \quad (9)$$

- In downstream of disk:

The magnetic field is twice the field created at the disk for reason of small distance between the planes:

$$H_{dws} = 2H_d \quad (10)$$

The magnetic field created by the coils is equal to:

$$H_{dws2} = 2H_s \quad (11)$$

$$H_{dws2} = 2H_{s2} = \frac{\mu_0 I n}{2} + \frac{\mu_0 I n}{2} = \mu_0 I n \quad (12)$$

**National Seminar on Renewable Energies and Sustainable Development
25-26/06/2018 Batna University**



The magnetic field created by the central conductor and the meridian conductors is equal to:

$$H_{a2} = 2H_{w1} = -\frac{\mu_0 I}{\pi R} \quad (13)$$

Now back to the problem concerning wind turbine. In downstream of the disk, the field $2H_d$ created by the central and meridians conductors is perpendicular to the rotation axis and corresponds to an induced tangential velocity (v_θ). The rotation of the air is in the opposite direction of blades rotation with angular velocity (ω).

At the disk level, the field H_d created by the central and meridians conductors corresponds to an induced tangential velocity ($v_\theta/2$), and the rotation of the air is also in the opposite direction of blades rotation with an angular velocity ($\omega/2$).

On the other hand in downstream of the disk, the field (H_s) created by the coils corresponds to an axial induced speed (v_x) in the opposite direction to the wind speed at the front of disk. Whereas, at disk level this intensity is worth ($v_x/2$).

The results of axial velocity is defined as follows:

- At the rotor: $V = V_1 - \frac{v_x}{2} \quad (14)$

- At downstream of the rotor: $V_2 = V_1 - v_x \quad (15)$

We eliminate v_x and we obtain:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (16)$$

So Betz's relationship remains valid.

The variation of the axial velocity is represented by the axial induction factor (a) which is written [1, 2]:

$$a = \frac{V_1 - V}{V_1} \quad (17)$$

That gives:

$$V = (1 - a)V_1 \quad (18)$$

From () and ():

$$v_x = 2aV_1 \quad (19)$$

The substitution in () gives:

$$V_2 = (1 - 2a)V_1 \quad (20)$$

The results of angular velocity:

- At the disk: $\Omega r(\text{air}) = \Omega r(\text{blades}) - \frac{v_\theta}{2} \quad (21)$

- In downstream of the disk: $\Omega r(\text{air}) = \Omega r(\text{blades}) - v_\theta \quad (22)$

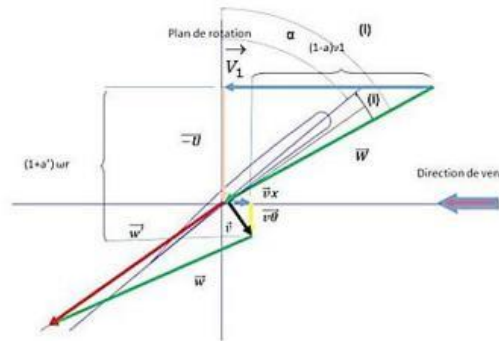


Fig. 4. Velocities field.

The variation of the air angular velocity at downstream is represented as ratio of rotation velocity and represented by the tangential induction factor (a') [1, 6]:

$$a' = -\frac{v_{\theta}}{U} = -\frac{\omega r}{\Omega r} \quad (23)$$

At the rotor this factor is equal to half downstream value corresponded to last electrical representation:

$$a' = -\frac{v_{\theta}}{2U} = -\frac{\omega r}{2\Omega r} \quad (24)$$

The substitution on () and () give:

- At the disk: $\Omega r(\text{air}) = \Omega r(\text{blades}) + a' \Omega r(\text{blades}) \quad (25)$

- In downstream of the disk: $\Omega r(\text{air}) = \Omega r(\text{blades}) + 2a' \Omega r(\text{blades}) \quad (26)$

In other hand, the tangential speed of rotation of the air at the disk becomes:

$$U' = (1 + a) \Omega r \quad (27)$$

And the relative speed becomes (fig.4):

$$W = \sqrt{((1 - a)V_1)^2 + ((1 + a')\Omega r)^2} \quad (28)$$

3. Conclusion

The electrical modelisation presented in this work gives a simplified approach to explain the vortices phenomenon. That is created when the wind turbine starts rotate. The method explain the vortices system and determine the effect on blades movement. In other hand, this modelisation method gives a more clear idea about what happen in operating of wind turbine. That can push us to understand the aerodynamic phenomenon of wind turbine and determine their parameters with more accurate.

Reference

- [1] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, John Wiley & sons, ed., 2001.

**National Seminar on Renewable Energies and Sustainable Development
25-26/06/2018 Batna University**



- [2] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained, 2ème ed.: John Wiley & Sons, 2009.
- [3] D. L. Gourières, Les éoliennes : Théorie, conception et calcul pratique, 2ème ed. Moulin Cadiou, 2008.
- [4] J. A. Phillips and J. Sanny, the Biot-Savart Law: From Infinitesimal to Infinite, The Physics Teacher 46, 44 (2008).
- [5] J.A. Miranda, Magnetic field calculation for arbitrarily shaped planar wires, Am. J. Phys. 68, 254 (2000).
- [6] O. Martin and L. Hansen, Aerodynamics of Wind Turbines, 2ème ed., 2008.

International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)
November 06-07, 2018, Algiers, Algeria.

The analysis study of the effect of airfoil thickness variation on the performance of wind speed

DEBBACHE Mohammed^{1,2}

¹Centre de Développement des Energies Renouvelables
BP. 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah 16340
Alger, Algérie

²Laboratoire de Génie Mécanique, Université de Biskra,
Algérie
m.debbache@cder.dz

DERFOUF Semcheddine¹, MAKHLOUFI Saïda²

¹Laboratoire de Génie Mécanique, Université de Biskra,
Algérie

²Centre de Développement des Energies Renouvelables
BP. 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah 16340
Alger, Algérie

¹chems.derfouf@gmail.com,
²s.mekhloufi@cder.dz

Abstract— The wind blade is the first responsible of harvesting the kinetic energy of wind. It has an aerodynamic shape that pushes it to rotate during airflow. This work is an investigation study about the effect of variation of airfoil thickness. Two airfoils are included with different values of thickness. Start by the value 6% to 32% of chord length. The 4 digits NACA airfoil used is (24XX) and 5 digits NACA airfoil used is (230XX). The wind turbine studied is intended to install in Adrar province site. The performance analysis is based on blade element momentum theory. The results show that for each airfoil there is an effective thickness range. In this range the production of energy is the maximum value. Over this range the production decreases to the low value.

Keywords—Wind, Aerodynamic, blade, rotor, speed, induction.

I. INTRODUCTION

The wind blade is the principle element in rotation mechanism of wind turbine. Other way, the efficiency of wind turbine related directly with the performance of blade used. In the horizontal wind turbine the manufacturing cost of rotor blades represents 22% of global cost [1]. These push researches to define the best design wind blade with low cost and high structural and aerodynamic efficiency. In this case, several works have been done. Some works based on the CFD analysis and introducing the intelligent mathematical algorithms such as neural network, PSO and Ant colony algorithm. But the applying of this method requires the high cost hardware and software. Another works followed the conventional methods as linearization of wind blade shape. The first work of linearization have been done by Burton et al [2]. The radial distribution of the chord length is estimated as straight line passed by the values of chord of ideal distribution at 70% and 90% of blade length. The results show an increase of aerodynamic performance. Recently, Lui. X et al gave a model of linearized shape of blade intended to fixed speed wind turbine [3]. The analysis of improvement shape shows an increase of 3% in annual energy production. In addition, several works studied the effect of changing of airfoil types and his dimension. In this context. Quan. W et al. gave a new design method of medium thickness airfoil used in designing wind blade. The airfoil integral expression and b-spline curves are used as reference to determine the best airfoil shape [4].

The results of comparison show that the airfoil CQU-A25 determined by the new method have maximum lift coefficient compared by DU91-W2-250 airfoil. Lijun X et al. studied the performance of wind blade by using thick airfoil and flatback [5]. The analysis is done by using GH-bladed software. The results recommended that this study can be used in other optimization aspect despite low aerodynamic performance registered compared by the reference blade. This work represents an evaluation method to determine the best airfoil thickness range that can give the maximum of energy annual production.

II. AERODYNAMIC OF WIND TURBINE

The first analyzes of performance wind turbine have been done by the scientist Betz [6]. In this model the rotor of wind turbine considered as a disk actuator in unidimensional stream of air (Fig.1). The rotation of air and drag effect is negligible. Other hand, the pressure is constant in disk plan. Based on the Betz model, the ideal wind turbine can archive 60% of wind kinetic energy as maximum ratio.

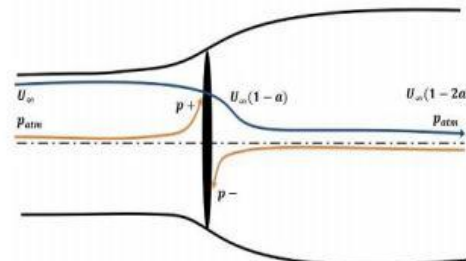


Fig.1. Disk actuator model of wind turbine.

In 1935, Glauert gave a new model of wind turbine. This model describes the real phenomenon of operation of wind turbine [7]. Glauert studied the contribution of each blade element in the global efficiency. The turbulence effect phenomena created by air rotation behind the rotor is taken in

International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)
November 06-07, 2018, Algiers, Algeria.

account. The induction effect of turbulence is expressed by an axial and tangential factors. The Glauert's analysis is based on tow evaluation. The first is the aerodynamic analysis by applying of mechanical fundamental laws on blade element behavior in airflow. That determined the thrust and torque by [6, 2]:

$$dT = 4F_t a(1-a)\rho U^2 \pi dr \quad (1)$$

$$dQ = 4F_t a'(1-a)U^2 \Omega \pi r^3 dr \quad (2)$$

a and a' are the axial and tangential factors respectively, U is wind speed, r is the elemental radius and F_t is Prandtl tip losses factor determined by [8]:

$$F_t = (2/\pi) \cos^{-1} \left(e^{-\frac{B(R-r)}{2r \sin \varphi}} \right) \quad (3)$$

R is rotor radius, and φ is flow angle defined by:

$$\tan \varphi = \frac{1-a}{(1+a)\lambda_r} \quad (4)$$

λ_r is the element speed ratio, it can determined by [6, 2]:

$$\lambda_r = \lambda \frac{r}{R} \quad (5)$$

λ is the tip speed ratio, it equal to:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v} \quad (6)$$

From the figure (1) the flow angle is also equal to:

$$\varphi = \theta + \alpha \quad (7)$$

θ and α is the twist and attack angle respectively.

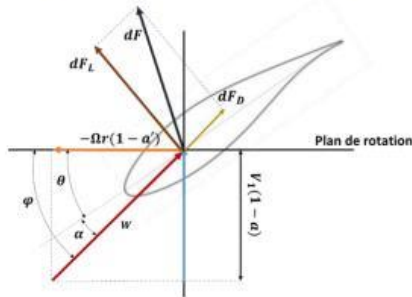


Fig.2. The elemental aerodynamic loads.

The second is an aerodynamic analysis by introducing the aerodynamic parameters such as the lift and the drag coefficients, the chord length and the flow angle (Fig.2). That also determine the thrust force and the torque as the following [2]:

$$dT = dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) C dr \quad (8)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) C r dr \quad (9)$$

B is a number of the blade, ρ is air density, C_l and C_d are the lift and drag coefficients, U_{rel} is relative wind speed obtained by [2, 8]:

$$U_{rel} = \sqrt{U^2(1-a)^2 + r^2 \Omega^2(1+a')^2} \quad (10)$$

C is the chord length which defined by [3]:

$$C = \frac{8\pi r}{5C_l} (1 - \cos \varphi) \quad (11)$$

The combination of the equations (1) (2) (8) (9), the axial induction factor a , and the tangential induction factor a' relationships are [2]:

$$a = \sigma C_n / (4F_t \sin^2 \varphi + \sigma C_n) \quad (12)$$

$$a' = \sigma C_t / (4F_t \sin \varphi \cos \varphi - \sigma C_t) \quad (13)$$

Then the trust coefficient is [2]:

In high induction conduction, the thrust coefficient becomes high then 0.96F, the relationship of axial induction becomes [6]:

$$a = \frac{18F - 20 - 2\sqrt{C_t(50 - 36F)} = 12F(3F - 4)}{36F - 50} \quad (15)$$

Where F represents the multiplication of tip and root loss factors and the root loses factor is given by [8]:

$$F_r = (2/\pi) \cos^{-1} \left(e^{-\frac{B(r-r_h)}{2r \sin \varphi}} \right) \quad (16)$$

Where:

$$\sigma = Bc/2\pi r \quad (15)$$

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (17)$$

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi \quad (18)$$

σ is the blade solidity, C_n is the axial force factor, and C_t is the tangential force factor, and the element contribution in power archived is determined by [8]:

$$dP = dQ\Omega \quad (19)$$

The elemental efficiency of wind turbine is the ratio between of power archived and the initial kinetic power of mass of air [6]:

$$dC_p = \frac{dQ\Omega}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \quad (20)$$

The total efficiency is defined by introducing the effects of turbulence and induction by [6]:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=1}^N \frac{F_i \sin^2 \varphi_i (\cos \varphi_i - \lambda r_i \sin \varphi_i)}{(\sin \varphi_i + \lambda r_i \cos \varphi_i) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l} \right) \cot \varphi_i \right] \lambda r_i^2} \quad (21)$$

In Another hand the power coefficient can expressed by the induction factors by the following relationship [2, 6]:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^1 a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (22)$$

International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)
November 06-07, 2018, Algiers, Algeria.

The mechanical power that can be extracted by the wind turbine is given by [6]:

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_m^3 \eta C_p \quad (23)$$

Where η is the mechanical efficiency factor.

The annual energy production determined by [8]:

$$AEP = 8760 \times \frac{1}{2} \eta \rho A \int_{cut\ in}^{cut\ out} U^3 C_p(U) \times f_{Weibull}(U) dU \quad (24)$$

$f_{Weibull}$ is the wind speed frequency (Fig.5).

III. METHODOLOGY

To evaluate the effect of the changing of the airfoil thickness on the performance of wind turbine. A design model of fixed speed wind turbine have been proposed. This design model have 15m of rotor diameter. It intended to install in Adrar province site. This site have a mean wind speed reaches to 6.8m/s with a maximum density registered in the southeast direction (Fig.3-4).

The speed design is taken equal 9.6 m/s. It is adopted to the IEC6400-2 standard. The rotation speed is adapted to the value 6 of tip speed ratio. It equals 74RPM. The wind turbine have 20m of tower's high. The performance investigation based on the blade element momentum theory explained the preview section. In this case, two NACA airfoils have been proposed with different thickness. The first is 4digits airfoil (24XX), the second is 5digits airfoil (230XX).The value of thickness varies from 6% to 32% of chord length.

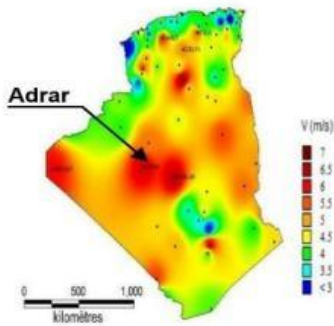


Fig. 3.The Wind potential in Algeria [9].

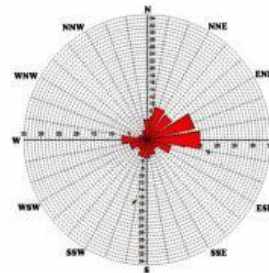


Fig. 4. Win rose of Adrar province [10].

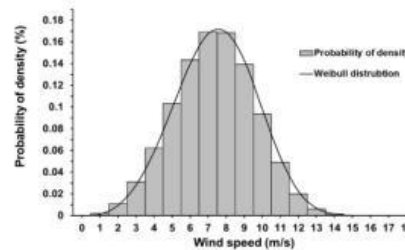


Fig. 5.Adrar wind speed density at high than 10m of altitude [11]

IV. RESELT AND DISCUSSIONS

In this section three parameters have studied to define effect of changing of airfoil thickness on performance of wind turbine. These parameters are the power coefficient, the power and the annual energy production. The wind turbine is estimated works in large wind speed .this range starts from 3m/s to 18m/s. the results shown is the figure (6, 7) presents the variation of power coefficient of all proposed design. The general remark noticed that the power coefficient have the same distribution for two categories of design with different thickness. Despite the identical distribution the 4digits NACA airfoils have a slightly higher values of power coefficient compared to 5digits NACA airfoils. That is more clear with wind speed high then 10m/s. In another hand, the power coefficient increases rapidly with increases of airfoil thickness in range between 6% and 18% of chord length. After this range the power coefficient decreases also rapidly for both airfoil category. That is explained clearly is power variation .The harvested power increases with increasing the wind speed for almost design. But the changing of thickness show a decreases of harvested power especially with airfoil thickness greater than 18% of chord length (Fig. 8, 9).

International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)
November 06-07, 2018, Algiers, Algeria.

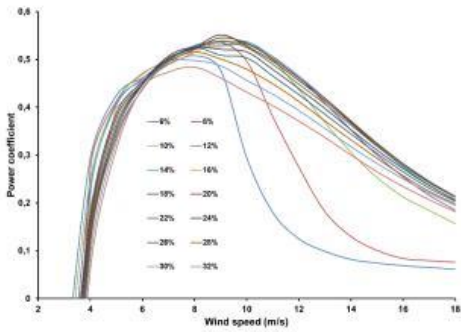


Fig. 6. Variation of power coefficient of the rotor with NACA 24XX airfoil.

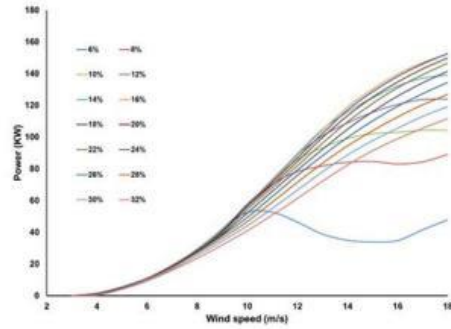


Fig. 9. The power variation of the rotor with NACA 230XX Airfoil.

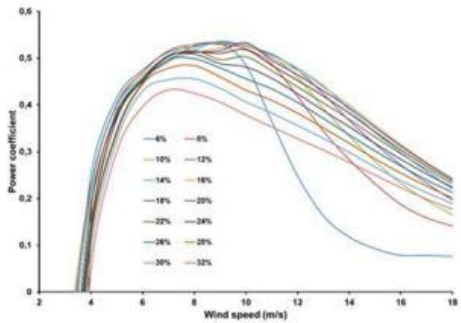


Fig. 7. Variation of power coefficient of the rotor with NACA 230XX airfoil.

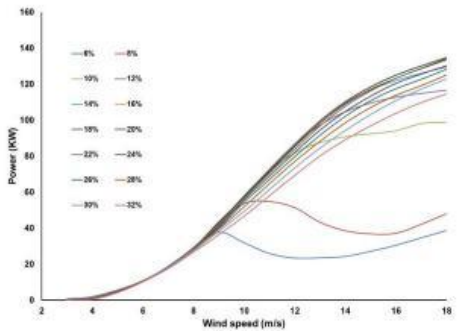


Fig. 8. The power variation of the rotor with NACA 24XX airfoil.

The results presented in figure (10, 11) show that the 4 Digits NACA airfoil have a large effective thickness range. In which the annual energy production have pseudo same maximum amount. This range starts from 12% to 20% of chord length. The 5 digits NACA airfoils have small effective thickness range. This range starts from 10% to 14% of chord length. In both case, over these ranges the annual production decreases and have a low values.

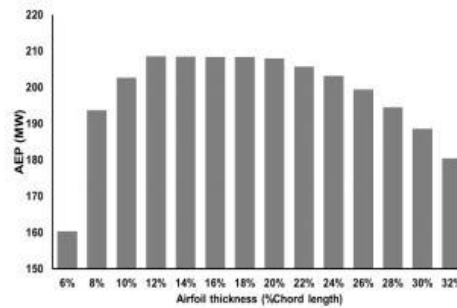


Fig. 10. Variation of annual energy production of the rotor with NACA 24XX airfoil.

International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)
November 06-07, 2018, Algiers, Algeria.

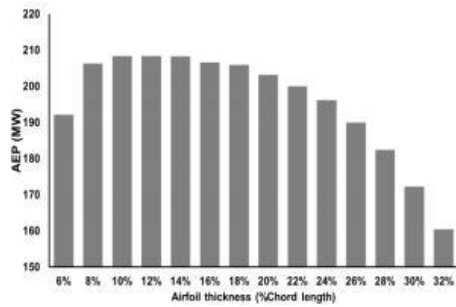


Fig. 11. Variation of annual energy production of the rotor with NACA 230XX airfoil.

V. CONCLUSION

In this study an investigation method have been done to determine the effect changing of airfoil thickness on the global performance of wind turbine. In this case, a design model of fixed wind speed intended to install in Adrar province have been proposed. The analysis is based on the blade element momentum theory explained in the second section of works. Two airfoil used in this study with thickness from 6% to 32% of chord length .these airfoils are 4 digits NACA airfoil (24XX) and 5 digits NACA airfoil (230XX). The results show:

- The power coefficient increases with the increase of airfoil thickness to a certain value. This value varies depend to airfoil type. After this value the power coefficient decreases also rapidly.
- The variation of power coefficient explained the increases and decreases of power collected by the wind rotor.

- The results of annual energy production show that certain airfoil have a range of thickness. In which the production have the same maximum value.

This results recommended that the wind blade should be have an airfoil with thickness range .Where the production of energy is maximum and have the same value.

REFERENCES

- [1] REN21 (2017), Renewables global status report, 82 p.
- [2] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, 2 ed., 2012.
- [3] X. Liu, L. Wang, and X. Tang, Optimized linearization of chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades, vol. 57, pp. 111-119, 2013.
- [4] Q. Wang, J. Chen, X. Pang, S. Li and X. Guo, A new direct design method for the medium thickness wind turbine airfoil, Journal of Fluids and Structures, Vol. 43, pp.287-301, 2013.
- [5] L. Xu, L. Xu, L. Zhang and K. Yang, Design of Wind Turbine Blade with Thick Airfoils and Flatback and its Aerodynamic Characteristic, The Open Mechanical Engineering Journal, Vol. 9, pp-910-915, 2015.
- [6] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained, 2 ed.: John Wiley & Sons 2009.
- [7] Glauert H. The elements of airfoil and airscrew theory. 2 ed: Cambridge University Press; 1926.
- [8] Hansen MOL. Aerodynamics of Wind Turbines. 2 ed. UK USA: Earthscan; 2008.
- [9] Nedjari, H.D., Haddouche, S.K., Balehouane, A., Guerri, O., Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives, Energy, 2017, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.046>.
- [10] M. Benmedjahed, N. Ghellai, A. Benmansour, S.M. Boudai, M.A.T. Hellal, Assessment of wind energy and energy cost in Algeria, International Journal of Renewable Energy, Vol.9, no.1, 2014.
- [11] Boudia, S.M., Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie, Doctorat thesis, University of Tlemcen, 2013.

ملخص:

إن لشفرة الريح تأثير مباشر على الأداء الديناميكي الهوائي والتكلفة الإجمالية لتوربينات الرياح. في هذا السياق، يقدم هذا العمل مساهمة لتحسين شكل الشفرة لإنتاج سنوي مقبول للطاقة. التوزيع المرجعي للوتر وزاوية انحراف الشكل مستمد من النموذج الخطي للشفرة المحددة من طرف (X. Liu et al) والنموذج المقترح للدراسة للتوربينات تم تكييفه إلى موقع أدرار الواقع في جنوب غرب الجزائر. وقد اقترحت بعض التغييرات في ميل الوتر وتوزيع الزاوية انحراف الشكل عند قدم وقمة الشفرة. تحليل الأداء قائم على نظرية زخم عنصر الشفرة (BEM). يتم احتساب إنتاج الطاقة السنوي اعتماداً على قاعدة توزيع Weibull. وقد اقترح صناعة الشفرة من الألياف الزجاجية والايوكسي. تم تحديد الوزن بواسطة برنامج Qblade اعتماداً على سمك مقترحة. قد سجلت النتائج زيادة سنوية في إنتاج الطاقة تصل إلى 1.4% مع تقليل وزن الشفرة إلى 8.9% مقارنةً بالنموذج X. Liu et al. هذا التحسين بواسطة سجل مع توزيع الوتر خطي أفقي يصل إلى 30% من طول الشفرة مع تغير ميل توزيع الوتر بعد 80% من طول الشفرة مع قيمة 30% من قيمة الوتر عند قمة الشفرة. توزيع زاوية انحراف الشكل مقدمة بواسطة خط مستقيم القيمة عند القدم والنهائية للشفرة. القيمة الجذرية هي قيمة زاوية التواء لموضع طول الشفرة 20% إلى الجذر وقيمة الحافة هي نفس قيمة النموذج المرجعي. يظهر تحسن توزيع السماكة أيضاً زيادات تصل إلى 0.75% من الإنتاج السنوي المسجل بواسطة نموذج المرجع. هذه الزيادة مسجلة بواسطة الشفرة لها تدرج في السمك من نسبة 25% عند الجذر إلى سمك عند القمة مقدر بنسبة 18% من طول الوتر.

الكلمات المفتاحية: توربينات الرياح، الريح، الطاقة، التحريض، زاوية الانحراف، الوتر.

Résumé :

La géométrie de la pale éolienne a une influence directe sur la performance aérodynamique et le cout de réalisation globale de l'éolienne. Dans ce contexte, ce travail présente une contribution d'amélioration de la forme de la pale pour une production annuelle d'énergie assai acceptable. La distribution de corde et d'angle de calage de référence est l'optimum forme linéarisé de pale déterminé par X. Liu al. L'éolienne est Adaptée au site d'Adrar situé au sud-ouest de l'Algérie. Des changements sur l'inclinaison de la distribution de la corde et d'angle de calage au niveau de pied et de bout de la pale ont été proposés. Une analyse d'investigation de performance basée sur la théorie de dynamisme d'élément de pale (BEM). La production annuelle d'énergie est calculée à la base de la distribution du Weibull. Les pales sont estimées fabriquer en Epoxy-fibre de verre. Leurs poids est déterminé le logiciel Qblade par épaisseur d proposé. Les résultats registrent une augmentation de production annuelle d'énergie jusqu'à 1.4% avec une minimisation de poids de pale jusqu'à 8.9% comparée par le modèle de X. Liu et al. cette amélioration est présenté par une distribution de corde linéarisée horizontale jusqu'à 30% de longueur de pale avec une changement d'inclinaison de la distribution de corde après 80% de longueur de pale avec une valeur de corde de 30% de valeur intaille. Une distribution de l'angle de calage présenté par ligne droite liée la valeur au pied et de bout de pale. Ou la valeur de pied est la valeur de l'angle de calage de la position de 20% de longueur de pale glissé vers le pied et la valeur de bout est la même valeur de modèle de référence. L'amélioration de la distribution d'épaisseur montre une augmentation de 0,75% de la production annuelle enregistrée par le modèle de pale a une épaisseur au pied de pale de 25% à une épaisseur de au bout de pale de 18%.

Mots clés : Eolienne, pale, vent, énergie, induction, angle de calage, corde.

Abstract:

The geometry of the wind blade has a direct influence on the aerodynamic performance and overall cost of the wind turbine. In this context, this work presents a contribution to improve the shape of the blade for an acceptable annual production of energy. The reference chord and twist angle distribution is the optimum linearized blade shape determined by X. Liu al. The wind turbine is adapted to the site of Adrar located in the southwest of Algeria. Some changes of inclination of the chord and the twist angle distribution at the foot and tip of the blade have been proposed. The performance investigation analysis based on the blade element momentum theory (BEM). The annual energy production is calculated at the base of the Weibull distribution. The blades are estimated to be made of Epoxy-fiberglass. Their weight is determined Qblade software by proposed thickness d. The results record an annual energy production increase of up to 1.4% with blade weight minimization up to 8.9% compared by the X model. Liu et al. this improvement is presented by a horizontal linearized chord distribution up to 30% blade length with a change of inclination of the chord distribution after 80% blade length with value of 30% of intial tip chord value. A distribution of the pitch angle presented by straight line tied the value at the foot and end of blade. The root value is the value of the twist angle of the 20% blade length position slid to the root and the tip value is the same reference model value. The thickness distribution improvement show the increases of 0.75% of annual production registered by the blade model have root thickness of 25% to tip thickness of 18%.

Keywords: Wind turbine, blade, wind, energy, induction, twist angle, chord.