

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET

DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE.



Faculté de Technologie

Département de Génie Mécanique

Mémoire de Master

Spécialité: Génie mécanique

Option : Génie Thermique et Energies Renouvelables

Présenté par:

M^{elle} : ZABOUB NASSIMA

M^{elle} : BENMOSTEFA IBTISSAM

Thème

ETUDE DES PERFORMANCES D'UNE CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE

Soutenu le: 16 Juin 2015 devant le jury composé de :

Président: Mr SEBBANE O.

Encadreur: Mr ZINAI A.

Examineurs: { Mr ALIANE K.
Mr GHERNAOUT M. E. A .

Année universitaire: 2014-2015

Remerciements

Avant toute chose, Nous tenons remercier « Dieu » le tout puissant de nous 'avoir donné le courage, la patience et la force durant toutes ces années d'étude.

Nous remercions vivement Monsieur ZINAI A. enseignant à l'Université de technologie de Tlemcen pour avoir encadré ce PFE, et qui nous a suivi pour l'élaboration de ce mémoire, ainsi que pour ses observations enrichissantes.

Nous tenons à remercier monsieur SEBBANE O. enseignant à l'Université de technologie de Tlemcen, pour nous avoir fait l'honneur de présider notre jury.

Nous remercions monsieur ALIANE K, et monsieur GHERNAOUT M.E.A., à qui nous ont fait l'honneur de participer au jury afin d'évaluer et enrichir ce mémoire

Nous remercions également monsieur LOUCIF M., madame TAHRAOUI S. et aussi madame BOUBEKEUR D, des doctorants de l'Université de technologie de Tlemcen, département de génie électrotechnique et électronique pour avoir dirigé ce travail ainsi que pour leurs nombreux conseils et soutiens tout le long de ce mémoire.

Enfin, une pensée affectueuse est adressée aux membres de nos familles en particulier nos parents, nos sœurs et nos frères, pour leur soutien sans limite et leur encouragement durant toutes nos années d'études.

DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail à:

Ma MÈRE pour sa tendresse profonde et pour son encouragement

Mon PÈRE qui ne cesse de m'encourager

Mes chères sœurs et mon frère

A tous les enseignants qui m'ont aidé de près ou de loin à obtenir mon master en génie thermique et énergies renouvelables

Mes camarades du département surtout promo GTER

NASSIMA

Je dédie ce modeste travail :

- Aux êtres les plus chères à mon cœur, ma mère et mon père, qui m'ont beaucoup soutenu durant mon cursus d'études et à qui je serai éternellement reconnaissant :

- A mes chères sœurs

- A mes frères

- A tous les enseignants qui m'ont aidé de près ou de loin à obtenir mon master en génie thermique et énergies renouvelables

- A tout mes amis

- Enfin à tous ceux et celles qui m'ont encouragé et soutenu.

IBTISSAM

« À tout ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien et la prospérité de l'humanité »

ملخص

إن مصادر الطاقة المتجددة لإنتاج الكهرباء من اللامركزية، يمكن أن تساعد في حل مشكلة كهربة المناطق المعزولة.

الرياح هي مصدر مستمر للطاقة المتجددة، لكنها ليست مستقرة، فمن أجل الاستغلال الأمثل لهذه الطاقة لابد من استعمال مولدات تعمل بسرعات متغيرة، كما كان الحال في هذه الدراسة التي قمنا باختيار توربينات كبيرة و اقترحنا استراتيجيه لتنظيم سرعة الرياح .

وأيضاً خصصنا جزء منها إلى وصف نمذجة نظام الإحاطة لتشغيل أفضل مهما كانت السرعة مختلفة ، وكذلك أنشأنا برنامج محاكاة نموذج توربينات الرياح باستعمال Simulink / Matlab .
وأخيراً قدمنا تمثيل أداء نظام توربينات الرياح باستخدام طريقة لحساب المعلمات المثلى لهذه التوربينات.

الكلمات المفتاحية :

الطاقة المتجددة, النمذجة , الرياح , الجهاز الحث التغذية المضاعفة,ديناميكية , برنامج محاكاة.

Résumé

Les sources d'énergies renouvelables, permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés.

Le vent est une source permanente d'énergie renouvelable, mais elle n'est pas stable. Pour une exploitation optimale de cette énergie, il faut utiliser des générateurs fonctionnant à des vitesses variables, comme c'est le cas dans cette étude.

Nous avons choisi pour notre système une grande éolienne, et proposé une stratégie de contrôle de la turbine qui permettra de réguler sa vitesse de rotation.

Aussi une partie est consacrée à la description de modélisation du système d'orientation des pales pour obtenir un meilleur fonctionnement quelque soit la variation de vitesse.

Nous avons élaboré un modèle de turbine sous environnement d'un programme matlab/simulink. Nous avons établi un modèle de simulation de la turbine en insistant notamment sur le caractère multi physique, pris en compte la vitesse du vent et la position des pales qui permettront de simuler le comportement de l'éolienne dans un cadre de fonctionnement bien défini et enfin de représenter les performances de cette chaîne éolienne, une méthode est utilisée pour calculer les paramètres optimaux de la turbine.

Mots clés :

Énergies renouvelables, vent, aérodynamique, modélisation de la turbine éolienne, machine asynchrone à double alimentation (MADA), simulation.

Abstract

Renewable energy, allows a decentralized electrical energy production, which contributes to the solution of supplying isolated area with the necessary energy.

The wind is a permanent source of renewable energy, but it is not stable. To optimally exploit this energy, it is preferable to use generator operating at variable speeds, as was the case in this thesis, where we are making a mathematical model to the different parts of a wind turbine, those are:

The wind turbine, the doubly alimentation asynchronous generator. We also, presented the methodology used to calculate the optimal parameters of the turbine.

Key words:

Renewable energy, modeling, wind, doubly alimentation asynchronous generator. Aérodynamique , simulation.

Table des matières

Introduction générale

Chapitre I : Etat de l'art des génératrices éolienne

Introduction.....	3
I.1. Définition de l'énergie éolienne.....	3
I.2. Historique d' une éolienne.....	4
I.3. Principaux composants d'une éolienne.....	5
I.3.1. Mât.....	5
I.3.2. Nacelle.....	6
I.3.3. Rotor.....	7
I.3.3.1. Moyeu.....	7
I.3.3.2. Pales.....	8
I.4. Anémomètre et la girouette.....	9
I.5. Différents types d'éoliennes.....	9
I.5.1. Eoliennes à axe vertical.....	9
I.5.1.1. Rotor de Darrieus.....	10
I.5.1.2. Rotor de Savonnius.....	11
I.5.2. Eoliennes à axe horizontal.....	12
I.6. Application des éoliennes.....	13
I.6.1. Systèmes isolés.....	13
I.6.2. Systèmes hybrides.....	13
I.6.3. Systèmes liés au réseau.....	14

I.7. Mode d'exploitation des énergies éoliennes.....	14
I.7.1. Fonctionnement à vitesse fixe.....	14
I.7.2. Fonctionnement à vitesse variable.....	14
I.8. Types des machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens..	15
I.8.1. Machine synchrone.....	15
I.8.1.1. Machines synchrones à électroaimants.....	15
I.8.1.2. Machines synchrones à aimants permanents ou « MSAP ».....	15
I.8.2. Machine asynchrone.....	16
I.8.2.1. Machine asynchrone à cage d'écureuil.....	16
I.8.2.2. Machines asynchrones à double alimentation (MADA).....	17
I.8.2.3. Machine asynchrone à double stator.....	17
I.9. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	17
I.9.1. Avantages.....	17
I.9.2. Inconvénients.....	18
Conclusion.....	18

Chapitre II : Notion théorique d une éolienne

Introduction.....	20
II.1. Caractérisation du vent.....	20
II.1.1. Origine du vent.....	20
II.1.2. Direction et vitesse du vent.....	20
II.1.3. Variation temporelle de la vitesse moyenne du vent en Algérie.	20
II.1.4. Atlas de la vitesse du vent en Algérie.....	21
II.1.5. Distribution de Weibull.....	22
II.1.6. Distribution de Rayleigh.....	23

II.1.7.Rose des vents.....	23
II.2.Description de l'aérodynamique d'un profil.....	24
II.2.1.Action d'une pale d'éolienne.....	25
II.2.2.Bilan des forces sur une pale.....	26
II.2.3. Coefficient de la portance et la trainée.....	27
II.2.4.Méthode de contrôle au niveau de la turbine.....	27
II.2.5.Contrôle par décrochage aérodynamique passif « Passive Stall »	
II.2.6.Contrôle par décrochage aérodynamique actif « Active Stall »..	29
II.2.7.Contrôle par angle de calage variable « Pitch Control ».....	29
II.2.8.Zones de fonctionnement de l'éolienne.....	29
II.3.Potentiel énergétique éolien.....	30
II.3.1.Coefficient de Puissance	30
II.3.2.Couple produit par l'éolienne.....	31
II.3.3.Coefficient de vitesse réduite.....	32
II.3.4.Théorème de Betz.....	32
Conclusion.....	36

Chapitre III : Modélisation du système de conversion d'énergie éolienne.

Introduction.....	38
III.1.Choix d'une grande éolienne.....	38
III.2. Description d'un modèle d'éolienne de machine asynchrone à double alimentation.....	38
III.4. Modélisation de la turbine éolienne.....	40
III.4.1.Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine.....	40

III.4.2. Modèle de la Turbine.....	42
III.4.3. Modèle du Multiplicateur.....	44
III.4.4. Equation dynamique de l'arbre.....	44
III.5. Synthèse des différents régulateurs.....	45
III.6. Régulateur PI de vitesse.....	45
III.7. Modélisation du système d'orientation des pales (PITCH).....	48
III.7.1. Généralité.....	48
III.7.2. Description des étapes de la modélisation du PITCH.....	49
III. 7.2.1. Génération de l'angle de référence	49
III.7.2.2. Réglage de l'angle d'orientation.....	50
III.7.2.3. Régulation de la vitesse de variation de l'angle d'orientation	
III.7.2.4. Régulateur PI de l'angle d'orientation.....	50
Conclusion.....	51

Chapitre IV : Simulation et résultats du système

Introduction.....	53
IV.1. Présentation de Simulink.....	53
IV.2. Modèle de la turbine.....	55
IV .2.1. Relation du coefficient de puissance avec l'angle de calage et la vitesse relative.....	55
IV.2.1.1. Coefficient de puissance en fonction de la vitesse réduite λ	55
IV.2.1.2. Coefficient de couple en fonction de la vitesse du vent.....	57
IV.3. Représentation du modèle de l'arbre de l'éolienne.....	58
IV.4. Conception du correcteur de la vitesse.....	58
IV.4.1. Résultats de simulations.....	60

IV.4.1.1. Courbe de puissance optimale.....	61
Conclusion.....	65

Conclusion générale

Références bibliographiques

Liste des tableaux

Tableau 1 : Valeurs du coefficient de puissance en fonction de λ et β	56
Tableau 2 : Paramètres du système éolien.....	60

Liste des figures

Chapitre I :

Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique vent	3
Figure I.2: Photographie de deux moulins à vent	4
Figure I.3 : éléments constituant une éolienne	5
Figure I.4 : Modèle mat de Bitton	6
Figure I.5 : Constitution d'une nacelle	6
Figure I.6 : Schéma d'un moyeu à 3 pales	8
Figure I.7 : Schéma d'une pale.....	8
Figure I.8 : Anémomètre.....	9
Figure I.9 : Girouette	9
Figure I.10 : Eoliennes à axe vertical de type Darrieus.....	11
Figure I.11 : exemple d'éolienne urbaine.....	11
Figure I.12 : Eolienne Savonius sur une toiture.....	12
Figure I.13 : types éoliennes à axe horizontal	13
Figure I.14 : Exemple d'éolienne à attaque directe.....	15
Figure 1.15 : Conducteur du rotor en cage d'écureuil.....	16

Chapitre II :

Figure II.1 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour les sites d'Oran et Tébessa.....	21
Figure II.2 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour les sites d'Oran et Tébessa.....	21
Figure II.3 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10m du sol.....	22

Figure II.4: Comparaison entre les vitesses moyennes de sites ventés	22
Figure II.5: Roses des vents à 16 directions.....	24
Figure II.6: description d'une pale éolienne.....	24
Figure II.7 : Directions du vent sur un tronçon de pale	25
Figure II.8 : Bilan des forces sur une pale.....	26
Figure II.9: Evolution des coefficients de portance et de traînée	27
Figure II.10:Méthodes de contrôle de la puissance captée par la turbine.....	28
Figure II.11 : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	29
Figure II.12 : Vitesse du vent et vitesse tangentielle au bout des pales	32
Figure II.13: Théorie de Batz.....	32
Figure II.14 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes	35

Chapitre III :

Figure III.1 : Synoptique de reconstruction du vent.....	40
Figure III.2: Schéma mécanique équivalent de la turbine éolienne.....	40
Figure III.3 : Modèle mécanique simplifié de la turbine.....	42
Figure III.4 : Schéma du système à modéliser.....	42
Figure III.5 : Boucle de régulation de la vitesse de rotation équipée d'un régulateur PI....	46
Figure III.6 : boucle de régulation de la vitesse de référence	46
Figure III.7 : boucle de régulation de la composante de perturbation.....	47
Figure III.8 : Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage.....	49
Figure III.9 : Schéma bloc du contrôle de l'angle de calage.....	50
Figure III.10 : Schéma bloc d'une boucle de Régulation de l'angle avec un correcteur PI	51

Chapitre IV:

Figure IV.1 : Modèle de la turbine à vent développé sous matlab / simulink.....	54
Figure IV.2 : Caractéristique du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative.....	55
Figure IV.3 : Coefficient de couple	57
Figure IV.4 : Schéma bloc du modèle de la turbine.....	58
Figure IV.5: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraction avec asservissement de la vitesse.....	59
Figure IV.6 Profil de vitesse du vent après le filtrage	61
Figure IV.7 : Puissance aérodynamique maximum récupérée.....	62
Figure IV.8 : Courbe de rapport de vitesse	63
Figure IV.9: Courbe de la vitesse angulaire de la génératrice sans et avec le correcteur...	64
Figure IV.1: Courbe de coefficient de puissance	64

Liste des symboles

Symboles	Définitions des symboles	Unité
K	Facteur de forme caractérisant répartition du vent	-
v	Vitesse du vent	m/s
c	Facteur d'échelle caractérisant vitesse du vent	-
ψ	Angle d'attaque	rad/s
β	Angle de calage	rad/s
α	Angle d'incidence	rad/s
\vec{w}	Résultante de vitesses du vent	m/s
\vec{V}	Vitesse du vent arrivant face à la pale	m/s
\vec{V}_{rot}	Composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur	m/s
\vec{V}_{res}	Résultante des deux vecteurs.	m/s
\vec{F}_{res}	Force produite par l'action du vent	N
\vec{F}_{ax}	Force de poussée axiale	N
\vec{F}_{rot}	Force de poussée en direction de la rotation	N
C_L	Coefficient de la portance	-
C_D	Coefficient de traînée	-
V_D	Vitesse du vent au démarrage de la turbine	m/s
V_n	Vitesse du vent pour la puissance extraite	m/s
V_M	Vitesse du vent pour laquelle l'éolienne à déconnectée	m/s
P_n	Puissance nominale de la turbine	W
C_p	Coefficient de puissance	-
ρ	Masse volumique de l'air	kg/m ³
R	Rayon de pale	m
P_{vent}	Puissance du vent	W
P_{Turb}	Puissance de turbine	W
Ω_{turb}	Vitesse de rotation de l'éolienne	rad/s
C_{aer}	Couple aérodynamique	N.m
G	Gain du multiplicateur de vitesse	-
λ	Coefficient de la vitesse spécifique	-
V_1	Vitesse du vent en amont	m/s
V_2	Vitesse du vent en aval	m/s
S	Surface balayée par les pales	m ²
S_1	Surface de la colonne d'air en amant de la turbine	m ²
S_2	Surface de la colonne d'air en aval de la turbine	m ²
Q	Quantité de masse d'air	m ³ /s
F_{rot}	Force exercée par les pales sur l'air	N
ΔT	Variation de l'énergie cinétique	J

P_m	Puissance mécanique	W
P_{max}	Puissance maximale	W
$C_{p\ max}$	Coefficient de puissance maximale	-
P_{rotor}	Puissance du rotor	W
η_{aer}	Rendement aérodynamique	-
v_r	Composante turbulente du vent	m/s
v_{moy}	Composante lente	m/s
H_f	Filtre spatial	-
τ	Temps de réponse	
J_{pale}	Inertie des pales	$Kg.m^2$
Kb	Elasticité de la pale	-
db	Coefficient de frottement par rapport à l'air	-
$\dot{\beta}_b$	Vitesse d'orientation de chaque pale	m/s
Tb	Force de la vitesse du vent	N
Jh	Force d'inertie sur l'arbre	$Kg.m^2$
Kh	Coefficient d'élasticité de l'arbre	-
Dh	Coefficient de frottement par rapport au multiplicateur	-
J_g	Inertie de rotor de la génératrice	$Kg.m^2$
d_g	Coefficient de frottement	-
C_g	Couple de la génératrice	N.m
Ω_{mec}	Vitesse de rotation de l'arbre	rad/s
P_{aer}	Puissance aérodynamique au niveau du rotor	W
J	Inertie totale sur l'arbre	$Kg.m^2$
C_T	Couple totale de l'éolienne	N.m
f	Coefficient de frottement visqueux.	-
C_{em}	Couple électromagnétique de la génératrice	N.m
K_p	Paramètre de régulateur proportionnel	-
K_i	Paramètre de régulateur intégrale	-
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence	rad/s
C_R	Entrée de perturbation	-
Ω_{turb}	Vitesse de rotation de la turbine	rad/s
$F(P)$	Fonction de transfert de référence	-
$P(P)$	Fonction de transfert de perturbation	-
ξ_p	Facteur d'amortissement	-
w_n	Pulsation propre	rad/s
V_{max}	Vitesse du vent maximale	m/s
k_β	Gain proportionnel de l'angle d'orientation	-
I_β	Gain intégral du régulateur	-
$\dot{\beta}_{ref}$	Vitesse de rotation de l'actionneur de l'angle d'orientation	rad/s

	de la pale	
$C_{\beta}(P)$	Fonction de transfert de régulateur proportionnel intégral	-
β_{ref}	Angle de référence	degré
$\beta(P)$	Fonction de transfert de l'angle d'orientation	-
MADA	Machine asynchrone à double alimentation	-
PITCH	Régulation de la variation de l'angle d'orientation des pales	-

L'énergie est l'un des moteurs du développement des sociétés. La civilisation industrielle s'est bâtie autour de l'exploitation du charbon à la fin du 18^e siècle, puis du pétrole au milieu du 20^e siècle. Depuis le premier choc pétrolier de 1973, les pays industrialisés optent progressivement pour les énergies nouvelles et renouvelables.

D'une façon générale, les énergies renouvelables sont des modes de production d'énergie utilisant des forces ou des ressources dont les stocks sont illimités. L'eau des rivières faisant tourner les turbines d'un barrage hydroélectrique ; le vent brassant les pales d'une éolienne; la lumière solaire excitant les photovoltaïques; mais aussi l'eau chaude des profondeurs de la terre alimentant des réseaux de chauffage. En plus de leur caractère illimité, ces sources d'énergie sont peu ou pas polluantes. Le solaire, l'éolien , l'eau,...etc. ne rejettent aucune pollution lorsqu'elles produisent de l'énergie [19].

Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et des développements plus approfondies visant à fiabiliser, les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et augmenter l'efficacité énergétique [31].

L'aérogénérateur est basé sur le principe des moulins à vent. Le vent fait tourner les pales qui sont elles-mêmes couplées à un rotor et à une génératrice. Lorsque le vent est suffisamment fort (15 km/h minimum), les pales tournent et entraînent la génératrice qui produit de l'électricité [19].

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Ce sont les algorithmes de commande qui permet de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant.

Notre travail consiste en premier lieu de décrire l'état de l'art de la conversion de l'énergie éolienne à savoir le principe de la conversion de l'énergie cinétique véhiculée par le vent en énergie mécanique qu'on récupère au niveau de l'arbre lent de la turbine. Celle –ci à son tour est transmise à l'arbre rapide de la génératrice qui a son

tour la converti en énergie électrique et qui est transmise au réseau électrique de distribution [18].

Le deuxième chapitre, présenté des notions élémentaires pour la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie du vent en l'énergie électrique et qui sera consacré à la description des caractéristiques du vent, puis des stratégies de fonctionnement d'une pale éolienne, Le système éolien à travers les équations et les concepts physiques régissant son fonctionnement.

Le troisième chapitre est consacré à la réalisation d'une modélisation de la turbine éolienne. Nous avons établi les systèmes de régulation de la vitesse de rotation de type proportionnel intégrale PI. Ce régulateur est appliqué pour l'asservissement de la vitesse de l'arbre. Le système de régulation est établi pour la variation de l'angle d'orientation des pales PITCH.

Dans le dernier chapitre, la modélisation de la chaîne globale est faite. Nous avons élaboré le modèle de la turbine sous environnement d'un programme matlab/simulink. Enfin nous avons tracé les différentes courbes pour les systèmes de fonctionnement et présenté les résultats de simulation.

Introduction :

Au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pâles profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [1].

Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes [1].

Nous allons présenter la définition de l'énergie éolienne, l'évolution des éoliennes dans le monde. Nous citons aussi les différents types et les applications de cette énergie, ainsi que les modes exploitation des différents générateurs utilisés dans les systèmes éoliens.

I.1. Définition de l'énergie éolienne :

L'éolienne est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent (déplacement d'une masse d'air) en énergie mécanique ou électrique.

Les éoliennes sont conçues de manière à produire un maximum de puissance pour des forces des vents moyennes fréquemment rencontrées. Elles atteignent leur puissance nominale pour une vitesse du vent de 50 km/h (14 m/s). Si le vent devient plus violent, la machine subit des contraintes plus importantes. Elle est alors freinée grâce à un système de régulation électronique qui lui permet de rester à la puissance maximale, tout en limitant les efforts sur la structure. Au delà d'un certain seuil (90 km/h, soit 25 m/s), la régulation ne suffit plus. La machine est alors stoppée afin de lui éviter de subir des charges trop importantes [2].

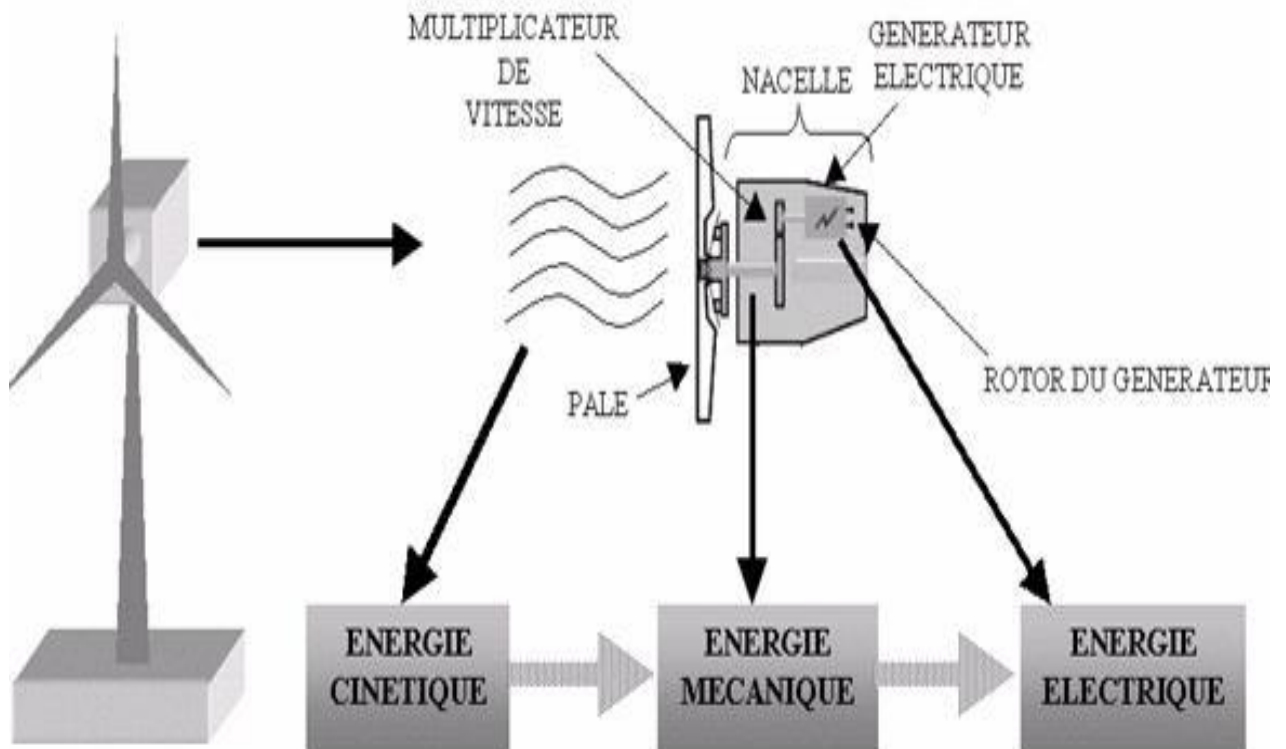


Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent [1]

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée, géographiquement diffusée et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée).

De plus c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif, Elle est toute fois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des masts et des pâles de grandes dimensions (jusqu'à 60m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement de turbulences [1].

I.2. Historique d une éolienne :

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2000 ans avant J.-C environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C [3].



Figure I.2 : Photographie de deux moulins à vent [4].

En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. Dès le XIV siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et Danemark, vers le milieu du XIXème siècle, le nombre des moulins est estimé respectivement à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. A l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent leur disparition progressive.

L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde [3].

I.3.Principaux composants d'une éolienne :

L'éolienne est généralement constituée de trois éléments principaux (figure I.3) [5].

- Le mât
- La nacelle
- Le rotor (moyeu et les pâles)

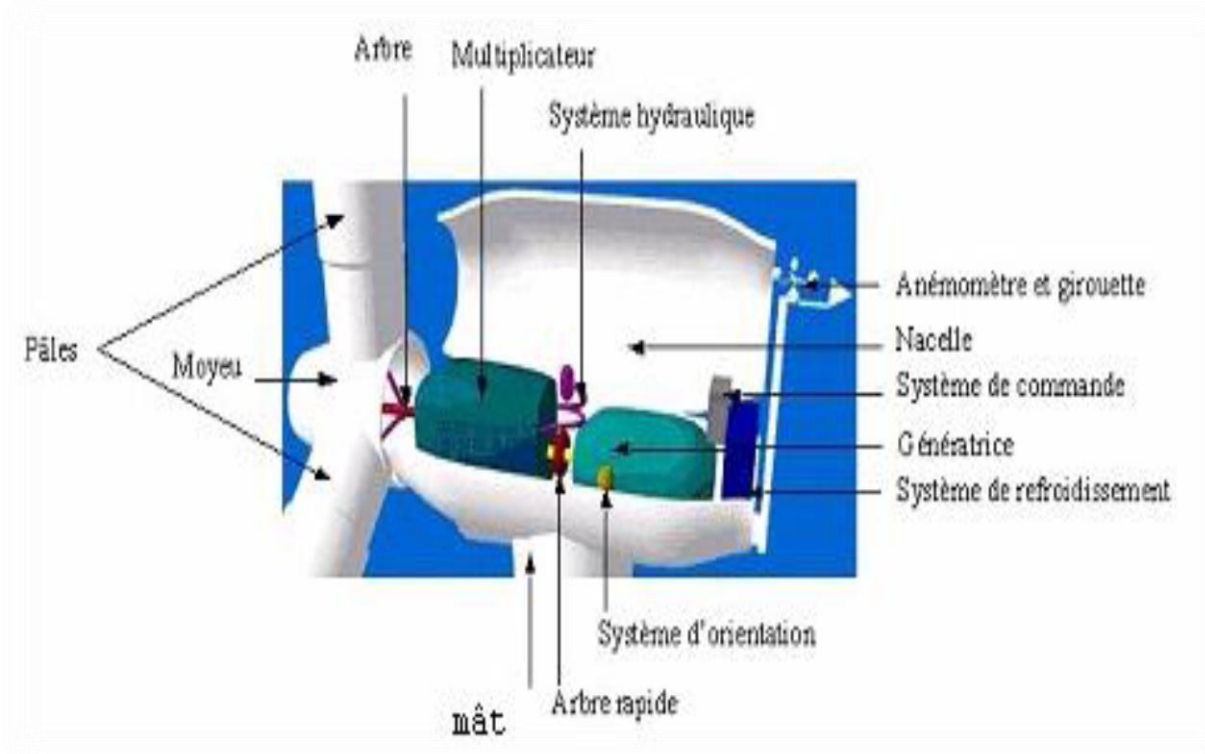


Figure I.3: éléments constituant une éolienne [5]

I.3.1. Le mât:

Généralement en métal, il supporte l'ensemble des équipements permettant de produire l'électricité (nacelle + rotor). Il est fixé sur une fondation implantée dans le sol, une importante semelle en béton qui assure l'ancrage et la stabilité de l'éolienne.

Le mât des éoliennes atteint aujourd'hui 80 m de haut pour les plus puissantes (exceptionnellement jusqu'à 100 m). Les éoliennes sont si hautes perchées c'est parce que le vent souffle plus fort à quelques dizaines de mètres de hauteur, où il n'est pas perturbé par l'effet des obstacles : relief, arbres, maison. La puissance fournie par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent [2].



Figure I.4 : Modèle mat de Bitton [12]

La tour doit être suffisamment solide pour supporter non seulement la nacelle et le rotor, mais aussi les charges puissantes provoquées par le vent : d'une part la puissance exercée par le vent directement sur la tour, d'autre part la puissance transmise par le rotor [2].

Le mât sert également à protéger les immenses câbles électriques qui passent à l'intérieur, ainsi l'électricité produite est acheminée peu à peu vers le réseau. Dans le mât se trouve un passage permettant l'accès des agents d'entretien à la nacelle. Le choix de sa hauteur est important car il s'agit de trouver un bon compromis entre le coût de sa construction et l'exposition au vent souhaité [6].

I.3.2. La nacelle :

Elle est montée au sommet du mât et abrite les composants mécaniques et pneumatiques et certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine. Le transport de l'électricité produite dans la nacelle jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne [2].

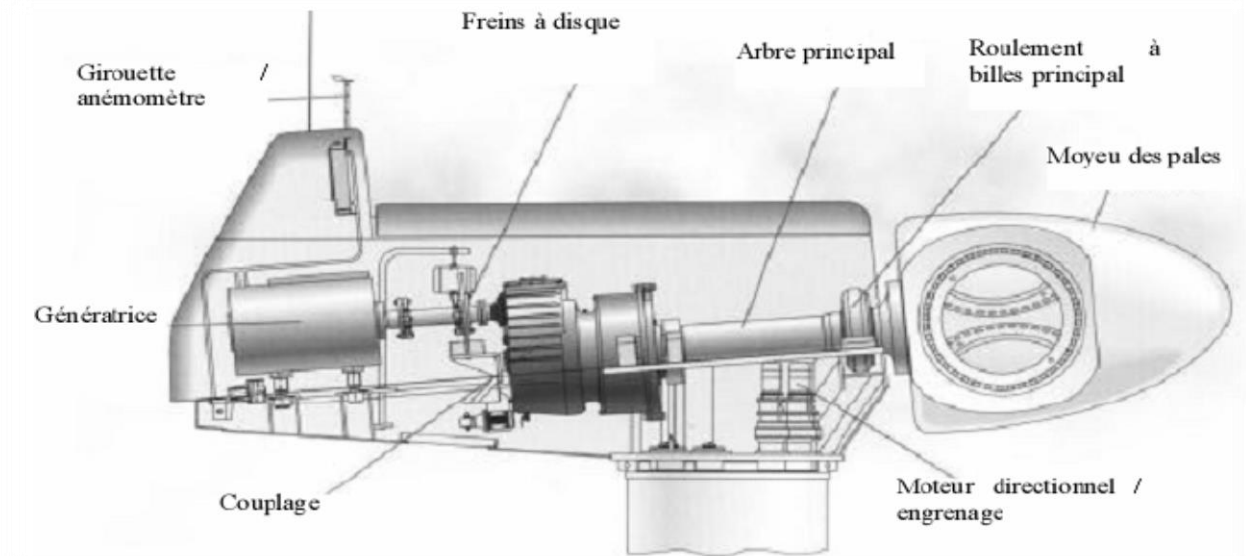


Figure I.5 : Constitution d'une nacelle [2]

Les différents composants d'une nacelle :

➤ L'arbre primaire :

C'est l'arbre du rotor de la turbine éolienne. Il est dit arbre lent, car il tourne à des vitesses comprises entre 20 à 40 tr/min, il est relié à l'arbre secondaire par l'intermédiaire du multiplicateur [6].

➤ Le multiplicateur de vitesse :

Il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique.

➤ L'arbre secondaire :

Comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine.

➤ La génératrice : c'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

➤ Le contrôleur électronique :

Chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), Il gère le pas des pâles, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble « rotor plus nacelle » face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre et une girouette, habituellement situés à l'arrière de la nacelle.

Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir.

Dans le cas des éoliennes produisant de l'électricité, un poste de livraison situé à proximité du parc éolien permet de relier ce parc au réseau électrique pour y injecter l'intégralité de l'énergie produite [7].

I.3.3. Le rotor :

Formé par les pâles assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pâles varie classiquement de 1 à 3.

Les pâles se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées, actuellement les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone est très utilisée car elle allie légèreté et bonne résistance mécanique [6].

I.3.3.1. Moyeu :

En général c'est une pièce d'acier moulé, il reçoit les pâles sur des brides normalisées et se monte sur l'arbre lent du multiplicateur. Sa conception utilise les éléments finis. Il est souvent protégé par une coupe en polyester forme d'obus qui lui donne une forme aérodynamique [8].

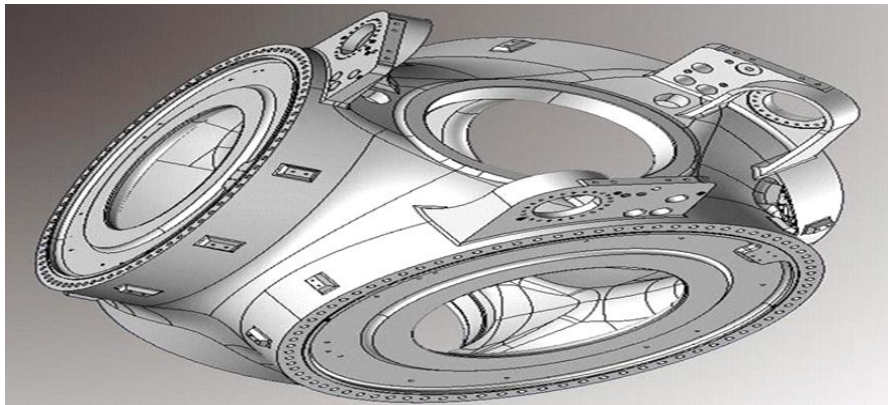


Figure I.6 : Moyeu à 3 pâles [26]

I.3.3.2. Les pâles :

Le rôle des pâles est de capter l'énergie du vent puis transférer au rotor. Il existe des éoliennes bipâles et bientôt même mono pale. L'intérêt de ces deux dernières étant de diminuer au maximum les coûts de fabrication en essayant de garder la même productivité d'une pale pour moins diminuer la portance mais aussi le poids du rotor. Donc l'éolienne peut garder la même vitesse avec une ou deux pâles en moins. Mais l'éolienne bipale et mono pale souffre pour l'instant d'une trop grande fragilité [9].



Figure I.7 : Schéma d'une pale [16]

I.4. Anémomètre et la girouette :

La direction du vent est un facteur important dans le choix de l'emplacement d'un système de conversion d'énergie éolienne. Si nous recevons la plus grande part de l'énergie disponible dans le vent d'une certaine direction, il est important d'éviter toute obstruction à l'écoulement de vent ce côté.

Le Girouette a été utilisée pour identifier la direction du vent et aussi l'anémomètre pour mesurer la vitesse du vent. Cette dernière compose de trois ou quatre tasses équidistants attachés à un centre axe vertical rotatif par l'intermédiaire de rayons. Les tasses sont hémisphériques ou une forme conique et faite en matériau léger. Le vent exerce une force de traînée sur les tasses. Donc il amène les tasses de tourner sur son axe central.

Cependant, la plupart des anémomètres utilisés aujourd'hui ont des dispositions à enregistrer la direction du vent ainsi que sa vitesse se forme combinée [10].



Figure I.8 : Anémomètre [11]



figure I.9 : Girouette [11]

I.5. Les différents types d'éoliennes :

Les éoliennes peuvent être classées selon deux catégories : celles à axe vertical et celles à axe horizontal

I.5.1. Les éoliennes à axe vertical :

Cette technologie d'éoliennes est bien adaptée aux zones de vents perturbés par des habitations et le relief de la végétation. Elles peuvent aisément s'intégrer à l'architecture des bâtiments et sont d'une conception très simple.

Le principe aérodynamique permet de bon rendement pour des vitesses de vent faible, une autorégulation de vitesse pour les vents forts et un niveau sonore très faible voir inaudible. Par contre, elles ne conviennent pas pour la conversion de grandes puissances.

Suite aux recommandations récentes en matière de production de l'énergie électrique par des sources renouvelables, ces structures connaissent un fort regain d'intérêt pour des applications, à petite et moyenne puissances, en milieu urbain.

Il existe principalement des technologies VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) : les turbines Darrieus classiques, à pâles droites (H-type) et la turbine de type Savonius. Dans tous les cas, les voilures sont à deux ou plusieurs pâles. Outre le caractère vertical de leur axe de rotation, ces aérogénérateurs peuvent être classés selon leur principe de fonctionnement aérodynamique. Ainsi, contrairement aux éoliennes à axe horizontal qui utilisent uniquement la force de portance, les éoliennes à axe vertical de type Savonius utilisent la force de traînée

et celles de type Darrieus reposent sur l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif ; cet effet est similaire aux forces qui s'exercent sur l'aile d'un avion [10].

1.5.1.1. Le rotor de Darrieus :

Les éoliennes à axe vertical de type Darrieus sont plus adaptées à des secteurs nécessitant l'intégration aux bâtiments, les zones extrêmes (observatoires).

Ayant souvent un rendement moins important que les éoliennes "classiques", ce type d'aérogénérateurs permet en revanche d'affranchir des limites introduites par la taille des pâles et leur vitesse de rotation.

L'encombrement total est plus faible, et dans la plupart des cas, le générateur est situé à la base de l'éolienne, ce qui est intéressant pour l'installation et la maintenance. Le principe est celui d'un rotor d'axe vertical qui tourne au centre d'un stator à ailettes. Cette solution réduit considérablement le bruit tout en autorisant le fonctionnement avec des vents supérieurs à 220 km/h et ce quelle que soit leur direction. Le principal défaut de ce type d'éoliennes est leur démarrage difficile dus aux frottements générés par le poids du rotor qui pèse sur son socle.

Avantages :

- ✓ Génératrice pouvant être placée au sol (selon les modèles).
- ✓ Moins d'encombrement qu'une éolienne "conventionnelle".
- ✓ Intégrable aux bâtiments.

Inconvénients :

- ✓ Démarrage difficile contrairement aux éoliennes de type Savonius.
- ✓ Faible rendement

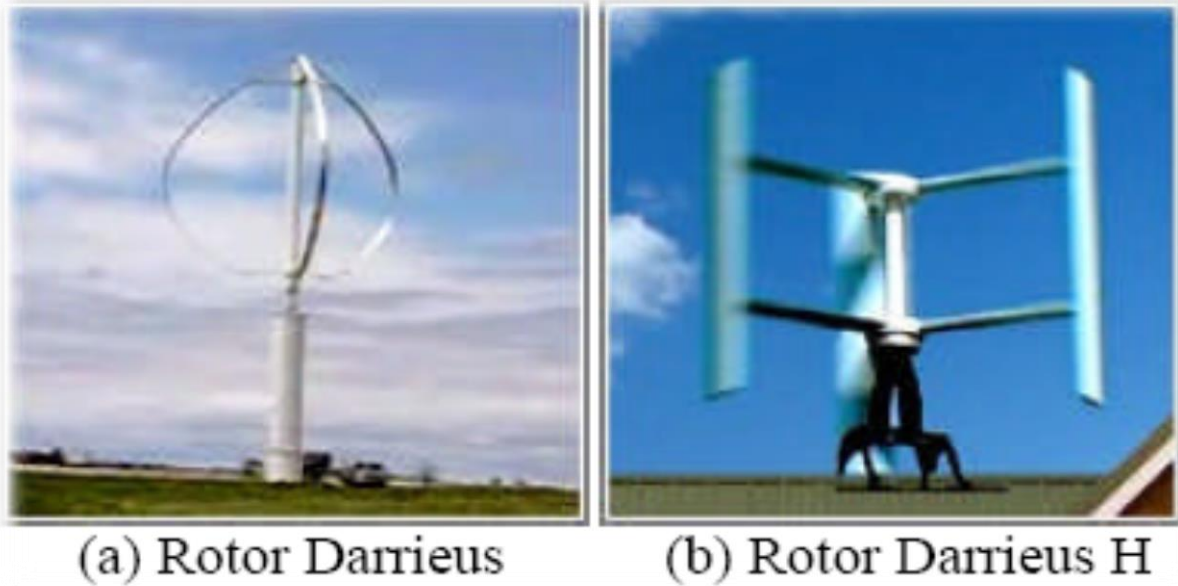


Figure I.10 : Eoliennes à axe vertical de type Darrieus [10]

Sur la figure (I.10) une éolienne de 2,5kW destinée à une utilisation urbaine. Avec 3m de haut et 2m de large, elle peut être positionnée à 5m de hauteur sur le toit d'un édifice. Sa forme permet de capter des vents venant de nombreuses directions, de 4 à 55 m/s, avec une puissance nominale se situant à 14m/s.



Figure I.11 : exemple d'éolienne urbaine [10]

I.5.1.2. Le rotor de Savonius :

L'éolienne de modèle Savonius utilise la traînée différentielle entre les aubes constituées de parties cylindriques en opposition. Un couple se crée mettant alors le générateur en mouvement. La vitesse de démarrage de ces machines est plutôt basse, autour de 2 m/s. Les éoliennes à axe vertical s'adaptent particulièrement bien aux effets de la turbulence et leur conception induit de bruit. Elles conviennent donc tout à fait bien au milieu urbain. En revanche, ce concept est fortement pénalisé par son coefficient de puissance (C_p max ~ 0.2)[10].

Avantages:

- ✓ Faible encombrement.
- ✓ Intégrable au bâtiment, esthétique.
- ✓ Démarre à de faibles vitesses de vent contrairement à l'éolienne de type Darrieus.
- ✓ Système peu bruyant.
- ✓ Pas de contraintes sur la direction du vent.

Inconvénients :

- ✓ Faible rendement
- ✓ Masse non négligeable.



Figure I.12: Eolienne Savonius sur une toiture [10]

I.5.2. Les éoliennes à axe horizontal :

Ces machines sont les descendantes directes des moulins à vent. Ces machines présentent généralement un nombre de pâles compris entre 1 et 3 et peuvent développer des puissances élevées. Deux types de configuration peuvent être rencontrés :

Les éoliennes « amont », sur lesquelles les pâles sont situées du côté de la tour expose au vent et inversement l'éolien « aval ».

Chaque configuration possède des avantages et des inconvénients :

La formule « amont » requiert des pâles rigides pour éviter tout risque de collision avec la tour alors que la configuration « aval » autorise l'utilisation de rotors plus flexibles. Par ailleurs, dans le cas d'une machine « amont », l'écoulement de l'air sur les pâles est peu perturbé par la présence de la tour.

L'effet de masque est plus important dans le cas d'une machine « aval ». Enfin, une machine « aval » est théoriquement auto-orientable dans le lit du vent, alors qu'une éolienne « amont » doit généralement être orientée à l'aide d'un dispositif spécifique. On constate néanmoins que la majeure partie des éoliennes de grande puissance adoptent la configuration « amont » [13].

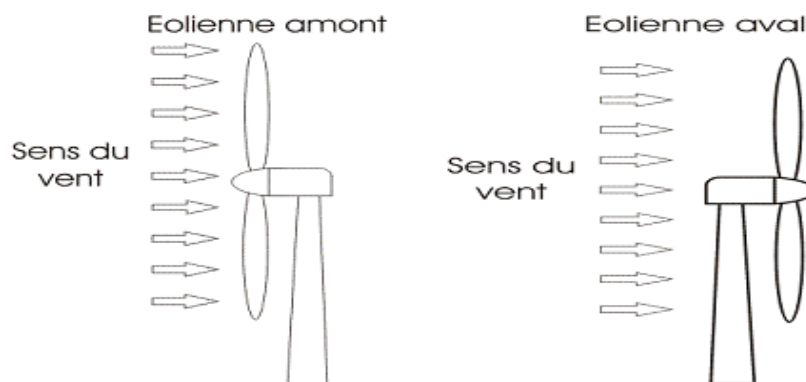


Figure I.13 : types éoliennes à axe horizontal [13].

I.6. Application des éoliennes :

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes : systèmes isolés, systèmes hybrides et systèmes reliés au réseau. Les systèmes obéissent à une configuration de base. Ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et dans certains cas d'une unité de stockage.

I.6.1. Systèmes isolés :

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises.

Les systèmes isolés en général, utilisent quelque forme de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries : il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes. Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif, il est nécessaire d'utiliser un onduleur.

I.6.2. Systèmes hybrides :

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques, entre eux.

L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur.

En général, les systèmes hybrides sont employés dans des petits systèmes destinés à desservir un nombre plus grand d'utilisateurs. Pour travailler avec des charges à courant alternatif, le système hybride aussi a besoin d'un onduleur.

I.6.3. Systèmes liés au réseau :

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent un convertisseur statique [8].

I.7. Modes d'exploitation des énergies éoliennes :

En vue de l'exploitation de l'énergie fournie par le vent, plusieurs systèmes peuvent être utilisés, nous pouvons les classer en deux catégories :

I.7.1. Fonctionnement à vitesse fixe :

Le générateur tourne à vitesse fixe ou varie très légèrement en jouant sur le glissement de la machine (seules les génératrices asynchrones sont utilisées dans ce cas).

Deux génératrices asynchrones sont souvent utilisées dans ce type d'éoliennes. Un générateur dimensionné pour des faibles puissances correspondant à des vitesses de vent faibles et un générateur dimensionné pour des fortes puissances correspondant à des vitesses de vent plus élevés. Le problème majeur de cette solution est la complexité du montage qui augmente la masse embarquée. Une autre solution consiste à utiliser un câblage du stator qui peut être modifié afin de faire varier le nombre de pôles. Cette disposition permet également de proposer deux régimes de rotation l'un rapide en journée et l'autre plus lent la nuit permettant de diminuer le bruit [14].

I.7.2. Fonctionnement à vitesse variable :

Malgré sa simplicité, le système de fonctionnement à vitesse fixe peut être bruyant, à cause de la modification des caractéristiques aérodynamiques dues à l'orientation des pâles et limite la plage de vitesses de vent exploitable.

Ces deux principaux inconvénients peuvent, en grande partie, être levés grâce à un fonctionnement à vitesse variable qui permet alors de maximiser la puissance extraite du vent, Mais dans ce cas, une connexion directe au réseau n'est plus possible à cause du caractère variable de la fréquence des tensions statoriques. Une interface d'électronique de puissance entre la génératrice et le réseau est alors nécessaire. Cette dernière est classiquement constituée de deux convertisseurs (un redresseur et un onduleur), connectés par l'intermédiaire d'un étage à tension continue [10].

I.8. Types des machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens :

Il existe plusieurs types des machines électriques peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur, qui demande des caractéristiques très spécifiques. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes et sont variées selon les types et les dimensions géométriques de la voilure [4].

Ainsi l'utilisation de la puissance électrique produite par une éolienne est : soit la charge d'accumulateurs, soit la connexion à un réseau de distribution [5].

I.8.1. Machine synchrone :

Dans une machine synchrone classique utilisée en alternateur, le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique [4].

Les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Leur proportion est en augmentation constante.

La génératrice synchrone ou machine synchrone (MS) peut être utilisée dans le cas d'entraînement direct figure I.14 ; c'est-à-dire lorsque la liaison mécanique entre la turbine éolienne et la génératrice est directe, sans utiliser de multiplicateur.

Il faut cependant que cette génératrice soit nécessairement raccordée au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de fréquence. Ou bien la génératrice est à aimants permanents [4], ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation [1].



Figure I.14 : Exemple d'éolienne à attaque direct [16]

I.8.1.1. Machines synchrones à électroaimants :

Les bobines des électroaimants sont alimentées en courant continu à l'aide d'un système de balais et de bagues collectrices fixées à l'arbre de la génératrice. Cette alimentation peut se faire par exemple via un convertisseur qui transforme le courant alternatif du réseau électrique en courant continu [4].

I.8.1.2. Machines synchrones à aimants permanents ou « MSAP » :

La machine synchrone à aimants permanents est une solution très intéressante dans les applications éoliennes isolées et autonomes [10].

La source d'excitation du rotor est indépendante du réseau contrairement à la machine synchrone à électroaimant. Ce type de machine tend à être de plus en plus utilisé par les constructeurs d'éoliennes car elle peut fonctionner en mode autonome [4].

I.8.2.Machine asynchrone :

Le terme asynchrone provient du fait que la vitesse de ces machines est différente à la vitesse synchrone du champ tournant. Longtemps, les machines asynchrones ont été fortement concurrencées par les machines synchrones dans les domaines de forte puissance. C'est par exemple dans le cas des éoliennes.

Pour fonctionner en courant monophasé, les machines asynchrones nécessitent un système de démarrage. Aussi pour les applications de puissance, au-delà de quelques kilowatts, les moteurs asynchrones sont uniquement alimentés par des systèmes de courants triphasés. La plupart du temps, la Machine Asynchrone (MAS) est utilisée car la génératrice est capable de supporter de légères variations de vitesse ce qui est un atout majeur pour des applications du type éolien où la vitesse du vent peut évoluer rapidement notamment lors de rafales [4].

I.8.2.1. Machine asynchrone a cage d'écureuil:

Pour ce type de générateur, l'aimant tournant du rotor est remplacé par une structure métallique : appelée communément « cage d'écureuil » (voir figure I.15), dans laquelle le champ tournant dans les bobines extérieures crée des courants de Foucault.

Le rotor développant ainsi son propre champ magnétique. Lorsque ce générateur est connecté au réseau, il se met à tourner à une vitesse légèrement inférieure à la vitesse de rotation du champ magnétique dans le stator (fonctionnement de type « moteur »). Si la vitesse de rotation du rotor devient égale (synchrone) à celle du champ magnétique, aucune induction n'apparaît dans le rotor, et donc aucune interaction avec le stator.

Enfin, si la vitesse de rotation du rotor est légèrement supérieure à celle du champ magnétique du stator, il se développe alors une force électromagnétique similaire à celle obtenue avec un générateur synchrone. La différence entre la vitesse de rotation du rotor et la vitesse de rotation du champ magnétique est appelée glissement [15].

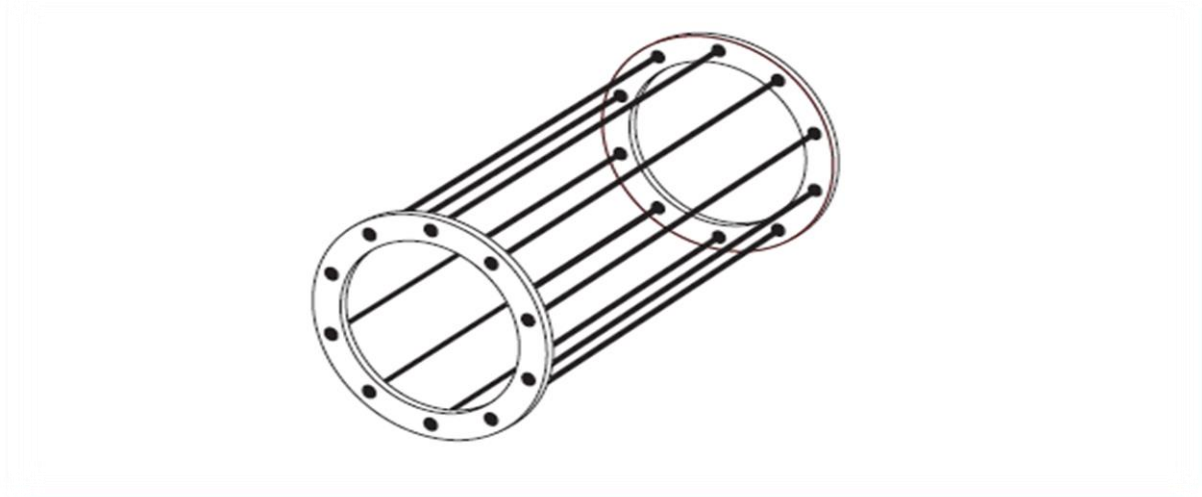


Figure I.15 : Conducteur du rotor en cage d'écureuil [1]

I.8.2.2. Machines asynchrones à double alimentation (MADA) :

Avec les génératrices synchrones, c'est actuellement l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau le plus souvent par un transformateur. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électronique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor.

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec les quelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant, pour que de très nombreux fabricants utilisent ce type de machines. Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont d'habitude un peu moins élevées par rapport aux machines à cage d'écureuil alors le rapport de multiplicateur de vitesses peut être moins important [3].

I.8.2.3. Machine asynchrone à double stator :

Cette configuration d'éolienne, permet un point de fonctionnement à deux vitesses. On réalise un double bobinage au stator qui induit un nombre de paires de pôles variable et donc des plages des vitesses différentes. On peut imposer 2 vitesses de synchronisme par changement du nombre de pôles. D'une part, on a un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent [4].

I.9. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :**I.9.1. Avantages :**

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie [28] :

- C'est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques nucléaires.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres.

I.9.2. Les inconvénients :

L'énergie éolienne possède aussi des désavantages qu'il faut citer :

- L'impact visuel, cela reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle -ci doit donc être limitée.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puissant sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, est entrain de concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés [19].

Conclusion :

Dans ce chapitre, une synthèse bibliographique a été présentée sur les différents types éoliens avec leurs constitutions et leurs principes de fonctionnements.

On peut dire que l'éolienne est une source de production d'énergie. Elle représente dans certains cas l'une des meilleures solutions adaptées. Elle ne consomme aucun combustible et elle ne participe pas à l'effet de serre.

Introduction :

Dans ce chapitre, nous s'intéressons essentiellement au fonctionnement du modèle de la turbine choisit, pour l'intégrer ensuite à aérogénérateur étudié. Partant de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par la turbine (Loi de Betz), nous avons décrit d'une façon explicite les différents éléments constitutifs de la Turbine.

Nous avons défini le profile du vent que nous devons utiliser, suivi par la modélisation de notre turbine en tenant compte des différents paramètres qui la constitue.

II.1.Caractérisation du vent :**II.1.1.Origine du vent :**

Du fait que la terre est ronde, le rayonnement solaire absorbé diffère aux pôles et à l'équateur. En effet, l'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation entraîne une différence de température en deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre [28].

Le vent est une grandeur stochastique, intermittente qui dépend d'un ensemble de facteurs tels que la situation géographique, l'altitude, la température et la hauteur de captage [21].

II.1.2.Direction et vitesse du vent :

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour des aires cycloniques et dans le sens direct autour le sens des anticyclonique. Dans l'hémisphère sud, les sens sont inversés par rapport aux précédents [21].

La vitesse du vent est mesurée généralement en mètres par seconde (m/s), en kilomètres par heure (km/h), et aussi en nœuds, dont il existe entre ces diverses unités la relation suivante : $1\text{m/s}=3,6\text{km/h}=1,94\text{noeud}$.

II.1.3.Variation temporelle de la vitesse moyenne du vent en Algérie:

Pour connaître l'importance du vent en un point donné, il suffit de déterminer la vitesse moyenne arithmétique annuelle pondérée calculée sur un échantillon de 10 années minimum. Cette dernière donne un ordre de grandeur de la vitesse du vent sur un site donné. Par ailleurs, les vents varient différemment selon la saison, la journée et l'année.

Les figures II.1 et II.2 présentent la différence majeure entre deux sites l'un à l'est et l'autre à l'ouest sur un mois et sur une année, l'énergie éolienne à Oran et très importante que Tébessa [23].

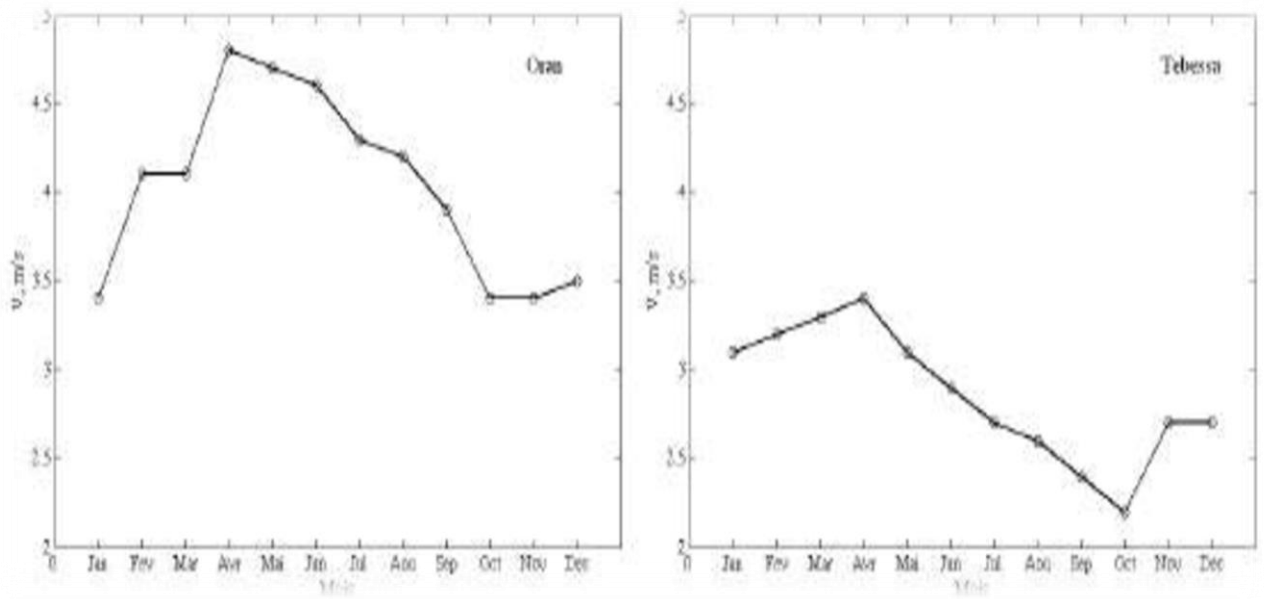


Figure II.1 : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour les sites d'Oran et Tébessa [23]

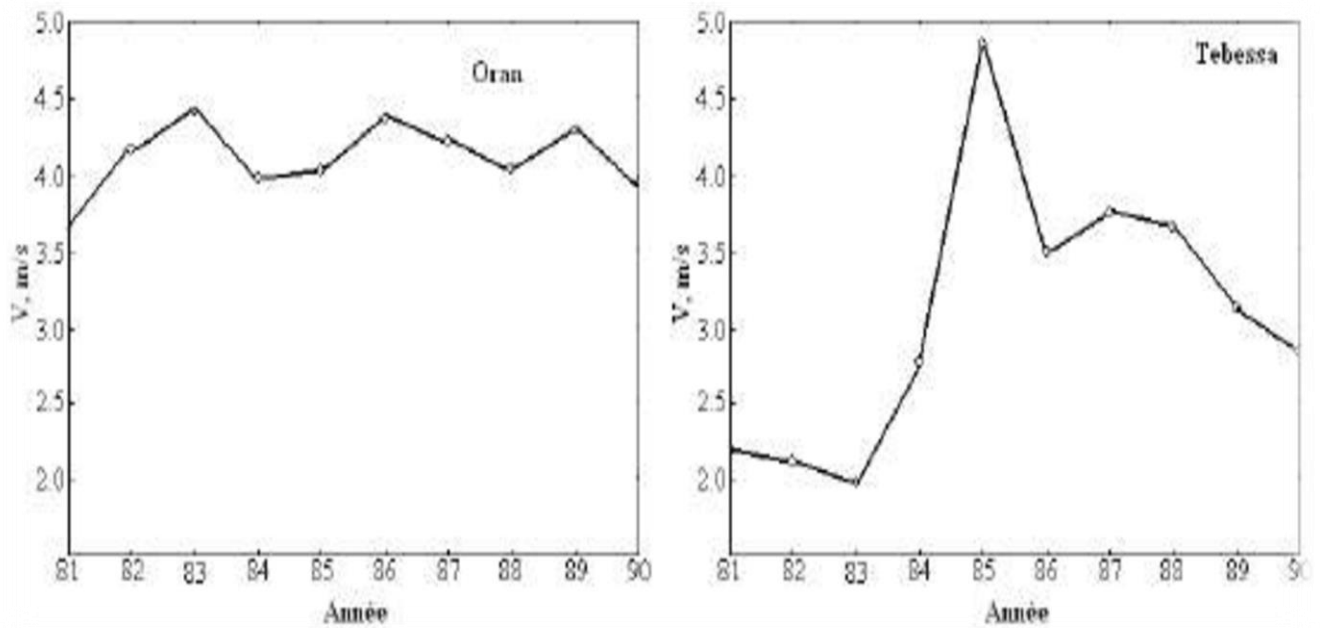


Figure II.2 : Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent pour les sites d'Oran et Tébessa [23]

II.1.4. Atlas de la vitesse du vent en Algérie :

La figure II.3 présente la carte de la vitesse moyenne du vent en Algérie, estimée à 10 m du sol à partir des données satellitaires du Laboratoire du « CDER ». Les zones d'Adrar et de Tiaret représentent le meilleur site pour implanter des fermes éoliennes (la vitesse du vent est très importante et dépasse 6m/s). Comme on trouve en deuxième lieu les zones larges comme celles de Ain Salah, Ain amenasse et Ghardaïa [23].

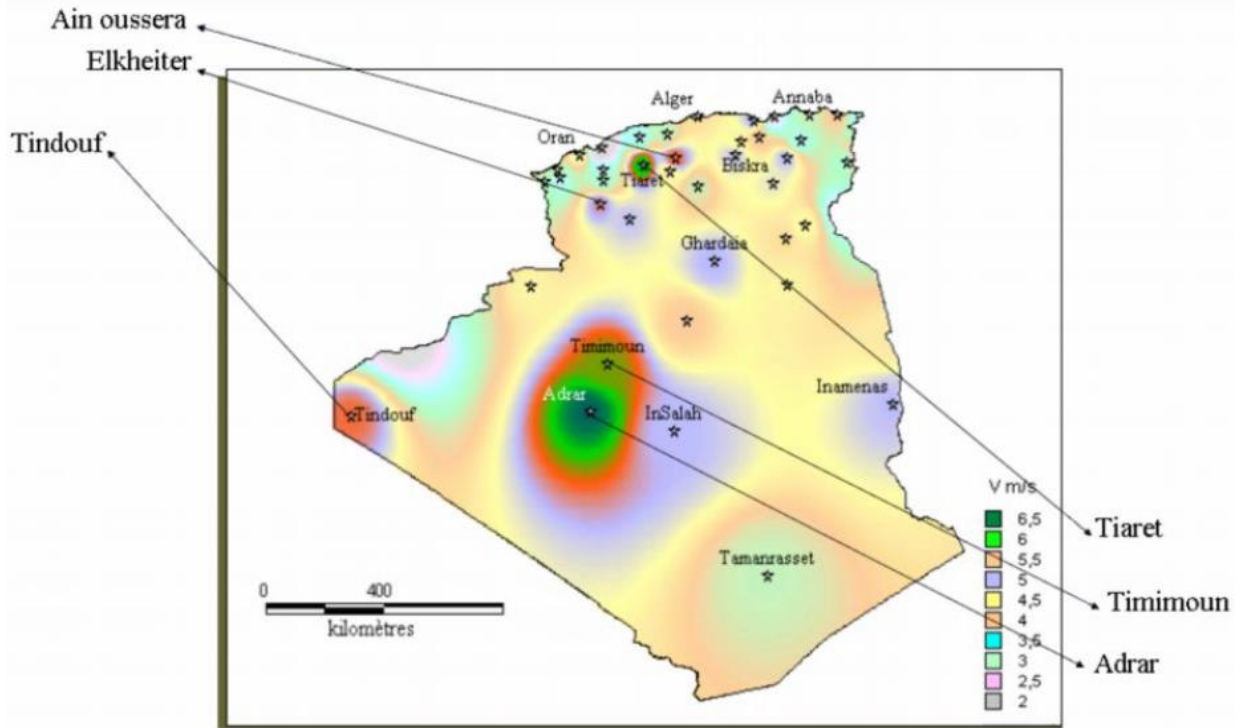


Figure II.3 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10m du sol[23]

D'après les données du CDER, la (Figure II.4) indique les vitesses des vents pour différents sites situés en Algérie.

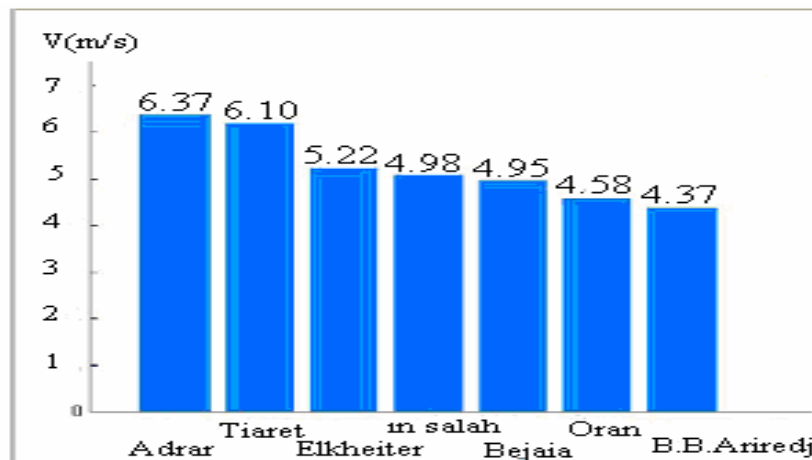


Figure II.4: Comparaison entre les vitesses moyennes de sites ventés [4]

II.1.5. Distribution de Weibull :

On rappelle que la fonction de répartition $F(v)$ est la probabilité que la vitesse du vent soit inférieure à une certaine valeur v et que la densité de probabilité $f(v)$ est la dérivée de [4] :

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} \quad (\text{II.1})$$

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses de vent, la loi de distribution de Weibull s'est avérée appropriée pour la description des propriétés statistiques du vent. La fonction de répartition Weibull à deux paramètres c et k s'écrit :

$$f(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (\text{II.2})$$

Il résulte la fonction de la densité de probabilité donné comme suite :

$$f(v) = \left(\frac{k}{v} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^k \cdot \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (\text{II.3})$$

Avec :

- k paramètre de forme caractérise la répartition du vent,
- c paramètre d'échelle caractérise la vitesse du vent (plus c est élevé plus l'énergie se trouve dans les hautes vitesses)
- V vitesse du vent « instantanée ».

II.1.6. Distribution de Rayleigh :

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme k est égal à 2.

Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(V) = 2 \frac{V}{c^2} \exp \left(- \left(\frac{V}{c} \right)^2 \right) \quad (\text{II.4})$$

Toute fois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée.

L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites [22].

II.1.7. Rose des vents :

Sous une forme associée, les informations sur la vitesse et la direction du vent peuvent être représentées sur des roses des vents. Elles donnent la répartition du vent pour les différentes directions.

La distribution des vitesses et des directions peut-être divisée en 8, 12, 16 ou 32 secteurs qui représentent les différentes directions.

Une rose des vents peut représenter trois types d'informations, à savoir : la fréquence, la vitesse moyenne du vent et la moyenne du cube.

La fréquence : est le pourcentage du temps pour lequel le vent souffle d'une direction particulière (Figure .a).

La vitesse moyenne donne le produit de la fréquence avec la vitesse moyenne pour la direction correspondante (Figure .b). L'énergie quant à elle donne le produit du pourcentage du temps et le cube de la vitesse du vent (Figure .c) [24].

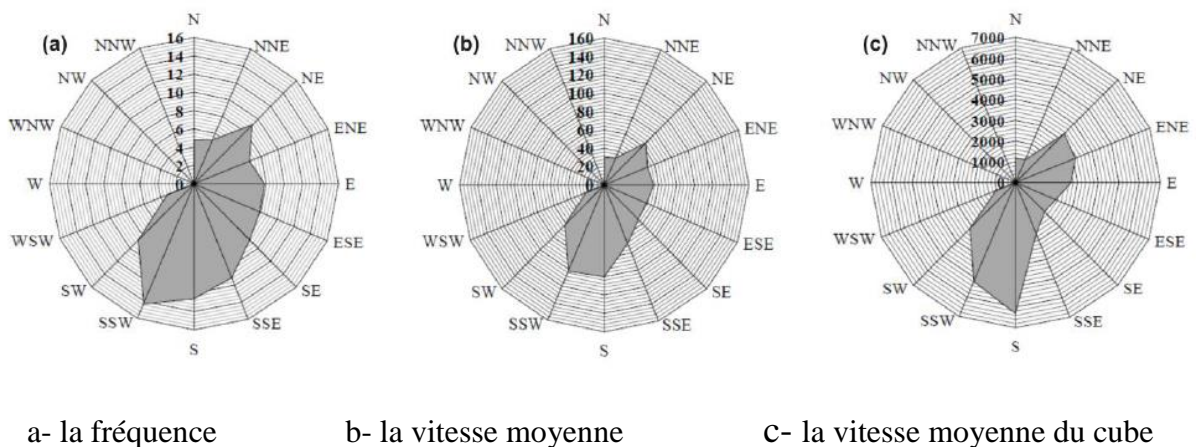


Figure II.5: Roses des vents à 16 directions [29].

II.2.Description de l'aérodynamique d'un profil :

La Figure II.6 décrit une pale d'éolienne et identifie les différentes zones avec la terminologie Appropriée [17].

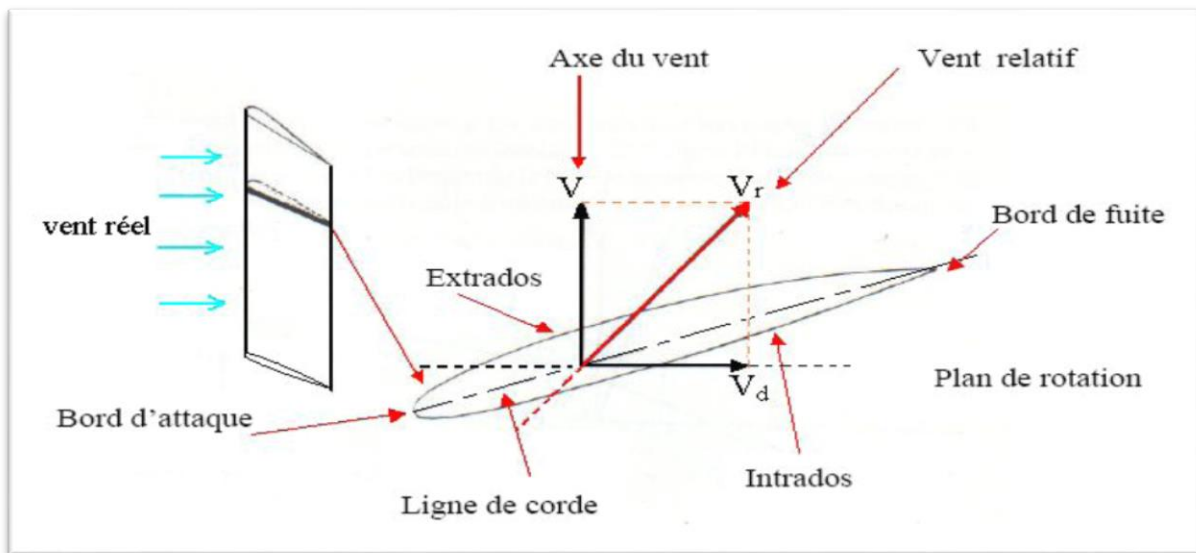


Figure (II.6): description d'une pale éolienne [17]

Les principaux termes utilisés dans le domaine de l'aérodynamique des pales d'éoliennes sont expliqués sommairement dans cette section [17] :

- Extrados: surface supérieure de la pale
- Intrados: surface inférieure de la pale
- Corde : droite reliant du bord d'attaque au bord de fuite
- bord de fuite : partie arrière et amincie du profil
- bord d'attaque : partie avant du profil
- Plan de rotation : plan dans lequel le rotor tourne
- Vent relatif : direction du vent tel que la pale le « voit » lors de sa rotation

Les profils sont généralement de type plan - convexe « l'intrados est plan alors que l'extrados est convexe », ou alors biconvexe « l'intrados et l'extrados sont convexes ». Ils sont normalisés et les paramètres sont bien définis [18].

II.2.1. Action d'une Pale d'éolienne :

Une pale d'éolienne extrait l'énergie cinétique du vent et la transforme, grâce à sa connexion avec le rotor, en mouvement de rotation. Le phénomène de portance aérodynamique est au cœur du principe de fonctionnement [4].

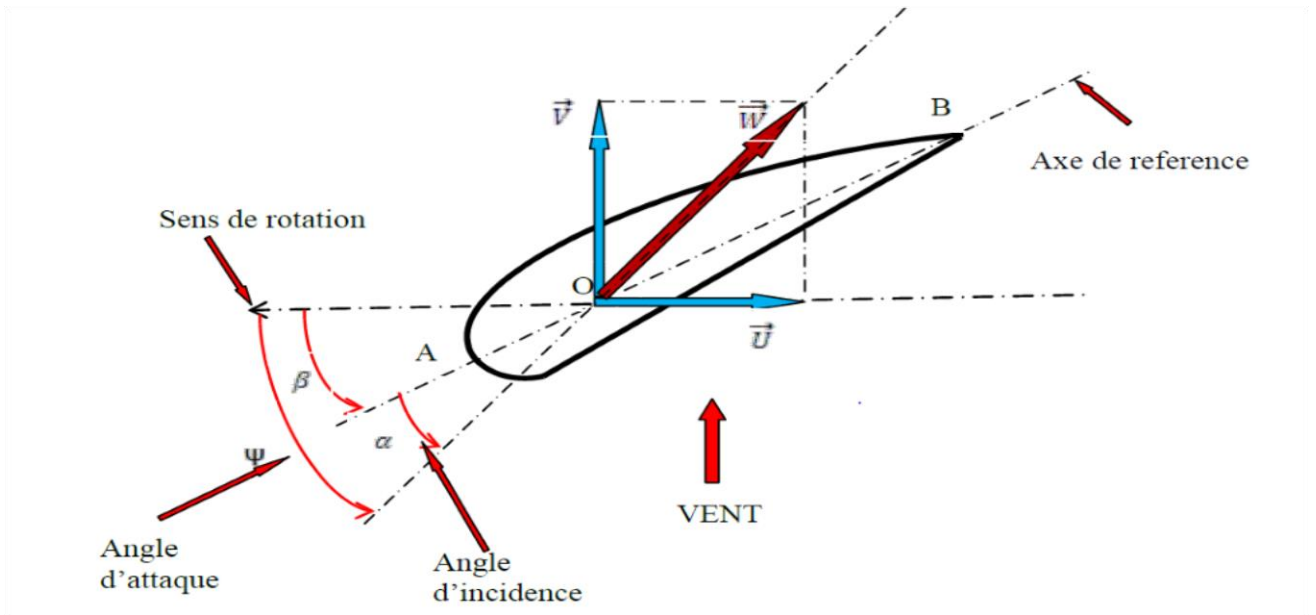


Figure II.7 : Directions du vent sur un tronçon de pale [18]

La figure II.7 présente trois angles formés comme suite :

- Angle d'attaque ψ : synonyme d'angle d'incidence.
- Angle de calage β : angle formé par le plan de rotation et la corde de la pale.
- Angle d'incidence α : angle formé par la corde du profil de la pale et le vent relatif.

Du fait de la rotation de la pale, elle est produit une résultante de vitesse du vent \vec{W} [18]:

$$\vec{W} = \vec{V} + \vec{U} \quad (\text{II.5})$$

La vitesse du vent apparent \vec{W} fait un angle d'attaque ψ avec le plan de rotation .cet angle s écrit :

$$\psi = \arctg\left(\frac{V}{U}\right) \quad (\text{II.6})$$

On introduit alors L'angle dit incidence, noté α entre l'axe de référence de la pale et la direction du vent apparent :

$$\alpha = \psi - \beta \quad (\text{II.7})$$

II.2.2.Bilan des forces sur une pale:

La Figure (II.9) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur :

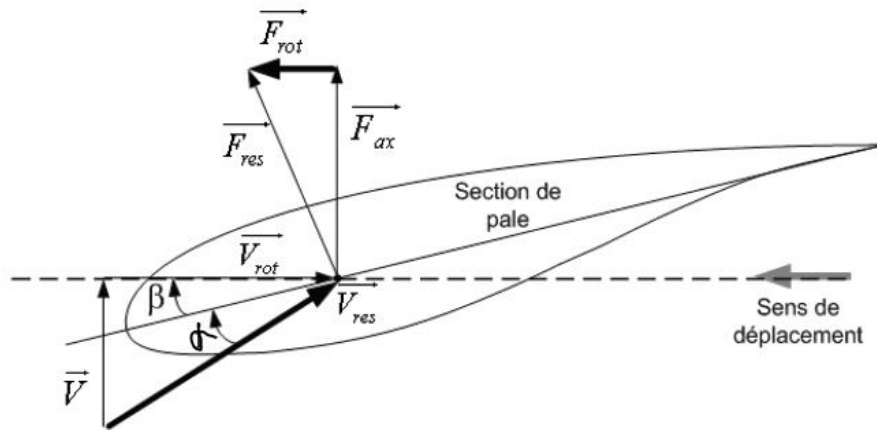


Figure II.8 : Bilan des forces sur une pale [1]

- Le vecteur \vec{V} : représente La vitesse du vent arrivant face à cette pale.
- Le vecteur \vec{V}_{rot} : représente la composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur.
- Le vecteur \vec{V}_{res} : représente La résultante de ces deux vecteurs.

L'action du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} qui se décompose en deux forces :

- Force de poussée axiale \vec{F}_{ax} : directement compensée par la résistance mécanique du mat.
- Force de poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} : qui produit effectivement le déplacement.

Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse de vent nominale donnée. Lorsque la vitesse de vent devient trop élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale. [1]

II.2.3. Coefficient de la portance et la traînée :

Les coefficients C_L et C_D dépendent fortement de l'angle d'incidence α figure (II.9). Pour des angles α faibles, l'écoulement de l'air le long de la pale est laminaire et est plus rapide sur l'extrados que sur l'intrados. La dépression qui en résulte à l'extrados crée la portance. C'est cette force qui soulève un avion et qui lui permet de voler. Ici, elle aspire la pale vers l'avant. Si α augmente, la portance augmente jusqu'à un certain point puis l'écoulement devient turbulent. Du coup, la portance résultant de la dépression sur l'extrados disparaît. Ce phénomène s'appelle le décrochage aérodynamique.

Cependant, les concepteurs de pale ne se préoccupent pas uniquement de la portance et du décrochage. Ils prêtent également beaucoup d'attention à la résistance de l'air, appelée aussi dans le langage technique de l'aérodynamique, la traînée. La traînée augmente en général si la

surface exposée à la direction de l'écoulement de l'air augmente. Ce phénomène apparaîtra ici pour des angles α importants [19].

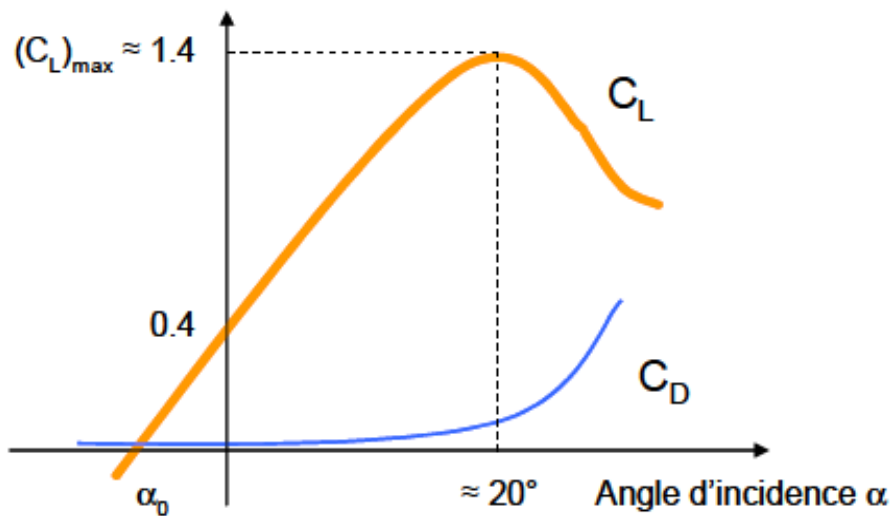


Figure II.9 : Evolution des coefficients de portance C_L et de traînée C_D [20]

II.2.4.Méthode de contrôle au niveau de la turbine:

Comme le montrent les expressions des forces précédemment données, celles-ci augmentent rapidement avec le vent apparent et la puissance correspondante peut devenir rapidement supérieure à la puissance nominale de la machine. Il faut donc à un moment donné pouvoir limiter le couple.

Le réglage du couple, donc de la puissance captée par la turbine, se fait essentiellement par action sur la portance qui dépend principalement de l'angle d'incidence α . Le réglage de la puissance va donc se faire par action sur α .

Il existe trois méthodes de contrôles qui sont décrites sur la figure (II.10), elles servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts mais certains peuvent également intervenir pour faciliter la mise en rotation de la turbine.[4]

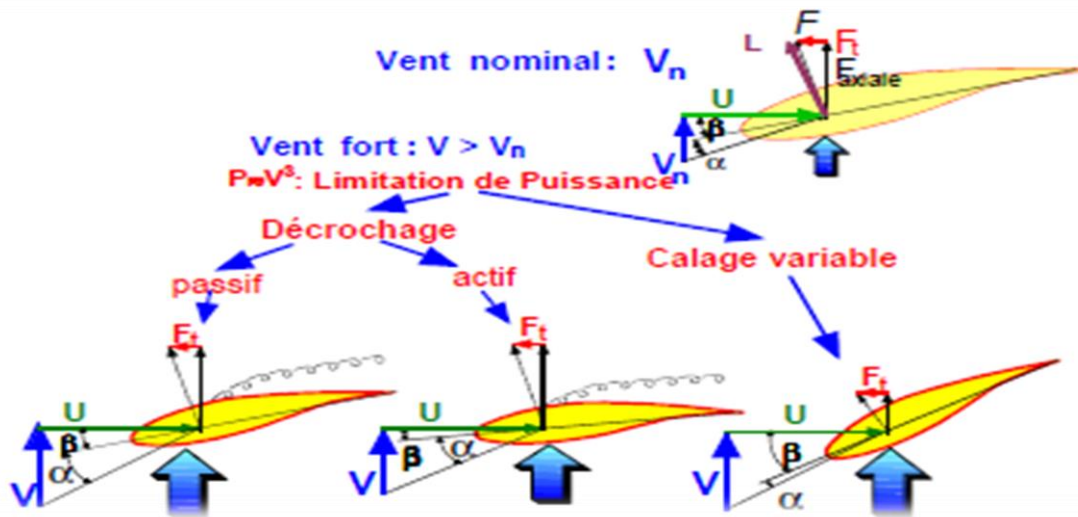


Figure II.10 : Méthodes de contrôle de la puissance captée par la turbine [20]

II.2.5. Contrôle par décrochage aérodynamique passif « Passive Stall » :

L'angle de calage β est fixe, l'angle α augmente naturellement avec la vitesse du vent incident v si la vitesse de rotation est pratiquement constante. Cette augmentation provoque l'augmentation de la traînée (coefficient C_D) et un décrochage progressif de la pale.

Le couple est maintenu à peu près constant ($\alpha_1 < \alpha < \alpha_2$) jusqu'au décrochage totale ($\alpha_3 < \alpha$) (chute rapidement de C_L et accroissement important C_D). Ou il chute rapidement. La puissance est donc bien limitée [20].

II.2.6. Contrôle par décrochage aérodynamique actif « Active Stall » :

L'angle α peut être augmenté ou diminué légèrement par diminution ou augmentation de l'angle de calage β de quelques degrés 3° à 5° généralement. Le décrochage peut être légèrement avancé ou retardé.

Le couple est maintenu pratiquement constant jusqu'au décrochage total ou il chute rapidement. La puissance peut donc être limitée à sa valeur nominale [20].

II.2.7. Contrôle par angle de calage variable « Pitch Control » :

L'angle α peut être diminué (ou augmenté) fortement par augmentation (ou diminution) de l'angle de calage β de quelques dizaines de degrés (20 à 30° généralement). Les forces aérodynamiques s'exerçant sur les pales sont ainsi réduite (à la fois pour la

portance et pour la trainée). Le couple est maintenu pratiquement constant et peut être annulé mise en drapeau des pales ($\beta = 90^\circ$). La puissance est donc limitée [21].

II.2.8.Zones de fonctionnement de l'éolienne :

Compte tenu des informations précédentes, la courbe de puissance convertie d'une turbine,

Généralement fournie par les constructeurs, qui permet de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne suivant la vitesse du vent :

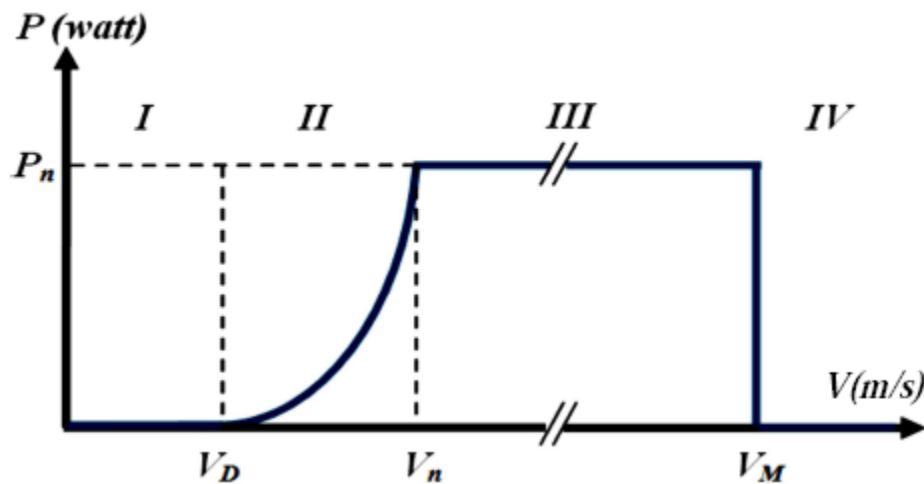


Figure II.11: Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [19]

V_D : La vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, V_D varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance

V_n : La vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, V_n varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies

V_M : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, V_M vaut 25m/s.

- **Zone I** : $V < V_D$: La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.
- **Zone II** : $V_D < V < V_n$: le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle
- **Zone III** : $V_n < V < V_M$: La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine (P_n). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.[19]

II.3.Potentiel énergétique éolien

II.3.1.Coefficient de Puissance C_p :

L'énergie du vent est l'énergie cinétique de l'air récupérable qui traverse une certaine surface, la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse V [m/s]:

$$P_{\text{vent}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \quad (\text{II.8})$$

Ou :

$$S = \pi R^2$$

R =rayon de pale

$\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$: masse volumique de l'air, dans les conditions normales de température et de pression au niveau de la mer.

Cependant, cette énergie ne peut pas être entièrement récupérée, car il faut évacuer l'air qui a travaillé dans les pales du rotor. On introduit alors le coefficient de puissance C_p dans le calcul de la puissance aérodynamique [20], comme suit:

$$P_{\text{Turbine}} = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 V^3 \quad (\text{II.9})$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. On peut le définir comme suit :

$$C_p = \frac{\text{puissance disponible sur l'arbre}}{\text{puissance disponible récupérable}}$$

Il ya des approximations numériques qui ont été développées dans la littérature pour calculer le coefficient C_p et différentes expressions ont été proposées. Nous présentons ci-dessous quatre formes de notre modèle [4] :

$$1) C_p(\lambda, \beta) = [0.5 - 0.167(\beta - 2)] \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2)$$

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

$$3) C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda'} - 0.4 \beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda'}} \quad \frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \beta} - \frac{0.0035}{\beta^3}$$

$$4) C_p = 7.95633 \cdot 10^{-5} \lambda^5 - 17.375 \cdot 10^{-4} \lambda^4 + 9.86 \cdot 10^{-3} \lambda^3 - 9.4 \cdot 10^{-3} \lambda^2 + 6.38 \cdot 10^{-2} \lambda + 0.001$$

Avec :

β : Angle de calage.

R : longueur de la pale.

$\Omega_{turbine}$: vitesse mécanique de rotation la turbine en rad/s.

Où :

$$\begin{array}{lll} C_1=0.5109 & C_2=116 & C_3=0.4 \\ C_4=5 & C_5=21 & C_6=0.0068 \end{array}$$

II.3.2. Couple produit par l'éolienne :

Le couple exercé par le vent sur la turbine (ou couple mécanique à la sortie de la turbine) est défini par [32] :

$$C_{aer} = \frac{P_{turb}}{\Omega_{turb}} = \frac{\frac{1}{2}C_p \rho \pi R^2 V^3}{\Omega_{turb}} \quad (II.10)$$

Avec :

Ω_{turb} : La vitesse de rotation de l'éolienne en [rd/s]

Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur :

$$C_{mec} = \frac{C_{aer}}{G} \quad (II.11)$$

Avec:

G : le gain du multiplicateur de vitesse

II.3.3. Le coefficient de vitesse réduite :

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée, dite la vitesse réduite. Elle représente le rapport entre la vitesse tangentielle en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent Figure II.15. Ainsi, la vitesse réduite est donnée par la relation suivante [24]:

$$\lambda = \frac{R \Omega_{turbine}}{V_{vent}} \quad (II.12)$$

Avec :

R : le rayon de la voilure

Ω : la vitesse de rotation

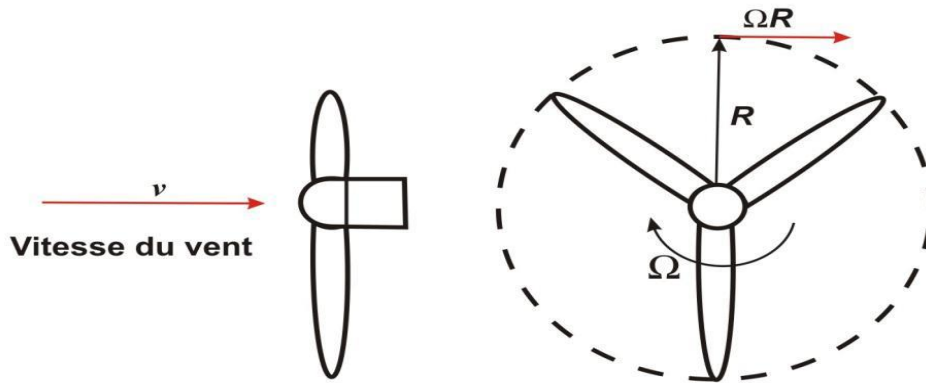


Figure II.12 : vitesse du vent et vitesse tangentielle en bout de pâles [24]

II.3.4. Théorème de Betz :

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par **Batz**. Il suppose que les pales sont placées dans un air animé à l'infini amont d'une vitesse \vec{V}_1 et à l'infini aval d'une vitesse \vec{V}_2 .

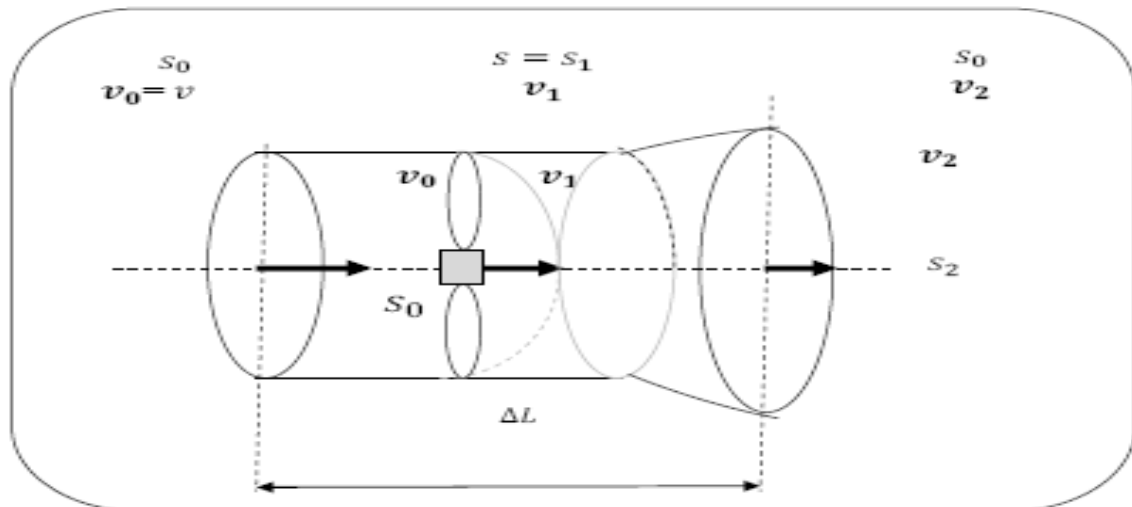


Figure II.13: théorie de Batz [8]

La production d'énergie ne peut se faire qu'au préjudice de l'énergie cinétique du vent, la vitesse \vec{V}_2 est nécessairement inférieure à \vec{V}_1 . Il en résulte que la veine fluide traverse les pâles en s'élargissant. Désignons par \vec{V} , la vitesse de l'air à la traversée de l'aéromoteur et par S la surface balayée par les pales. L'égalité qui traduit l'incompressibilité de l'air et la permanence de l'écoulement s'écrit [8] :

$$S_1.V_1 = S.V = S_2.V_2 \tag{II.13}$$

Avec ;

\vec{V}_1 : La vitesse du vent avant les pales de l'éolienne.

\vec{V} : La vitesse du vent au niveau des pales de l'éolienne, de l'ordre de quelques m/s.

\vec{V}_2 : La vitesse du vent après prélèvement de l'énergie par les pales de l'éolienne

Par ailleurs d'après le théorème d'**Euler**, la force exercée par les pales sur l'air en mouvement est dirigée vers l'avant et égale en valeur absolue à :

$$F_{rot} = \rho \cdot Q \cdot (\vec{V}_1 - \vec{V}_2) = \rho \cdot S \cdot \vec{V} \cdot (\vec{V}_1 - \vec{V}_2) \quad (II.14)$$

Et la puissance développée par la force F_{rot} dont le point d'application se déplace à la vitesse V par rapport aux molécules d'air en mouvement est :

$$P_m = F_{rot} \cdot \vec{V} = \rho \cdot S \cdot V^2 \cdot (\vec{V}_1 - \vec{V}_2) \quad (II.15)$$

Exprimons maintenant que la puissance absorbée par l'aéromoteur est égale à la variation ΔT de l'énergie cinétique de la masse d'air qui traverse par seconde l'éolienne. Ainsi on a :

$$\Delta T = P_m$$

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V (V_1^2 - V_2^2) = \rho \cdot S \cdot V^2 (V_1 - V_2) \quad (II.16)$$

$$\text{On en tire : } V = \frac{V_1 - V_2}{2} \quad (II.17)$$

En remplaçant (II.17) dans (II.14) et (II.15) et en dérivant P par rapport à V_2 ; $\frac{dP}{dV_2} = 0$ admet comme racine $V_1 = \frac{V_1}{3}$ (*) et en rapportant cette valeur particulière de V_2 dans l'expression de P on obtient ainsi la puissance maximale susceptible d'être recueillie par les pales [6]:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (II.18)$$

Et la puissance mécanique disponible sur l'arbre de l'aérogénérateur s'exprime par l'équation suivant :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega_{\text{turbine}}}{V_{\text{vent}}} \quad \text{La vitesse réduite de l'éolienne}$$

ρ : densité de l'air en kg/m³

S : surface balayée par l'hélice en m²

V_1 : vitesse du vent en m/s

P_m : puissance en Watts

R : rayon du rotor

C_p : Coefficient de puissance

En reportant (II.17) et (*) dans (II.16) La puissance maximale P_{max} devient :

$$P_{\max} = \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot \left(\frac{8}{27}\right) \quad (\text{II.20})$$

On déduit le coefficient de puissance maximal C_{pmax} pour une éolienne.

$$P_{\max} = \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot \left(\frac{8}{27}\right) = \frac{1}{2} \cdot C_{p \max} \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad (\text{II.21})$$

On trouve alors :

$$C_{p \max} = \frac{16}{27} \approx 0.59 \quad (\text{II.22})$$

Le coefficient de puissance représente le ratio entre la puissance du rotor et la puissance disponible dans le vent :

$$C_p = \frac{P_{\text{rotor}}}{P_{\text{vent}}} \quad (\text{II.23})$$

On peut définir la notion de rendement aérodynamique de l'éolienne par le rapport :

$$\eta_{aer} = \frac{C_p}{C_{pmax}} = \frac{C_p}{0.59} \quad (\text{II.24})$$

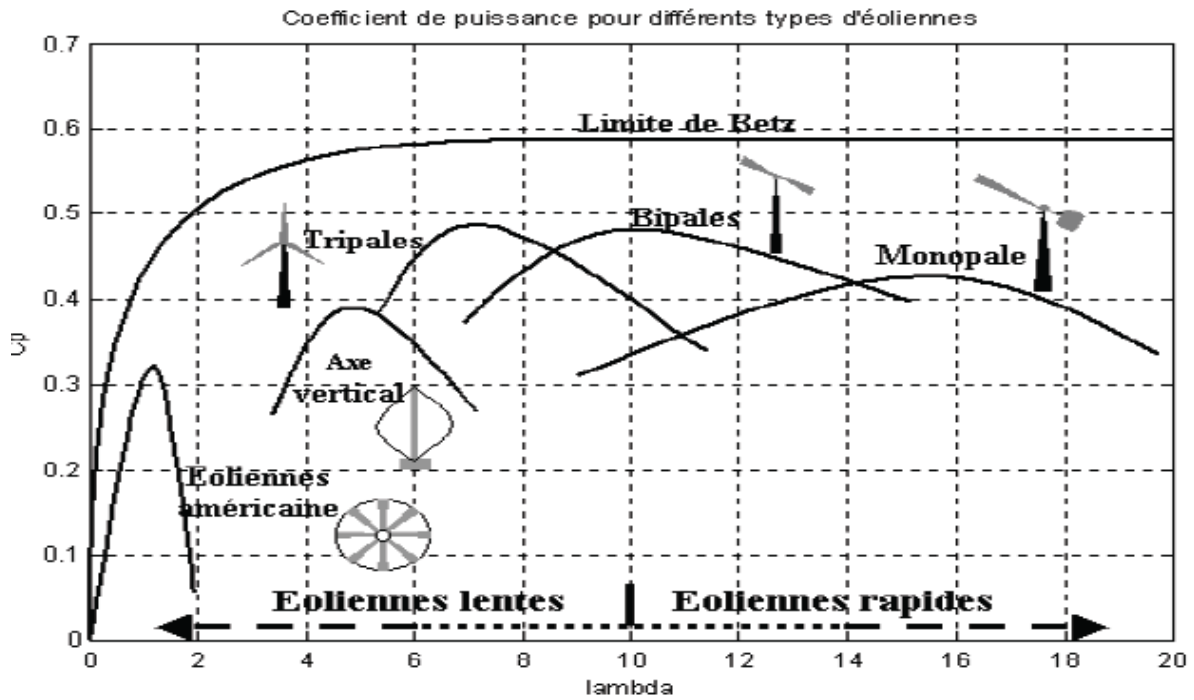


Figure II.14 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [1]

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

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

On remarque aussi que pour une éolienne tripale, le coefficient de puissance est maximal pour $\lambda=7$, c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse réduite que l'on maximise le rendement aérodynamique. Il est à noter aussi, qu'à diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation bien plus élevée qu'une tripale. [24]

Conclusion :

Nous avons détaillé dans ce chapitre une modélisation de la partie mécanique de l'éolienne prenant en compte les caractéristiques du profil du vent et des pales utilisées et l'angle de calage.

Le coefficient de puissance C_p augmente avec la vitesse réduite. Il atteint un maximum pour une certaine valeur de la vitesse réduite λ .

Introduction :

Notre système est un ensemble de sous système qui permet de s'intéresser à chaque partie séparément afin de simplifier l'étude avant de faire une synthèse de toutes les parties constituant le système global. C'est pour cette raison que nous allons commencer à modéliser le vent, puis la turbine choisie. Nous s'intéressons essentiellement à la formulation mathématique et la modélisation de la turbine éolienne.

En première partie, nous avons choisis pour notre système une grande éolienne. Nous allons également proposer une stratégie de contrôle de la turbine qui permettra de réguler sa vitesse de rotation à partir de l'utilisation un régulateur de vitesse PI.

La dernière partie est consacrée à la description de modélisation du système d'orientation des pales PITCH, pour obtenir un meilleur fonctionnement quelque soit la variation de vitesse.

III.1.Choix d'une grande éolienne :

Une grande éolienne produit normalement de l'électricité à un moindre coût qu'une petite. La raison pour cela est que les coûts de fondations, de construction, de raccordement au réseau et d'autres composants de l'éolienne (le système contrôle-commande, ...) sont plus ou moins les mêmes, quelque soit la taille de l'éolienne. Les grandes éoliennes sont particulièrement appropriées à l'installation en mer. Le coût des fondations n'augmente pas proportionnellement avec la taille de l'éolienne, et les coûts d'entretien sont dans une large mesure indépendants de la taille. Dans les zones où il est difficile de trouver des sites pour plus qu'une seule éolienne, une grande éolienne avec une tour haute tire mieux partie de la ressource éolienne qu'une petite [27].

III.2. Description d'un modèle d'éolienne de machine asynchrone à double alimentation :

Les turbines à vent utilisées pour la génération de l'électricité sont généralement des machines rapides à deux ou trois pales. Dans notre travail étudie La turbine entraine la MADA via un multiplicateur. La MADA restitue une partie de la puissance directement au réseau via le stator et l'autre partie par le rotor via des convertisseurs qui permettent la commande de la machine qui ont les avantages suivants[27] :

- A diamètre égal les éoliennes rapides sont plus légères et donc moins coûteuses que les éoliennes lentes.
- La boîte des éoliennes rapides est plus légère puisque le rapport de réglage de vitesse nécessaire est plus faible.
- Même si le couple de démarrage des éoliennes rapides est faible, il est pour conduire le générateur en rotation.

Le générateur asynchrone semble être le plus bon marché et représenter la solution la plus efficace pour raisons suivantes :

- Sa conception n'est pas très coûteuse.
- Son démarrage est facile.
- Sa connexion au réseau est simple.

III.3.Partie aérodynamique de la turbine:

Le vent est la source principale d'énergie pour faire fonctionner une éolienne. C'est une grandeur importante à modéliser car la précision des simulations dépendra de la qualité de son modèle.

La modélisation du vent est primordiale que ce soit pour [15]:

- définir les conditions de fonctionnement de l'éolienne
- définir les sollicitations qui s'appliquent sur les pales
- développer et affiner la modélisation du rotor
- évaluer le potentiel d'énergie utilisable
- fournir une aide pour l'implantation des machines.

La vitesse du vent va être décomposée en deux composantes :

- une composante turbulente du vent $\mathbf{v}_r(t)$: est un processus aléatoire stationnaire (ne varie pas avec la vitesse moyenne du vent).
- une composante lente \mathbf{v}_{moy} : c'est la moyenne de la vitesse du vent variant régulièrement sur de plus longues périodes dans un site donné [4].

$$\mathbf{v}(t) = \mathbf{v}_{moy} + \mathbf{v}_r(t) \quad (\text{III.1})$$

Filtre spatial :

La turbine filtre les fluctuations de hautes fréquences de la turbulence du vent. Il est nécessaire de traiter ces informations pour établir une image pratique du vent équivalent. On reconstitue à cet effet un filtre passe bas à la composante de turbulence afin que celle-ci reproduise une caractéristique plus proche de la réalité dont la fonction de transfert est donnée par:[19]

$$H_f = \frac{1}{1+\tau s} \quad (\text{III.2})$$

La valeur de la constante de temps dépend du diamètre du rotor et également de l'intensité de Turbulence du vent et de la vitesse du vent moyenne ($\tau = 4s$).

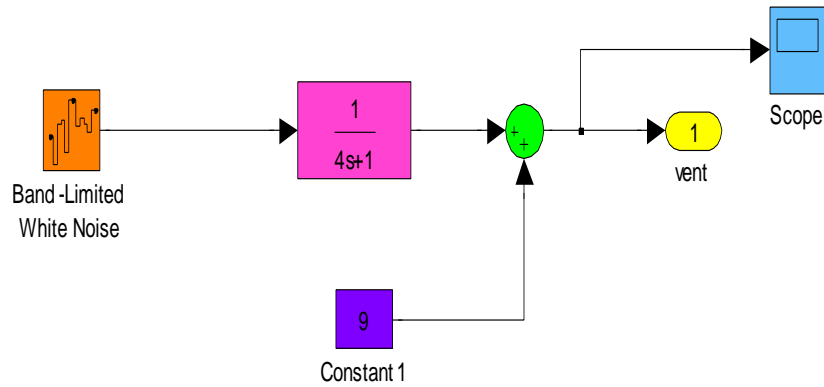


Figure III.1 : Synoptique de reconstruction du vent

III.4. Modélisation de la turbine éolienne :

III.4.1. Hypothèse simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine :

Considérons une turbine éolienne à trois pales orientables, fixées sur un l'arbre de la turbine formant ainsi un bloc mécanique capable de tourner grâce à l'énergie du vent. Ceci permet de déduire que chaque partie de cet ensemble subit trois contraintes à savoir sa propre inertie, le frottement et la contrainte élastique. D'une manière générale l'arbre de la turbine est solidaire d'un multiplicateur de vitesse, qui, à son tour est lié à l'arbre de la génératrice. La figure III.2: illustre d'une manière détaillée le schéma équivalent de la turbine éolienne. [13]

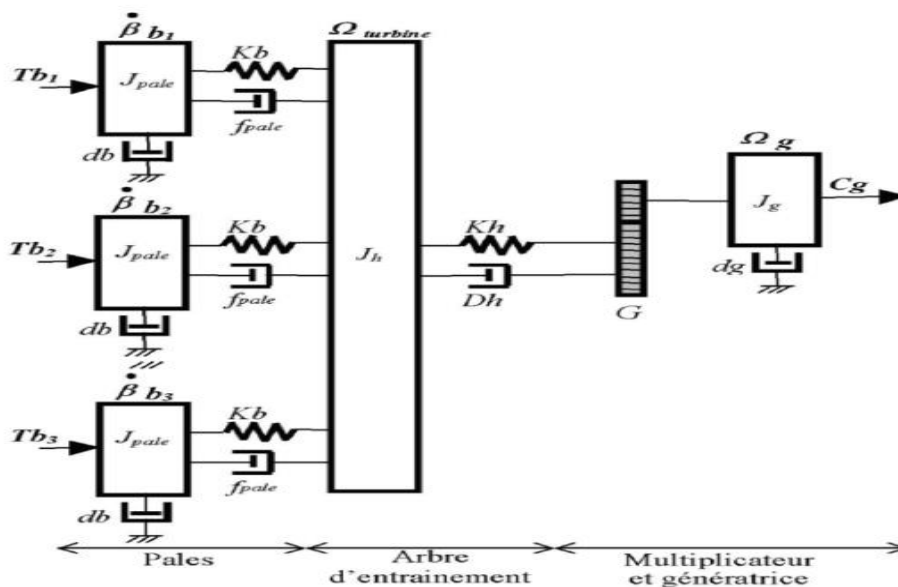


Figure III.2 : Schéma mécanique équivalent de la turbine éolienne [13]

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- la même inertie
- la même élasticité
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air

Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support f_{pale} . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées $\dot{\beta}_{b1}$, $\dot{\beta}_{b2}$, $\dot{\beta}_{b3}$. Chaque pale reçoit une force Tb_1, Tb_2, Tb_3 qui dépend de la vitesse du vent qui lui est appliquée.

L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- son inertie
- son élasticité
- son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur

Le rotor de la génératrice possède :

- une inertie
- un coefficient de frottement

Ce rotor transmet un couple entraînement C_g à la génératrice électrique et tourne à une vitesse notée Ω_{mec} .

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ($Tb_1 = Tb_2 = Tb_3$) alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De part la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de frottement par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes de frottement du côté de la génératrice. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses (voir figure II.11) dont la validité (par rapport au modèle complet) a déjà été vérifiée [18].

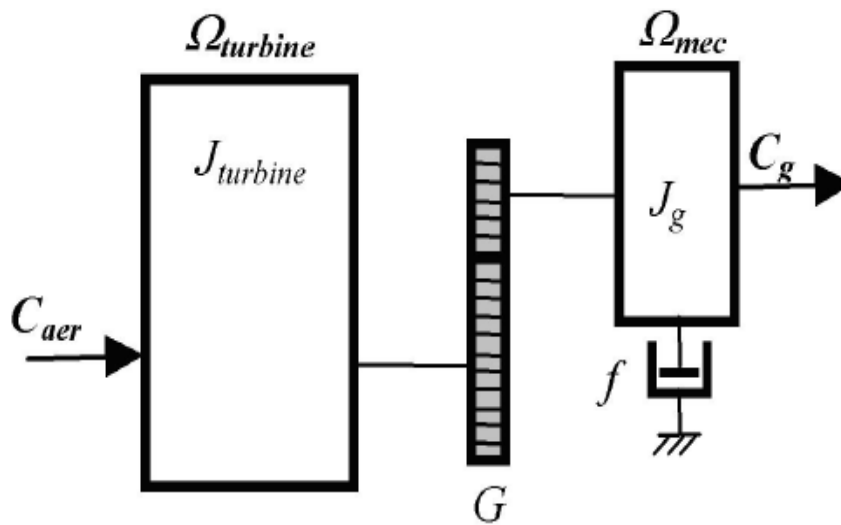
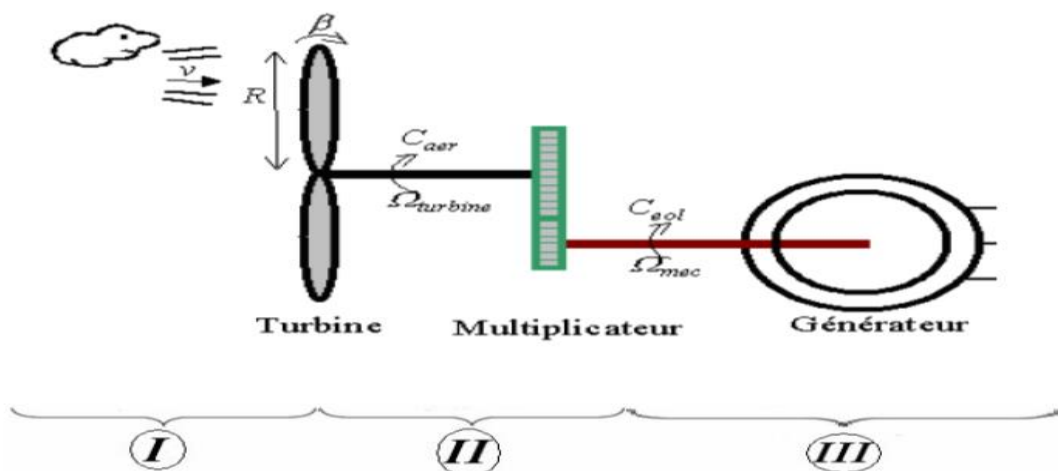


Figure III.3 : modèle mécanique simplifié de la turbine. [18]

III.4.2. Modèle de la Turbine:

Le dispositif étudié, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G (figure III.4).



I : partie aérodynamique

II: Partie Mécanique.

III: Partie électrique

Figure III.4: Schéma du système à modéliser [25]

La turbine à vent est un système aérodynamique complexe à modéliser, cependant des modèles mathématique simples sont souvent utilisés. L'équation mathématique suivante représente la relation entre la vitesse du vent et la puissance mécanique extraite.

$$P_v = \frac{\rho \cdot \pi R^2 \cdot v^3}{2} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

- ρ : densité de l'air (approximé. $1.25 \text{ kg} / \text{m}^3$, dans les conditions normales de température et de pression).
- $\pi \cdot R^2$: surface circulaire balayée par la turbine (le rayon du cercle est déterminé par la longueur de pale).
- v : vitesse du vent.

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

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (\text{III.4})$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. Le rapport de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_{turb}}{V_v} \quad (\text{III.5})$$

Le couple exercé par le vent sur la turbine ou couple mécanique à la sorti de la turbine défini par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turb}} = \frac{\frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3}{\Omega_{turb}} \quad (\text{III.6})$$

Après des approximations numériques ont été développées dans la littérature pour calculer le coefficient C_p et différentes expressions ont été proposées, pour notre exemple on a appliqué la relation suivante [4]:

$$C_p(\lambda, \beta) = [0.5 - 0.167(\beta - 2)] \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{III.7})$$

Avec :

$$\begin{cases} c1 = 0.5 \\ c2 = 0.167 \\ c3 = 18.5 \\ c4 = 0.00184 \end{cases}$$

III.4.3. Modèle du Multiplicateur :

Le rôle de multiplicateur montré dans la zone (II) est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, et le couple aérodynamique en couple de multiplicateur selon les formules mathématiques suivantes [18] :

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tub}} \quad (\text{III.8})$$

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (\text{III.9})$$

Avec :

G : rapport de multiplicateur.

Ω_{mec} : vitesse de générateur (rad/s).

III.4.4. Equation dynamique de l'arbre:

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par [4]:

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_T - C_R \quad (\text{III.10})$$

Avec :

$$C_R = f \cdot \Omega_{mec}$$

Où :

$J = (J_{turbine} + J_{génératrice})$ inertie totale des parties tournantes ($Kg.m^2$).

f : coefficient de frottement visqueux.

$C_T = (C_{em} + C_{mec})$ = couple totale de l'éolienne (N.m).

C_{em} = couple électromagnétique de la génératrice en (N.m).

En fonctionnement générateur le couple C_{em} à un signe négatif.

III.5. Synthèse des différents régulateurs:

Il faut noter que les besoins pour la commande d'un système doivent inclure plusieurs facteurs tels que la réponse au signal de commande, la sensibilité au bruit de mesure au rejet des perturbations. Dans tel contexte, des simples régulateurs, comme des régulateurs P, PI et PID, peuvent convenablement satisfaire ses contraintes Théoriquement [30] :

- Une action proportionnelle (P) suffit à garantir les critères de performance exigés par la boucle de vitesse.

- Une action intégrale (I) est donc nécessaire pour annuler cette erreur statique entre la consigne et la sortie en régime permanent.

Nous allons régler la vitesse de rotation de l'arbre en proposant un régulateur de type PI, ce choix justifier par :

- Simplicité de la réalisation et de son réglage,
- La connaissance maitrise de ce type de régulateur et de son application dans l'industrie,
- Sa robustesse de commande,
- Son prix de revient moins cher.

Donc l'action proportionnelle et intégrale sont mise en parallèle son fonction de Transfert :

$$F(P) = K_p + \frac{K_i}{P} \quad (\text{III.11})$$

III.6. Régulateur PI de vitesse :

La boucle externe de régulation de vitesse donnée en figure III.5 sera défini par les paramètres (K_p, K_i). On établit à partir de l'équation de la mécanique régissant la dynamique des corps en rotation, la relation liant la vitesse au couple électromagnétique [30] :

$$\frac{\Omega}{\Omega_{em} - C_R} = \frac{1}{J.P + f} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

$$\Omega_{em} = (\Omega_{ref} - \Omega) \cdot (K_p + \frac{K_i}{p})$$

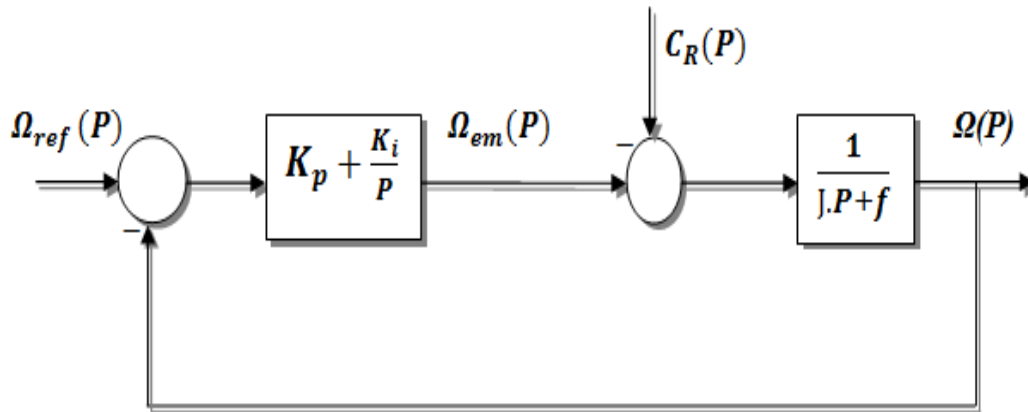


Figure III.5 : Boucle de régulation de la vitesse de rotation équipée d'un régulateur PI

La fonction de transfert en boucle fermée se met sous la forme suivante :

$$\Omega(P) = F(P) \cdot \Omega_{ref}(P) - P(P) \cdot C_R(P) \tag{III.13}$$

Pour trouver la fonction de transfert de la référence, on élimine l'action de perturbation $C_R(P)$, qui est montrée dans la figure suivante :

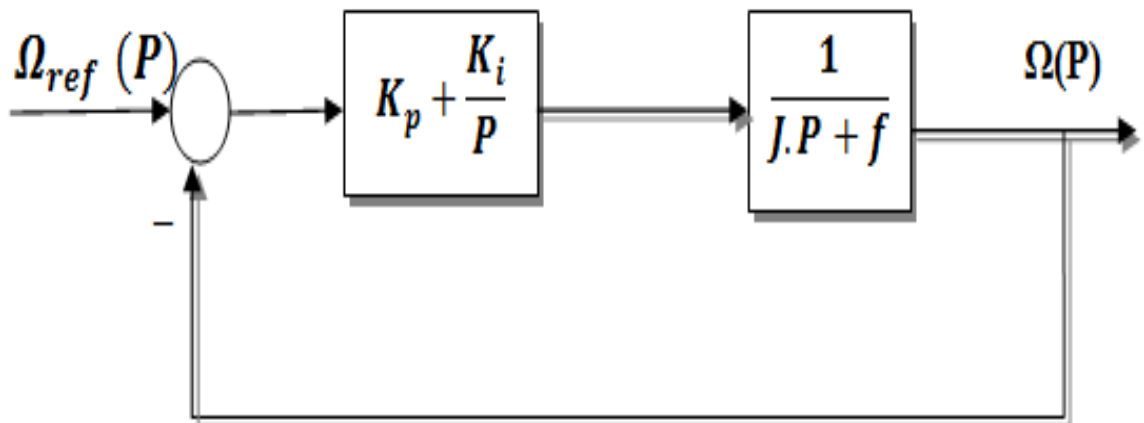


Figure III.6 : Boucle de régulation de la vitesse de rotation sans perturbation

Donc :

$$F(P) = \frac{\Omega(P)}{\Omega_{ref}(P)} = \frac{(K_p + \frac{K_i}{P}) \cdot (\frac{1}{J.P+f})}{1 + (K_p + \frac{K_i}{P}) \cdot (\frac{1}{J.P+f})} \quad (III.14)$$

Après arrangement on obtient une nouvelle fonction de référence :

$$F(P) = \frac{K_p.P + K_i}{J.P^2 + (K_p + f).P + K_i} \quad (III.15)$$

Pour la fonction de transfert de perturbation C_R , on élimine l'entrée $\Omega_{ref}(P)$:

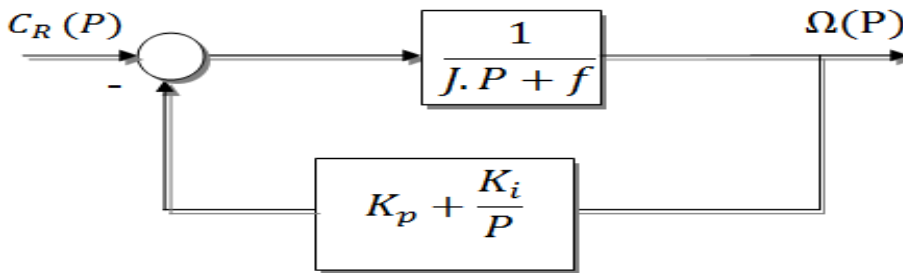


Figure III.7 : Boucle de régulation de la vitesse de rotation sans perturbation

Donc :

$$P(P) = \frac{\Omega}{C_R} = \frac{\frac{1}{J.P+f}}{1 + \frac{1}{J.P+f} (K_p + \frac{K_i}{P})} \quad (III.16)$$

On obtient la fonction de perturbation :

$$P(P) = \frac{\frac{P}{J}}{P^2 + (\frac{K_p+f}{J}).P + \frac{K_i}{J}} \quad (III.17)$$

Donc, l'expression détaillée de la fonction de transfert en boucle fermée devient :

$$\Omega(P) = \frac{K_p.P + K_i}{J.P^2 + (K_p + f).P + K_i} \cdot \Omega_{ref}(P) - \frac{P}{J.P^2 + (K_p + f).P + K_i} \cdot C_R(P) \quad (III.18)$$

Au régime permanent l'erreur statique due à la perturbation externe, en l'occurrence le couple aérodynamique $C_R(p)$, sa nulle grâce à la fonction intégrale du régulateur. La fonction de transfert s'écrira alors comme ceci :

$$\Omega(P) = \frac{\frac{K_p P + K_i}{J}}{P^2 + \left(\frac{K_p + f}{J}\right)P + \frac{K_i}{J}} \cdot \Omega_{ref}(P) \quad (III.19)$$

Ce qui fait apparaître l'équation caractéristique du deuxième ordre dans notre cas :

$$D(P) = P^2 + \left(\frac{K_p + f}{J}\right) \cdot P + \frac{K_i}{J} \quad (III.20)$$

Or l'équation caractéristique standard du second ordre, dans le cas général a la forme suivante :

$$D(P) = P^2 + 2\xi_p \cdot \omega_n \cdot P + \omega_n^2 \quad (III.21)$$

Alors nous identifions terme à terme les deux équations (III.20) et (III.21) :

$$P^2 + \left(\frac{K_p + f}{J}\right) \cdot P + \frac{K_i}{J} = P^2 + 2\xi_p \cdot \omega_n \cdot P + \omega_n^2 \quad (III.22)$$

On obtient les expressions donnant les paramètres du régulateur (K_p, K_i):

$$\left(\frac{K_p + f}{J}\right) = 2 \cdot \xi_p \cdot \omega_n \Rightarrow K_p + f = 2 \cdot \xi_p \cdot \omega_n \cdot J$$

$$\frac{K_i}{J} = \omega_n^2 \quad (III.23)$$

Donc :

$$K_p = 2 \cdot \xi_p \cdot \omega_n \cdot J - f \quad (III.24)$$

$$K_i = J \cdot \omega_n^2 \quad (III.25)$$

Le choix de la pulsation propre ω_n et de facteur d'amortissement ξ_p permettent de calculer les coefficients du régulateur PI :

$$\xi_p = 0.707$$

$$\omega_n = 30 \text{ rad/s}$$

III.7. Modélisation du système d'orientation des pales (PITCH) :

III.7.1. Généralités:

Les turbines éoliennes de grande puissance, de nos jours utilisent le système PITCH pour le contrôle de puissance. Elles utilisent pour cela le principe du contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à sa valeur nominale.

Ainsi, l'orientation des pales pour augmenter ou diminuer la portance selon la vitesse du vent et constitue l'organe principal du contrôle de la puissance extraite de la turbine.

En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basse vitesse, puis, pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position en drapeau ($\beta = 90^\circ$) à la vitesse maximale V_{max} . L'entrée de la commande du système d'orientation des pales est la puissance électrique mesurée. La figure III.6 montre les différentes parties d'un système de contrôle de l'angle de calage.

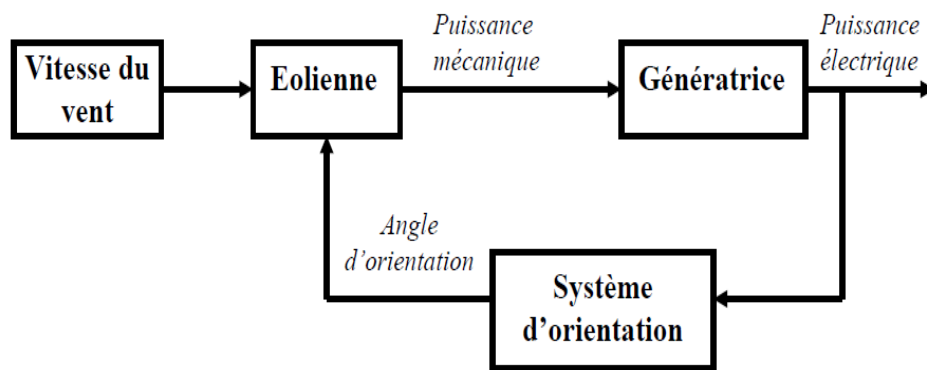


Figure III.6: Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage [18]

En générale la modélisation du PITCH se fait en trois étapes [18] :

- génération de l'angle de référence β_{ref}
- régulation de l'angle d'orientation
- régulation de la vitesse de variation de l'angle.

III.7.2. Description des étapes de la modélisation du PITCH :

III. 7.2.1. Génération de l'angle de référence β_{ref} :

L'angle d'orientation des pales doit être réglé de manière à maintenir constante la puissance électrique générée. La forme des pales et, plus généralement, les caractéristiques de la turbine jouent un rôle primordial dans ce réglage de puissance.

Le modèle non-linéaire de la turbine rend complexe une conception analytique de ce réglage. De plus, de très grandes disparités peuvent apparaître d'une turbine à l'autre. C'est pourquoi il est plus pratique d'utiliser une caractéristique expérimentale de la puissance électrique mesurée pour différentes orientations de la pale. La caractéristique de réglage inverse permet de donner directement pour une puissance donnée, l'angle de la pale correspondant à la variation [7].

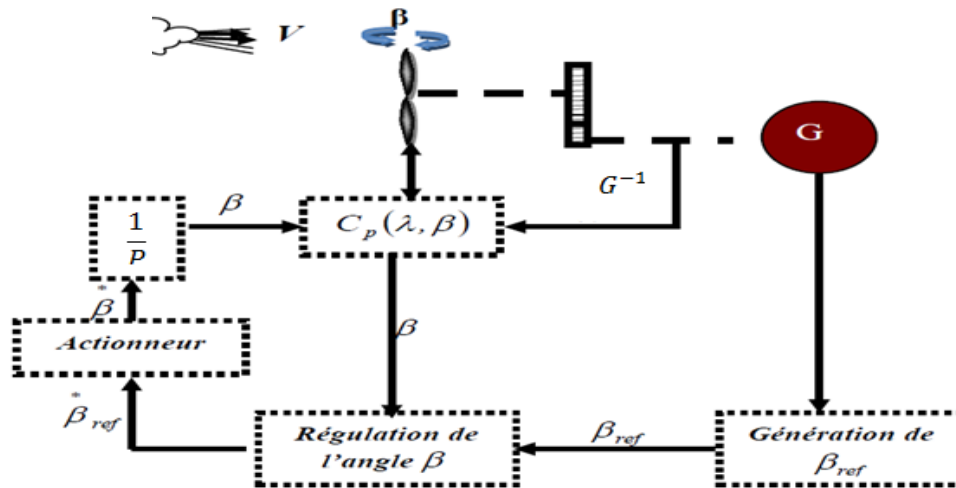


Figure III.7: Schéma bloc du contrôle de l'angle de calage [18]

III.7.2.2. Réglage de l'angle d'orientation :

Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales, soit pour chacune d'elle indépendamment. La régulation indépendante donne plus de degrés de liberté au système de commande, mais peut entraîner un déséquilibre aérodynamique dans la turbine. Un système précis de mesure est par conséquent utilisé pour assurer que l'angle de calage de chacune des pales soit le même. Certains auteurs présentent tout simplement la régulation par une simple fonction de transfert du premier ordre [18].

III.7.2.3. Régulation de la vitesse de variation de l'angle d'orientation :

Lors de modélisation du système de commande du pas des pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subits par les pales. La boucle de régulation de la vitesse de variation de l'angle de calage peut être

approchée par un système linéaire du premier ordre contenant la dynamique principale défini par une constante de temps. Si l'on considère que la régulation de la vitesse de l'angle de calage et le contrôle de l'actionneur sont parfaitement réalisés, on aura: $\dot{\beta}_{ref} = \dot{\beta}$ [18].

III.7.2.4. Régulateur PI de l'angle d'orientation :

Généralement, les régulateurs utilisés pour la régulation de l'angle d'orientation sont les régulateurs PI, leurs expressions sont données [7] :

$$\frac{\dot{\beta}_{ref}(P)}{\varepsilon(P)} = C_{\beta} = K_{\beta} + \frac{I_{\beta}}{P} \quad (III.26)$$

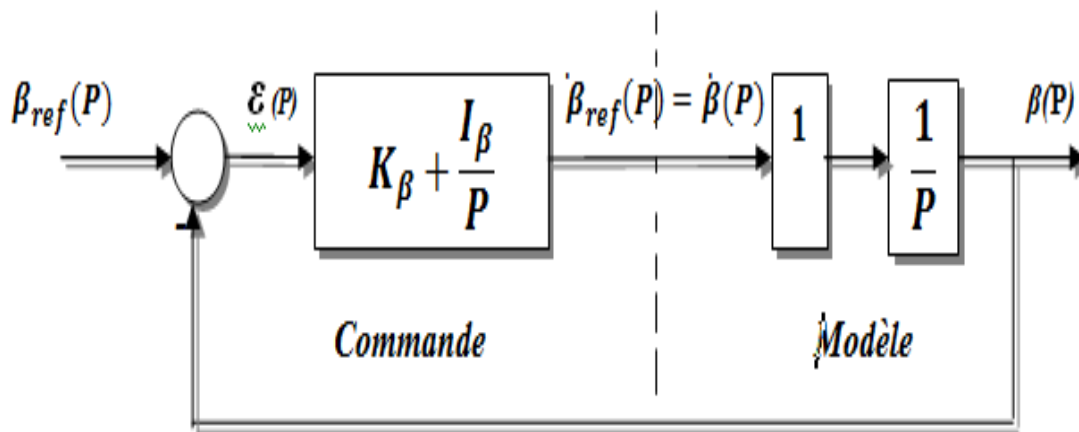


Figure III.8: Schéma bloc d'une boucle de Régulation de l'angle avec un correcteur PI

La réponse de ce système en boucle fermée est la suivante :

$$\beta(P) = \frac{C_{\beta} \cdot \frac{1}{P}}{1 + C_{\beta} \cdot \frac{1}{P}} \cdot \beta_{ref}(P) \quad (III.27)$$

$$\beta(P) = \frac{(K_{\beta} + \frac{I_{\beta}}{P}) \cdot \frac{1}{P}}{1 + (K_{\beta} + \frac{I_{\beta}}{P}) \cdot \frac{1}{P}} \cdot \beta_{ref}(P) \quad (III.28)$$

$$\beta(P) = \frac{\frac{K_{\beta}}{I_{\beta}} \cdot P + 1}{\frac{P^2}{I_{\beta}} + \frac{K_{\beta}}{I_{\beta}} \cdot P + 1} \cdot \beta_{ref}(P) \quad (III.29)$$

Les paramètres dénominateur de cette fonction correspondant à ceux d'un seconde ordre et sont calculés de manière classique pour avoir un facteur d'amortissement égale à 1 et une pulsation naturelle donnée, on trouve alors :

$$I_{\beta} = w_n^2 \quad ,$$

$$K_{\beta} = 2 \cdot \xi_p \cdot \omega_n$$

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons modélisé le système éolien, avec ses différents éléments et nous avons également établi différents systèmes de régulation de la vitesse de rotation de la turbine. La régulation de la variation de l'angle d'orientation des pales PITCH était présentée. La correction de ce système est assurée par un régulateur proportionnel intégral.

Introduction :

Dans cette partie nous avons élaboré le modèle de la turbine sous environnement d un programme Matlab/simulink afin de pouvoir tracer des courbes différentes pour les systèmes de fonctionnement et résultats de simulation.

IV.1. Présentation de Simulink :

SIMULINK est un logiciel qui permet de modéliser, simuler et analyser des systèmes dynamiques. Ce logiciel a été produit par la société « The Math Works Inc ». C'est un outil totalement intégré au noyau de calcul de Matlab qui procure un environnement de modélisation basé sur des schémas-blocs. Simulink possède une interface graphique qui facilite l'analyse de systèmes dans le domaine temporel et fréquentiel. Les systèmes Simulink ne sont plus décrits par des lignes de codes Matlab mais simplement définis par des schémas-blocs dont tous les éléments sont prédéfinis dans des bibliothèques de blocs élémentaires qu'il suffit d'assembler.

Le système modélisé sous Simulink peut recevoir des données de l'espace de travail de Matlab ou y envoyer des données de sortie. L'échange de données entre Simulink et l'espace de travail Matlab peut se faire à l'aide de variables communes ou par l'intermédiaire de fichiers MAT.

Au niveau de la modélisation Simulink met à disposition :

- un éditeur graphique dans lequel les blocs sont reliés entre eux avec des fils de connexion.
- des bibliothèques de blocs paramétrables.

Au niveau de simulation Simulink permet :

- la simulation de systèmes en temps continu ; discret ou hybride ;
- la simulation de systèmes linéaires (définis sous forme matricielle) et non-linéaires.

IV.2. Modèle de la turbine :

Il existe plusieurs formulation pour le calcul du coefficient de puissance C_p . Dans notre cas, le choix s'est porté sur l'expression ci-dessous [4] :

$$C_p(\lambda, \beta) = [0.5 - 0.167(\beta - 2)] \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{IV.1})$$

Le bloc de la turbine est réalisé sous Simulink par le schéma IV.1.suivant:

Dans cette partie nous avons élaboré le modèle de la turbine sous environnement d un programme Matlab/simulink afin de pouvoir tracer des courbes différentes pour les systèmes de fonctionnement et résultats de simulation

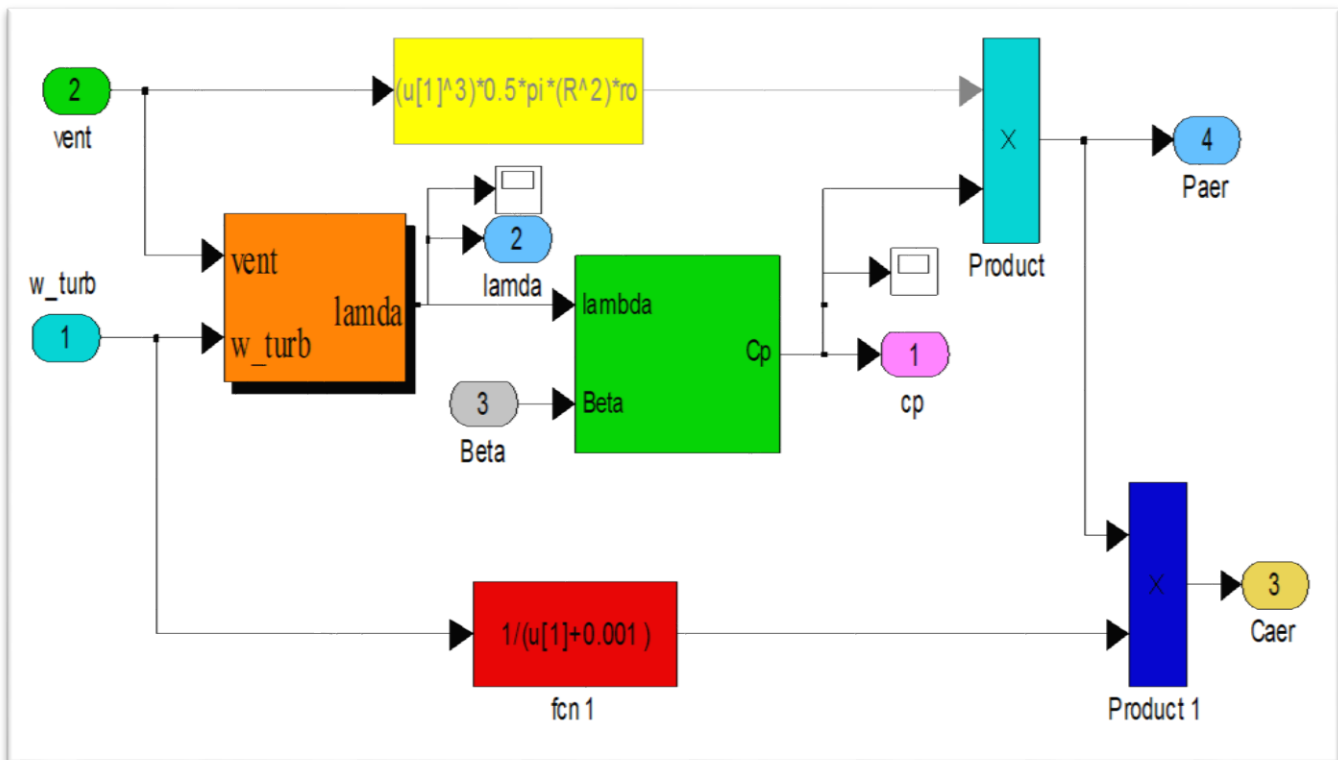
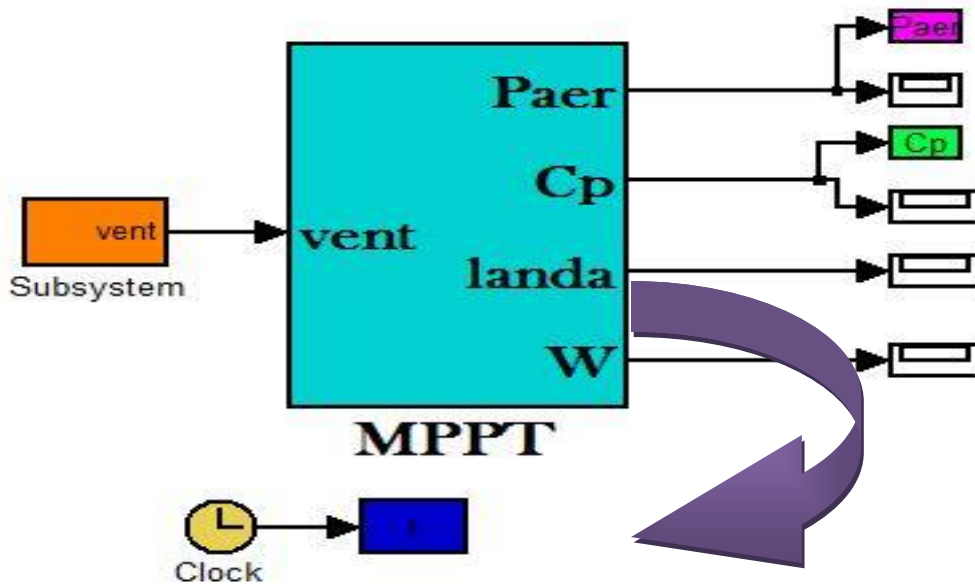


Figure IV.1: modèle de la turbine à vent développé sous Matlab / Simulink.

IV.2.1 Relation du coefficient de puissance avec l'angle de calage et la vitesse relative:

Une relation empirique entre coefficient de puissance du rotor (c'est le rendement aérodynamique de la turbine), la vitesse relative λ et angle d'inclinaison β est utilisée pour l'élaboration d'une table de consultation qui fournit une valeur de C_p pour une valeur donnée de la vitesse du vent et la vitesse relative. Angle d'inclinaison des pales peut être défini comme l'angle entre le plan de rotation et l'axe de corde de pale. Vitesse de pointe est définie comme le rapport de la vitesse linéaire de la lame à pointe à la vitesse du vent [25].

$$\lambda = \frac{R\Omega_{tur}}{V_{vent}} \quad (IV.2)$$

IV.2.1.1 Coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse réduite λ :

La figure IV.2 illustre les courbes de $C_p(\lambda)$ pour plusieurs valeurs de β (degré) obtenues par la Relation IV.1:

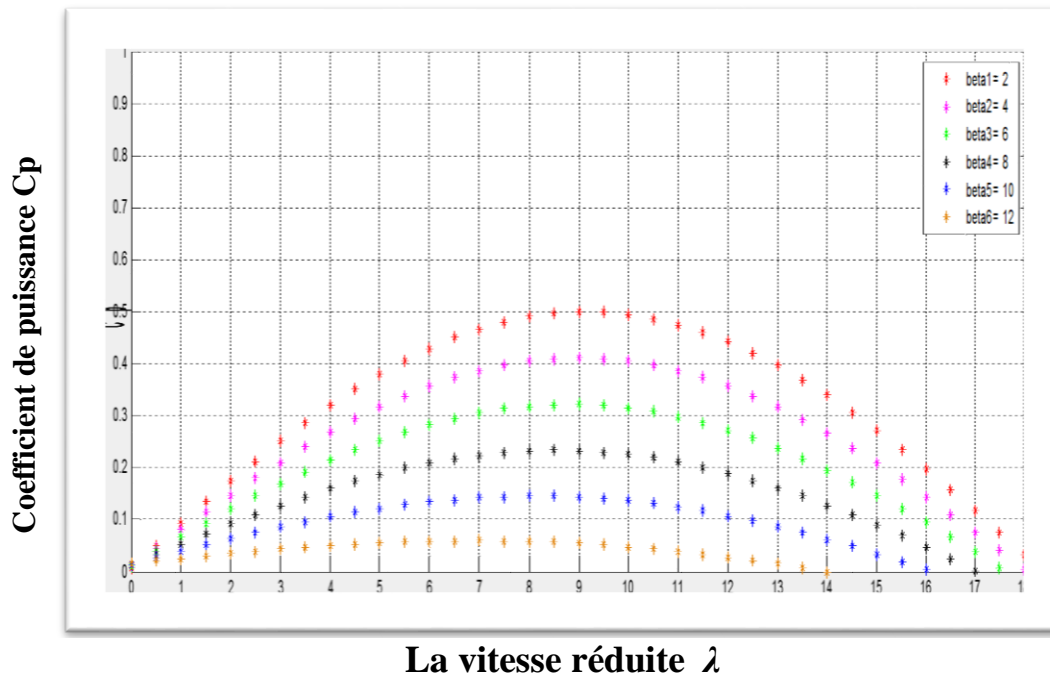


Figure IV.2: caractéristique du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ

La figure (IV.2) représente le coefficient de puissance C_p , en fonction du rapport de vitesse λ pour différents angles d'inclinaison des pales β .

Nous intéressons à la courbe qui possède le plus haut maximum. Cette courbe est caractérisée par le point optimal (la vitesse réduite $\lambda= 9.15$, le coefficient de puissance $C_p= 0.50$ et l'angle de calage $\beta=2^\circ$).

Le point correspondant au maximum du coefficient de puissance C_p assure la puissance mécanique maximale récupérée. Cette étape de fonctionnement ne peut être vérifiée qu'avec l'utilisation de la vitesse réduite variable. Le maintien de la vitesse réduite exige la variation de vitesse de rotation du générateur et de l'éolienne avec les variations de vitesse du vent, selon l'équation (IV.2).

On remarque dans le tableau ci- dessous que pour l'angle de calage β joue un rôle très important dans la variation de coefficient de puissance et aussi avec la vitesse spécifique λ . Elle est inversement proportionnel entre eux (β augmente le C_p et λ diminue).

β	λ_{optimal}	C_p_{optimal}
12	7	0.06
10	8	0.15
8	8.5	0.24
6	8.75	0.33
4	9	0.41
2	9.15	0.50

Tableau IV.1: les valeurs de coefficient de puissance C_p en fonction de λ et β

IV.2.1.2 Coefficient de couple C_q en fonction de la vitesse du vent V_v :

Calcul de coefficient de couple

$$C_q = \frac{C_p}{\Omega_{turb}} = \frac{0.5}{7.2} = 0.07 \quad (IV.3)$$

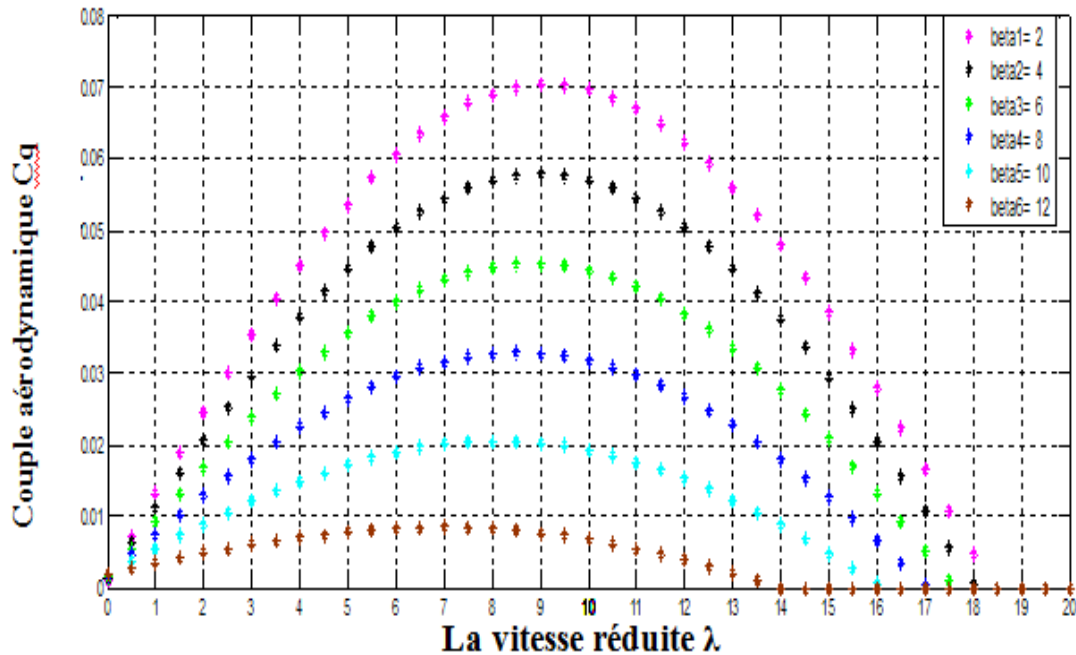


Figure IV.3: coefficient de couple $C_q = f(\lambda)$

Pour la vitesse réduite 9m/s, le coefficient de couple 0.07 donné la puissance mécanique optimal qui assurée par le coefficient de puissance optimale $C_p=0.52$.

IV.3. Représentation du modèle de l'arbre de l'éolienne :

Le modèle de l'arbre de l'éolienne associé au modèle de la turbine est représenté sur le schéma bloc de figure (IV.4) :

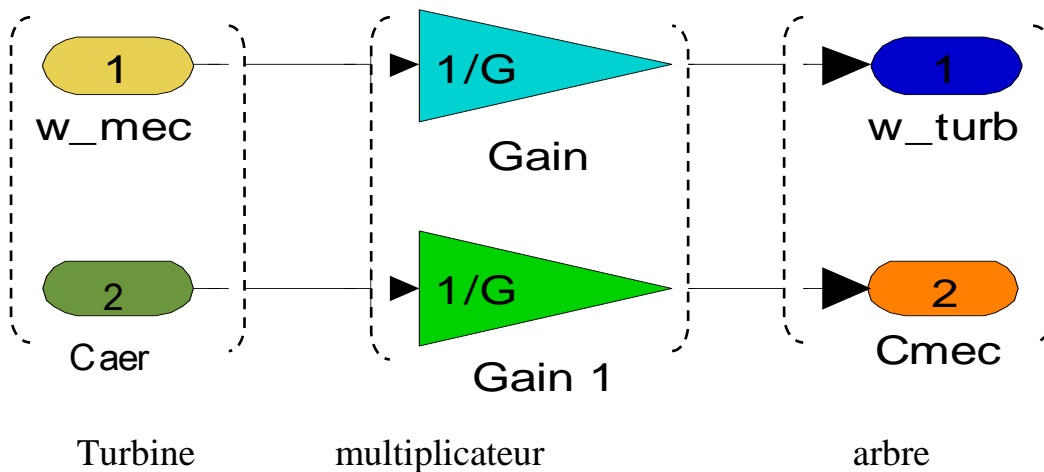


Figure IV.4: schéma bloc de la modèle de la turbine

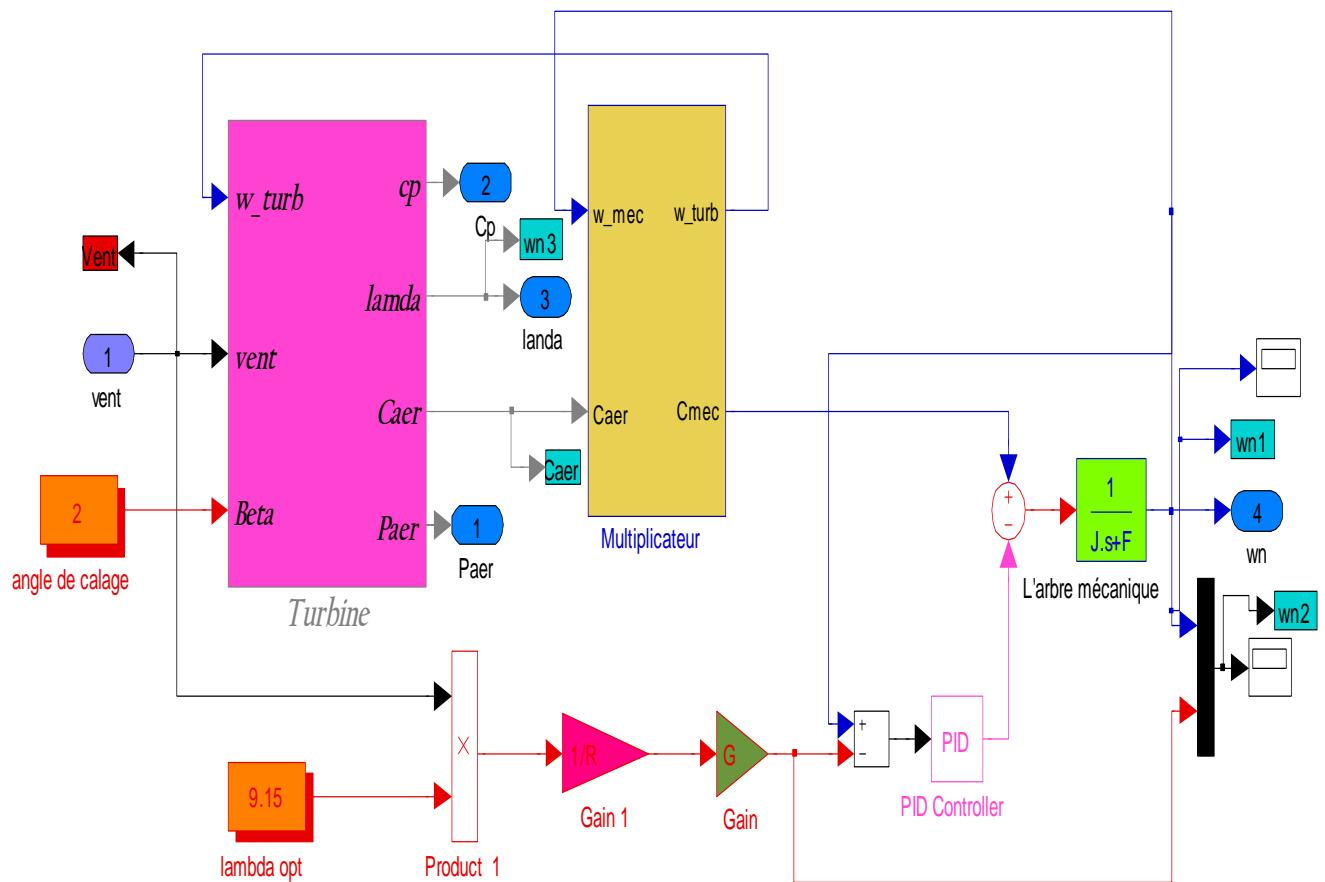
IV.4. Conception du correcteur de la vitesse :

L'action de correcteur de la vitesse doit accomplir deux tâches :

- asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. A ce modèle nous utilisons le correcteur proportionnel intégral [7].

La représentation simplifiée sous forme schéma bloc de modèle de la turbine avec régulateur PI appliqué pour asservissement de la vitesse de l'arbre selon la figure(IV.5) :



Commande avec asservissement de vitesse mécanique

Figure IV.5 : schéma bloc de la maximisation de la puissance extraction avec asservissement de la vitesse

Les paramètres de tout le système sont rassemblés dans les tableaux :

Données de la turbine à vent	
Diamètre du rotor	23.2 m
Nombre de pales	3
Densité de l'air	1.23 Kg/m ³
Vitesse moyenne du vent	9 m/s
Angle de calage	2°
Valeur de la constante de temps	4 s
Données du multiplicateur	
Rapport de vitesse	23.75
Moment d'inertie	102.8 Kg.m ²
Coefficient de frottement visqueux	0.0024

Tableau IV.2: Les paramètres du système éolien [4]

IV.4.1. Résultats de simulations :

Nous présentons la simulation du fonctionnement de la partie mécanique de l'éolienne, elles sont faites dans l'environnement MATLAB/SIMULINK. Cet environnement nous permet de développer les schémas bloc de régulateur de type PI du dispositif.

Au cours de simulation, l'hélice et le multiplicateur ne sont pas incorporé dans le système avec la génératrice. Nous avons également fixé l'angle de calage β et utiliser le profil du vent après le filtrage comme des entrées. Nous pouvons remarquer simplement la vitesse de rotation durant un temps de simulation 30s.

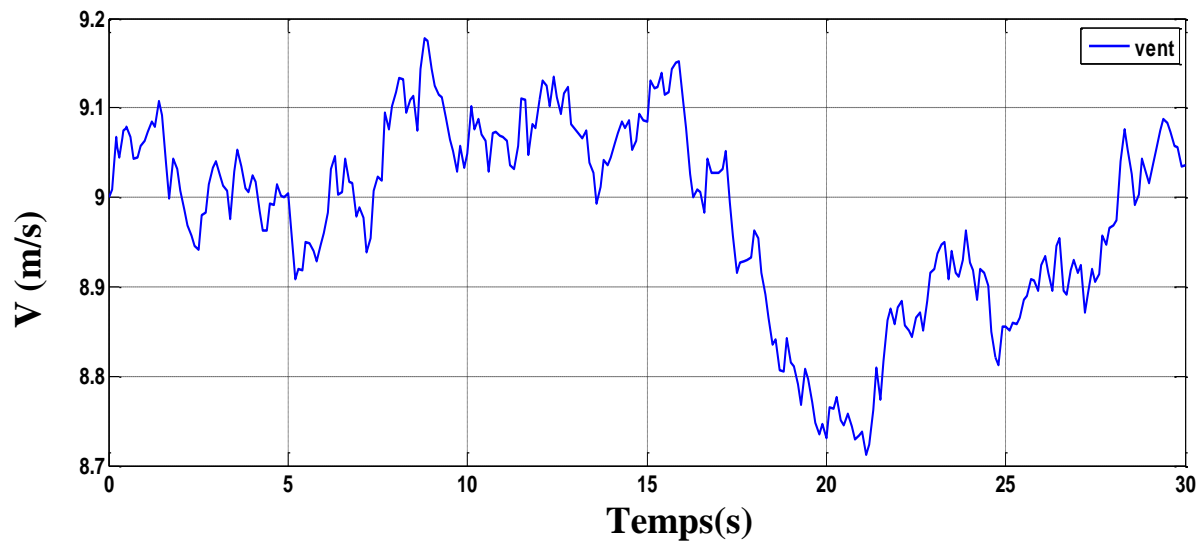


Figure IV.6: profil de vitesse du vent après le filtrage

La figure IV.6 montre la variation de la vitesse du vent après le filtrage en fonction du temps. Nous remarquons que la vitesse du vent varie entre 8.71 m/s et 9.71 m/s.

IV.4.1.1. courbe de puissance optimale :

L'équation de puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi par :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{vent}} P_{vent} = C_p(\lambda) P_{vent} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V^3 \quad (\text{IV.4})$$

Dans cette expression la vitesse réduite est intégrée dans le coefficient de puissance et on trace cette figure à l'aide du Matlab/Simulink.

$$P_{aer_opt} = \frac{1}{2} 1.23 \pi 11.6^2 9^3 0.52 = 94714.9 \text{ w}$$

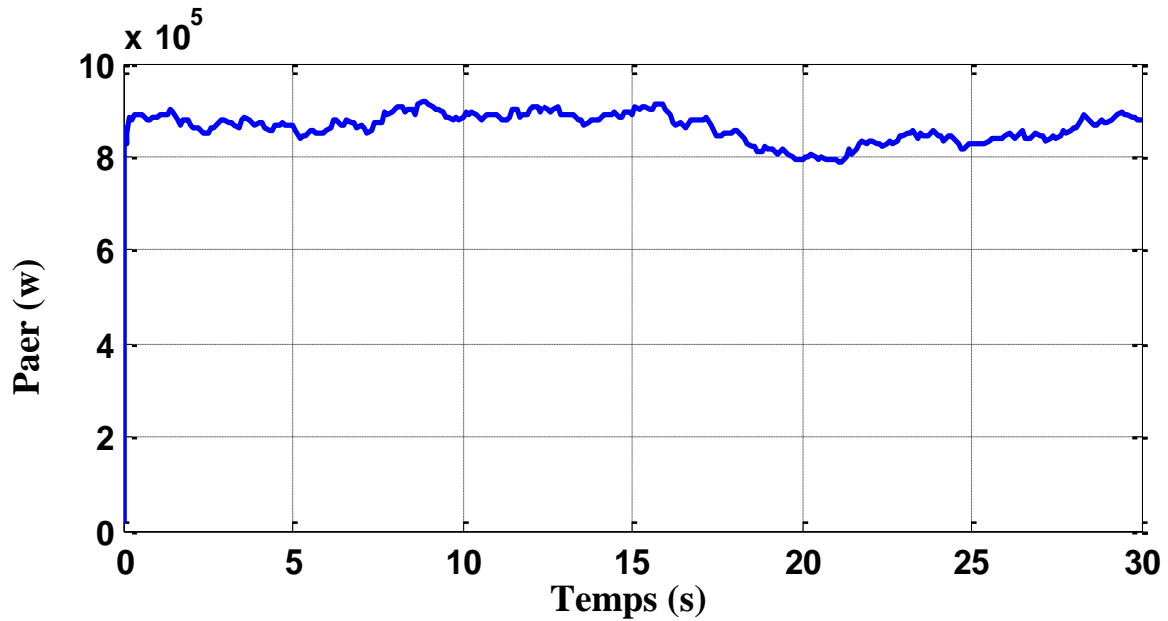


Figure IV.7: la puissance aérodynamique maximum récupérée en (watt)

La figure (IV.7) montre l'évolution de puissance aérodynamique de la turbine, en fonction du temps. Pour une vitesse du vent filtrée. On constate dans le régime transitoire, La réponse augmente rapidement due à l'action proportionnelle P, avec un temps réduite et en régime permanent la puissance aérodynamique se stabilise avec des faibles perturbations grâce à l'action intégratrice.

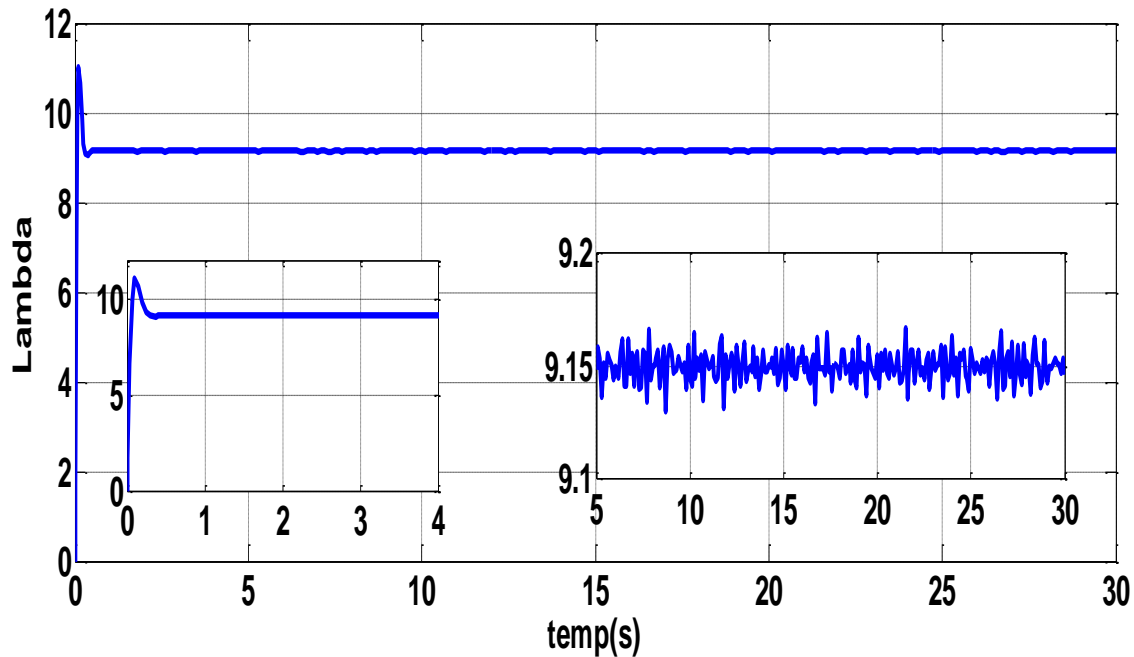


Figure IV.8: courbe de rapport de vitesse spécifique λ

L'évolution de la vitesse réduite de la turbine en fonction du temps, l'allure de la courbe prend deux formes :

En régime transitoire, la réponse est croissante rapidement avec un dépassement grâce à un zéro dans le numérateur de fonction de transfert de la régulateur PI.

En régime permanent, nous constatons que la vitesse spécifique se stabilise avec des faibles perturbations, et prend la même valeur que la valeur optimale obtenus au dessus.

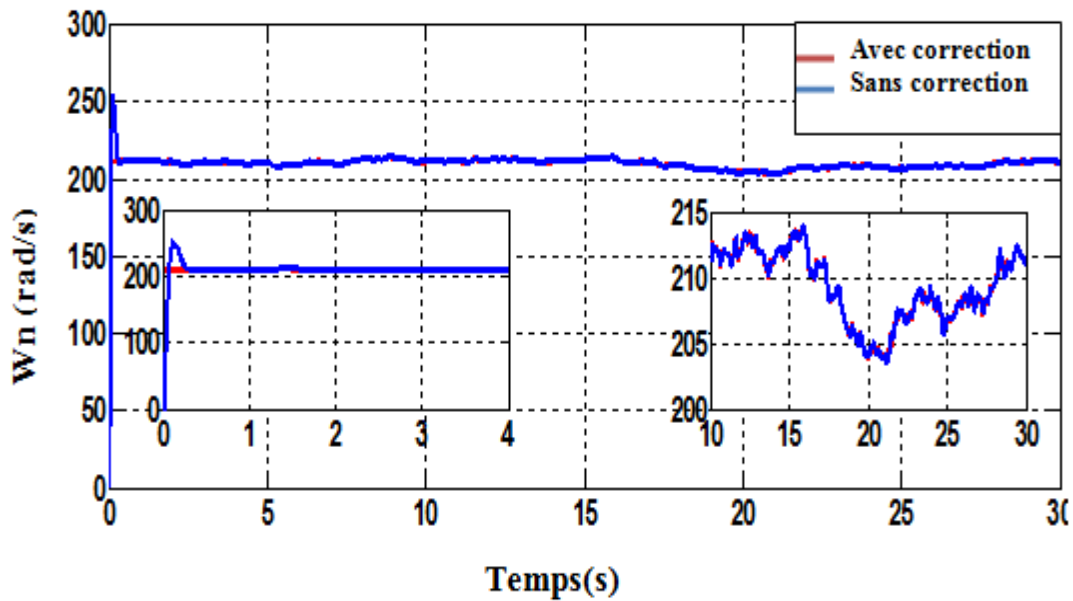


Figure IV.9: courbe de la vitesse angulaire de la génératrice sans et avec le correcteur

La figure(IV.9) montre respectivement la vitesse de rotation sans correcteur et avec correcteur. D'après les résultats, la réponse de vitesse sans correction contient un dépassement dans le régime transitoire. Alors que la vitesse Corrigée prend le régime établie permanent.

Dans le régime permanent les deux vitesses prennent une seule forme avec faible perturbation, ce qui montre le rôle de régulateur de la vitesse PI, qui assure l'optimisation de la puissance extraite.

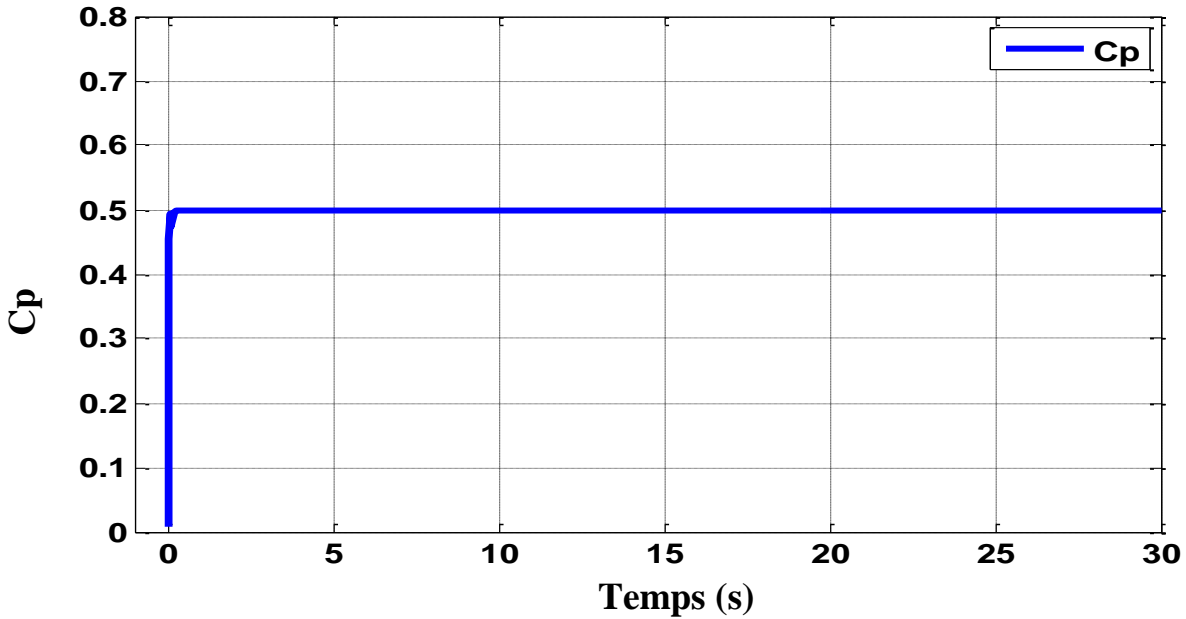


Figure IV.10 : courbe de coefficient de puissance

D'après les résultats, on remarque que la valeur de coefficient de puissance est constante en régime permanent, aussi elle est égale à la valeur optimale de C_p qui obtenu au dessus dans la figure (IV.2).

Conclusion :

Le point de fonctionnement de l'éolienne peut être déterminé à partir des caractéristiques de la puissance fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la turbine.

Pour une vitesse de vent donnée, le point de fonctionnement nominal est choisi tel que la puissance fournie par l'éolienne soit maximum. Cette puissance est assurée quand le coefficient de puissance est optimal. Elle est déduite en fonction des paramètres qui régissent le fonctionnement de système tel que l'angle β optimal, et la vitesse spécifique λ optimale.

Les résultats de simulation obtenus dépendent de l'influence de la variation de vitesse du vent. Ainsi que le rôle de l'asservissement de la vitesse de l'arbre qui est assuré par un régulateur proportionnel intégral.

Dans le cadre de la réalisation de ce mémoire, nous avons travaillé sur «l'étude des performances de la chaîne de conversion éolienne ». Pour cela nous avons pris pour objectif l'amélioration des performances du système éolienne constituée d'une turbine associée à une génératrice asynchrone.

Cet ensemble de conversion de l'énergie éolienne est complété par un dispositif aérodynamique, afin de transmettre l'énergie cinétique à l'énergie électrique, qui est distribué vers le réseau ou la charge à alimenter.

Cette étude est basée sur des stratégies de contrôle de la turbine nécessaires pour un bon fonctionnement de chaque partie de l'éolienne.

Une brève description des généralités a été traitée sur les différents types d'éoliennes existants et leurs modes d'applications, à savoir les éoliennes à axe vertical et à axe horizontal. Ces modes ont rendu compte de l'évolution de cette énergie dans le monde.

Nous avons caractérisé le profil du vent qui est la source principale d'énergie, et aussi la stratégie de fonctionnement d'une pale éolienne. Nous avons également étudié la théorie d'aérodynamique et son influence sur la turbine éolienne.

La formulation du modèle nous a permis de réaliser une modélisation d'un système de conversion d'énergie éolienne. Un établissement de système de régulation de la vitesse de rotation a permis de choisir un régulateur de type proportionnel intégrale PI, et a abouti aussi à la construction d'un système de contrôle de la variation de l'angle d'orientation des pales 'PITCH'.

Pour cela nous avons élaboré le modèle de la turbine sous environnement d'un programme matlab/simulink. Nous avons tracé des différentes courbes pour les systèmes de fonctionnement et présenté les résultats de simulation.

Finalement nous avons conclu que chaque éolienne doit posséder son propre coefficient de puissance qui joue un rôle très important dans la production d'énergie électrique. La relation de l'angle de calage avec ce coefficient de puissance provoque une forte influence. Si l'angle de calage augmente, le coefficient de puissance

diminue. Un autre point très important, à savoir que toutes les éoliennes auront un système de régulation au niveau des pales et de l'arbre de rotation pour extraire et assurer un maximum de puissance à la sortie d'éolienne.

En perspective, nous proposons, aux futurs étudiants de poursuivre cette étude par d'autres travaux afin d'améliorer davantage les performances des centrales éoliennes et ceci, par les points suivants :

- Etude des systèmes (éolienne - photovoltaïque), (éolienne-diesel), (éolienne - photovoltaïque -diesel)...etc.
- Application de plus de commandes pour l'énergie éolienne, par exemple, les modèles de simulation des aérogénérateurs à vitesses variables avec régulation.
- Etudier les techniques de recherche du point de vue de puissance maximale et performances optimales.

[1] : F. POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne », thèse de doctorat de l'université de Nantes, le 19 décembre 2003.

[2] : R. RADJEM, « Etude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne »,diplôme de magistère en électrotechnique soutenu le : 04 /07/2009.

[3] : A. MIRECKI, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », unité mixte de recherche CNRS n° 5828, le avril 2005.

[4] : k. FERKOUS, « Etude d'une chaine de conversion d'énergie éolienne » diplôme de magister en physique école doctorale, soutenu le 27 /05 / 2009.

[5] : N. HAMDI, « Modélisation et commande des génératrices éoliennes » présenté en vue de l'obtention du diplôme de magister en électrotechnique, 24 /01/2008.

[6] : k. BALHADJ KACEM et A.GHMARI, « Etude d'une chaine de conversion des énergies éolienne » présenté en vue de l'obtention du diplôme de master en génie thermique et énergie renouvelable, 23 /06/2013.

[7] : S. EL AIMANI, « Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, l'université des sciences et technologies de Lille (USTL), soutenu le 24 / 10 / 2011.

[8] : T. DOUADI, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une génératrice asynchrone » Ingénieur d'État en Électrotechnique de l'Université de BATNA, 2013

[9] : http://www.nskeurope.fr/cps/rde/xchg/eu_fr/hs.xsl/industrie-eolienne.html

[10] : M. SATHAYAJITH, « wind energy fundamentals, resource analysis and economics » assistant professor and wind energy consultant faculty of engineering , KCAET

[11] : O. GERGAUB, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de doctorat, le 9 décembre 2002.

[12] : B. BELTRAN, « Maximisation de la Puissance Produite par une Génératrice Asynchrone Double Alimentation d'une Eolienne par Mode Glissant d'Ordre Supérieur » Université de Brest, EA 4325 LBMS, IUT de Brest Université de Brest, EA 4325 LBMS, IUT de Brest

[13] : S. HAMICHA, Ep. BOUREKACHE, « Etude et commande d'une éolienne a base d'une machine synchrone a aimants permanents », mémoire de magister, 25/06/2013.

[14] : B.BELTRAN, « Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur », Thèse de Doctorat de l'université de Bretagne occidentale le 6 juillet 2010.

[15] : P. LECONTE, M. RAPIN et E. SZECHENYI, « Eoliennes », © techniques de l'ingénieur, traité génie mécanique

[16] ; A.BOYETTE, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », thèse de doctorat ,11/12/2006.

[17] : H. SALLAHI et L.ZEBIRI, « Expérimentation d'un système hybride (photovoltaïque-éolien) destiné pour la production d'électricité et l'alimentation d'une maison dans la région d'Adrar » diplôme de master en physique, 29/05/2014.

[18] : A. BOUHADDA, « Contribution a l'étude de système de commande d'une éolienne », mémoire de magister en électriques, 07/07/2011.

[19] :M. LATRECHE, « Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien » Magister en Électrotechnique: 24 /06 /2012

[20] :N. LAVERDURE, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires institut national polytechnique de Grenoble-inpg, 2005.French.

[21] :N. AIT RAMDANE, « Commande robuste d'une génératrice asynchrone à double alimentation pour la conversion de l'énergie éolienne ». Ingénieur d'état en Electromécanique de L'UMMTO (TIZI-OUZOU) ,03/07/2012.

[22] :N. KASBADJI MARZOUK, « Evaluation gissement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algerie ».docteur en physique énergétique et matériaux, 2006.

[23] : H.MAHIEDDINE, « Amélioration des Performances des Energies Eoliennes », Faculté des sciences de l'ingénieur département d'électrotechnique, soutenu le : 03 / 05 / 2012.

[24] :M. BOUDIA SIDI MOHAMMED, « Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'atlas des vents en Algérie » doctorat en physique énergies renouvelables.

[25] : M. MALKI et S. BELARBI, « Etude et Simulation d'un aérogénérateur connecté au réseau (Turbine + MADA + Réseau) en mode continu et discret », mémoire pour l'obtention du diplôme de master en électrotechnique, option : commande de machine électrique, soutenu le 20/10/2014.

[26]: <http://www.les-éoliennes.be>, 2015

[27] : S. RECHKA, G. ROY, S. DENNETIERE et J. MAHSEREDJIAN, « Modélisation des systèmes électroniques multi-masses à base des machines asynchrones, à l'aide des outils MATLAB et EMTP, avec application aux éolienne », département de génie électrique, école polytechnique de Montréal, Juillet 2004.

[28] : H. CAMBLONG, « minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », thèses de doctorat en automatique, école nationale supérieure d'arts et métiers centrale de bordeaux, soutenu le 18 /12 / 2003.

[29] :M. BOUDIA SIDI MOHAMMED, « Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'atlas des vents en Algérie » doctorat en physique énergies renouvelables.

[30] : M. LOUCIF, « Commande vectorielle sans capteur mécanique a flux rotorique oriente basée sur l'estimation de la vitesse d'un moteur asynchrone par un filtre de kalman étendu » mémoire de master, faculté de technologie de Tlemcen, département de génie électrotechnique et électronique, soutenu le 24 /10 / 2011.

[31] : F.BAGHDADI, « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybrides de conversion d'énergies renouvelables », mémoire de magister, faculté de génie de la construction de Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, département de génie mécanique, soutenu le 26 / 09 / 2011

[32] : F.KENDOULI, K. NABTI, K. ABED et H.BENELLAE, « Laboratoire d'Electrotechnique de Constantine, 'LEC' Département d'électrotechnique », Faculté des Sciences de l'Ingénieur Université Mentouri, Route Ain El Bey, Constantine, Algérie (reçu le 30 Janvier 2011 – accepté le 25 Mars 2011)