

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA**

**FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE
N°: ER 06**



**DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE
FILIERE : ENERGIES RENOUVELABLES
OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES
EN ELECTROTECHNIQUE**

**Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master 02**

Par : BOUALI Nadjib

KRIM Oussama

THÈME

**Modélisation et Contrôle d'une Turbine Eolienne à Vitesses
Variables avec Orientation des Pales**

Soutenu devant le jury composé de :

RAHALI Hilal	Université de M'sila	Président
MAYUOF Messaoud	Université de M'sila	Rapporteur
CHERIF Bilal Djamel Eddine	Université de M'sila	Examineur

Année universitaire : 2022/2023

Résumé :

Cette étude porte sur la modélisation et le contrôle des éoliennes à vitesses variables avec orientation des pales. L'objectif principal est d'améliorer l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne à l'aide de diverses techniques d'optimisation. Nous avons effectué une analyse aérodynamique des éoliennes, en étudiant les interactions entre le vent et les pales. Cette étude démontre l'importance de la modélisation et du contrôle pour augmenter les performances des éoliennes. En vue d'assurer un bon suivi des stratégies d'optimisation et limitation de la turbine, une étude détaillée est faite sur l'angle de calage avec une modélisation et simulation pour différentes conditions de fonctionnement.

Abstract:

This study focuses on the modeling and control of variable speed variable pitch wind turbines. The main objective is to improve the efficiency of wind energy conversion using various optimization techniques. We performed an aerodynamic analysis of wind turbines, studying the interactions between wind and blades. In order to ensure a good follow-up of the optimization and limitation strategies of the turbine, a detailed study is made on the pitch angle with modeling and simulation for different operating conditions.

ملخص:

تركز هذه الدراسة على النمذجة والتحكم في توربينات الرياح متغيرة السرعة مع توجيه الشفرة. الهدف الرئيسي هو تحسين كفاءة تحويل طاقة الرياح باستخدام تقنيات التحسين المختلفة. أجرينا تحليلًا ديناميكيًا هوائيًا لتوربينات الرياح، ودرسنا التفاعلات بين الرياح والريش. توضح هذه الدراسة أهمية النمذجة والتحكم في زيادة أداء توربينات الرياح. من أجل ضمان متابعة جيدة لاستراتيجيات التحسين والحد من التوربينات، يتم إجراء دراسة مفصلة على زاوية الملعب مع النمذجة والمحاكاة لظروف التشغيل المختلفة. كفاءة التحويل.

Remerciement

Avant tout, mes remerciements vont à **Allah** le tout puissant qui m'a aidé à faire ce travail et qui m'a donné le courage, la patience et la santé durant toutes ces longues années d'étude afin que je puisse arriver à ce niveau.

Ce travail de recherche a été effectué au sein de l'université de Mohamed Boudiaf - M'SILA, sous la direction scientifique de Monsieur **MAYUOF Messaoud** que je tiens à remercier très vivement pour son enthousiasme envers mon travail, sa disponibilité et son soutien scientifique et humain. Je le remercie, également, pour la confiance qu'il m'a accordée, ses encouragements et ses précieux conseils.

J'adresse mes remerciements à tous les membres du jury d'accepter de juger ce modeste travail.

J'adresse un grand merci à mes amis, et tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin durant ces années de recherche et d'études. Je ne peux conclure sans un mot de remerciement à tous mes enseignants tout le long de ma formation.

Enfin, un grand merci à mes parents, et à toute ma famille pour leur amour et leur soutien surtout durant les deux dernières années.

Dédicace

JE DÉDIE CE TRAVAIL :

*À MON BINÔME OUSSAMA POUR TOUT LE TRAVAIL QU'ON
A ACCOMPLI*

À MA MÈRE

MON PÈRE

À TOUTE MES FRÈRES ET MES SŒURS

À MA FAMILLE

À TOUTE LA FAMILLE BOUALI

*TOUS MES AMIS ET TOUTE LA PROMOTION 2023 ET EN
PARTICULIER LA PROMOTION D'ENERGI RENOUVELABLE*



NADJIB



Dédicace

A ma Mère et mon Père

A ma Famille

A Mon chère amie

BOUALI Nadjib

A tous mes amis

Et tous chacun à son nom

Sommaire

Liste des figures	I
Symboles et abréviations.....	V
Introduction Générale	4
1 CHAPITRE 01:.....	5
Etat de l'art des systèmes de control de la turbine éolienne à vitesses variables.....	5
1.1 Introduction	6
1.2 Historique de l'éolien	6
1.3 Eolienne dans le monde.....	6
1.3.1 L'éolien dans l'Algérie.....	7
1.3.2 Localisation des zones les plus venteuses en Algérie.....	8
1.4 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	9
1.4.1 Les avantages.....	9
1.4.2 Inconvénients de l'énergie éolienne	10
1.5 Principe de conversion d'énergie éolienne.....	10
1.6 Eléments constitutifs d'une éolienne.....	11
1.7 Définition de l'énergie éolienne.....	12
1.8 Différents types d'éoliennes	13
1.8.1 Turbines à axe vertical.....	13
1.8.2 Turbines à horizontal.....	13
1.9 Conception des pales	14
1.9.1 Conception à deux pales (basculant)	14
1.9.2 Conception à une lame	15
1.10 Matériaux de la pale	15
1.11 Fonctionnement à vitesse fixe	15
1.11.1 Fonctionnement à vitesse variable.....	16
1.11.2 Éoliennes à décrochage contrôlé	16
1.12 Système d'orientation des pales (pitch control).....	17
1.12.1 Méthodes de contrôle au niveau de la turbine	17
1.12.2 Contrôle par décrochage aérodynamique passif (« Passive Stall »)	18
1.12.3 Avantages	19
1.12.4 Inconvénients.....	19
1.12.5 Contrôle par décrochage aérodynamique actif (« Active Stall », « CombiStall » de BONUS, « Power Trim » de NEG MICON)	19
1.12.6 Contrôle par angle de calage variable (« Pitch Control »).....	20

1.13	Conclusion.....	21
2	CHAPITRE 02 : Modélisation et optimisation d'une turbine éolienne.....	22
2.1	Introduction	23
2.2	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....	23
2.2.1	Loi de Betz	24
2.2.2	La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio).....	25
2.2.3	Coefficient de puissance.....	25
2.2.4	Coefficient de couple.....	26
2.2.5	Courbes caractéristiques des turbines éoliennes.....	27
2.3	Production d'énergie mécanique	27
2.4	Modélisation du système éolien.....	28
2.5	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	29
2.5.1	Modèle de la turbine	30
2.5.2	Modèle du multiplicateur.....	30
2.5.3	Equation dynamique de l'arbre de transmission.....	30
2.5.4	Système de contrôle de l'aéroturbines	31
2.5.5	Méthodes de recherche du point maximum de puissance.....	31
2.5.6	Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.....	33
2.5.7	Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	35
2.5.8	Principe général :	35
2.5.9	Conception du correcteur de vitesse	35
2.5.10	Correcteur proportionnel intégral à avance de phase	36
2.5.11	Correcteur proportionnel intégral avec anticipation	38
2.6	Résultats de simulation.....	39
2.6.1	Résultats de simulation sans asservissement de vitesse	40
2.6.2	Résultats de simulation avec asservissement de vitesse PI avec anticipation	42
2.6.3	Résultats de simulation avec asservissement de vitesse PI à avance de phase.....	43
2.6.4	Résultats de simulation avec les trois stratégies de contrôle	44
2.7	Commentaire	46
2.8	CONCLUSION	47
3	CHAPITRE 03 : control d'une turbine éolienne à vitesses variables avec orientation des pales	48
3.1	Introduction	49
3.2	Description du système d'orientation des pales.....	49
3.3	Décomposition de la résultante de l'action du vent : traînée et poussée	50
3.4	Système de freinage des pales	52
3.5	Le réglage de la puissance : calage et décrochage.....	52
3.5.1	Modification de l'angle d'attaque via l'angle de calage d'une pale	53

3.5.2	Stratégies de commande de la turbine éolienne.....	53
3.6	Modélisation du système d'orientation des pales	54
3.6.1	Régulation de l'angle avec régulateur PI.....	56
3.6.2	Régulation de l'angle à partir de gain.....	57
3.7	Résultats de simulation.....	59
3.8	Conclusion.....	63
	Conclusion Générale	64
	Références bibliographiques	65

Liste des figures

chapitre 01

Figure 1-1: Evolution de la puissance éolienne totale installée dans le monde 2001-2018, avec un taux de croissance annuel composé.....	7
Figure 1-2: Puissance installée par type d'équipement à fin 2017.....	8
Figure 1-3: Atlas de la vitesse moyenne du vent.....	8
Figure 1-4: Principaux organes du système de conversion d'énergie éolienne.....	10
Figure 1-5: Composants d'une éolienne.....	12
Figure 1-6: Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	12
<i>Figure 1-7: Exemples des éoliennes à axe verticale</i>	13
<i>Figure 1-8: Exemples des éoliennes à axe horizontal</i>	14
<i>Figure 1-9: Système de décrochage aérodynamique</i>	17
<i>Figure 1-10: Méthodes de contrôle de la puissance captée par la turbine</i>	18
<i>Figure 1-11: Décrochage aérodynamique passif</i>	18
<i>Figure 1-12: Décrochage par contrôle de l'angle de calage β</i>	20

chapitre 02

Figure 2-1: colonne d'air animée d'une vitesse v	23
Figure 2-2: Tube de courant autour d'une éolienne.....	24
Figure 2-3: Vitesse de vent (v) et vitesse tangentielle de l'aubage (Ωr).....	25
Figure 2-4: Coefficient de puissance pour les différents types d'aérogénérateurs[09].....	26
Figure 2-5: Allures des coefficients C_p et C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l'angle de calage[27]...27	27
Figure 2-6: Représentation du système éolien[15].....	28
Figure 2-7 schéma mécanique équivalent simplifié de la turbine éolienne [15].....	29
Figure 2-8: synoptique du montage éolien étudié.....	30
Figure 2-9: Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation[7].....	32
Figure 2-10: Stratégies de commande de la turbine étudiée.....	32
Figure 2-11: Schéma bloc de la maximisation de puissance sans asservissement de vitesse.....	34
Figure 2-12: Schéma bloc de la maximisation de puissance avec asservissement de vitesse.....	36
Figure 2-13: Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase.....	36
Figure 2-14: Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation.....	39
Figure 2-15: coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différent angles de calage.....	39
<i>Figure 2-16: Profil du vent</i>	40
Figure 2-17: Vitesse mécanique.....	40
Figure 2-18: Puissance éolien pour Chaque angle de calage.....	41
Figure 2-19: coffecient de Puissance pour Chaque angle de calage.....	41
Figure 2-20: Vitesse spécifique (TSR) pour Chaque angle de calage.....	42
Figure 2-21: Vitesse mécanique.....	42
Figure 2-22: Puissance éolien.....	43
Figure 2-23: Vitesse mécanique.....	43
Figure 2-24: Puissance éolien.....	44
Figure 2-25: Vitesse mécanique.....	44
Figure 2-26: Puissance éolien.....	45
Figure 2-27: coffecient de Puissance.....	45
Figure 2-28: Vitesse spécifique (TSR).....	46

chapitre 03

Figure 3-1 : Dispositif de contrôle du réglage des pales.....	49
Figure 3-2: Comportement d'une pale dans un flux.....	50
Figure 3-3: Polaire de profil – i en fonction de C_z et C_x [27].....	51
Figure3-4: Illustration de la variation de la force aérodynamique : diminution par réduction de l'angle de.....	53
Figure 3-5: Caractéristiques vitesse de rotation, vitesse de vent[16].....	54
Figure 3-6: Schéma bloc du système d'orientation des pales[27].....	55
Figure 3-7: Modélisation du système de régulation de l'angle de calage.....	56
Figure 3-8: Schéma bloc d'un régulateur PI de l'angle de calage.....	56
Figure 3-9: Schéma bloc de la boucle de régulation de l'angle de calage avec régulateur PI.....	57
Figure 3-10: Schéma bloc d'un régulateur de l'angle à partir de gain.....	57
Figure 3-11: Schéma bloc de la boucle globale du régulateur de l'angle à partir de gain.....	58

Liste des figures

Figure 3-12: Schéma bloc de la boucle globale du régulateur de l'angle à partir de gain.....	58
Figure 3-13: Caractéristiques $C_p = f(\lambda)$ pour différentes valeurs de l'angle de calage	60
Figure 3-14: variations de la vitesse de l'éolienne avec le vent	60
Figure 3-15: Vitesse spécifique de la turbine éolienne en fonction du temps.	61
Figure 3-16: variations de coefficient de puissance avec le vent	62
Figure 3-17: Réponse de l'angle de calage à la variation de vitesse de la turbine.	63
Figure 3-18: variation de la puissance produite par la turbine	63

Symboles et abréviations

❖ Symboles

<i>Symbole</i>	<i>Signification</i>
β	Angle de calage des pales de la turbine
$\dot{\beta}_{\text{ref}}$	Vitesse de variation de l'angle de calage des pales de la turbine
λ	Rapport de vitesse de la turbine.
λ_{opt}	Valeur optimale de λ .
T_t	Couple de la turbine
C_f	Le couple résistant dû aux frottements.
C_g	Le couple issu du multiplicateur.
C_{em}	Le couple électromagnétique développé par la génératrice.
G	le gain du multiplicateur de vitesse
P_m	la puissance mécanique
Ω_t	Vitesse de rotation avant multiplicateur en rad/s.
R_t	Rayon de la surface balayée en m
S	la surface utile traversée par le vent.
V	vitesse instantanée du vent (en m/s)
P	masse volumique de l'air (en Kg/m ³)
K_p	Gain proportionnel du régulateur PI de l'angle d'orientation
I_p	Gain intégral du régulateur PI de l'angle d'orientation
Z	Coefficient d'amortissement
ω_n	Pulsation naturelle
W	vent apparent
F_{ax}	Vecteur force représentant la poussée axiale sur une pale
F_{rot}	Vecteur force représentant la poussée en direction de la rotation sur la pale

Introduction Générale

Cette étude est portée sur la modélisation et le contrôle des turbines éoliennes à vitesses variables et orientation des pales. L'objectif principal était d'améliorer l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne en utilisant des différentes techniques d'optimisation, et d'assurer un bon suivi des stratégies d'optimisation et limitation de la turbine, en contrôlant l'angle de calage pour différentes conditions de fonctionnement.

Un état de l'art des énergies renouvelables est présenté dans le premier chapitre. Il comprend des données et perspectives qui montrent l'importance et l'évolution dans le temps de ce processus de production d'énergie au niveau mondiale. Des notions de base de la technologie éolienne ont été abordées et développées. Les éoliennes sont des dispositifs majeurs pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique utilisable.

Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude et la modélisation de la turbine éolienne à axe horizontal à vitesses variables. En fixant l'angle de calage à une valeur optimale, deux stratégies d'optimisation seront développées, dont la première est conçu sans asservissement de vitesse, tandis que la deuxième est réalisée avec asservissement de vitesse, en utilisant deux régulateurs différents.

Le dernier chapitre portera sur l'étude et la modélisation et control la turbine éolienne à vitesse variables avec orientation des pales. Une analyser comportemental de fonctionnement se fera à travers les résultats de simulation renseignant les différents paramètres de fonctionnement.

CHAPITRE 01

Etat de l'art des systèmes de control de la turbine éolienne à vitesses variables

1.1 Introduction

Au cours des dernières années, l'intérêt pour l'utilisation de sources d'énergie renouvelables n'a cessé de croître alors que les humains s'intéressaient de plus en plus aux questions environnementales. Parmi ces énergies figure l'énergie éolienne. Le développement de la technologie des éoliennes a permis aux éoliennes de devenir une alternative aux sources conventionnelles. L'énergie éolienne est transmise par le vent, qui est indirectement généré par l'énergie solaire, ce qui crée des différences de température entre les zones chaudes et froides, et conduit au vent. Une éolienne (communément appelée éolienne) est une machine qui utilise l'énergie éolienne (énergie éolienne cinétique) pour générer de l'énergie électrique. Le vent est une ressource propre et inépuisable qui peut produire de l'électricité sans émettre de gaz polluants [1].

1.2 Historique de l'éolien

L'énergie éolienne n'est pas un nouveau concept, la puissance du vent a été utilisée depuis de nombreux siècles notamment pour faire avancer les bateaux, moulin le grain, et pour produire de l'électricité, [2] Dans les années 1887-1888, l'Américain Charles F. Brush construit à Cleveland la première éolienne à fonctionnement automatique destinée à la production d'électricité. Malgré sa grande taille de 17 mètres de hauteur, elle ne produisait que 12 KWh. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Contrairement à ce que la situation actuelle pourrait laisser penser, les recherches allèrent bon train dans les années 1920, [3].

En effet, la popularité de l'énergie éolienne a toujours été en relation avec les prix des combustibles fossiles. Après la seconde guerre mondiale, avec la baisse des prix des combustibles fossiles, l'énergie éolienne n'était plus utilisée que pour le pompage. Mais la crise du pétrole dans les années 1970 a stimulé l'intérêt pour la production d'énergie à grande échelle par les éoliennes. Depuis les années 1990, les nouvelles connaissances et le développement de l'électronique de puissance, ainsi que l'amélioration des performances en aérodynamique pour la conception des turbines éoliennes et surtout les subventions accordées par de nombreux gouvernements ont rendu la solution éolienne plus compétitive, [2], [3].

1.3 Eolienne dans le monde

En 2018, l'énergie éolienne a couvert plus de 8% de la consommation d'électricité mondiale totale grâce à une puissance de 591 GW. La Chine, les États-Unis, l'Allemagne, l'Inde, l'Espagne et le Royaume-Uni sont les six pays qui dominent le marché mondial de l'éolien. La Chine est toujours le marché le plus important avec plus de 210 GW d'énergie éolienne. Les taux de croissance les plus élevés sont actuellement enregistrés dans la région d'Asie, [4].

La figure suivante montre l'évolution de la puissance éolienne totale installée dans le monde entre 2001 jusqu'en 2018.

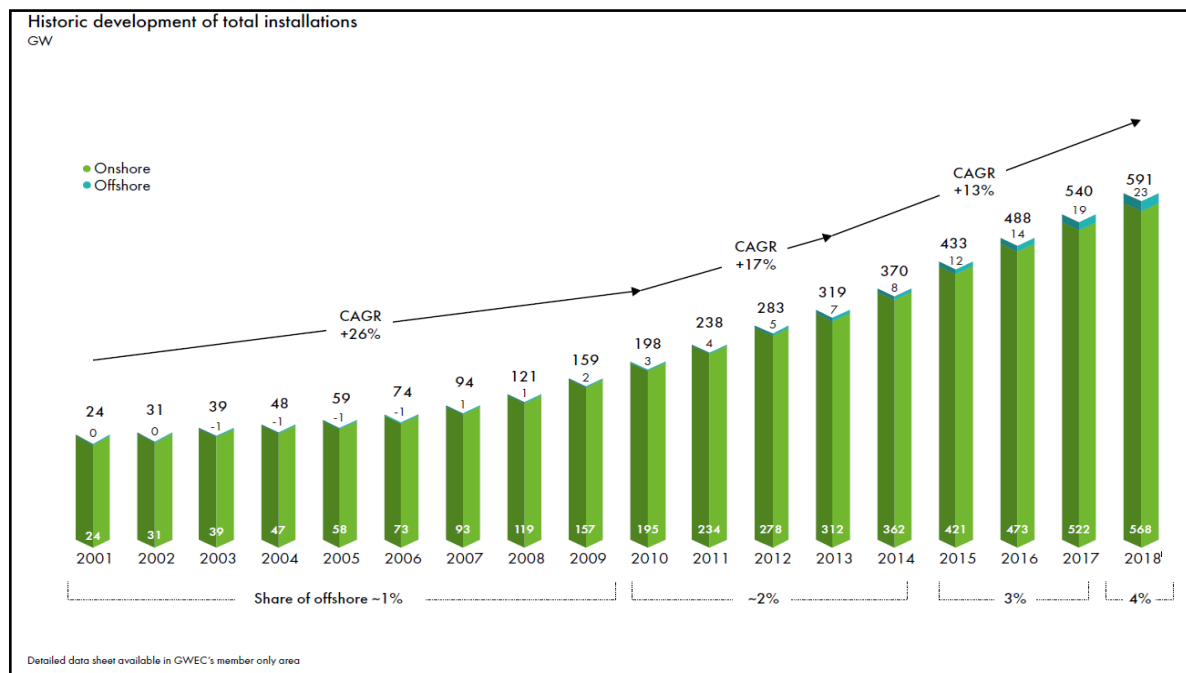


Figure 1-1: Evolution de la puissance éolienne totale installée dans le monde 2001-2018, avec un taux de croissance annuel composé

1.3.1 L'éolien dans l'Algérie

En Afrique du nord, le développement de la puissance éolienne continue en Egypte. Au Maroc et en Tunisie avec respectivement 55 MW, 10 MW et 34 MW de nouvelles capacités installées. L'Algérie, n'est pas seulement un pays riche en pétrole et en gaz, elle dispose également d'un fort potentiel éolien. Cela vient d'être confirmé en particulier pour l'énergie éolienne. En raison de la rapidité extraordinaire avec laquelle les prix des technologies des énergies renouvelables ont baissé, nous voyons aujourd'hui qu'elles sont devenues une partie intégrante des écosystèmes nationaux. En 2016, l'investissement dans l'énergie éolienne a globalement été le double des montants des investissements dans les combustibles fossiles, la figure suivante montre la répartition des usages de la filière énergie renouvelable en Algérie, [5].

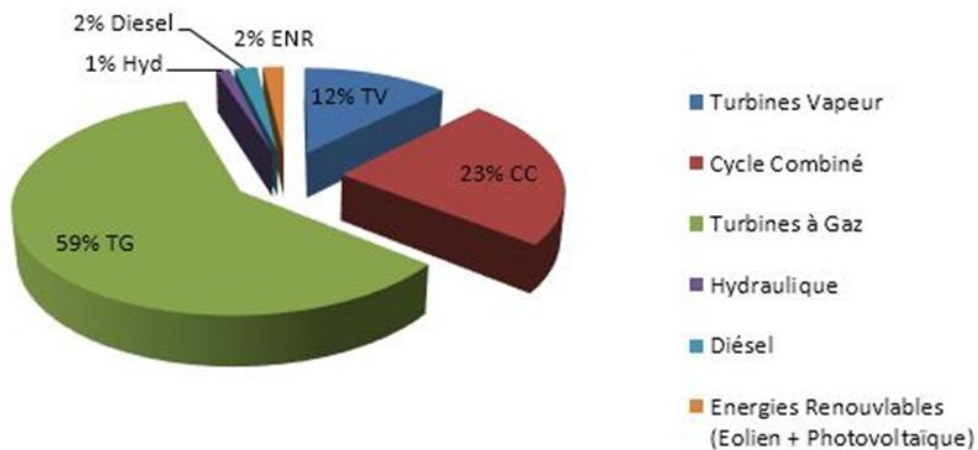


Figure 1-2: Puissance installée par type d'équipement à fin 2017

1.3.2 Localisation des zones les plus venteuses en Algérie

La carte du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol est présentée sur la figure 1.3. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. Le maximum est obtenu pour la région où il y a un potentiel important de vent (5.8 - 6.5 m/s), [6].

L'Algérie est une zone tout à fait venteuse dont 78% de sa surface est caractérisée par des vitesses excédant 3m/s avec environ 40% de ces vitesses est au-dessus des cartes du vent 5m/s ; ce qui prouve que les régions les plus venteuses sont distribuées dans le sud, tandis que le nord est généralement moins; on peut remarquer que la région du sud-ouest a un grand potentiel avec des vitesses environ 5,1 m/s ; pour l'emplacement tel que Ain-Salah et Tindouf de 5,7 m/s et pour l'emplacement d'Adrar 6.3 m/s, [5].

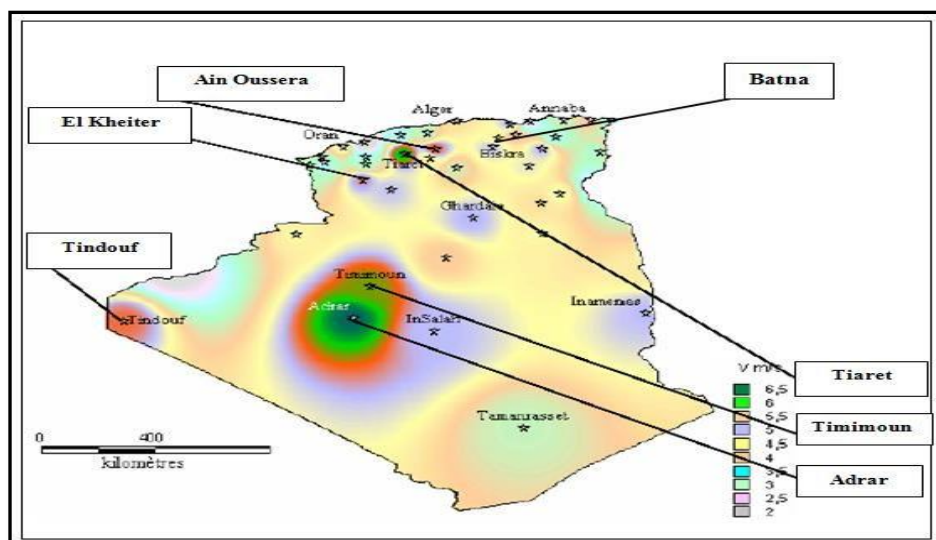


Figure 1-3: Atlas de la vitesse moyenne du vent.

1.4 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

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

1.4.1 Les avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement [7]. [8].

- La concentration du CO₂ est augmentée de 25% depuis l'ère préindustrielle. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6 depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5 °C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années. Moins des pertes de cuivre, les pertes viennent surtout du stator.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement à l'énergie fossile, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs.
- Les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi, les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres.
Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie la moins chère des énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie dans ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement est faible par rapport à celui des centrales aux énergies plus traditionnelles sur les sites plus venteux. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.
- La période de haute productivité se situe en hiver (vent plus forts), ce qui correspond à la période de l'année où la demande est plus forte.

1.4.2 Inconvénients de l'énergie éolienne

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolienne à quelques désavantages.

- L'impact visuel, ça 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.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études montrent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéroturbines.
- La qualité de la puissance électrique : La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs notamment dans les régions à fort potentiel de vent est augmentée.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources de l'énergie classique bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

1.5 Principe de conversion d'énergie éolienne

Le système de conversion d'énergie éolienne est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur. Selon la figure (1.4), il est constitué d'un générateur électrique, entraîné par une turbine éolienne à travers le multiplicateur, d'un système de commande, d'un convertisseur statique, d'un transformateur et enfin d'un réseau électrique, [1].

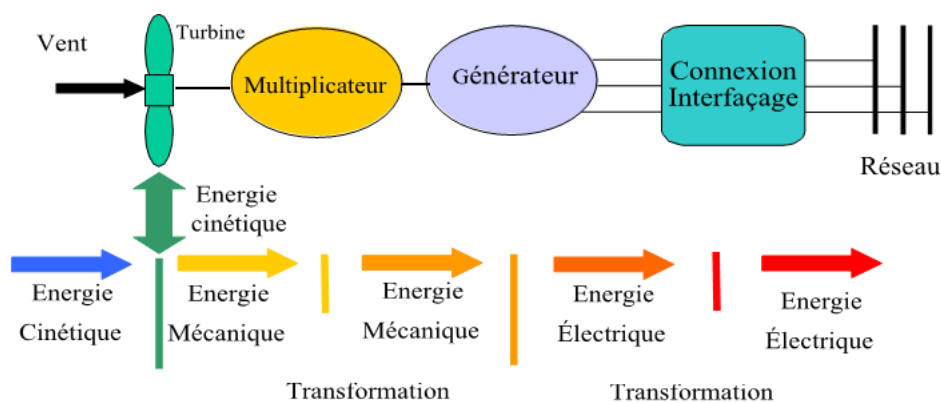


Figure 1-4: Principaux organes du système de conversion d'énergie éolienne

1.6 Eléments constitutifs d'une éolienne

Une éolienne classique est généralement constituée de trois éléments principaux [9]. :

- ❖ **Le mât** : c'est généralement un tube en acier, il supporte l'ensemble des équipements (nacelle + rotor), il est fixé sur une fondation implantée dans le sol, une lourde semelle en béton qui assure l'ancrage et la stabilité de l'éolienne, suivant le type de l'éolienne il varie entre 10m et 100m. Etant donné que le vent souffle plus fort en hauteur, le mât des éoliennes à axe horizontal est généralement entre 80m et 100m, à l'intérieur sont disposés des câbles de transport de l'énergie électrique, les appareillages de connexions au réseau de distribution (transformateur) ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle.
- ❖ **La nacelle** : qui regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique tel que les arbres lent et rapide, le multiplicateur, le générateur et les systèmes d'orientation des pales et de la nacelle. Pour capter au mieux l'énergie du vent, un calculateur est intégré dans la nacelle, afin d'orienter l'hélice perpendiculairement à la direction du vent, de modifier l'angle de calage des pales dans le cas d'un contrôle « pitch », pour contrôler et coordonner tout cela la nacelle contient aussi divers actionneurs de commande. Les signaux émis par l'anémomètre sont transmis au système de contrôle de l'éolienne pour démarrer celle-ci si la vitesse du vent atteint 5m/s ou de l'arrêter si le vent dépasse 25m/s. Pour le système d'orientation de la nacelle, une girouette placée sur la nacelle indique le sens du vent, les signaux transmis à l'ordinateur permettent de commander le système d'orientation de la nacelle faces au vent. Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur. L'arbre lent relie le moyeu au multiplicateur est muni d'un système de freinage hydraulique en cas de besoin. La vitesse de rotation de l'hélice est de 12 à 15 tr/min ce qui n'est pas suffisant à un alternateur pour fonctionner correctement, un multiplicateur est donc placé juste avant l'alternateur pour augmenter la vitesse de rotation, ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique actionné en cas d'urgence.
- ❖ **Le rotor** : est formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Le nombre de pales varie de 1 à 3. Le rotor tripale est de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit. En effet, un nombre pair de pales doit être évité pour des raisons de stabilité. Tous ces éléments sont représentés par la figure 1.5:

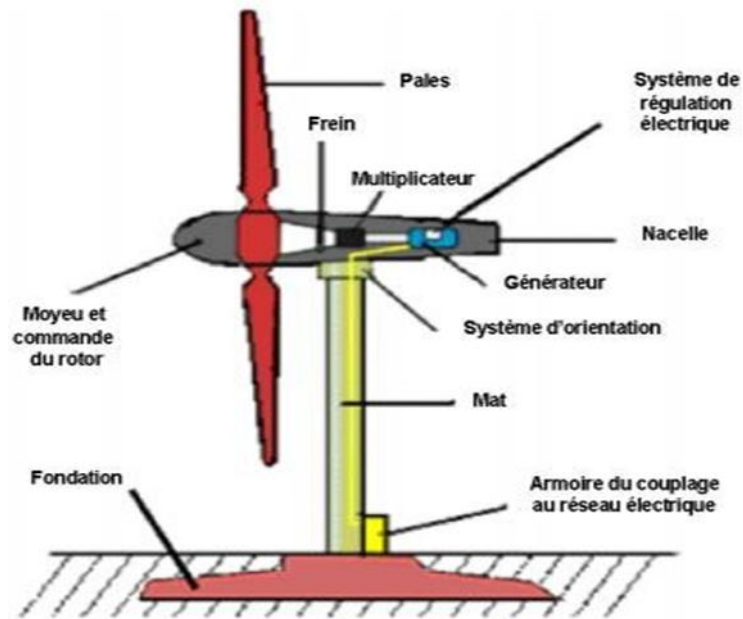


Figure 1-5: Composants d'une éolienne

1.7 Définition de l'énergie éolienne

Éolienne, est un dispositif qui convertit une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice figure 1.6.

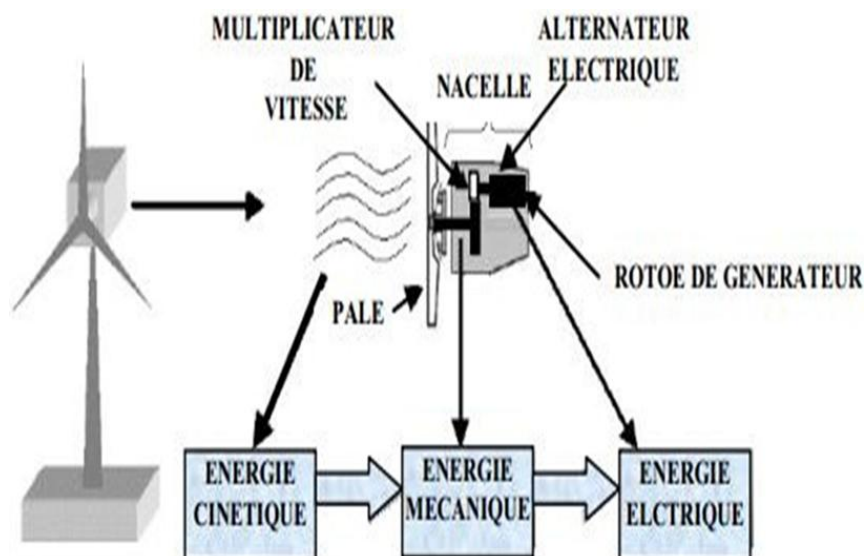


Figure 1-6: Conversion de l'énergie cinétique du vent.

L'énergie éolienne est une forme d'énergie renouvelable qui n'est pas épuisée et qui est répartie géographiquement. Elle est étroitement liée aux saisons, car la demande d'électricité est généralement plus élevée en hiver, période où les vents sont en moyenne plus forts. De plus, elle ne génère aucune pollution atmosphérique ni déchet radioactif. Cependant, son caractère aléatoire pose des défis, et sa capture nécessite des structures complexes telles que de grandes éoliennes avec des mâts et des pales atteignant parfois 100 mètres, installées dans des zones dégagées pour éviter les turbulences

1.8 Différents types d'éoliennes

Les catégories des turbines éoliennes sont classées généralement selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice.

1.8.1 Turbines à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité, ce qui représente une divergence par rapport aux traditionnels moulins à vent à axe horizontal. L'un des avantages de ces éoliennes est qu'elles ont leurs organes de commande et leur générateur au niveau du sol, ce qui les rend facilement accessibles. Depuis les années 1920, de nombreuses variantes ont été testées, mais la plupart sans succès. Cependant, deux structures ont atteint le stade de l'industrialisation. [10].

L'une de ces structures est le rotor de Savons, qui tire son nom de son inventeur et qui a été breveté en 1925. Son fonctionnement repose sur le principe de la "traînée différentielle" utilisée dans les anémomètres. Les forces exercées par le vent sur les différentes faces d'un corps creux sont de différentes intensités, ce qui entraîne un couple moteur faisant tourner l'ensemble. Dans le cas du rotor de Savons, cet effet est renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres, ce qui augmente le couple moteur



Figure 1-7: Exemples des éoliennes à axe verticale

1.8.2 Turbines à horizontal

Les éoliennes à axe horizontal reposent sur la technologie ancienne des moulins à vent. Elles sont

composées de pales profilées aérodynamiquement, similaires aux ailes d'un avion. Contrairement à un avion, où la portance maintient le vol, dans une éolienne, la portance est utilisée pour générer un couple moteur qui entraîne la rotation. Généralement, les éoliennes utilisées pour la production d'électricité ont entre 1 et 3 pales, avec le rotor tripale étant le plus couramment utilisé. Ce choix représente un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [11]. Les éoliennes à axe horizontal ont gagné en popularité par rapport aux éoliennes à axe vertical en raison de leur coût inférieur, de leur moindre exposition aux contraintes mécaniques et de l'efficacité obtenue

Grâce à la position du récepteur, situé à plusieurs dizaines de mètres du sol. Il convient cependant de noter que certaines études multicritères ont été réalisées pour défendre la viabilité des éoliennes à axe vertical. Dans la suite de cette étude, seuls les concepts liés aux éoliennes à axe horizontal seront abordés. [12].



Figure 1-8: Exemples des éoliennes à axe horizontal.

La voilure peut être placée avant la nacelle (face au vent), aussi elle peut être placée derrière la nacelle (sous le vent). Les turbines à axe horizontal sont généralement placées face au vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation ou par un phénomène d'équilibre dynamique naturel assuré par un gouvernail dans le cas d'une turbine sous le vent, [13].

1.9 Conception des pales

La plupart des éoliennes modernes adoptent une conception à trois pales, où la position du rotor est maintenue face au vent (du côté exposé au vent) à l'aide de moteurs électriques dans leur mécanisme de lacet. Cette conception est couramment appelée le concept danois classique et sert de référence pour l'évaluation d'autres concepts. C'est également la conception prédominante des éoliennes vendues sur les marchés mondiaux. Cette conception de base a été initialement introduite avec la célèbre éolienne Geysers. Une autre caractéristique commune est l'utilisation d'un générateur asynchrone. [14].

1.9.1 Conception à deux pales (basculant)

Les éoliennes à deux pales offrent l'avantage de réduire les coûts liés à une pale de rotor et à son

pois. Cependant, elles rencontrent des difficultés à s'imposer sur le marché, en partie en raison de leur nécessité d'une vitesse de rotation plus élevée pour produire la même quantité d'énergie. Cela présente des inconvénients en termes de bruit et d'impact visuel. Récemment, plusieurs fabricants traditionnels de machines à deux pales ont adopté des conceptions à trois pales. [15].

Les éoliennes à deux et une pale requièrent une conception plus complexe avec un rotor articulé (moyeu basculant), comme illustré dans l'image. Cela signifie que le rotor doit pouvoir s'incliner pour éviter des chocs importants sur la turbine lors du passage d'une pale devant la tour. Le rotor est donc monté sur un arbre perpendiculaire à l'arbre principal et tourne avec celui-ci. Cette configuration peut nécessiter l'utilisation d'amortisseurs supplémentaires pour éviter les collisions entre la pale du rotor et la tour.

1.9.2 Conception à une lame

Effectivement, il existe des éoliennes à une pale qui permettent d'économiser le coût d'une pale de rotor supplémentaire. Les ingénieurs cherchent toujours à explorer de nouvelles possibilités de construction. Cependant, les éoliennes à une pale ne sont pas courantes sur le marché, car elles rencontrent des problèmes similaires à ceux mentionnés pour les conceptions à deux pales, mais dans une mesure encore plus importante. [16].

En plus d'exiger une vitesse de rotation plus élevée, ce qui pose des problèmes de bruit et d'impact visuel, les éoliennes unipares nécessitent également un contrepoids de l'autre côté du moyeu par rapport à la pale du rotor, afin d'équilibrer le rotor. Cela annule évidemment les économies de poids par rapport à une conception à deux pales.

1.10 Matériaux de la pale

La plupart des pales de rotor modernes des grandes éoliennes sont fabriquées en plastique renforcé de fibre de verre (GRP), c'est-à-dire en polyester renforcé de fibre de verre ou en époxy.

L'utilisation de fibre de carbone ou d'aramide (Kevlar) comme matériau de renforcement est une autre possibilité, mais généralement de telles pales ne sont pas économiques pour les grandes turbines. Les composites bois, bois-époxy ou bois-fibre-époxy n'ont pas pénétré le marché des pales de rotor, bien qu'il y ait encore du développement dans ce domaine. Les alliages d'acier et d'aluminium présentent respectivement des problèmes de poids et de fatigue du métal. Ils ne sont actuellement utilisés que pour les très petites éoliennes. [17].

1.11 Fonctionnement à vitesse fixe

Les turbines éoliennes peuvent être classées en turbines à vitesse fixe et à vitesse variable. Les turbines à vitesse fixe tournent à une vitesse relativement constante, comme leur nom l'indique. Cette

vitesse est déterminée par le rapport du réducteur de vitesse, la fréquence du réseau électrique et le nombre de pôles de la génératrice. Ces turbines atteignent leur rendement de conversion maximum uniquement pour une vitesse de vent donnée, et leur efficacité diminue lorsque la vitesse du vent change. Les turbines à vitesse fixe sont équipées d'un contrôle aérodynamique pour protéger la turbine des rafales de vent éventuelles. Elles génèrent une puissance électrique très fluctuante par rapport à d'autres sources d'énergie qui offrent une production d'énergie constante dans le temps et facilement réglable. [18].

1.11.1 Fonctionnement à vitesse variable

D'une autre part les turbines à vitesse variable, peuvent atteindre un rendement de conversion d'énergie sur une vaste plage de vitesse de vent. La turbine change constamment sa vitesse de rotation dépendamment de la vitesse du vent pour maximiser la puissance. Dans ce cas, la vitesse spécifique λ , qui représente la vitesse du bout de la pale par rapport à la vitesse du vent, peut être maintenue dans ces valeurs optimales de manière à réaliser une extraction maximale de la puissance électrique. Afin que la vitesse de la turbine soit ajustable, l'éolienne est connectée au réseau électrique via des convertisseurs de puissance. Comme le montre le tableau ci-dessous, les principaux avantages des turbines à vitesse variable sont leurs rendements de conversion d'énergie élevé, une énergie électrique de bonne qualité et qui ne présente aucune nuisance pour le réseau électrique, et finalement le stress mécanique réduit sur l'ensemble de la chaîne mécanique. Leurs principaux inconvénients sont le coût de construction et les pertes énergétiques dues à l'utilisation des convertisseurs de puissance. Toutefois, ce coût additionnel et les pertes sont compensés par la forte production d'énergie électrique. [19].

1.11.2 Éoliennes à décrochage contrôlé

Les éoliennes à décrochage contrôlé fonctionnent en fixant les pales du rotor à un angle fixe sur le moyeu. Toutefois, la conception aérodynamique du profil des pales garantit que lorsque la vitesse du vent devient trop élevée, des turbulences se créent sur le côté de la pale qui n'est pas directement exposé au vent. Ce décrochage empêche la force de levage de la pale d'agir sur le rotor.

L'angle d'attaque de la pale augmente progressivement jusqu'à ce qu'elle finisse par décrocher. Si vous examinez attentivement une pale de rotor d'une éolienne à décrochage contrôlé, vous remarquerez une légère torsion le long de son axe longitudinal. Cette torsion a été intentionnellement conçue pour assurer un décrochage progressif de la pale lorsque la vitesse du vent atteint son seuil critique, évitant ainsi un décrochage soudain. [20].

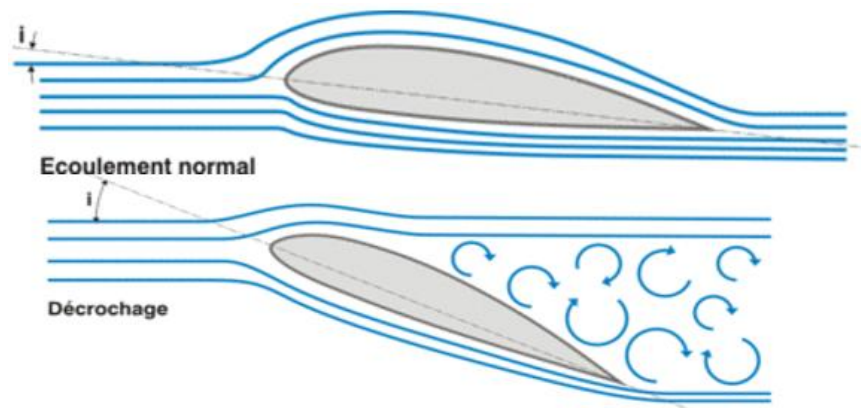


Figure 1-9: Système de décrochage aérodynamique

1.12 Système d'orientation des pales (pitch control)

Dans une éolienne à pas contrôlé, le contrôleur électronique surveille la puissance de sortie de l'éolienne à plusieurs reprises par seconde. Lorsque la puissance devient excessive, il envoie une commande au mécanisme de pas des pales, ce qui provoque une légère inclinaison des pales du rotor hors du vent. En revanche, lorsque le vent diminue, les pales sont réalignées face au vent.

Ainsi, il est essentiel que les pales du rotor soient capables de pivoter autour de leur axe longitudinal (pour tanguer), comme illustré dans l'image. Cependant, il convient de noter que l'image exagère la situation réelle, car pendant le fonctionnement normal, les pales s'inclinent d'une infime fraction de degré à la fois, tandis que le rotor tourne simultanément. La conception d'une éolienne à pas contrôlé nécessite une ingénierie astucieuse pour garantir que les pales du rotor s'inclinent précisément selon les besoins. Dans ce type d'éolienne, l'ordinateur ajuste généralement l'angle des pales de quelques degrés chaque fois que le vent change, afin de maintenir les pales du rotor à l'angle optimal, permettant ainsi de maximiser la production d'énergie pour toutes les vitesses de vent. Le mécanisme de pas est généralement actionné à l'aide d'un système hydraulique [21].

1.12.1 Méthodes de contrôle au niveau de la turbine

Comme indiqué par les expressions des forces mentionnées précédemment, celles-ci augmentent rapidement avec le vent apparent, ce qui peut entraîner une puissance supérieure à la puissance nominale de la machine. Il est donc nécessaire, à un certain stade, de limiter le couple. La régulation du couple, et donc de la puissance captée par la turbine, est principalement réalisée en agissant sur la portance, qui dépend principalement de l'angle d'incidence α . Ainsi, l'ajustement de la puissance se fait en agissant sur l'angle d'incidence α [22].

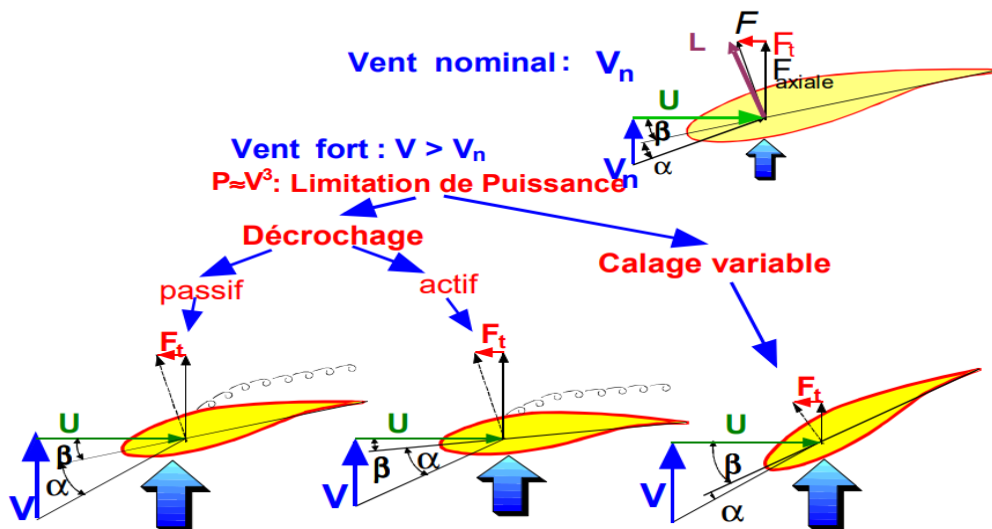


Figure 1-10: Méthodes de contrôle de la puissance captée par la turbine

Il existe trois méthodes de contrôle qui sont décrites sur la Figure 1.10. Elles servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts mais certaines peuvent également intervenir pour faciliter la mise en rotation de la turbine

1.12.2 Contrôle par décrochage aérodynamique passif (« Passive Stall »)

Sur une éolienne à régulation par décrochage aérodynamique passif, les pales sont fixées au moyeu de façon rigide donc 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 une augmentation de la traînée (coefficient C_D) et un décrochage progressif de la pale (Figure 2.6). Le couple est maintenu à peu près constant ($\alpha_1 < \alpha < \alpha_2$) jusqu'au décrochage total $\alpha_3 < \alpha$ (chute brutale de C_L et croissance importante de C_D) où il chute rapidement. La puissance est donc bien limitée.

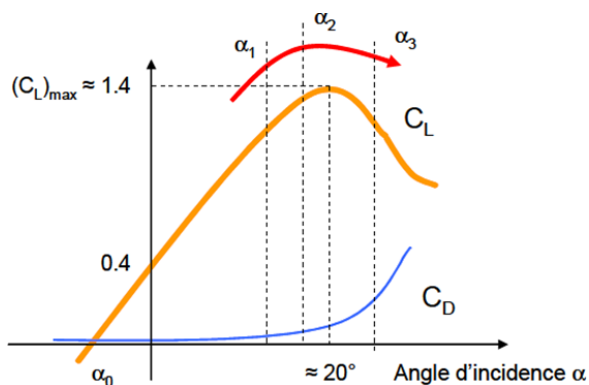


Figure 1-11: Décrochage aérodynamique passif

1.12.3 Avantages

Ce concept simple et normalement robuste ne fait intervenir aucun système mécanique ou électrique auxiliaire.

1.12.4 Inconvénients

La puissance captée par la turbine est seulement fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation. Il n'y a donc aucune possibilité d'adaptation. En cas de défaut sur le réseau, si l'énergie captée ne peut lui être transmise, il est nécessaire de disposer de freins dimensionnés pour absorber l'énergie cinétique de la turbine ainsi que l'énergie captée pendant le freinage, même en cas de problème sur la transmission, ce qui suppose un système de freinage sur l'arbre de la turbine lui-même (couple de freinage très élevé). Généralement, les constructeurs prévoient de pouvoir utiliser les extrémités des pales comme aérofreins en les faisant pivoter de 90° en cas d'urgence. Dans ce cas, le système de freinage mécanique peut être monté derrière le multiplicateur de vitesse où le couple est plus faible, et il n'est utilisé que comme frein de « parking ». Un freinage d'urgence peut également être assuré par le générateur à condition de prévoir un circuit électrique résistif de récupération d'énergie connecté (freinage rhéostatique). Par ailleurs, en fonctionnement normal, le générateur doit être capable de freiner la turbine et d'imposer le décrochage alors que la vitesse du vent croît, ce qui peut nécessiter un dimensionnement supérieur à celui correspondant aux conditions nominales. [23].

1.12.5 Contrôle par décrochage aérodynamique actif (« Active Stall », « Combi Stall » de BONUS, « Power Trim » de NEG MICON)

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 où il chute rapidement. La puissance peut donc être limitée à sa valeur nominale. [24].

1.12.5.1 Avantages

La turbine peut être adaptée aux conditions d'exploitation grâce à des actionneurs de petite taille, qu'ils soient électriques ou hydrauliques. Les mouvements de rotation des pales restent de faible amplitude. La possibilité de provoquer intentionnellement un décrochage facilite les conditions de freinage. Un frein mécanique peut être installé à l'arrière du multiplicateur de vitesse, où le couple est moins élevé, et il est utilisé uniquement comme frein de "parking" [23].

1.12.5.2 Inconvénients

L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite des contacts glissants bagues/charbons sujets à l'usure et nécessitant un entretien [23].

1.12.6 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 donc ainsi réduites (à la fois pour la portance et pour la traînée) (Figure 1-11). Le couple est maintenu pratiquement constant et peut être annulé par « mise en drapeau » des pales ($\beta = 90^\circ$). La puissance est donc limitée. [25].

1.12.6.1 Avantages

La diminution de l'angle d'incidence α jusqu'à une valeur nulle ou négative limite toutes les forces aérodynamiques sur les pales, ce qui réduit considérablement les efforts à vitesse de vent élevée. Comme la force de poussée axiale est également diminuée, les efforts sur la tour sont réduits. Cet avantage est encore amplifié à vitesse variable puisque l'excès d'énergie pendant une rafale (dont la variation est trop brutale pour que le mécanisme d'orientation puisse compenser les effets) peut être stocké dans l'inertie du rotor par variation de sa vitesse (si le générateur l'accepte) alors que la puissance transmise reste pratiquement constante. Le frein mécanique n'est alors qu'un frein de « parking » [25].

1.12.6.2 Inconvénients

Les actionneurs nécessaires sont de puissance supérieure à celle du cas précédent. L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite également des contacts glissants bagues/charbons sujets à l'usure et nécessitant un entretien.

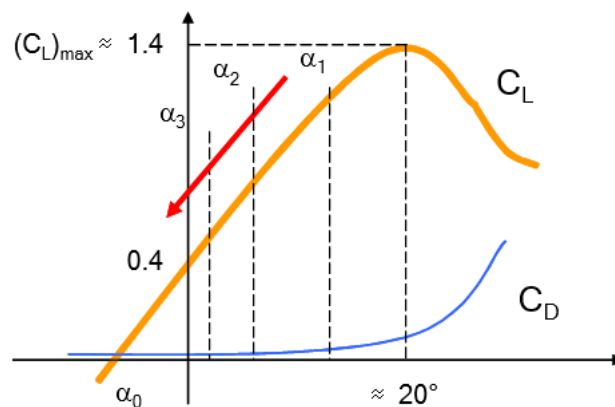


Figure 1-12: Décrochage par contrôle de l'angle de calage β .

1.13 Conclusion

Nous avons évoqué dans ce chapitre l'importance croissante de la production d'énergie éolienne et le développement de nouvelles technologies dans ce domaine. L'énergie éolienne est déjà de plus en plus utilisée comme source d'énergie renouvelable. Les progrès des matériaux de construction et de l'électronique de puissance ont contribué à améliorer les performances des éoliennes. Dans notre étude, nous avons abordé certains aspects clés de la technologie des éoliennes, en mettant l'accent sur la conception des pales et en nous concentrant sur les éoliennes à axe horizontal, qui sont les plus largement utilisées. Nous avons également évoqué la régulation de l'énergie aérodynamique captée par la turbine, et nous avons également évoqué des technologies telles que le pas variable ou le décrochage aérodynamique.

CHAPITRE 02 Modélisation et optimisation d'une turbine éolienne

2.1 Introduction

Une éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Dans ce chapitre, On s'intéresse essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne. Dans la première partie, une étude aérodynamique de la turbine est présentée, en vue de connaître ces principaux paramètres de fonctionnement, à savoir les coefficients de puissance et de couple, et la limite de BETZ. Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de contrôler la puissance aérodynamique de la turbine, et limiter cette puissance lorsque la vitesse du vent devient trop élevée. Des modèles analytiques de la turbine éolienne seront réalisés et comparés en utilisant différentes méthodes d'optimisation de puissance.

2.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

Pour convertir l'énergie éolienne en énergie électrique le générateur va utiliser le Phénomène d'induction. En effet ce dernier est composé de deux parties, une partie mobile le rotor et une partie fixe, le stator, permettant de créer un champ magnétique et de générer un courant électrique. L'éolienne est également équipée d'une girouette permettant l'orientation des pales en fonction de la direction du vent. Elle doit être également fixée solidement au sol, (figure 2-1) s'écrit[26] :

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho S dx V^2 \quad (2.1)$$

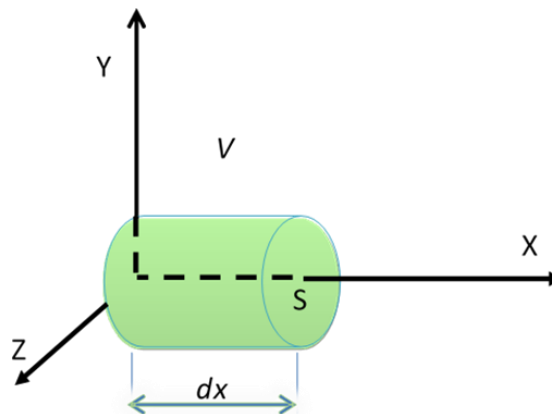


Figure 2-1: colonne d'air animée d'une vitesse v

La puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps.

En supposant $dx=vdt$, on déduit l'expression de P_m :

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S_0 V^3 \quad (2.2)$$

ρ : masse volumique de l'air (en Kg/m^3) ; v : vitesse instantanée du vent (en m/s);

E_c : en joules ; S la surface utile traversée par le vent.

2.2.1 Loi de Betz

La loi de Betz détermine qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de 16/27 (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Ce fut l'Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de **Betz** pour la première fois [27]. Considérons le système de la figure (2-2) qui représente un tube de courant autour d'une éolienne à axe horizontal. V_1 représente la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

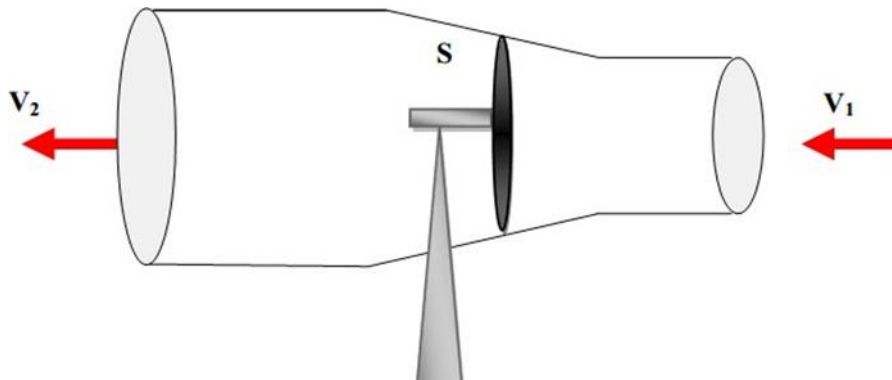


Figure 2-2: Tube de courant autour d'une éolienne

La masse d'air en mouvement traversant ce tube en une seconde est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne [27].

$$m_0 = \frac{\rho S(V_1 + V_2)}{2} \quad (2.3)$$

La puissance réelle extraite par le rotor des pales est la différence des puissances du vent en amont et en aval [13].

$$P_m = \frac{m_0(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (2.4)$$

Soit en remplaçant m_0 par son expression dans (2-4)

$$P_m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (2.5)$$

La puissance totale théoriquement disponible sur la surface S est extraite sans diminution de vitesse de vent en mettant $V_2=0$ dans l'expression

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (2.6)$$

2.2.2 La vitesse spécifique ou normalisée (Tip-Speed-Ratio).

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, on utilise la vitesse réduite (Spécifique) λ qui est le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine $\Omega_t R_t$ sur la vitesse instantanée du vent V , soit [13] :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \quad (2.7)$$

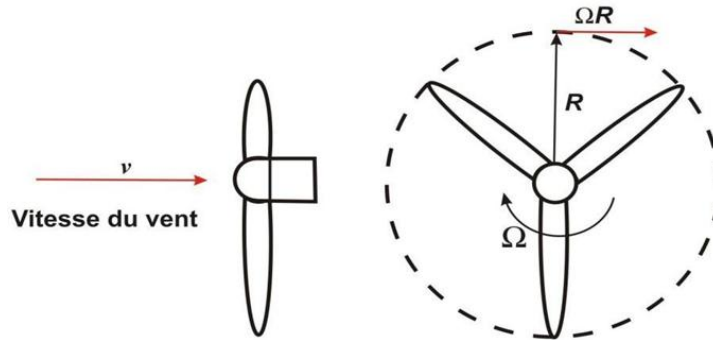


Figure 2-3: Vitesse de vent (v) et vitesse tangentielle de l'aubage (ΩR_t)

R_t : Rayon de la surface balayée en m

Ω_t : Vitesse de rotation avant multiplicateur en rad/s.

2.2.3 Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance, le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible [27] :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (2.8)$$

Le coefficient C_p est variable, il est fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t , et les paramètres des pales de la turbine comme l'angle d'incidence et l'angle de calage. Il est souvent représenté en fonction de la vitesse spécifique λ . La valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance, appelée limite de **Betz**, est de $16/27$ soit 0.593. Le rendement maximal de la turbine est donc [05], [27] :

$$\eta = \frac{16}{27} C_{p_{\max}} \quad (2.9)$$

C_{pmax} étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p . Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent nominale V_n et une vitesse de rotation nominale Ω_m [09].

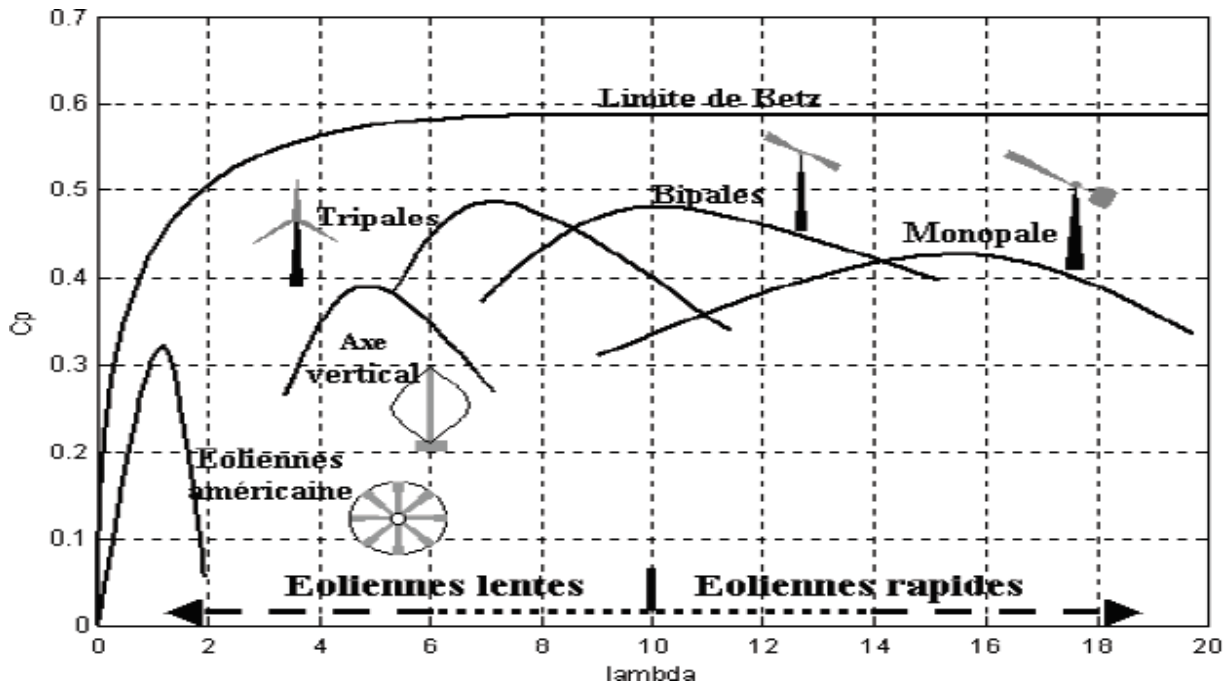


Figure 2-4: Coefficient de puissance pour les différents types d'aérogénérateurs[09]

2.2.4 Coefficient de couple

Le coefficient de couple C_m est assez proche du coefficient de puissance C_p . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement, notamment à vitesse de rotation Ω_t nulle, ce qui correspond à une valeur de C_p nulle pour une valeur de C_m non nulle. En combinant les équations (2.6), (2.7), et (2.8), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{2.10}$$

$$\text{Avec : } \lambda = \frac{\Omega_t R}{V_1} \tag{2.11}$$

D'où l'expression du couple est la suivante

$$T_t = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V} = \frac{C_p}{\lambda} \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 V^2 \tag{2.12}$$

La valeur du coefficient de couple est déterminée par la formule suivante :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_1}{\frac{1}{2} \rho S_t R_t V^2} \tag{2.13}$$

T_1 : couple de la turbine éolienne.

2.2.5 Courbes caractéristiques des turbines éoliennes

Les courbes essentielles caractérisant les turbines éoliennes sont décrites par les coefficients de puissance C_p et de couple C_m en fonction de la vitesse spécifique λ .

En général, les turbines disposent d'un système d'orientation des pales destiné à limiter la vitesse de rotation. L'allure des coefficients C_p et C_m change donc pour chaque angle de calage β comme représenté à la figure (2-5) [09].

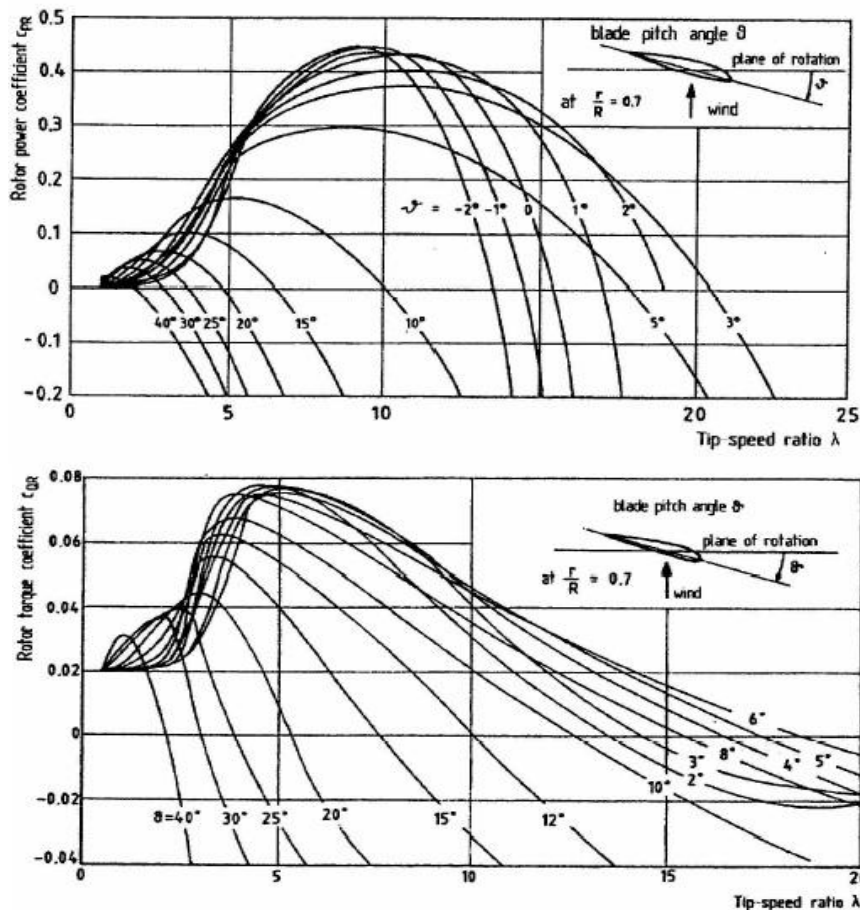


Figure 2-5: Allures des coefficients C_p et C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l'angle de calage [27]

2.3 Production d'énergie mécanique

En tenant compte du rapport du multiplicateur G , et à partir des équations (2.10) et (2.11), l'expression de la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} = C_p \left(\frac{\Omega_t R}{GV_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (2.14)$$

Cette expression permet d'établir un réseau de courbes donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent.

2.4 Modélisation du système éolien

La modélisation de la chaîne de conversion éolienne est une étape primordiale dans la compréhension du système éolien. Cette étape permet de comprendre le comportement dynamique et l'interaction électromécanique de la génératrice. Avec le modèle approprié, il sera possible de concevoir des commandes d'optimisations.

Un modèle dynamique rassemblant tous ces paramètres est nécessaire pour comprendre le comportement de la turbine, et le recours à la modélisation est devenu une nécessité pour contrôler ces performances et satisfaire les caractéristiques opérationnelles voulues.

Le système mécanique de l'éolienne est composé de quatre organes et peut être représenté comme illustré sur la figure (2-6), [27].

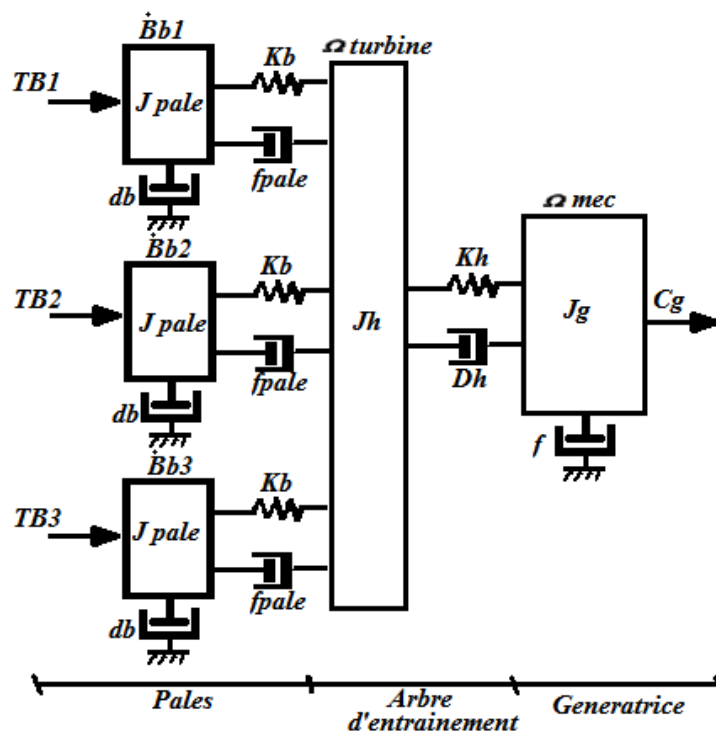


Figure 2-6: Représentation du système éolien [15]

1- Trois pales considérées de conception identique et ayant les mêmes paramètres à savoir l'inertie J_{pale} , élasticité K_b , et coefficient de frottement db . 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 $\beta b1$, $\beta b2$, $\beta b3$.

Chaque pale reçoit une force $Tb1$, $Tb2$, $Tb3$ qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée

[15].2- L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- Son inertie Jh
- Son élasticité Kh
- Son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur Dh

3- Le multiplicateur de vitesse, de gain

G.

4- Le rotor de la génératrice possède :

- Une inertie Jg
- Un coefficient de frottement dg

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

2.5 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simple et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes [15] :

- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.
- Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré.
- Les pertes par frottement du rotor turbine sont considérées négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté génératrice.

On peut ainsi aboutir à un modèle mécanique plus simple (figure 2-7) [15].

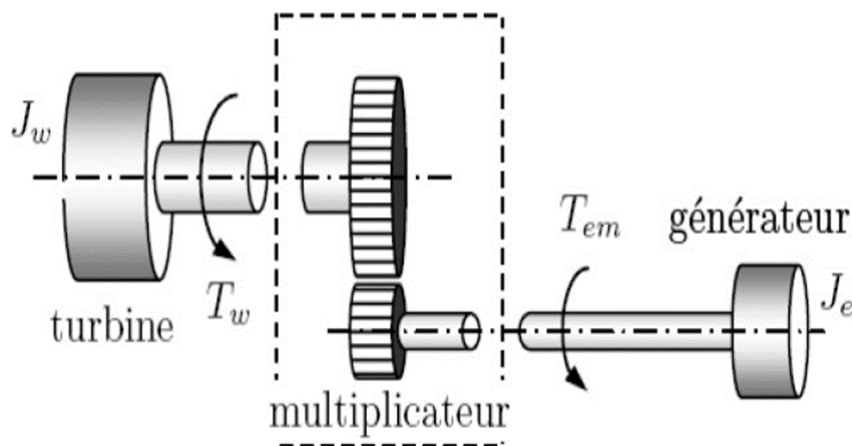


Figure 2-7 schéma mécanique équivalent simplifié de la turbine éolienne [15]

Le système étudié est composé d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un réducteur de vitesse de gain G . (Figure 2-8).

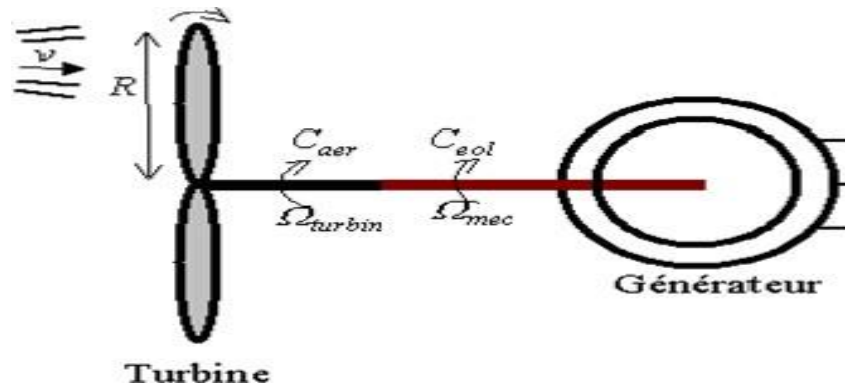


Figure 2-8: synoptique du montage éolien étudié

2.5.1 Modèle de la turbine

Les variables d'entrée et sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer comme suit :

- 1- La vitesse du vent qui détermine l'énergie primaire à l'admission de la turbine.
- 2- Les quantités spécifiques de la machine, résultantes particulièrement de la géométrie du rotor et la surface balayée par les pales de la turbine.
- 3- La vitesse de la turbine, l'inclinaison des pales, et l'angle de calage.

Les quantités de sortie de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlés en variant les quantités d'entrée précédentes [15].

2.5.2 Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur selon les formules mathématiques suivantes [28]:

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (2.15)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (2.16)$$

Avec : G le gain du multiplicateur de vitesse

2.5.3 Equation dynamique de l'arbre de transmission

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor [27] :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (2.17)$$

J : l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice, comprenant l'inertie de la turbine, de la génératrice, des deux arbres, et du multiplicateur.

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

Le couple mécanique déduit de cette représentation simplifiée est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (2.18)$$

C_{em} : Le couple électromagnétique développé par la génératrice.

C_g : Le couple issu du multiplicateur.

C_f : Le couple résistant dû aux frottements.

$$C_f = f \cdot \Omega_{mec} \quad (2.19)$$

Les variables d'entrée de l'arbre de transmission sont donc : le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} .

2.5.4 Système de contrôle de l'aéroturbines

Le contrôle de l'aéroturbines est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées [27] :

1. Boucle de régulation de vitesse.
2. Boucle de régulation de puissance.

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Dans la stratégie de limitation de puissance, les deux boucles de régulation interviennent.

Quand la vitesse de vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de régulation de vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent. Lors d'une rafale de vent, la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice, et anticipe l'action du dispositif d'orientation des pales en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone 3.

2.5.5 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de « Cloche ». Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale [7]. Le schéma de la figure (2-10) illustre les courbes

caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent V_v donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \tag{2.20}$$

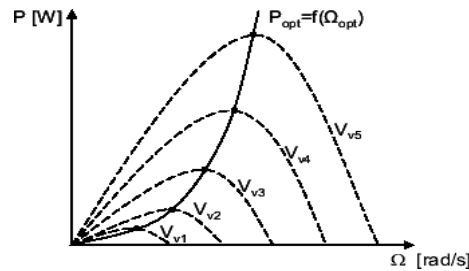


Figure 2-9: Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation [7].

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : Maximum Power Point Trac King (MPPT) correspond à la zone 2 doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée

On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées [7] figure (2.10) :

- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique.
- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

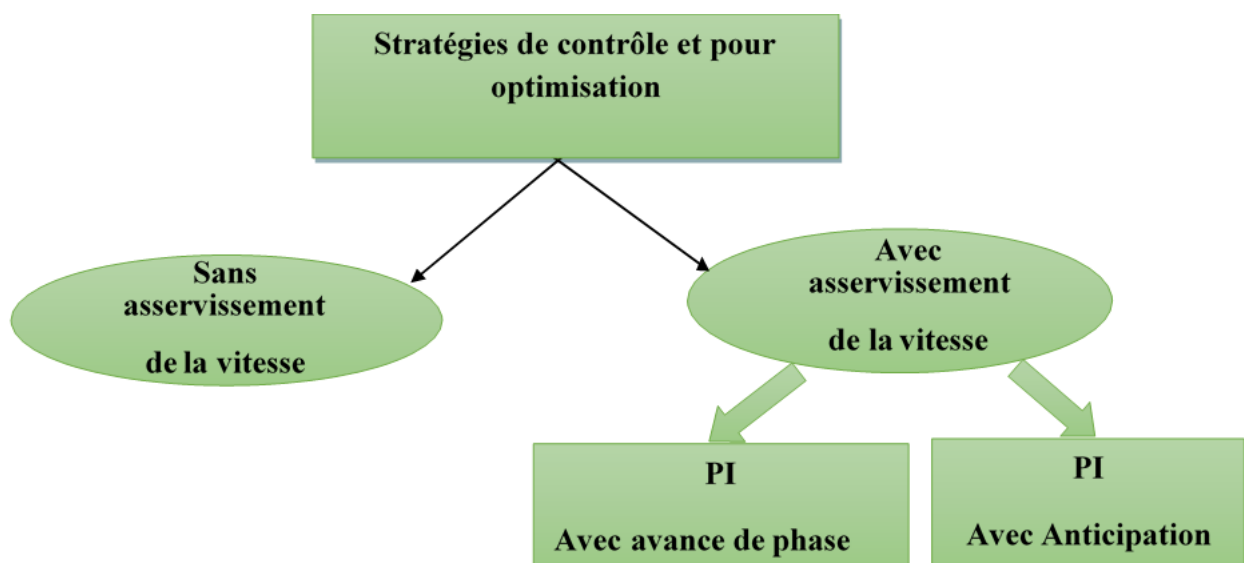


Figure 2-10: Stratégies de commande de la turbine étudiée

2.5.6 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

Etant donné que la technique précédente de maximisation de puissance repose sur la connaissance précise de la vitesse du vent, ce qui rend le réglage de la vitesse de rotation de la turbine relativement difficile, et dégrade les puissances captées avec des mesures erronées de cette vitesse de vent. Le recours au control des éoliennes sans asservissement de vitesse est devenu une nécessité pour la plupart des constructeurs [7].

Cette méthode est basée sur l'hypothèse que la vitesse du vent, et par conséquent la vitesse de rotation de la turbine varie très peu en régime permanent [7]. Ceci, nous conduit à déduire :

- Le couple mécanique exercé sur l'arbre est considéré nul $C_{mec} = 0$.
- Le couple résistant dû aux frottements peut être négligé $C_f \approx 0$.

Le comportement dynamique de la turbine est décrit donc par l'équation statique :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f = C_g - C_{em} = 0 \quad (2.21)$$

L'équation (2-41) donne :

$$C_{em} = C_g = \frac{C_{aér}}{G} \quad (2.22)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d'une estimation du couple aérodynamique :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aér-est}}{G} \quad (2.23)$$

Le couple aérodynamique estimé est déterminé par l'expression :

$$C_{aér-estimé} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine-estimé}} V_{estimé}^3 \quad (2.24)$$

$\Omega_{turbine-estimé}$: Est la vitesse estimée de la turbine, elle est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique

$$\Omega_{turbine-estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.25)$$

$V_{estimé}$: est la valeur estimée de la vitesse du vent, elle peut être donné par l'expression (2-26).

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine-estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (2.26)$$

En utilisant les formules du (2-22), au (2-26), on obtient une expression globale du couple électromagnétique de référence :

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{2.27}$$

En mettant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \frac{1}{G^3} \tag{2.28}$$

L'expression (2-27) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em-ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \tag{2.29}$$

Sur la base du développement analytique précédent, le schéma bloc de simulation de la turbine éolienne sans asservissement de vitesse est illustré sur la figure (2.11).

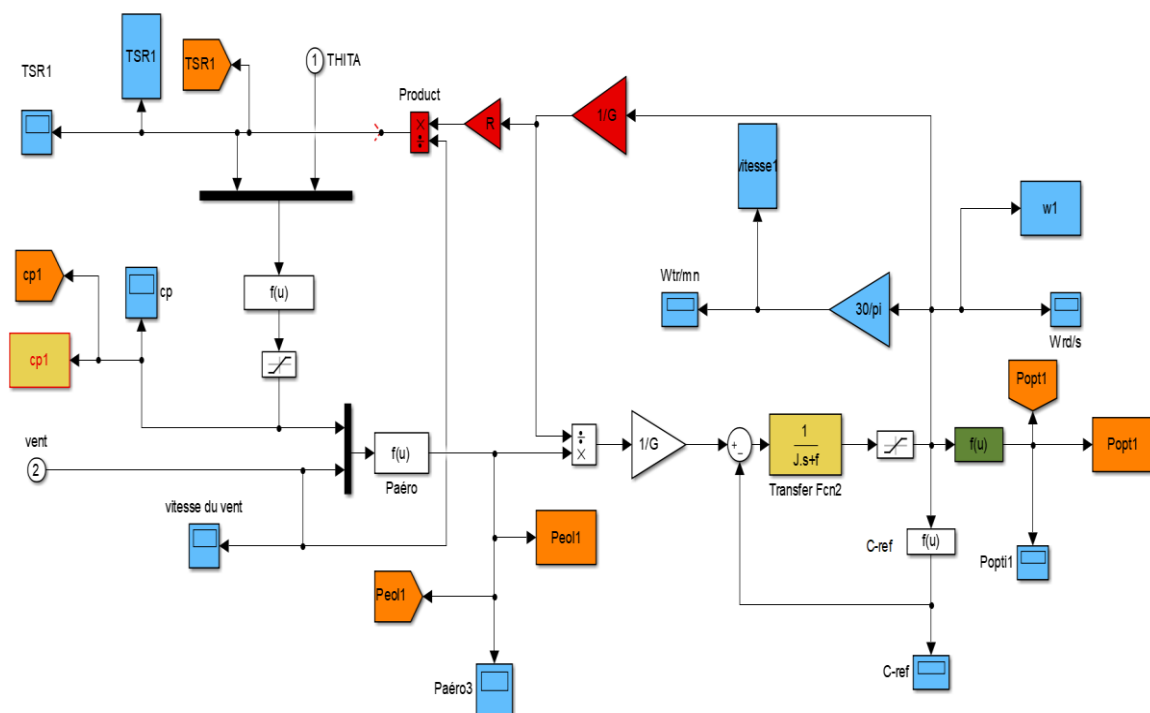


Figure 2-11: Schéma bloc de la maximisation de puissance sans asservissement de vitesse

2.5.7 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

2.5.8 Principe général :

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Le modèle de la turbine montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

Pour cette étude, on supposera que la machine électrique et son variateur sont idéaux et donc, que quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence [15].

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (2.30)$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence. Ceci est obtenu en utilisant un asservissement adéquat de vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence.

$$C_{em-ref} = C_{ass} \cdot (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (2.31)$$

C_{Ass} : régulateur de vitesse

Ω_{ref} : vitesse de référence

Selon l'équation (2-7), la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{turbine} = \frac{\lambda V_v}{R} \quad (2.32)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{pmax} peut se déduire de (2-32) :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{opt} V_v}{R} \quad (2.33)$$

2.5.9 Conception du correcteur de vitesse

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

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

La représentation simplifiée sous forme de schéma blocs se déduit facilement de (Figure 2-12)

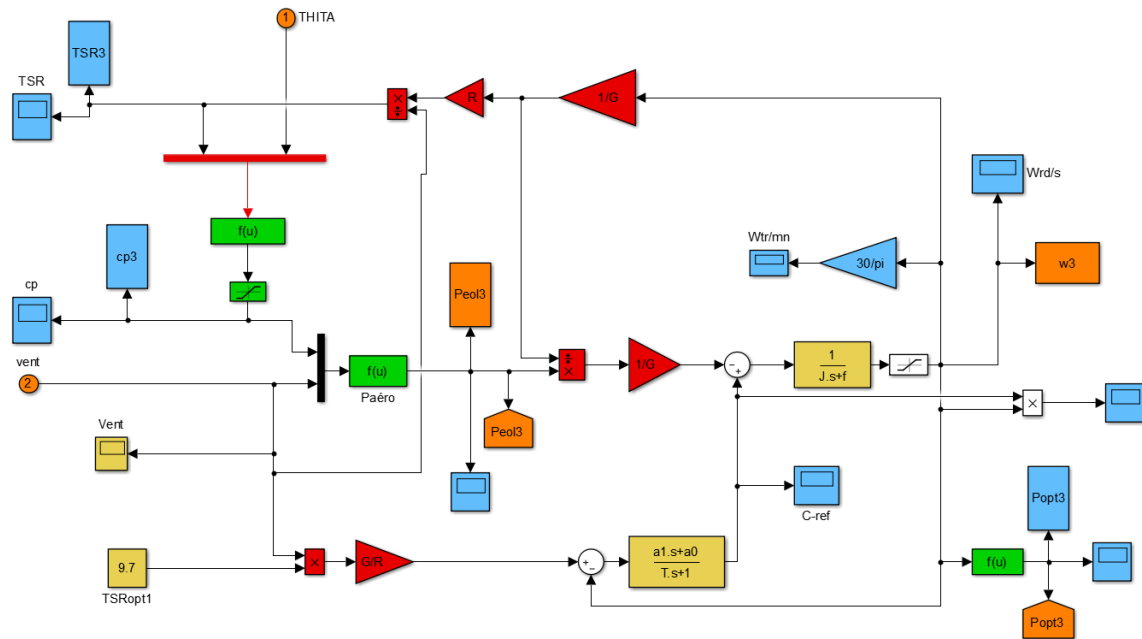


Figure 2-12: Schéma bloc de la maximisation de puissance avec asservissement de vitesse

Deux correcteurs ont été utilisés dans le développement du modèle, un correcteur Proportionnel Intégral (PI) avec anticipation, et un correcteur Proportionnel Intégral à avance de phase.

2.5.10 Correcteur proportionnel intégral à avance de phase

Le correcteur considéré a pour expression [4] (figure 2-13).

$$C_{em_réf} = \frac{a_0 + a_1 P}{1 + \tau P} \cdot (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \tag{2.34}$$

a_0 , a_1 et τ sont les paramètres du correcteur à déterminer et P est la grandeur de Laplace.

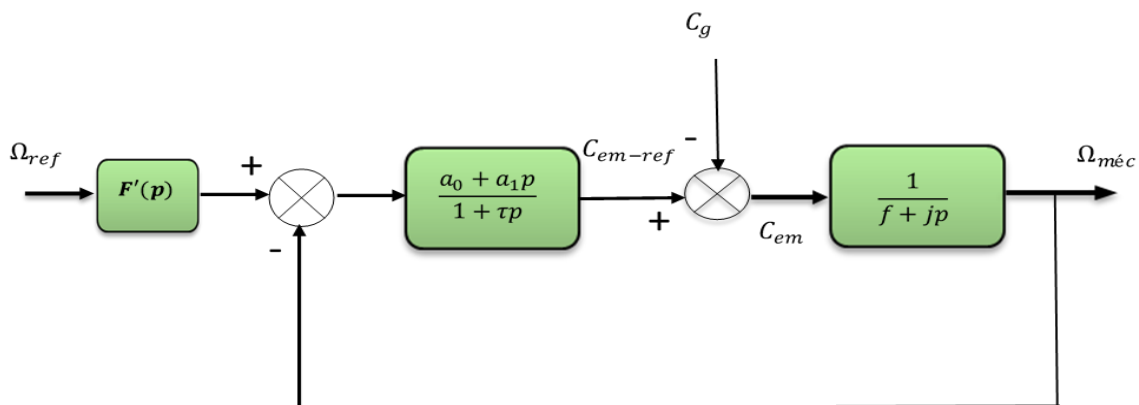


Figure 2-13: Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase

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

$$\Omega_{mec} = F(p)\Omega_{ref} + P(p).C_g \quad (2.35)$$

Où $F(p)$ est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(p) = \frac{a_1 p + a_0}{J.\tau p^2 + (f.\tau + J + a_1).p + a_0 + f} \quad (2.36)$$

Et $P(p)$ est la fonction de transfert de la perturbation C_g

$$P(p) = \frac{\tau p + 1}{J.\tau p^2 + (f.\tau + J + a_1).p + a_0 + f} \quad (2.37)$$

Pour atténuer l'action du couple éolien C_g , il faut que le paramètre a_0 soit élevé.

L'équation (2-37) peut s'écrire :

$$P(p) = \frac{J.\tau}{a_0 + f} \cdot \frac{\tau p + 1}{\left(\frac{a_0 + f}{J\tau}\right) \frac{p^2}{(f.\tau + J + a_0)} + \frac{p + 1}{a_0 + f}} \quad (2.38)$$

Les paramètres (a_1 et τ), sont déterminés de manière à avoir une fonction de transfert du 2ème ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ définis comme suit :

$$\frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{f.\tau + j + a_1}{a_0 + f} \quad \text{et} \quad \omega_n^2 = \frac{f + a_0}{j.\tau} \quad (2.39)$$

Les paramètres a_0 et a_1 sont déduits de (2-39) comme suit :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{f + a_0}{j.\tau}} \quad (2.40)$$

$$\xi = \frac{f.\tau + j + a_1}{a_0} \cdot \frac{\omega_n}{2} \quad (2.41)$$

D'où ;

$$a_1 = \frac{2\xi(a_0 + f)}{\omega_n} - f.\tau - j \quad (2.42)$$

En choisissant un temps de réponse t_r convenable pour le démarrage de la génératrice, de telle sorte qu'on limite les variations de la puissance électrique générées, on considère la fonction de transfert anticipatrice suivante :

$$F'(p) = \frac{j \cdot \tau \cdot p^2 + (f \cdot \tau + j + a_1) \cdot p + a_0 + f}{(a_1 \cdot p + a_0) \cdot \left(\frac{tr}{3} \cdot p + 1\right)} \quad (2.43)$$

2.5.11 Correcteur proportionnel intégral avec anticipation

Le correcteur considéré a pour expression [4] (figure 2-15).

$$C_{em-ref} = \left(b_1 + \frac{b_0}{p}\right) \cdot (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (2.44)$$

b_0 , b_1 sont respectivement le gain intégral et le gain proportionnel du correcteur.

La fonction de transfert est déterminée de la même manière que la précédente.

$$F(p) = \frac{b_1 p + b_0}{j \cdot p^2 + (f + b_1) \cdot p + b_0} \quad (2.45)$$

$$P(p) = \frac{p}{j \cdot p^2 + (f + b_1) \cdot p + b_0} \quad (2.46)$$

Pour atténuer l'action du couple éolien C_g , il faut que le paramètre b_0 soit élevé.

Comme précédemment, Les paramètres (b_1 et b_0), sont déterminés de manière à avoir une fonction de transfert du 2ème ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ définis

$$\omega_n = \sqrt{\frac{b_0}{j}} \quad \text{et} \quad \xi = \frac{f + j + b_1}{b_0} \cdot \frac{\omega_n}{2} \quad (2.47)$$

Donc les paramètres b_0 et b_1 sont déterminés comme suit :

$$b_0 = \omega_n^2 j \quad \text{et} \quad b_1 = \frac{2b_0 \xi}{\omega_n} - f - j \quad (2.48)$$

Pour un coefficient d'amortissement ζ et un temps de réponse t_r imposés en boucle fermée, on considère la fonction anticipatrice suivante (figure 2-15) :

$$F'(p) = \frac{j \cdot p^2 + (f + b_1) \cdot p + b_0}{(b_1 \cdot p + b_0) \cdot \left(\frac{t_r}{3} p + 1\right)} \quad (2.49)$$

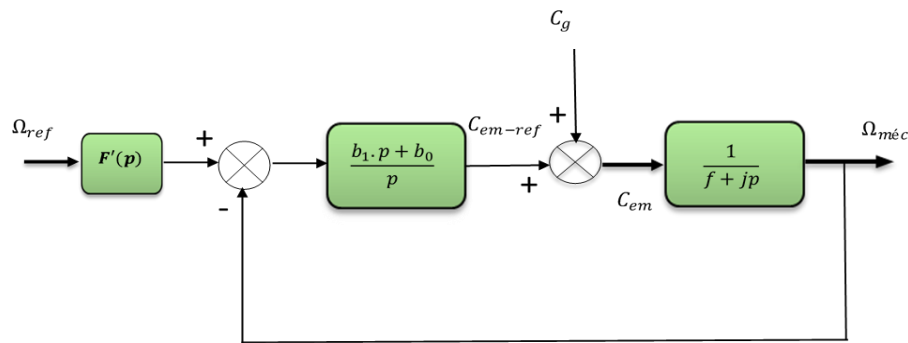


Figure 2-14: Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation

2.6 Résultats de simulation

L'expression du coefficient de puissance dans cette partie de modélisation est donnée selon, par la formule

$$C_p = C_1 (C_2 - C_3\beta - C_4\beta^x - C_5) e^{-C_6(\lambda)}$$

En vue de comprendre l'effet de l'angle de calage sur les performances de la turbine, le coefficient de puissance de la turbine utilisée au cours de cette partie est évalué pour trois valeurs : 2°, 4°, et 6°

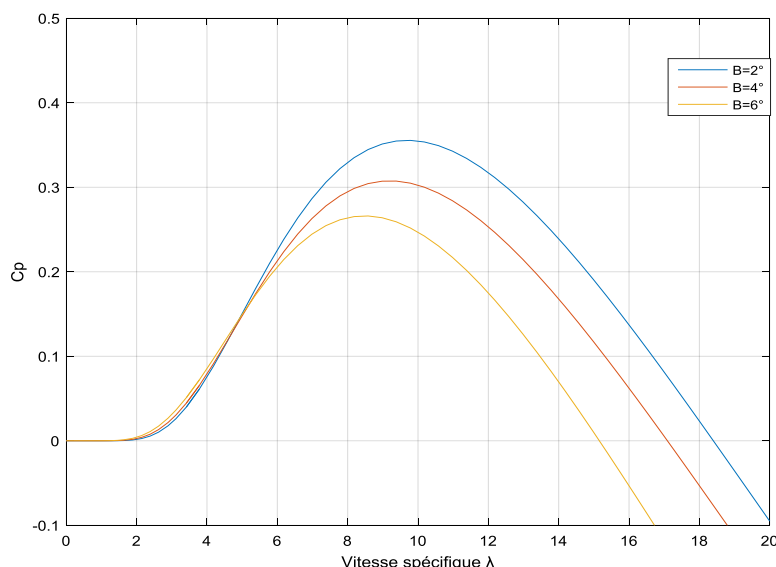


Figure 2-15: coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différent angles de calage.

À partir de l'ensemble de courbes ci-dessus (Figure 2.16), nous pouvons observer que lorsque l'angle de tangage est égal à 2 degrés, le rapport de vitesse de pointe a une large plage et une valeur maximale de Cp de 0,35, convient aux éoliennes conçues pour fonctionner sur une large plage de vitesses de vent. Avec une augmentation de l'angle de tangage, de la plage de la vitesse spécifique TSR et de la valeur maximale du coefficient de puissance diminuer.

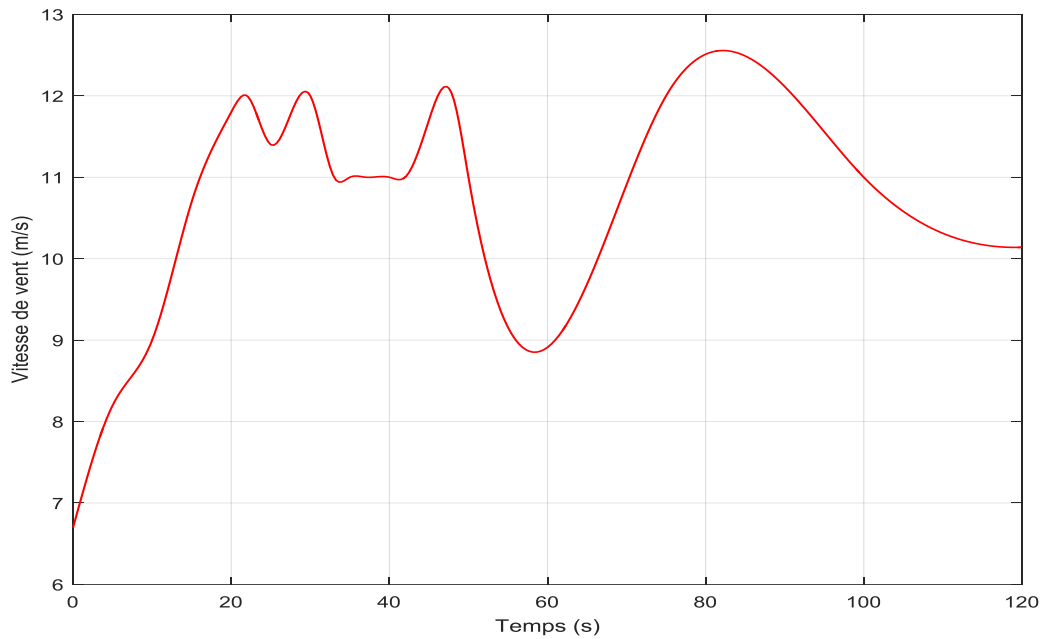


Figure 2-16: Profil du vent.

La figure (2-16) montre le profil du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de commande utilisées. La puissance électrique est considérée égale à la puissance électromagnétique en négligeant les pertes électriques, cette puissance est définie par $C_{em} \times \Omega_{mec}$ et s'oppose à la puissance aérodynamique.

2.6.1 Résultats de simulation sans asservissement de vitesse

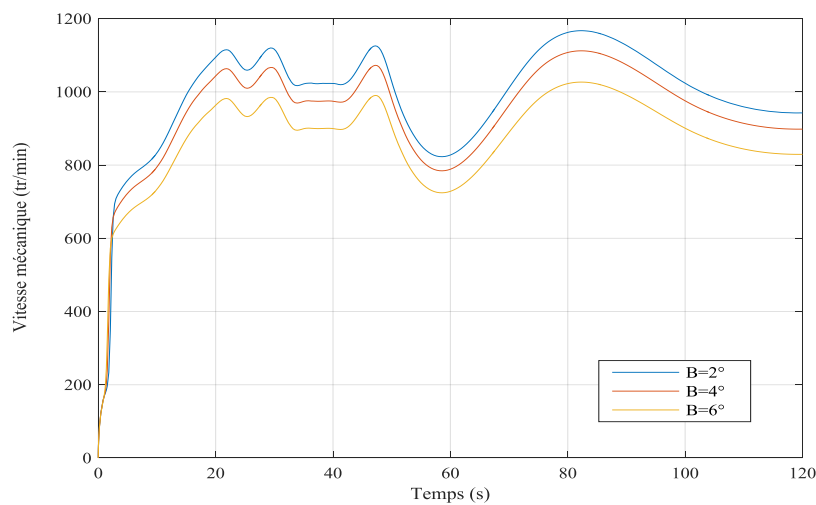


Figure 2-17: Vitesse mécanique

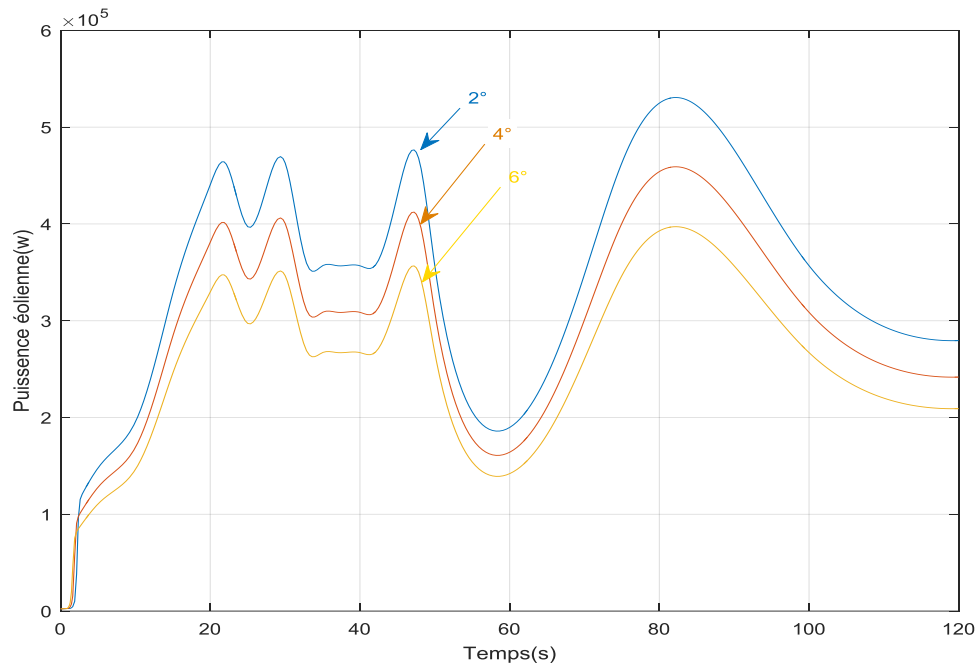


Figure 2-18: Puissance éolien pour Chaque angle de calage

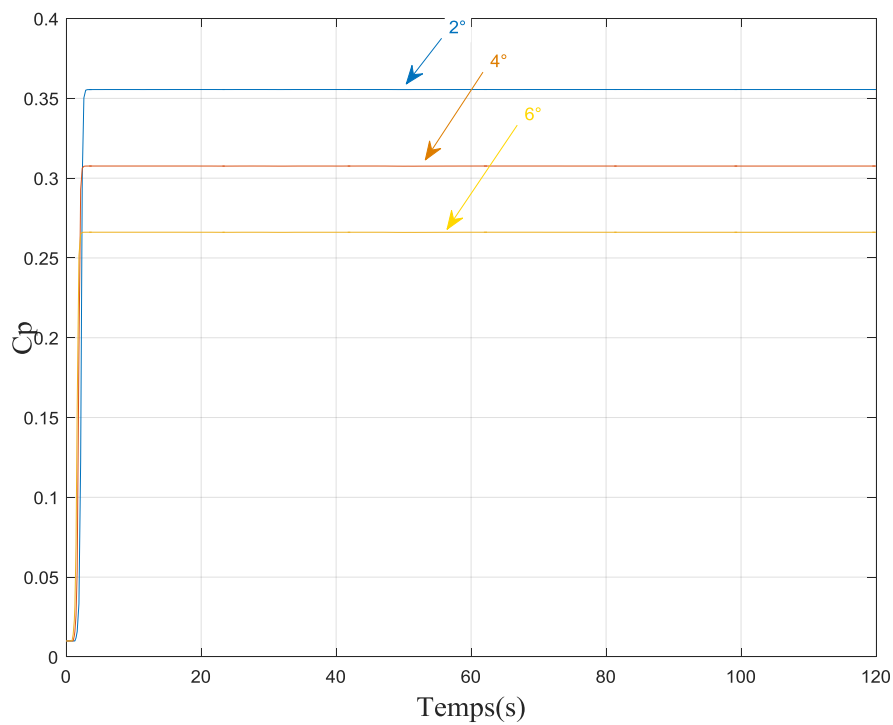


Figure 2-19: coffecient de Puissance pour Chaque angle de calage

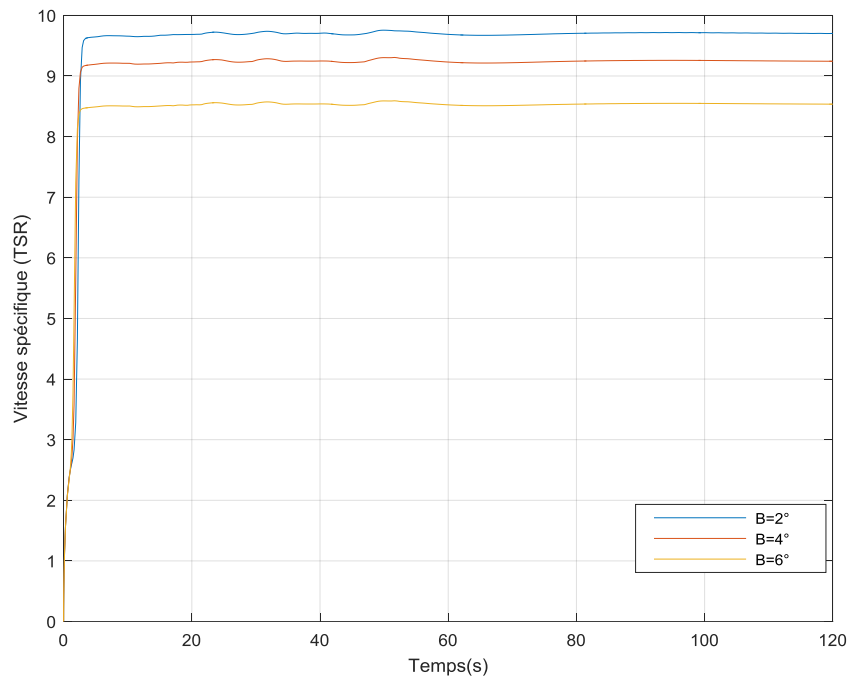


Figure 2-20: Vitesse spécifique (TSR) pour Chaque angle de calage

2.6.2 Résultats de simulation avec asservissement de vitesse PI avec anticipation

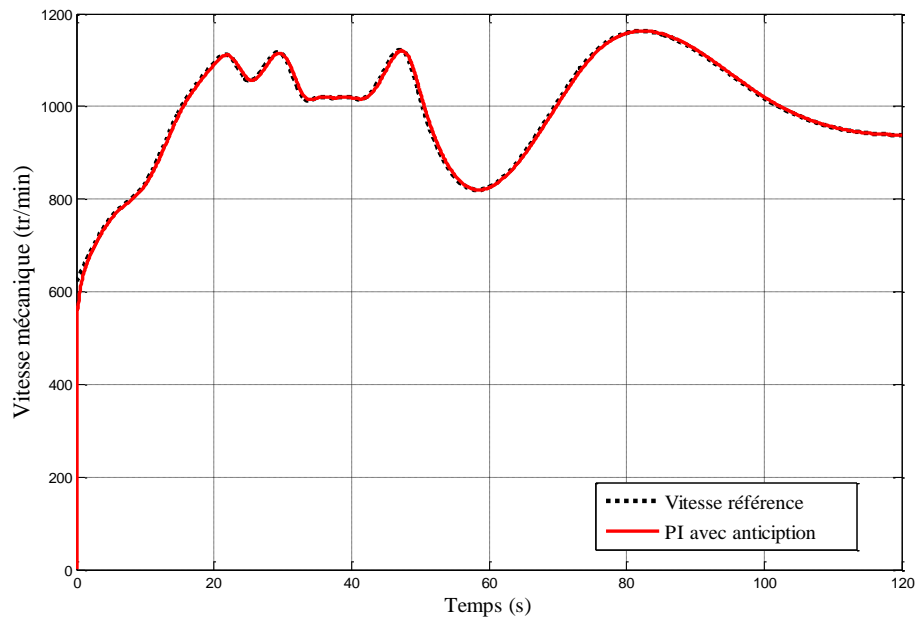


Figure 2-21: Vitesse mécanique

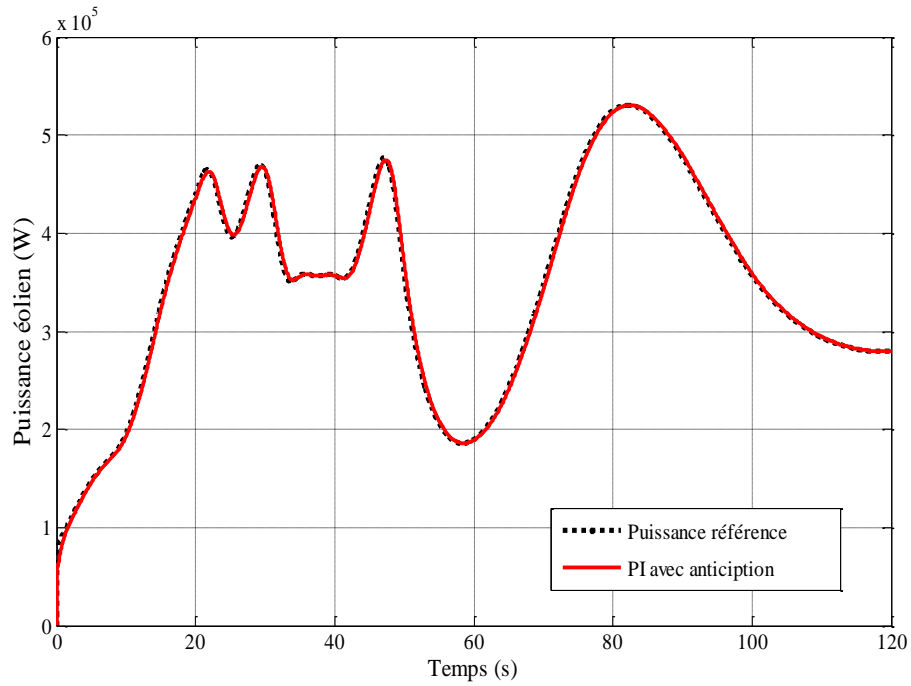


Figure 2-22: Puissance éolien

2.6.3 Résultats de simulation avec asservissement de vitesse PI à avance de phase

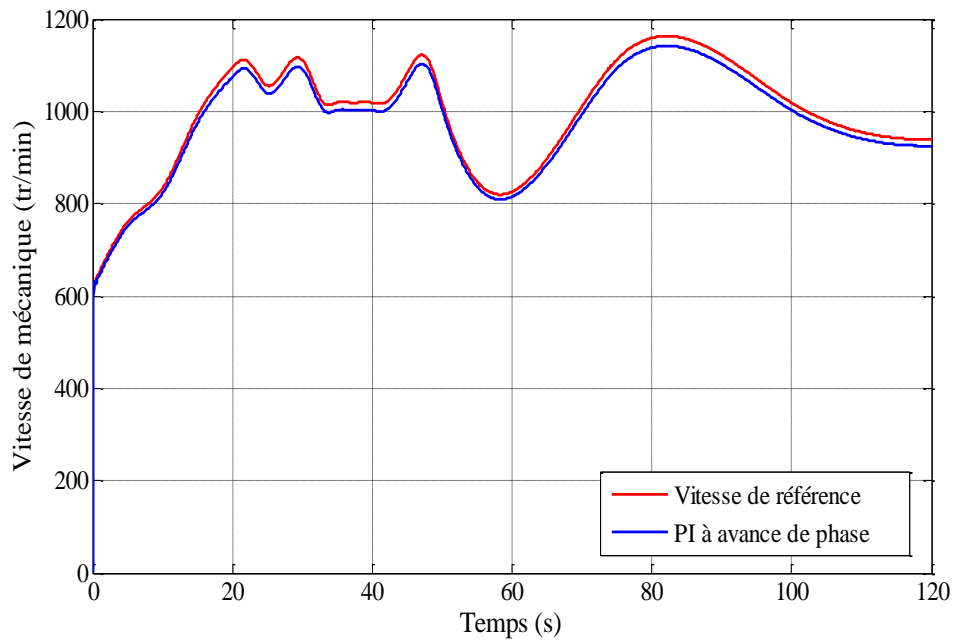


Figure 2-23: Vitesse mécanique

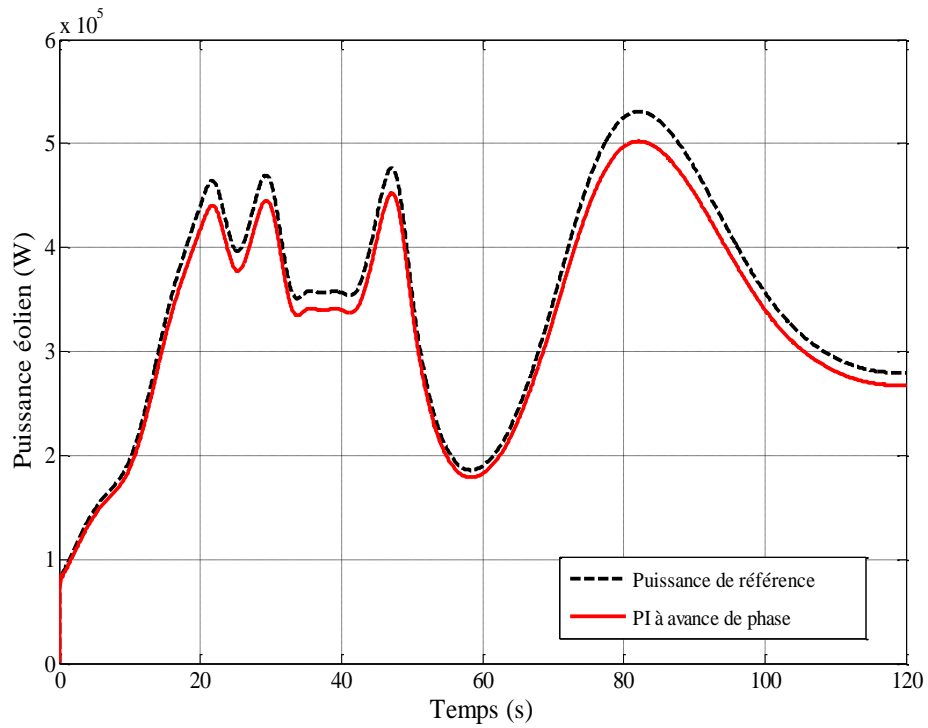


Figure 2-24: Puissance éolien

2.6.4 Résultats de simulation avec les trois stratégies de contrôle

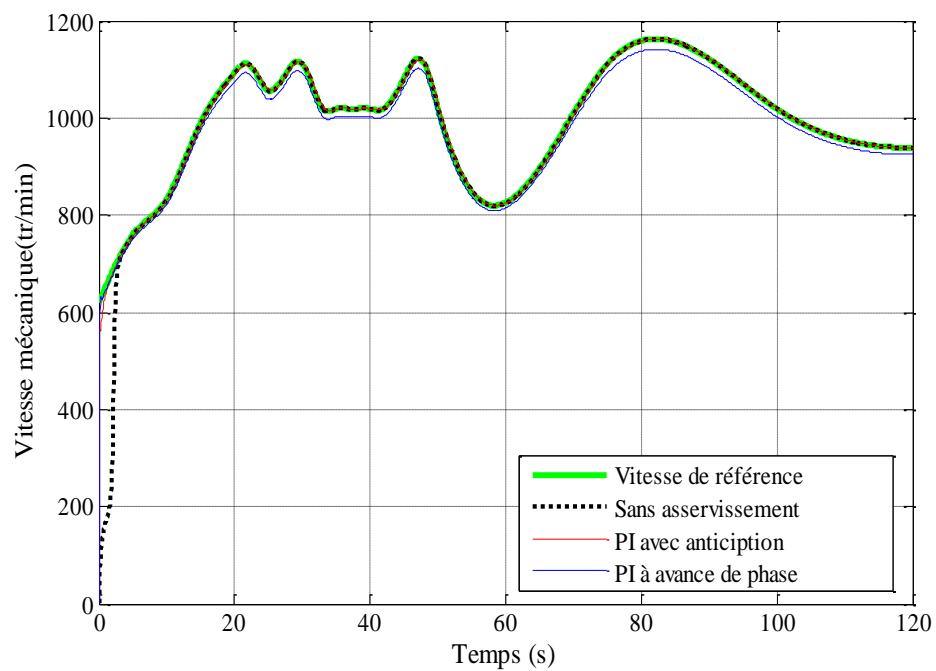


Figure 2-25: Vitesse mécanique

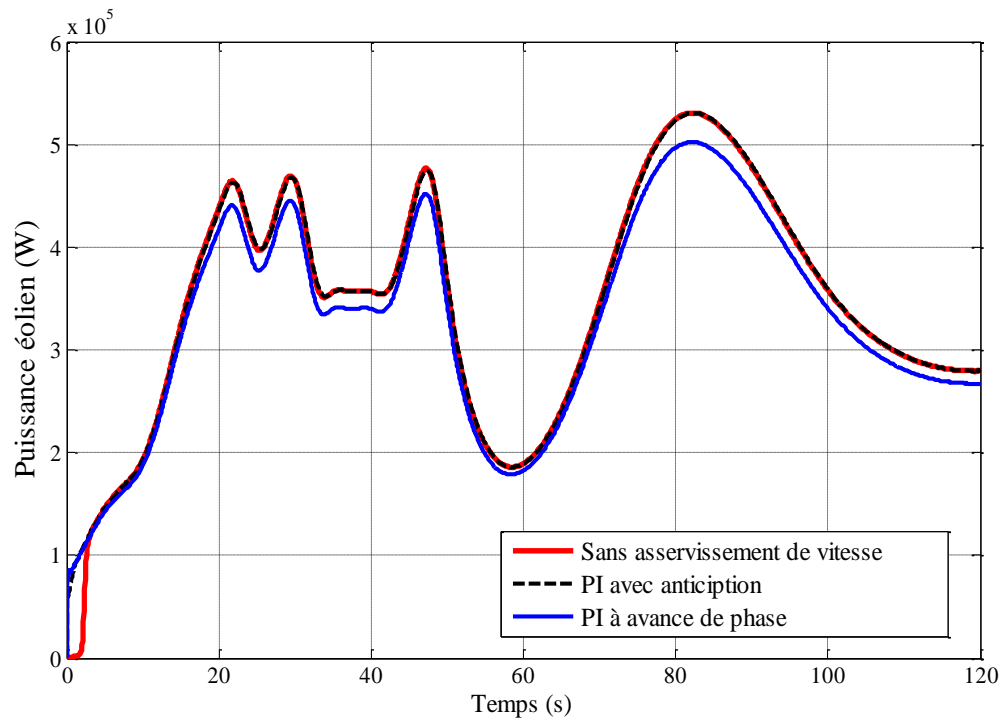


Figure 2-26: Puissance éolien

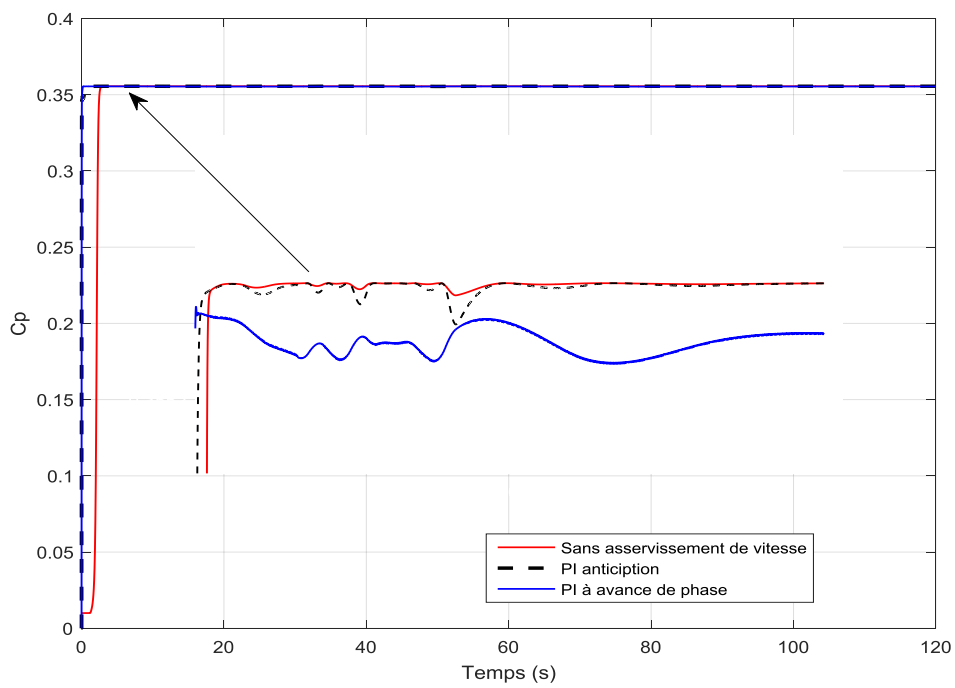


Figure 2-27: coeffecient de Puissance

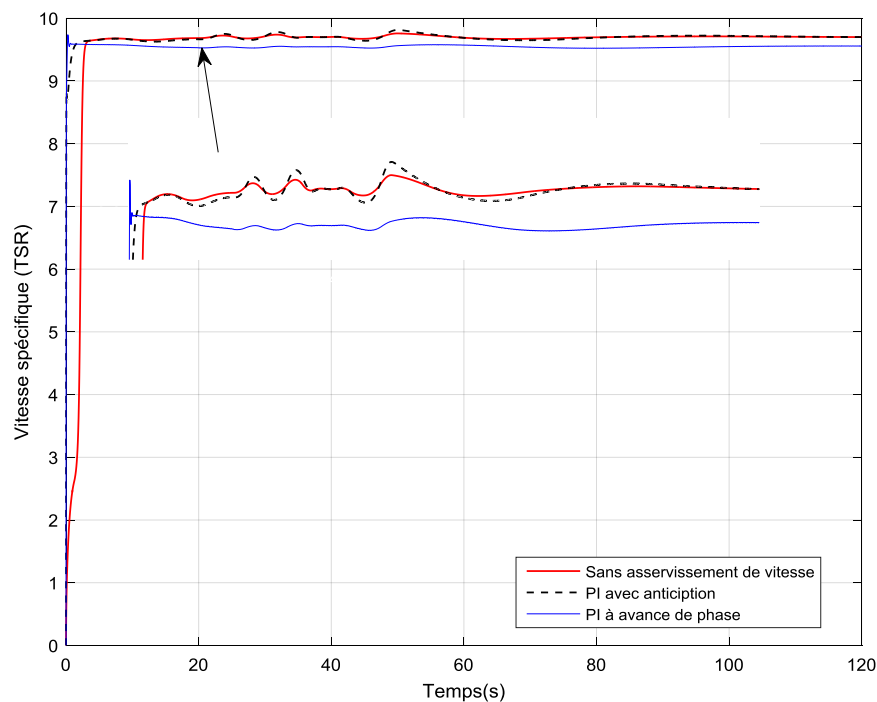


Figure 2-28: Vitesse spécifique (TSR)

2.7 Commentaire

Afin de résumer ces résultats obtenus avec les différentes stratégies de contrôle de la vitesse, les figures (2.25) et (2.26) montrent respectivement les vitesses mécaniques et les puissances délivrées par la turbine sans asservissement de vitesse pour trois différents angles de calage. Les résultats de simulation correspondant à l'algorithme sans asservissement de la vitesse montrent que ces résultats sont bien adaptés à la vitesse du vent appliquée. Les valeurs optimales du coefficient de puissance et la vitesse spécifique représentés respectivement sur les figures (2.27) et (2.28) montrent l'efficacité énergétique de cette stratégie d'optimisation.

Avec le même profil du vent, les résultats de simulations inhérentes à un régulateur PI montrent qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est obtenu en régime transitoire et en régime permanent. Ce contrôle est très dynamique et la puissance obtenue en régime transitoire est donc plus importante.

Une erreur entre la vitesse mécanique et celle de référence est remarquée dans les résultats de simulation avec régulateur PI à avance de phase. Avec le régulateur avec anticipation, les résultats sont bien adaptés à la variation de vitesse de vent. La puissance électromagnétique convertie en puissance électrique produite est variable.

2.8 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté les principaux composants de la turbine éolienne et le principe de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique appliquée sur l'arbre de la turbine. Nous avons développé et comparé deux stratégies d'optimisation de puissances. La première était basé sur l'estimation de la vitesse du vent, tandis que la deuxième est conçu avec asservissement de vitesse en utilisant deux régulateurs différents dans les boucles de régulation de vitesse. Les résultats de simulation ont mis en évidence la spécificité de chaque stratégie de control. Au prochain chapitre, nous aborderons la modélisation de l'orientation des pales de la turbine.

CHAPITRE 03 control d'une turbine éolienne à vitesses variables avec orientation des pales

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, notre attention est principalement portée sur l'étude et la modélisation de turbine éolienne à vitesses variables avec orientation des pales. En vue de comprendre l'importance de l'angle de calage sur les performances de la turbine, une étude aérodynamique est faite. Ce chapitre explique aussi les stratégies de fonctionnement et les techniques de contrôles utilisées souvent dans ce type d'éoliennes. Une analyse comportementale de fonctionnement se fera à travers les résultats de simulation renseignant les différents paramètres de fonctionnement, avec une comparaison des stratégies d'optimisations étudiées au deuxième chapitre.

3.2 Description du système d'orientation des pales

Il existe différents types de systèmes de régulation de l'angle des pales. Ils sont contrôlés soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques nécessitant une source d'alimentation externe. Le transfert de cette énergie sur les pales en rotation augmente considérablement les coûts de fabrication et réduit leur fiabilité en raison des contraintes qui apparaissent. Dans le domaine des hautes puissances, seuls les systèmes d'orientation électriques sont utilisés, [27]

Ce système permet d'arrêter l'éolienne ou de limiter sa puissance afin de la protéger des vents violents et de maximiser l'énergie absorbée par l'éolienne. C'est le plus efficace car il permet une régulation constante et quasi parfaite de la rotation de l'éolienne. Cependant, il reste complexe nécessitant plus de maintenance.

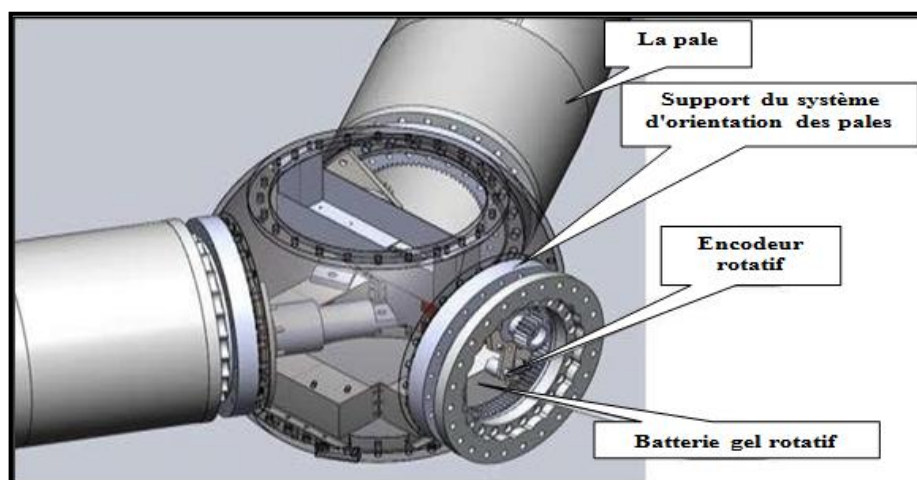


Figure 3-1 : Dispositif de contrôle du réglage des pales

Les modes de fonctionnement d'une hélice peuvent être représentés de la façon suivante. La vitesse du vent arrivant face à un élément de pale, situé à un rayon de r est représentée par le vecteur \vec{V}_a . Le vecteur \vec{V}_t représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces

deux vecteurs est appelée vent apparent ou vent relatif \vec{W} . Celui-ci engendre un moment M et une force résultante \vec{R} . Cette force peut se décomposer en une force de traction \vec{F}_{ax} suivant l'axe de l'hélice directement compensée par la résistance mécanique du mat, et une force dans le plan rotor \vec{F}_{rot} , responsable d'un couple :

$$C = F_{rot} \cdot r$$

Le domaine (A) correspond à celui d'une hélice tractrice où l'énergie est fournie au fluide par l'élément de pale (avion).

Lorsque la résultante \vec{R} se situe dans le domaine (C), c'est le fluide qui fournit de l'énergie à la pale; on se trouve alors dans le cas d'un fonctionnement aéromoteur caractéristique des éoliennes[27].

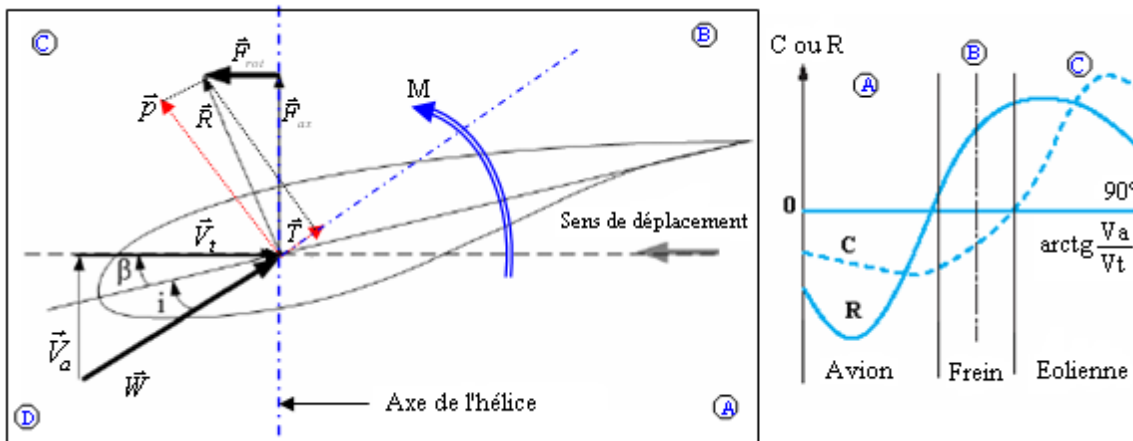


Figure 3-2: Comportement d'une pale dans un flux

On définit les angles suivants :

- L'angle d'incidence « i » celui que fait la surface de la pale avec la direction du vent apparent.
- L'angle de calage « β » est l'angle formé par la pale et le plan de rotation.

3.3 Décomposition de la résultante de l'action du vent : traînée et poussée

La résultante R des actions de l'air sur l'élément de la pale peut être décomposée en 2 forces P, et T [27].

P (Poussée) : perpendiculaire à la direction du vent.

T (Traînée) : Dans la même direction du vent.

Les forces P et T peuvent s'exprimer selon le théorème de la variation de la quantité de mouvement sous la forme :

$$P = C_{rot} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot S \cdot W^2$$

$$T = C_{ax} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot S \cdot W^2$$

C_{ax} et C_{rot} sont déterminés en soufflerie et donnés sous forme de diagramme polaire en fonction de l'angle d'incidence [27].

ρ : la masse volumique de l'air.

S : surface de la portion de pale au vent apparent.

W : vent apparent.

Connaissant P et T , il est possible d'exprimer F_{rot} , et F_{ax} en fonction des angles β et i pour un régime de fonctionnement donné.

$$F_{rot} = P \sin(\beta + i) - T \cos(\beta + i)$$

$$F_{ax} = P \cos(\beta + i) + T \sin(\beta + i)$$

$$\beta + i = \Phi$$

Le couple moteur pour la portion de pales considérée est égal à :

$$C = r [P \sin(\beta + i) - T \cos(\beta + i)]$$

Le couple moteur total est égale à la somme de tous les couples élémentaires le long de la pale compte tenu du fait que « i » varie de l'origine à l'extrémité de la pale.

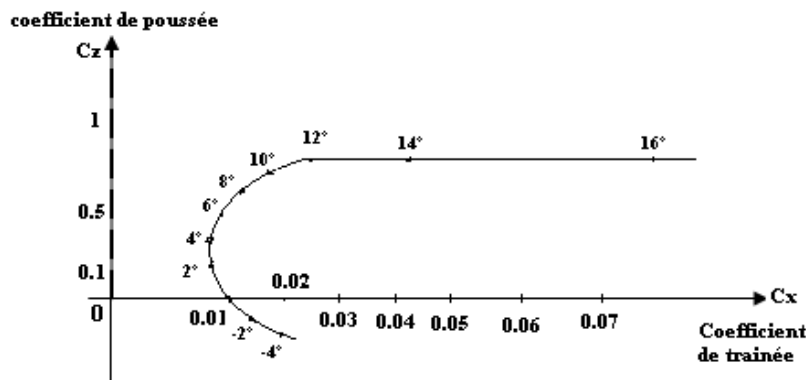


Figure 3-3: Polaire de profil - i en fonction de C_z et C_x [27].

En mettant $x = \frac{P}{T}$, on démontre que le rendement de la portion de la pale qui est égal au rapport de

la puissance récupérée sur la puissance fournie par le vent est fonction du rapport $\frac{C_z}{C_x}$ fonction i .

3.4 Système de freinage des pales

Le type de freins de contrôle de vitesse dépend de la taille de l'éolienne. Les systèmes sont plus ou moins complexes et coûteux. Le principe est de modifier l'angle des pales par rapport au vent afin de réduire la vitesse de rotation des pales.

Il existe plusieurs manières de modifier cet angle, les principaux systèmes étant présentés dans le tableau 3.1, soulignant leurs inconvénients qui peuvent avoir une influence sur la maintenance et la sécurité des systèmes éoliens, [28].

Les types	Système	Désavantages
Contrôle Aérodynamique des pales	1- Pas fixe par effet Stalle (forme de lame) Pas variable au moyen d'un vérin ou de res	Ce système complexe nécessite une maintenance systématique et préventive.
Régulation Mécanique	1- Freinage par force centrifuge (freins aérodynamiques (pales) où Changement d'angle des pales) 2- drapeau (gouvernail articulé) ; 3- Inclinaison du rotor de l'éolienne;	Ce système est efficace mais coûteux Générer du bruit en mode régulation Qui nécessitera une maintenance Conditionnelle
Régulation Electronique	1- Utilisation des freins pneumatiques (électroniques) 2- Utilisation de freins à disque électronique	Il est nécessaire de prévoir au Moins Deux systèmes de contrôle (électronique et mécanique)

Tableau 3.1 : Système de freinage de la pale.

3.5 Le réglage de la puissance : calage et décrochage

Pour faire fonctionner une éolienne correctement, on doit pouvoir jouer sur les paramètres aérodynamiques des pales pour contrôler la vitesse de rotation ainsi que la puissance soutirée au vent : Dans le cas de vents importants, le rotor peut être soumis à des forces mécaniques qui peuvent dépasser les contraintes admissibles. En outre, la puissance fournie par le rotor est limitée par la puissance maximale de la génératrice. Dans le cas de fonctionnement normal, on doit pouvoir fonctionner à la vitesse de rotation souhaitée ou du moins, prédéfinie. Il y a deux grandes manières de faire varier, et donc de contrôler, la force aérodynamique sur le rotor d'une éolienne : changer l'angle d'attaque et diminuer la surface au vent balayée par l'éolienne. La deuxième solution s'obtient en décalant le rotor ("yawing" en anglais) par rapport à la direction du vent (selon un axe vertical pour un décalage gauche-droite, ou selon un axe horizontal pour mettre incliner le rotor vers l'horizontal). On s'attardera ici sur la première solution basée sur l'angle d'attaque [29].

3.5.1 Modification de l'angle d'attaque via l'angle de calage d'une pale

La manière la plus efficace de modifier l'angle d'attaque est de jouer sur l'angle de calage. Celui-ci peut être modifié en faisant pivoter la pale le long de son axe. Pour contrôler la force appliquée, on peut procéder de deux manières distinctes :

On peut augmenter l'angle de calage pour diminuer la puissance ou le réduire pour augmenter cette puissance ("pitch control" en anglais). A la limite si l'on souhaite réduire au maximum les forces exercées sur les pales pour garantir leur intégrité, notamment en présence de grands vents, on peut les placer en drapeau par rapport à la direction du vent ("feathering" en anglais).

Une autre manière de limiter la puissance est de dépasser rapidement l'angle de décrochage ce qui induit une diminution significative de la portance ("stall control" en anglais). Hormis pour certaines réalisations, cette seconde méthode est moins efficace que la première. Elle serait apparemment moins précise et les forces appliquées aux pales seraient plus intermittentes (dû au caractère fortement instationnaire du phénomène de décrochage) [29].

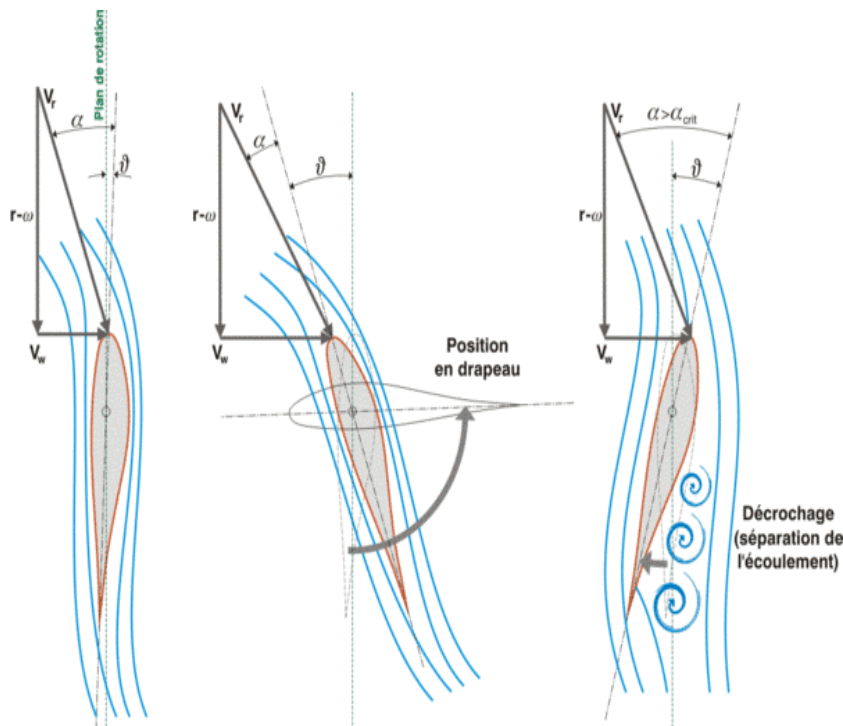


Figure3-4: Illustration de la variation de la force aérodynamique : diminution par réduction de l'angle de calage

3.5.2 Stratégies de commande de la turbine éolienne

La figure 3.5 représente la caractéristique principale de la turbine éolienne, qui est la vitesse de rotation de l'aérogénérateur en fonction de la variation de vitesse de vent [15].

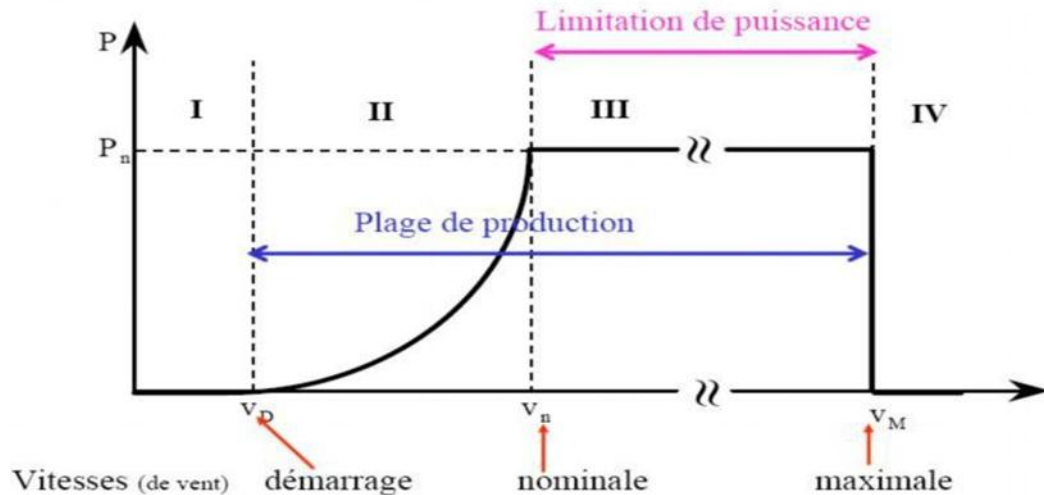


Figure 3-5: Caractéristiques vitesse de rotation, vitesse de vent [16]

Sur le figure ci-dessus, deux stratégies de contrôle de la turbine à vitesses variables sont indiquées :

- I. Stratégie d'optimisation de puissance : Dans cette stratégie représentée par les séquences « A-B-C-D », l'énergie capturée et optimisée au-dessous de la vitesse nominale du vent.
- II. Stratégie de limitation de puissance : Le but de cette stratégie est de limiter la puissance nominale de la turbine au-dessus de la vitesse nominale du vent « D-E ».

Quatre zones de fonctionnement de la turbine peuvent être distinguées :

Zone1 « A-B » : L'éolienne commence à fonctionner à la vitesse du vent de connexion V_{cut-in} , à une vitesse de rotation Ω_{t-min} .

Zone2 « B-C » : Lorsque la vitesse de la génératrice est comprise entre les vitesses Ω_{min} et Ω_{nom} , un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale du vent. Le coefficient de puissance maximum correspond dans ce cas à un angle de calage optimal et constant.

Zone3 « C-D » : Cette zone correspond au cas où la vitesse de rotation nominale est atteinte, tandis que la puissance générée arrive à des valeurs importantes mais inférieures à la puissance nominale.

Zone4 « D-E » : Arrivée à la puissance nominale, un système d'orientation des pales « pitch control » est appliqué afin de limiter la puissance générée.

Au-delà de la vitesse $\Omega_{Cut-out}$, un dispositif de protection est actionné pour éviter des ruptures mécaniques.

3.6 Modélisation du système d'orientation des pales

L'étude dynamique du système d'orientation des pales nécessite la connaissance des différents couples appliqués sur les pales. La représentation de ces couples d'origine inertielle (gravité, force centrifuge), ou d'origine élastique (déformation des pales), exige la modélisation de la dynamique des

structures de la pale, du comportement de l'air autour des pales et les frottements dans les paliers [4]. [27].

Dans cette partie, on se limite à la modélisation du système de régulation de l'angle de calage sans tenir en compte de ces couples. La figure 3-1 montre la boucle de régulation du système d'orientation des pales. Elle a pour entrée la puissance électrique générée, et doit satisfaire les fonctions suivantes [25]. [27] :

- 1- Génération de l'angle de référence
- 2- Régulation de l'angle orientation
- 3- Régulation de la vitesse de l'angle.

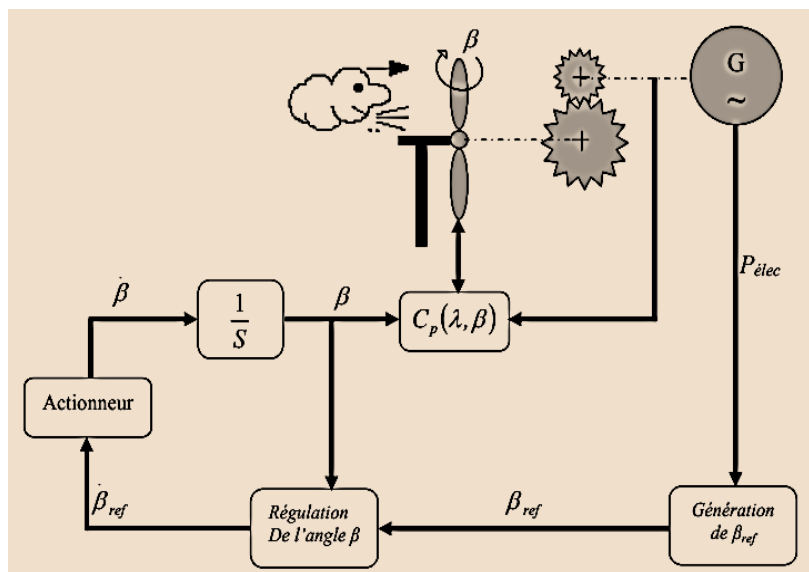


Figure 3-6: Schéma bloc du système d'orientation des pales [27]

- 1- Génération de l'angle d'orientation : La conception analytique de ce réglage est complexe à cause des caractéristiques des pales et du modèle non linéaire de la turbine. Il est plus pratique d'utiliser des caractéristiques expérimentales renseignant les puissances mesurées pour différents angles de calage. Dans le cas de manque de ces informations, l'angle de référence est obtenu par le réglage de l'erreur entre la puissance mesurée et celle de référence [4]., [27]
- 2- Réglage de l'angle d'orientation : Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales soit pour chacune d'elles indépendamment [27]. 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 [15]. Certains auteurs représentent tout simplement la régulation de l'angle par une simple fonction de transfert du premier ordre.
- 3- Régulation de la vitesse de variation de l'angle d'orientation : Lors de la 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 vitesse de variation de l'angle de calage doit être limitée à environ 10% lors d'un fonctionnement normal et à 20% pour les cas d'urgence [27]. 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 $\tau_{d\beta}$ [10]. 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 :

$$\beta_{ref} = \beta \tag{3.1}$$

La régulation de l'angle de calage est donc modélisée par un régulateur générant une référence de vitesse de variation de l'angle, cette référence est limitée, L'angle de calage est ensuite obtenu en intégrant les variations de l'angle représentés sur la figure (3.7) [29].

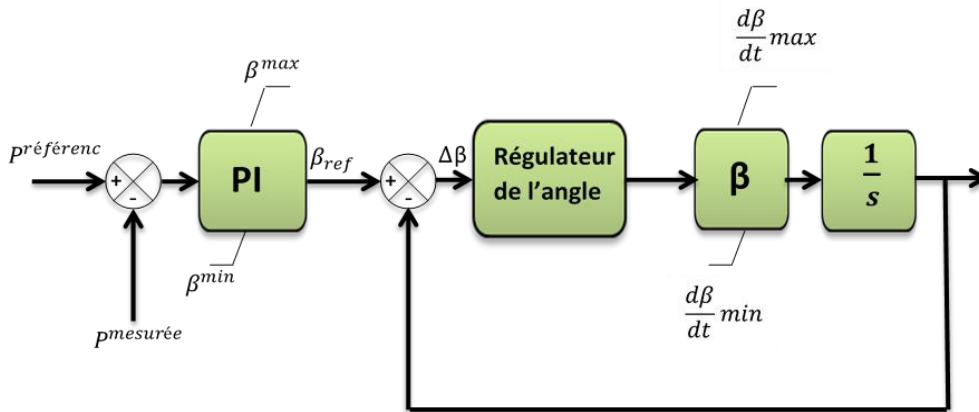


Figure 3-7: Modélisation du système de régulation de l'angle de calage

3.6.1 Régulation de l'angle avec régulateur PI

Les régulateurs les plus utilisés dans la régulation de l'angle de calage sont de type PI.

L'expression du correcteur PI est donnée par :

$$\frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{1}{1 + T_{servo} S} \tag{3.2}$$

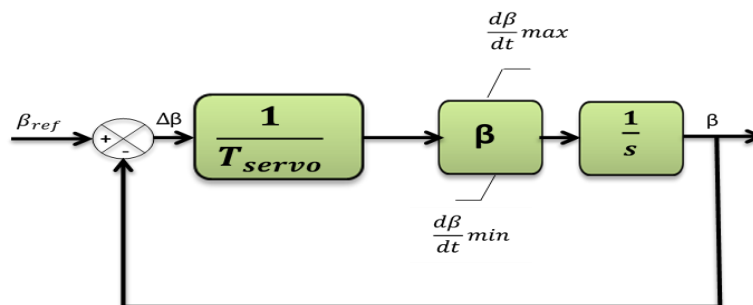


Figure 3-8: Schéma bloc d'un régulateur PI de l'angle de calage

En boucle fermée, la réponse est donnée par l'expression :

$$\beta = \frac{\frac{K_\beta}{I_\beta} S + 1}{\frac{1}{I_\beta} S^2 + \frac{K_\beta}{I_\beta} S + 1} \beta_{ref} \tag{3.3}$$

La structure de commande avec anticipation peut être représentée comme suit :

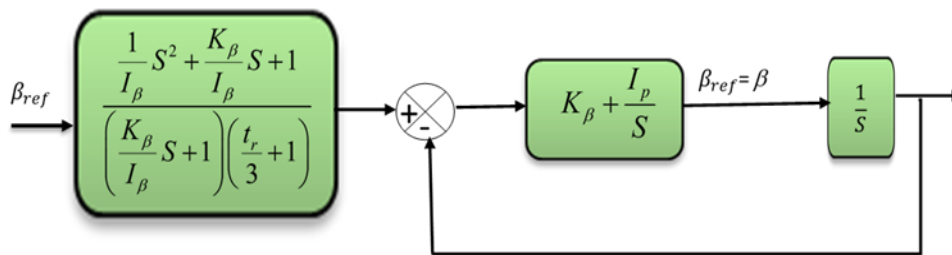


Figure 3-9: Schéma bloc de la boucle de régulation de l'angle de calage avec régulateur PI

3.6.2 Régulation de l'angle à partir de gain

Dans cette technique illustrée dans la figure (3-10), l'erreur $\Delta\beta$ est corrigée par le servomécanisme représenté par le modèle $\frac{1}{T_{servo}}$, T_{servo} est une constante de temps dépend de la puissance de l'éolienne et prend par exemple selon [29] les valeurs suivantes :

$T_{servo} = 0.2S$ Pour une éolienne de 387.5KVA (Choisie pour notre turbine).

$T_{servo} = 1.2S$ Pour une éolienne de 600KVA

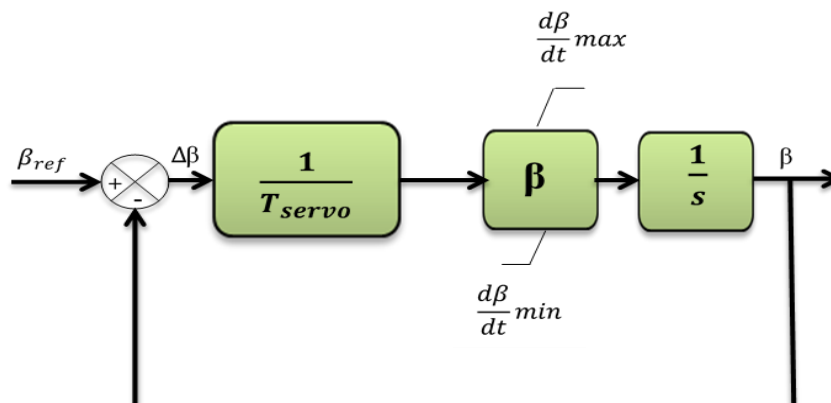


Figure 3-10: Schéma bloc d'un régulateur de l'angle à partir de gain

La réponse du système en boucle fermée correspond à un système du 1er ordre :

$$G(S) = \frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{1}{1 + T_{servo}S} \quad (3.4)$$

La figure (3-11) illustre la boucle de régulation globale de l'angle de calage.

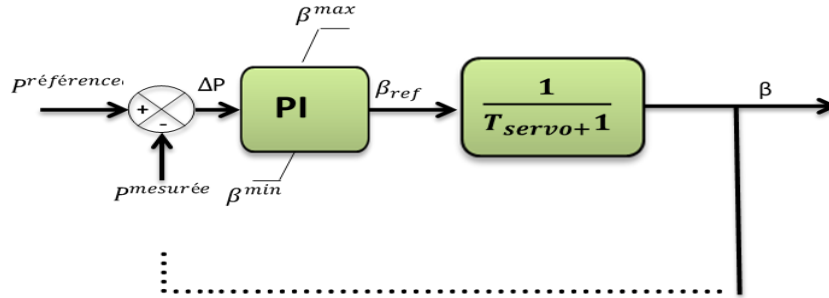


Figure 3-11: Schéma bloc de la boucle globale du régulateur de l'angle à partir de gain

Soit K_p , et I_p les paramètres du régulateur PI, la fonction de transfert du système en boucle fermée est donnée par :

$$F_1(s) = \frac{\frac{K_p}{I_p} S + 1}{\frac{T_{servo}}{I_p} S^2 + \frac{K_p}{I_p} S + 1} \quad (3.4)$$

Les paramètres du dénominateur de cette fonction correspondent à ceux d'une fonction de second ordre et sont calculés pour avoir un facteur d'amortissement ζ et une pulsation naturelle ω_n donnés.

$$I_p = \tau_\beta \omega_n^2 \quad \text{et} \quad K_p = \frac{2\zeta \cdot I_p}{\omega_n} - 1 \quad (3.4)$$

Pour avoir un temps de réponse t_r , on anticipe la puissance de référence par la fonction :

$$F_2(s) = \frac{\frac{T_{servo}}{I_p} S^2 + \frac{K_p + 1}{I_p} S + 1}{\left(\frac{K_p}{i_p} S + 1\right) \left(1 + \frac{t_r}{3} S\right)} \quad (3.5)$$

Le schéma bloc obtenu est alors représenté sur la figure (3-7).

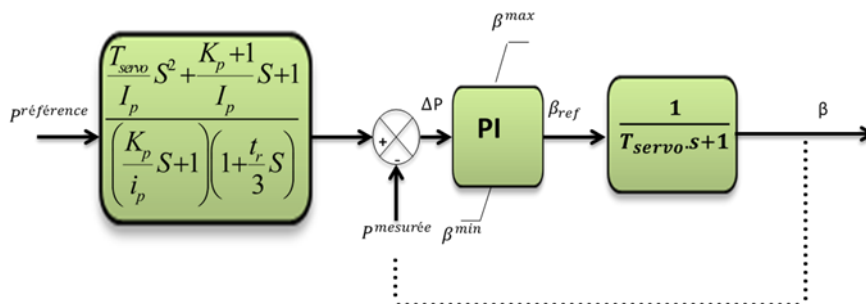


Figure 3-12: Schéma bloc de la boucle globale du régulateur de l'angle à partir de gain

3.7 Résultats de simulation

Les performances de la turbine éolienne à vitesses variables et à réglage par orientation de pale, sont déterminées par les caractéristiques des courbes reliant le coefficient de puissance, la vitesse spécifique, et l'angle de calage. Ces courbes peuvent être obtenues à partir des relevés réels réalisés sur différentes catégories d'éoliennes, ou par des formules non linéaires. L'expression du coefficient de puissance dans cette partie de modélisation est donnée selon, par la forme

$$C_p = C_1 \left(C_2 - C_3 \beta - C_4 \beta^x - C_5 \right) e^{-C_6(\lambda_i)} \quad (3.6)$$

Où :

β est l'angle d'orientation et λ est la vitesse spécifique.

Les valeurs des C_i choisies selon sont :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_i + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.7)$$

$$C_1 = 0.5 \quad C_2 = \frac{116}{\lambda_i} \quad C_3 = 0.4 \quad C_4 = 0 \quad C_5 = 5 \quad C_6 = \frac{21}{\lambda_i}$$

La différence entre les courbes des différentes turbines éoliennes est petite et peut être négligée dans les simulations dynamiques.

À partir de l'ensemble de courbes ci-dessus (Figure 3.13), nous pouvons observer que lorsque l'angle de tangage est égal à 2 degrés, le rapport de vitesse de pointe a une large plage et une valeur C_p maximale de 0,35, adaptée aux éoliennes conçues pour fonctionner sur une large plage de vitesses de vent. Avec une augmentation de l'angle de tangage, la plage de la vitesse spécifique (TSR) et la valeur maximale du coefficient de puissance diminuent considérablement.

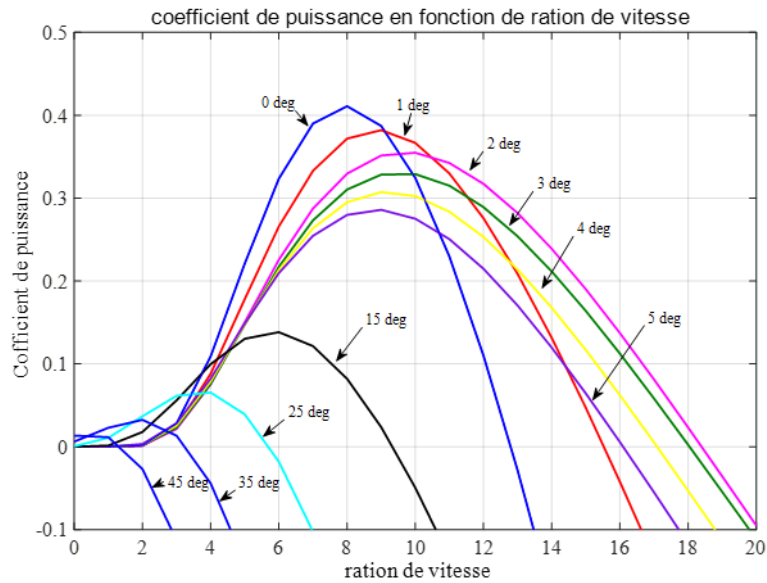


Figure 3-13: Caractéristiques $C_p = f(\lambda)$ pour différentes valeurs de l'angle de calage

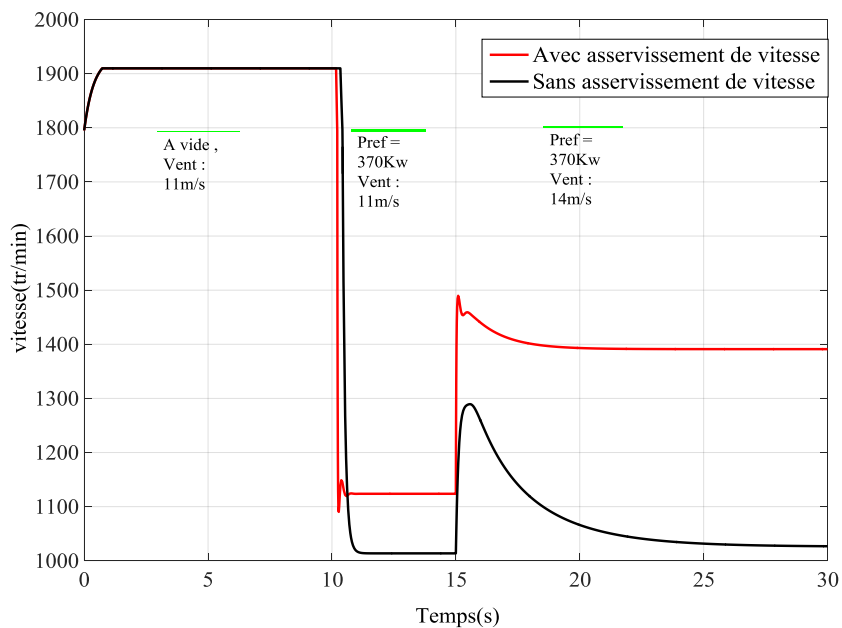


Figure 3-14: variations de la vitesse de l'éolienne avec le vent .

À partir de la figure 3.15, nous pouvons voir les changements de la vitesse spécifique correspondant aux changements de la vitesse de rotation illustrée sur la figure 3.16 pour différentes conditions de vent et de charge. Pendant le fonctionnement à vide, l'éolienne n'est pas reliée à la charge et tourne donc librement sous l'influence du vent atteignant des vitesses élevées. D'après (3.13), on peut déduire

que des vitesses de rotation plus élevées entraînent des valeurs plus élevées de vitesse spécifique. Dans ce cas, lorsque TSR atteint une valeur supérieure à 18, la valeur du coefficient de puissance C_p obtenu à partir de l'ensemble des courbes de performances de la figure (3.14) est quasiment nulle. Comme la valeur du coefficient de puissance du rotor est nulle, l'énergie captée par les pales du rotor est également nulle (figure 3.18). Par conséquent, le couple exercé sur l'arbre du générateur est également égal à zéro.

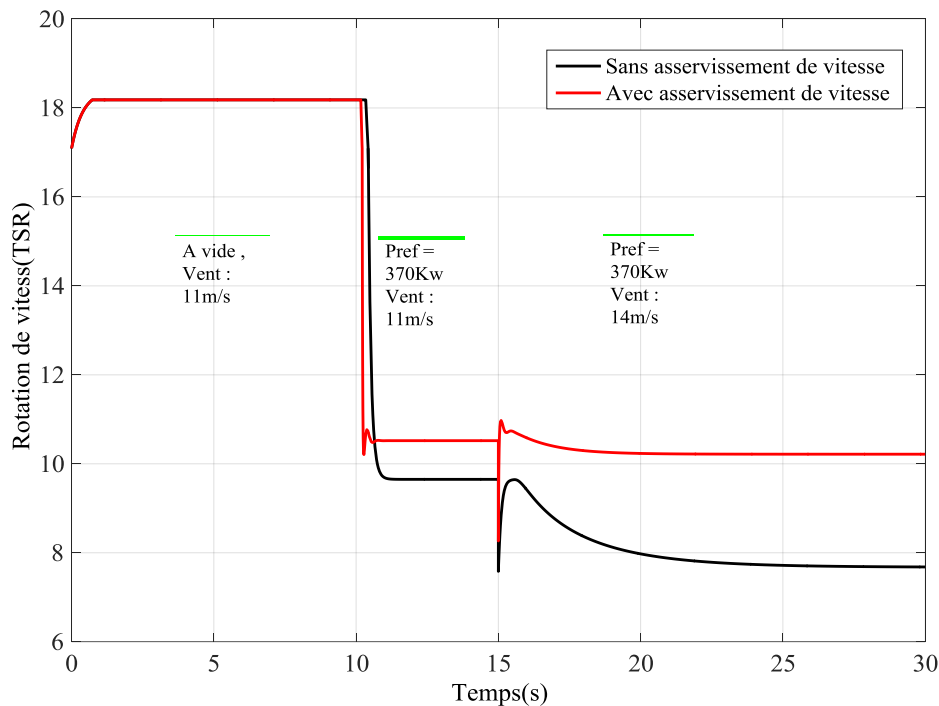


Figure 3-15: Vitesse spécifique de la turbine éolienne en fonction du temps.

Au fur et à mesure que la charge est appliquée sur le système de conversion de l'énergie éolienne à partir de l'instant 10 (s), la vitesse de rotation diminue. Cette baisse de la vitesse de rotation réduit la valeur de TSR entraînant une valeur plus élevée du coefficient de puissance comme on peut l'observer sur les courbes de coefficient de puissance (Figure 3.16). Étant donné que le coefficient de puissance du rotor est maintenant positif, non nul, les pales du rotor extraient l'énergie du vent, ce qui se traduit par une certaine puissance de sortie.

Sur la période allant de 10(s) à 15(s) qui régit le fonctionnement nominal de la turbine éolienne avec une vitesse de vent de 11m/s et une puissance de référence égale à celle de la puissance nominale, on peut valider les stratégies d'optimisation discutées dans le deuxième chapitre en observant les valeurs

optimales du coefficient de puissance (au voisinage de 0,35), avec une préférence relative de la stratégie de contrôle avec asservissement. Par conséquent, la puissance délivrée par la turbine est optimisée en atteignant sa valeur nominale (370Kw).

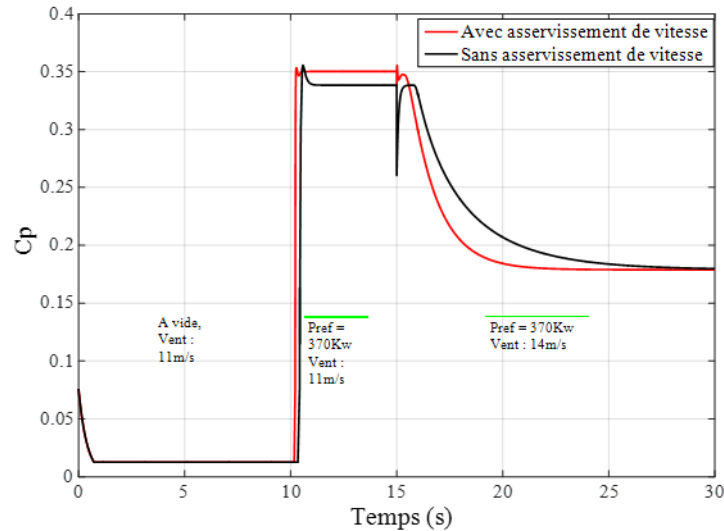


Figure 3-16: variations de coefficient de puissance avec le vent

Sur la figure (3-17), on observe que l'angle de calage est maintenu constant par le système d'orientation des pales à une valeur optimale de 02 degrés avant l'instant 10(s) jusqu'à ce que la turbine fonctionne au-dessus de la vitesse nominale du vent, où elle aura la capacité de produire une puissance supérieure à la puissance nominale du système. A ce moment, le système de contrôle de l'angle de calage modifie l'orientation des pales avec une vitesse finie et change ainsi la circulation de l'air autour des pales ce qui réduit le rendement de la turbine et limite sa puissance (figure 3-18), avec une dynamique plus rapide réalisée par la stratégie de contrôle avec asservissement de vitesse.

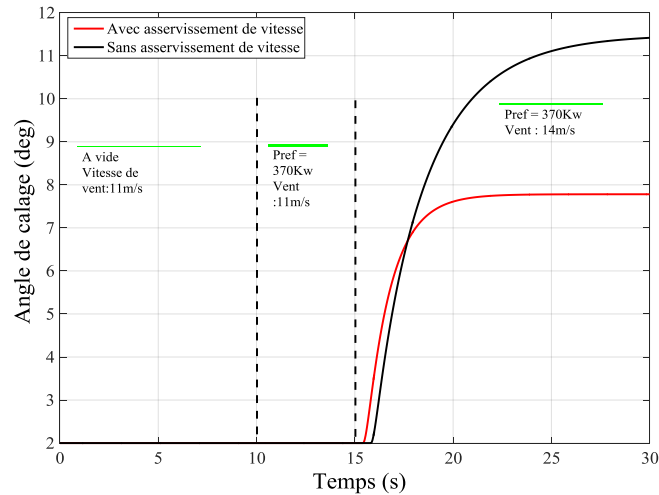


Figure 3-17: Réponse de l'angle de calage à la variation de vitesse de la turbine.

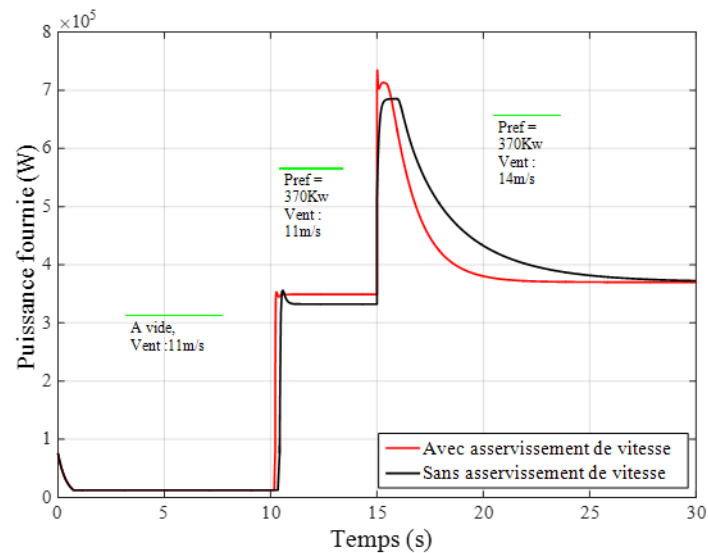


Figure 3-18: variation de la puissance produite par la turbine

3.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié et modélisé le système d'orientation des pales de la turbine éolienne à axe horizontal. Nous avons expliqué en premier lieu les stratégies de fonctionnement et les techniques de contrôles utilisées souvent pour l'optimisation et la limitation de ce type d'éoliennes, dont la technique discutée dans ce mémoire est celle avec orientation des pales. En vue comprendre l'importance de l'angle de calage sur les performances de la turbine, une étude aérodynamique a été faite avec une analyse comportemental de fonctionnement à travers les résultats de simulation, renseignant les différents paramètres de fonctionnement, avec une comparaison des stratégies d'optimisations étudiées au deuxième chapitre.

Conclusion Générale

En conclusion, cette étude a portée sur la modélisation et le contrôle des turbines éoliennes à vitesses variables et orientation des pales dans le but d'améliorer l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne. Différentes techniques d'optimisation ont été utilisées pour assurer un bon suivi des stratégies d'optimisation et de limitation de la turbine, en contrôlant l'angle de calage pour différentes conditions de fonctionnement.

Le premier chapitre a présenté un état de l'art des énergies renouvelables, mettant en évidence l'importance croissante de la production d'énergie éolienne au niveau mondial. Les concepts fondamentaux de la technologie éolienne ont été abordés, soulignant le rôle clé des éoliennes dans la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique utilisable.

Le deuxième chapitre s'est concentré sur l'étude et la modélisation de la turbine éolienne à axe horizontal à vitesses variables. Deux stratégies d'optimisation ont été développées, l'une sans asservissement de vitesse et l'autre avec asservissement de vitesse, en utilisant deux régulateurs différents. En fixant l'angle de calage à une valeur optimale, ces stratégies ont permis d'améliorer l'efficacité de conversion de l'énergie éolienne.

Enfin, le dernier chapitre s'est intéressé à l'étude et à la modélisation et control de la turbine éolienne à vitesses variables avec orientation des pales. Une analyse comportementale du fonctionnement a été réalisée à travers les résultats de simulation, fournissant des informations sur les différents paramètres de fonctionnement de la turbine.

Références bibliographiques

- [1] **Hamane, Bekhada.** «*Commande robuste d'un aérogénérateur à base de machine asynchrone à double alimentation pilotée par un convertisseur matriciel*». Thèse de doctorat . Université du Québec à Trois-Rivières, 2018.
- [2] **Z. Tir,** «*Contribution à l'étude d'une machine asynchrone à double alimentation sans balais en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne* », Thèse de doctorat, Université Batna, 2014.
- [3] **F. Boumaraf,** «*Commande d'un aérogénérateur -apport des techniques de l'intelligence artificielle* », Thèse de doctorat, Université Batna, 2014.
- [4] **MAZOUZ, F.** «*Contrôle des puissances active et réactive dans les aérogénérateurs doubles alimentés*». Thèse de doctorat, Université de Batna, 2020.
- [5] **A. Ksentini,** «*Gestion et optimisation du site idéal des éoliennes en Algérie pour une zone Autonome* », Thèse de doctorat 3ème cycle LMD, Université Batna, 2016.
- [6] **M. Adjoudj, M. Abid, A. Aissaoui, Y. Ramdani, H. Bounoua,** «*Commande par mode glissant d'une machine asynchrone à double alimentation montée dans une éolienne* », Article,Revue Nature et Technologie, 2010.
- [7] **SMAILI, Mokrane.** «*Modélisation et commande d'un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération* ». Thèse de doctorat. Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue. 2013.
- [8] **KHERBA, Nabila.** «*Estimation de la production électrique d'une ferme éolienne : Application à la région de Thénés*». Thèse de doctorat. Nachida kasbadji merzouk. 2011.
- [9] **TRIKI, Zakaria** «*Etudes, analyses et optimisation de la consommation énergétique des unités de dessalement pour les sites isolés* » Thèse de doctorat. Université Constantine 1, 2014.
- [10] **KHATRA, Ahmed.** «*Etude de l'impact de vent-de-sable sur le fonctionnement d'aérogénérateurs dans un climat saharien*». Thèse de master. Ecole Nationale Polytechnique, 2013
- [11] **MEZI, Mabrouk.** «*Analyse structurelle d'une éolienne commerciale de 850 KW destinée à opérer dans un climat saharien* ». Thèse de doctorat. Ecole Nationale Polytechnique,2012.
- [12] **J.L. Menet, L.-C. Valdès, B. Ménart,** «*A comparative calculation of the wind turbines capacities on the basis of the L- σ criterion*»,Article, Renewable Energy 22, 2001.
- [13] **LAIDANI, Mourad, AISSA Ahmed SEGHIER, and Abdelhafid MOUALDIA.** «*Commande d'une éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimant permanent* » Thèse de master . Université Media (2022).
- [14] **Boumaraf, Farid.** «*Commande d'un aérogénérateur-Apport des techniques de l'intelligence*

artificielle » Thèse de doctorat. Université de Batna 2, 2014.

[15] **S. El Aimani**, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un Réseau de moyenne tension », thèse de doctorat de l'école centrale de Lille (ECL), 2005

[16] **PAGNI, Olivier**. « Economie du développement durable et politiques publiques d'énergies en Europe: de l'étude des paradigmes à une évaluation multicritère appliquée aux scénarios d'avenirs énergétiques en Corse ».Thèse de doctorat. Université Pascal Paoli. 2014

[17] **DIF, Sofiane**. : « Conception et modélisation par éléments finis d'une pâle d'éolienne à axe horizontal » l. 2013. Thèse de doctorat .université Ziane Achour de Djelfa.2013.

[18] **IDRISSI, Imane**. « Contribution au Diagnostic des Défauts de la Machine Asynchrone Doublement Alimentée de l'Eolienne à Vitesse Variable». Thèse de doctorat. université de Rouen Normandie.2019

[19] **NOUARI, Aissa et AKKOUCHE, Bella**. « commande d'une msap dédiée a une éolienne par la méthode de backstepping ». Thèse de doctorat. Université Akli Mouhand Oulhadj-Bouira.2018

[20] **MOUDEN, Mohammed**. « Compensation de la puissance réactive dans une ferme Éolienne ». Thèse de doctorat. Université Ibn Khaldoun-Tiaret-.2020.

[21] **HE, Yujun**. «Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande». Thèse de doctorat. Centrale Supélec. 2015.

[22] **BENMAKHLOUF, SALAH EDDINE, et al**.«Etude modélisation et simulation d'un aérogénérateur Asynchrone». Thèse de doctorat. Université Ahmed Draïa-Adrar. 2014.

[23] **LAVERDURE, Nicolas**. «L'intégration Des Générateurs Eoliens Dans Les Réseaux Faibles Ou Insulaires». Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG. 2005.

[24] **NAIMA, Ait Ramdane**. «Commade robuste d'une génératrice asynchrone à double alimentation pour la conversion de l'énergie éolienne».Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri. 2012.

[25] **BOUHEDDA, Ali**. « Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne ». Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri. 2011.

[26] **HARROUZ, Abdelkader**, « Etude, Modélisation et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Turbine à Axe Vertical ». Thèse de doctorat. Universite Ahmed Draia-Adrar. 2021

[27] **MAYOUF, MESSAOUD**. « Etude comparative des architectures et stratégies de contrôle d'un aérogénérateur synchrone a aimants permanents ». Thèse de doctorat. Université de Batna 2. 2014.

[28] **ROUABHI, Riyadh**. « Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée». Thèse de doctorat. Université de Batna 2. 2016

[29] **DEMBRI, Rafik**. «Modélisation et Commande d'un Système Eolien Connecté au Réseau». Thèse c doctorat. 2018.