



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE: DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT : D'ELECTRONIQUE

MEMOIRE DE MASTER

Réalisé par :

- *LAGHA ADEL*
- *MARFOUA OUSSAMA*

DOMAINE : *Science et Technologie*

FILIERE : *Electronique*

OPTION : *Instrumentation*

Thème

Etude de l'influence des défauts multiples sur les performances d'un éolien

Jury de soutenance :

<i>Nom et Prénom</i>	<i>Grade</i>	<i>Qualité</i>
<i>M^r. AMEUR Aissa</i>	<i>Prof</i>	<i>Président</i>
<i>M^m BOUCHIBA Oumelkheir</i>	<i>MAA</i>	<i>Examineur</i>
<i>Mr. KIOUS Mechri</i>	<i>Prof</i>	<i>Encadreur</i>
<i>M^r SAOUAL Abdellatif</i>	<i>Doctorant</i>	<i>Co-encadreur</i>

Promotion : 2020/2021

Remerciement

Nous remercierons ALLAH le tout puissant qui nous à donner le courage et la patience de parvenir à finir ce modeste travail.

On tient à remercier nos encadreurs M^r KIOUS Mechrí et M^r SAOUAL Abdellatif de Université d'AMAR THELIDJI-LAGHOUAT d'avoir accepté et dirigé ce mémoire et pour les efforts qui n'ont jamais cessé à nous offrir. Ils étaient toujours à nos côtés pour nous aider et nous soutenir.

Que Mr AMEUR AISSA et M^m O. BOUCHIBA qui nous a fait le grand honneur de faire partie du jury de mémoire, qu'ils trouvent ici l'expression de notre gratitude pour l'intérêt qu'ils ont accordé à nos travaux.

On remercie également nos enseignants pour tous les efforts fournis à notre égard et qui n'ont jamais omet de partager avec nous leurs capital d'expériences et savoir.

Merci à nos collègues de la promo 2021.

Dédicace

A MA TRÈS CHÈRE MÈRE

Autant de phrases aussi expressives soient-elles ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection que j'éprouve pour toi. Tu m'as comblé avec ta tendresse et affection tout au long de mon parcours. Tu n'as pas cessé de me soutenir et de m'encourager durant toutes les années de mes études

A MON TRÈS CHÈR PÈRE

Tu à toujours était à mes cotées pour me soutenir et m'encourager

Je vous aime

Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection

Merci

**A Ma chère sœur pour l'encouragement, et le soutien moral,
A mes chers frères, Mehdi et Ramzi ..., pour leur appui et leur
encouragement,**

A toute ma famille pour son soutien

Merci d'être là pour moi.

Lagha Adel

Dédicace

A celui qui m'a indiqué la bonne voie en me
rappelant que la volonté fait toujours les grands
hommes... A mon Père

A celle qui a attendue avec une patience les fruits
de sa bonne éducation... A ma Mère

Je vous aime

A mes chers frères **AYMEN** et **ABD-ELRRAHMAN**,
ma sœur, mes amis et tous ceux qui me sont chers...

Que Dieu vous garde.

Marfoua Oussama

Sommaire

Résumé

Introduction Générale.....1

Chapitre 1

Généralité sur le système éolienne

Introduction.....3

Capacité mondiale des éoliennes4

Capacité des éoliennes en Algérie5

Généralités sur les éoliennes.....6

Définition de l'énergie éolienne.....6

Principe de fonctionnement d'une éolienne.....6

Type des éolien6

- à axe vertical.
- à axe horizontal.

Eoliennes à axe vertical.....7

Eoliennes à Axe Horizontal.....7

Principaux composants d'une éolienne.....8

- Le mât
- La nacelle
- Le rotor

Conversion de l'énergie éolienne.....9

- Loi de BETZ :

Conclusion..... 11

Chapitre 2

Les différents défauts dans le système éolien

Introduction.....13

Les défauts des pales.....14

L'aérodynamique des éoliennes.....15

Défauts de la boîte à vitesse(Multiplicateur)..... 16

- Usure
- Usure par adhésion
- Grippage
- Usure à trois corps
- Usure par interférence
- Corrosion
- Fatigue de contact
- Ecaillage

Les défauts hydrauliques17

Les défauts dans le système d'orientation.....17

Les défauts dans le contrôle électrique.....18

Les défauts du réseau.....18

Défauts capteurs.....18

Défauts dans les génératrices électriques.....19

Cause des defaults..... 19

- Générateur de défaut ou initiateur de défaut

• Défaut amplificateur	
• Défauts de fabrication et erreurs humaines	
Défauts affectant le stator.....	20
Défauts affectant le rotor	21
Rotor à cage d'écureuil	21
Défaillance de rupture d'anneau de la cage rotorique	22
Défaut de roulements	22
Défauts d'excentricités	22
➤ L'excentricité statique	
➤ L'excentricité dynamique	
➤ L'excentricité Mixte	
Conclusion.....	23

Chapitre 3

Modélisation de système éolienne

Introduction.....	26
Modélisation du vent.....	27
Modélisation aérodynamique	29
Modélisation de la partie mécanique.....	33
Modèle du multiplicateur.....	33
Modèle de l'arbre mécanique.....	34
Modélisation et commande de la GADA (MADA)	36
structure de la GADA (MADA)	36
• Génératrice asynchrone doublement alimentée à rotor bobiné:	
• machine asynchrone à double alimentation en cascade asynchrone	
• machine asynchrone à double alimentation en cascade à un repère	
• machine à double alimentation sans balais	
Principe de fonctionnement	39
• Etat statique	
• Faible vitesse synchrone	
• Vitesse synchrone	
• Vitesse super synchrone	
Modes de fonctionnement de la MADA.....	40
• Fonctionnement moteur hyposynchrone de la MADA	
• Fonctionnement d'une génératrice synchrone faible	
• Fonctionnement super générateur synchrone	
Avantages de la MADA pour l'application éolienne.....	41
Modélisation et contrôle vectoriel de la GADA	42
Modèle triphasé de la MADA	42
• Equations magnétique	
• Equations mécaniques	
La transformation de Park.....	45
Choix du référentiel.....	49
Modèle de la GADA référentiel lié au champ tournant.....	49
Conclusion.....	51

Chapitre 4

Résultat et simulation du système éolien

Introduction.....	53
-------------------	----

Bloc Turbine.....	53
Sous bloc vent.....	53
Les paramètres initiaux de la turbine	53
Déclaration des sous blocs de fonction de la turbine	54
Sous bloc ‘pales’ (d’angle de calageβ)	54
Sous bloc de ‘Paramètre de rapidité’ λ.....	54
Sous bloc du Coefficient de puissance C_p.....	54
• Couple mécanique total appliqué	
au rotor de l’éolienne C_t.....	54
Sous bloc multiplicateur.....	56
Couple résistant (issu du multiplicateur) C_g.....	56
Sous bloc ‘arbre’	56
Sous bloc de ‘perturbations’	57
Interprétation des résultats de Turbine.....	60
• Vitesse du vent	
• L’angle du calage β	
• Paramètre de rapidité λ	
• coefficient de puissance C_p	
• Couple mécanique total C_t	
• Couple électromagnétique C_{em}	
• Vitesse de la turbine [Rad/s]	
• vitesse de la turbine [tr/min]	
simulation du bloc Génératrice	63
Les paramètres initiaux de la Génératrice	
Sous bloc Park Rotorique.....	64
Bloc Park statorique.....	64
Sou bloc du Courant quadratique.....	64
Sous bloc courant direct.....	65
Bloc courant statorique mesuré Q_{s_mes}.....	66
Sous bloc de puissance mesuré P_{mes}.....	66
Sous bloc de couple électromagnétique C_{em}.....	67
Comparaison entre la puissance de sortie	
de la turbine et la sortie de la génératrice.....	69
Schéma Global du système éolien.....	70
Comportement du système éolien	
en présence de défauts.....	71
défaut mécanique.....	71
Défaut aux niveaux des pales.....	71
Défaut au multiplicateur (pignons).....	72
Comportement du système en présence de deux défauts	
simultanément.....	73
Défaut au roulement	74
Défauts Electriques.....	75
Les divers défauts électriques sont	75
Conclusion.....	76
Conclusion générale	77
Symbole et indice	
Références	

ملخص

طاقة الرياح تلعب دورا رئيسيا في إنتاج الطاقة الكهربائية في العالم الصناعي. مثل جميع النظم الصناعية، يمكن أن تكون توربينات الرياح مهددة بالتشوهات التي يمكن أن تسبب الضرر أو حتى تسبب توقف تاما لتشغيلها. لهذا أساليب الكشف عن العيوب ضرورية جدا. في هذه الدراسة ، من أجل توقع ظهور عطل ، إما لتجنبها أو للحد من العواقب ، تم استخدام طريقة لالتقاط النقطة الدقيقة للخطأ استنادا إلى نموذج الكشف عن العيوب والعزل إما على جانبي التوربينات أو المولد. يتم تقديم نتائج محاكاة MATLAB /SIMULINK للتحقق من فعالية طريقة الكشف هذه.

كلمات المفتاحية : الطاقة المتجددة - طاقات الرياح - الإشراف على القوى - النمذجة - التوربينات - التحسين MATLAB -
/SIMULINK برنامج للمحاكاة - التحكم - القدرة - معالجة إشارة اكتشاف الأعطال .

Abstract

Wind energy is a major contributor to the production of electrical energy in the industrial world. Like all industrial systems, the wind turbine can be threatened by anomalies that are likely to cause damage or even a total stop of its operation. For this, fault detection methods are very necessary. In this study, in order to anticipate the occurrence of a malfunction, either to avoid them or to limit the consequences, a method was used to capture the precise point of error based on a model of detection and isolation of faults either on the side of the turbine or on the side of the generator, simulation results of MATLAB / SIMULINK are presented to validate the effectiveness of this method of detection.

Key words : Renewables energy – energies wind system – Powers Supervision – modeling – turbine – optimization – MATLAB/SIMULINK software for simulation – control–Power – Fault Detection Signal processing.

Résumé

L'énergie éolienne participe fortement à la production d'énergie électrique dans le monde industriel. Comme tous les systèmes industriels, l'éolienne peut être menacée par des anomalies qui sont susceptibles de causer des dégâts ou même de provoquer un arrêt total de son fonctionnement. Pour cela les méthodes de détection de défaut sont très nécessaires. Dans cette étude, afin d'anticiper l'apparition d'un dysfonctionnement, soit pour les éviter, soit pour limiter les conséquences, on a utilisé une méthode pour capter le point précis de l'erreurs basée sur un modèle de détection et d'isolation des défauts soit au côté de la turbine soit au côté de la génératrice, les résultats de simulation de MATLAB / SIMULINK sont présentés pour valider l'efficacité de cette méthode de détection .

Mots clés : énergie Renouvelables – énergies éolienne – Puissances Supervision – modélisation – turbine – optimisation – MATLAB/SIMULINK logiciel de simulation – contrôle–Puissance – Détection de défaut Traitement du signal.

Introduction générale

La production d'électricité consommée actuellement est environ le tiers de l'énergie mondiale et la part des énergies renouvelables n'est que de 36.8%. Il apparaît donc de façon flagrante que l'électricité, bien qu'énergie finale propre par excellence, contribue très largement à la dégradation de l'environnement ainsi à l'épuisement des ressources non renouvelables (combustibles fossiles et Uranium). C'est pourquoi, l'une des mesures pour préparer un développement réellement durable consiste à accroître la part des énergies renouvelables pour la production d'électricité.

Les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires pour satisfaire la demande toujours croissante de l'énergie électrique. Cette source d'énergie présente un facteur de charge record, mais le risque d'accident nucléaire est toujours menaçant. Le traitement des déchets et le réchauffement local de l'eau des fleuves utilisée pour refroidir les réacteurs sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures.

L'énergie électrique issue des éoliens fait une grande partie des énergies renouvelables, l'exploitation maximale d'éoliens nécessite une surveillance et maintenance continue, puisque tout défauts ou dysfonctionnement influe beaucoup sur le rendement des éoliens.

Dans ce contexte on essaye à travers notre projet de fin d'étude d'étudier l'influence des défauts mécanique et électrique dans les éoliens sur le rendement de ces derniers.

Notre mémoire est organisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre présente les généralités des éoliens.

Le deuxième chapitre donne un état d'art des défauts dans les éoliens

On essaye dans le troisième chapitre de modéliser tous les blocs du système éolien en mettant l'accent sur les paramètres indicateurs de défauts ou dysfonctionnement.

Dans le dernier chapitre on exploitant les performances de MATLAB-SIMULINK à mettre en évidence l'influence de défauts sur le rendement du système éolien.

On terminant ce mémoire par une conclusion et des perspectives.

Chapitre 1

Généralité sur le système éolienne

Généralité sur le système éolienne

1. Introduction :

Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie propre. L'énergie éolienne est l'une des premières formes d'énergie employée par l'homme. Elle fut utilisée pour la propulsion des navires ensuite pour les moulins à céréales. La première utilisation connue de l'énergie éolienne remonte à 2000 ans avant J-C. Les Babyloniens avaient conçu à cette époque tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie en faisant usage de la puissance du vent. Ce n'est qu'au moyen âge que les moulins à vent furent introduits en Europe pour moulinier le blé et assécher les terres inondées au Pays-Bas. En 1890 Poul La Cour a eu l'idée d'associer une turbine éolienne à une génératrice. Cette application a évolué en termes de puissance et de rendement durant tout le 20^{ème} siècle et jusqu'au début du 21^{ème}. Elle fut utilisée à travers le monde notamment dans les zones isolées telles que les îles du Pacifique. Les Pays-Bas se sont avérés les leaders incontestés dans les domaines de la construction des éoliennes (50% des éoliennes dans le monde sont de fabrication Hollandaise).

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement aux éoliennes à vitesse variable et à axe horizontal avec leurs constitutions et leurs principes de fonctionnement, ainsi qu'à la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) utilisés dans cette chaîne de conversion.

2. Capacité mondiale des éoliennes :

Actuellement, l'énergie éolienne est bien implantée parmi les autres sources d'énergie avec une croissance très forte dans tous les pays du monde. Voir tableau 1.1 qui représente l'évolution de la capacité mondiale de production d'énergie éolienne de 1997 ~2015. C'est le secteur électrique dynamisé qui enregistre la croissance la plus forte augmentation en termes de capacité. Des installations record d'énergie éolienne dans le monde ont été effectuées en 2015.

Bien devant les installations photovoltaïques et les centrales à charbon les installations d'énergie éolienne constituent près de 44,2% du total des nouvelles capacités électriques installées dans l'Union électrique.

Fin 2015, l'énergie éolienne installée constitue près de 432.4 GW plus de 63.0 GW par rapport à l'année 2014. Avec en tête la Chine 33,6%, États-Unis 17,2% et 10,4% en Allemagne.

En 2019 (voir figure 1.2), le parc éolien mondial a produit 1 390 TWh selon le GWEC (Global Wind Energy Council). La part de la filière dans la production mondiale d'électricité aurait atteint 5,3% en 2019 d'après les dernières données du BP (Statistical Review of World Energy).

Près de 60,4 GW de nouvelles capacités éoliennes ont été installées dans le monde en 2019 (soit 19% de plus qu'en 2018), portant la puissance installée du parc éolien mondial à 651 GW à fin 2019.

Les facteurs de charge moyens des parcs éoliens au niveau mondial sont estimés par le GWEC à 23% pour les installations terrestres et à 40% pour celles implantées en mer. [3]

Monde Évolution des nouvelles capacités éoliennes installées

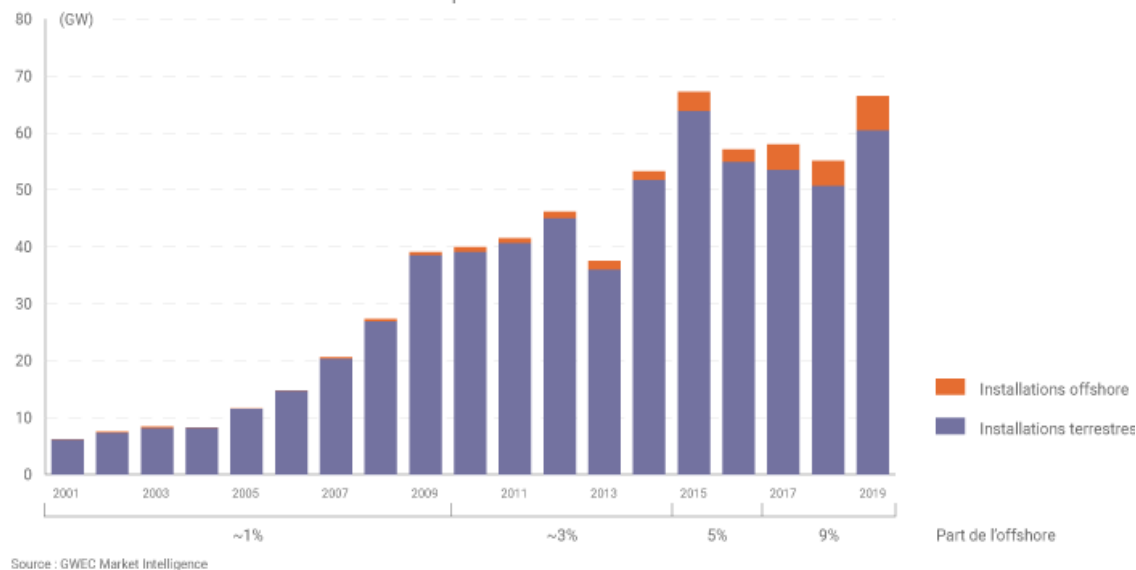


Figure (1.1) : Evolution mondiale de la capacité installée des éoliennes.

3. Capacité des éoliennes en Algérie :

En Algérie, la première tentative de raccorder des éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique date de 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des Grands Vents (Alger) conçu par l'ingénieur français Andreau[2]. Ce prototype avait été installé initialement à St-Alban en Angleterre. Ce bipale de type pneumatique à pas variable de 30 m de haut avec un diamètre de 25 m fut racheté par Electricité et Gaz d'Algérie. La deuxième tentative de raccorder des éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique fus en 2014 à Kaberten situé à 72 km au nord de la wilaya d'Adrar à capacité de 10.2 MW, ce parc éolien a été mis en service début juin 2014. Il est composé de 12 éoliennes, la puissance de chaque éolienne est de 850 kW et leur diamètre est de 52 mètres avec une hauteur du mât de 55 m. Les éoliennes sont implantées sur un site d'une superficie globale de 33 hectares. L'énergie électrique fournie par ce parc éolien est injectée dans le réseau MT local. Le taux de pénétration de l'énergie

éolienne est de 5% par rapport au réseau local .L'Algérie prévoit d'atteindre à l'horizon 2030 près de 40% de la production nationale d'électricité de sources renouvelables. Bien que le choix de l'énergie solaire soit prédominant, l'énergie éolienne représente le deuxième axe de production de ce programme, Selon les prévisions du groupe Sonelgaz, La capacité totale à installer à l'horizon 2030, fixée 5010 MW pour la période 2015- 2020, il est programmé de réaliser 1GW en éolien parmi ces projets on trouve la réalisation de deux fermes éoliennes, une de 50MW à Timimoune et l'autre de 20MW à Khenchela.

Le nouvel Atlas éolien de l'ONM (l'office national de météorologie) a mis en évidence l'existence d'autres sites ventés dans d'autres régions du Sud. Outre Adrar, les régions de Tamanrasset, Djanet et In Salah disposeraient d'un important potentiel. Cette étude a été réalisée en 2013 par Dr. Sidi Mohammed Boudia [4] qui a réactualisé la carte des vents à 10m (voir figure 1.2).

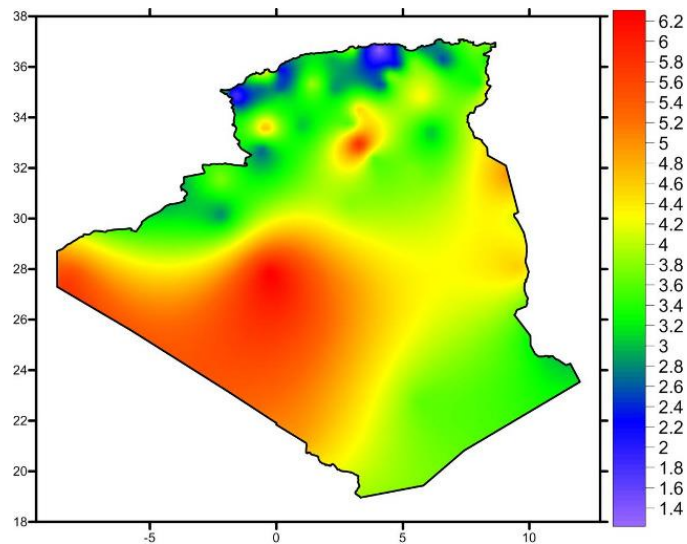


Figure 1.2: Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)

4. Généralités sur les éoliennes :

Dans la mythologie grecque, Éole est le maître et le régisseur des vents.

4.1. Définition de l'énergie éolienne :

Un aérogénérateur, plus communément appelé 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 électrique. (Figure 1.3).[5]

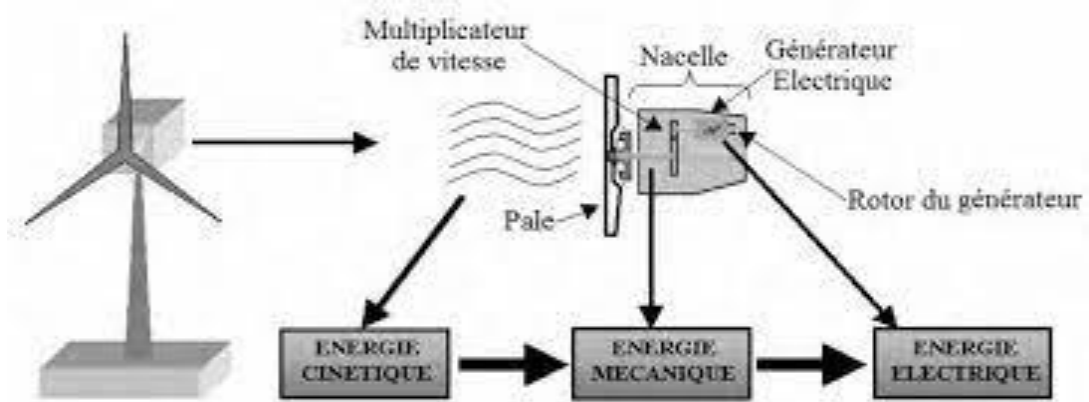


Figure 1.3 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

4.2. Principe de fonctionnement d'une éolienne :

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

4.3. Types des éoliennes :

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles :

- à axe vertical.
- à axe horizontal.

4.3.1. Éoliennes à axe vertical :

Les éoliennes à axe vertical de type Darrieus possèdent généralement un rendement plus faible que les éoliennes classiques à axe horizontal voir (figure 1.4). Le principe est celui d'un rotor d'axe vertical qui tourne au centre d'un stator à ailettes. Ce type de solution réduit considérablement le bruit tout en autorisant le fonctionnement avec des vents supérieurs à 220km/h et quel que soit leur direction.

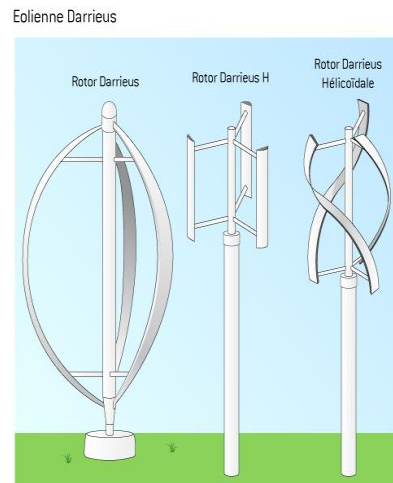


Figure 1.4 : Eoliennes à axe vertical.

4.3.2. Eoliennes à Axe Horizontal :

Les éoliennes à axe horizontal beaucoup plus largement employées, elles nécessitent souvent un mécanisme d'orientation des pales, présentant un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol. Dans ces types d'éolienne l'arbre est parallèle au sol.

Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien, ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important. [6]



Figure 1.5 : Éolienne à axe horizontal.

4.4. Principaux composants d'une éolienne :

Une éolienne est généralement constituée de trois éléments principaux : la tour ou le mat, la nacelle et l'ensemble rotor-pales.

- Le mât :

Généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur.

- La nacelle :

Regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique arbre lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne. [5]

- Le rotor :

Formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

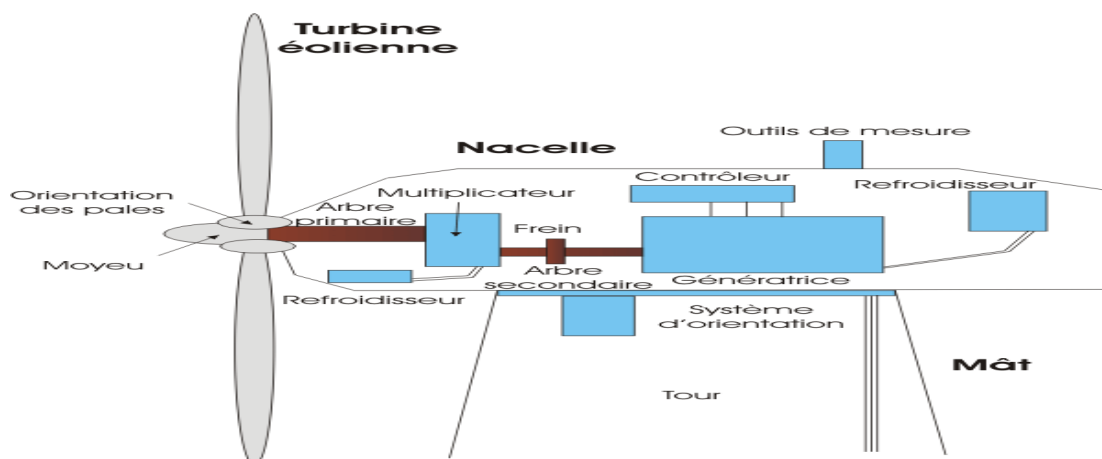


Figure 1.6 : Eléments constituant une éolienne.

4.4.1. Conversion de l'énergie éolienne :

- **Loi de BETZ :**

La théorie du moteur éolien à axe horizontal a été établie par BETZ. Il suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini amont d'une vitesse 1 et à l'infini aval d'une vitesse 2 : [7]

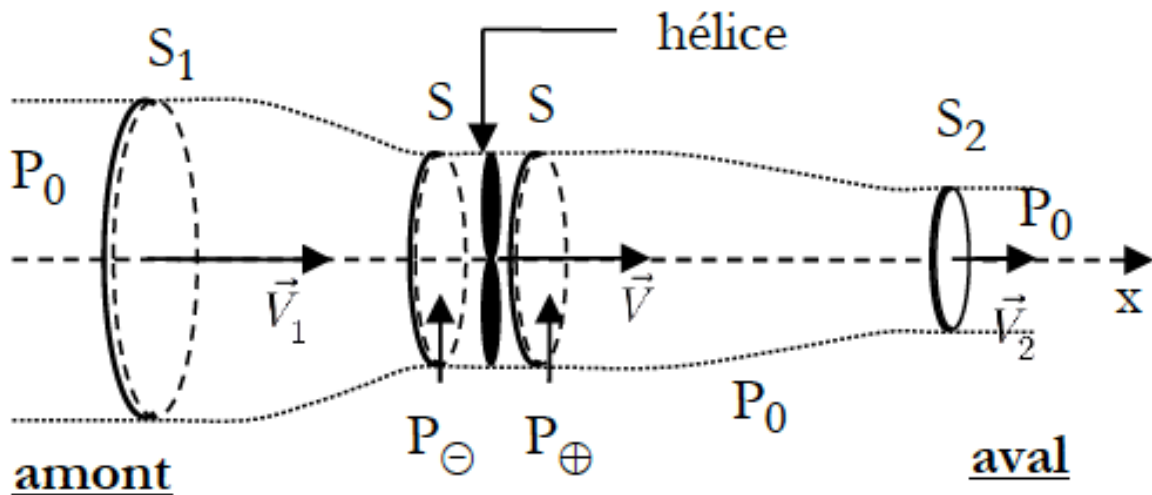


Figure 1.7 : Tube de courant d'air autour d'une éolienne.

Dans la Figure (1.7) on peut écrire le principe de l'incompressibilité de l'air et la continuité de l'écoulement :

$$S_1 V_1 = S V = S_2 V_2 \quad (\text{I.1})$$

D'après le théorème d'EULER, La force exercée par l'air sur l'aérogénérateur est donnée par :

$$F = \rho \cdot S \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (\text{I.2})$$

D'où la puissance absorbée par l'aérogénérateur :

$$P_{aero} = F \cdot V = \rho \cdot S \cdot V^2 \cdot (V_1 - V_2) \quad (\text{I.3})$$

En prenant: $v = \frac{v_1 + v_2}{2}$

On obtient :

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (I.4)$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse soit à la vitesse, la puissance correspondante (mécanique théorique) serait alors :

$$P_{mt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad (I.5)$$

On définit le rapport entre les deux puissances C_p , puissance extraite du vent et celle qui est théoriquement disponible par le coefficient de puissance :

$$C_p = \frac{P_{aero}}{P_{mt}} \quad (I.6)$$

$$= \frac{(1 + \frac{V_1}{V_2}) \cdot (1 - (\frac{V_1}{V_2})^2)}{2}$$

Ce coefficient présente un maximum de 0,59. C'est cette limite théorique appelée limite de BETZ qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

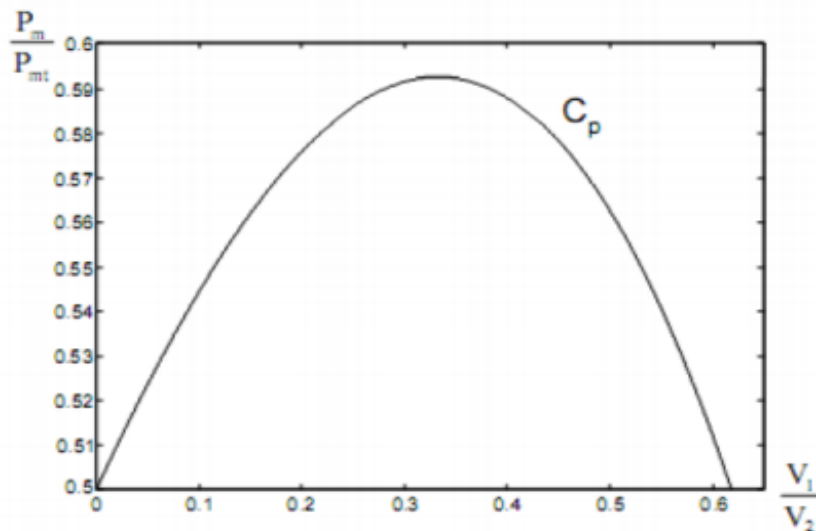


Figure 1.8 : Variations du coefficient de puissance.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons vu la définition de l'énergie éolienne, et le principe de fonctionnement et de la conversion de l'énergie éolienne, ces deux grandes familles et les différentes parties d'une éolienne.

Pour le chapitre suivant on va s'intéressé à l'étude des défauts du système éolien.

Chapitre 2

Les différents défauts dans le système éolienne

Les différents défauts dans le système éolienne

1. INTRODUCTION:

Les conditions de travail des éoliennes varient considérablement, Dans certains cas, diverses parties du système éolien peuvent être poussées à la limite. En conséquence, les défauts susceptibles d'affecter la turbine sont comptés Lors de l'étude des éoliennes, deux critères doivent être pris en compte, à savoir la fréquence et Le temps d'arrêt causé afin de déduire que la panne doit être traité en première Comptabilité en maintenance prédictive. Cependant, l'accès à ces statistiques Il est compréhensible que cela ne soit pas toujours autorisé par le fabricant. L'analyse des données de défaillance réelles des éoliennes montre que Les principaux composants du système éolien impliqués dans l'analyse des défaillances.

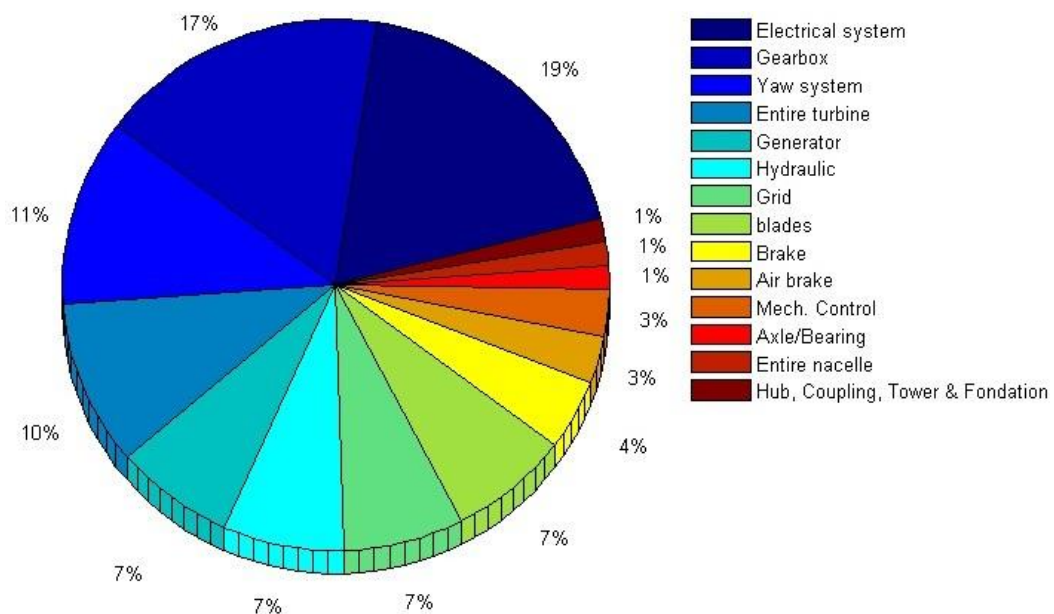


Figure 2.1:Taux de défaillance des composants des éoliennes.

Un autre facteur très important dans les statistiques des pannes d'éoliennes est le nombre de pannes en fonctionnement par an. Figure (2.2) montre le nombre d'éoliennes en service en fonction de leur durée de vie respective et du nombre de pannes enregistrées pendant 20 ans de fonctionnement. Le nombre de pannes au début du fonctionnement du système est bien inférieur au nombre de pannes après deux ans. Cela signifie que depuis la huitième année d'exploitation, le taux d'échec est resté quasiment inchangé et est tombé à 11 ans.

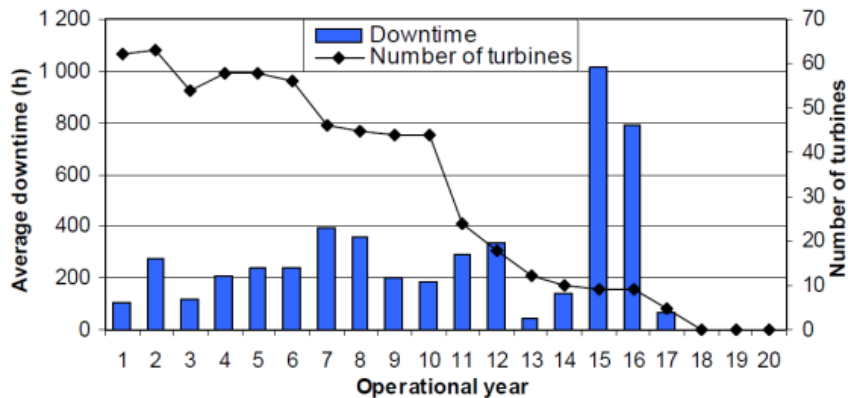


Figure 2.2: Nombre de défaillances en fonction de l'année d'opération.

2. Les défauts des pales:

La pale est le composant principal du rotor d'une éolienne, convertissant l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur l'arbre d'entraînement. D'une part, ils sont constitués de matériaux composites. Ces matériaux composites peuvent généralement masquer des défauts subtils ou des dysfonctionnements difficiles à détecter par les méthodes traditionnelles. D'autre part, ils sont souvent exposés à des phénomènes naturels extrêmes, comme les turbulences éoliennes. Et la foudre. Celles-ci peuvent être les raisons de la défaillance du matériau de la pale d'éolienne, comme le système de sécurité par vent fort (la survitesse de la machine entraînera rapidement une contrainte excessive dans la pale et la connexion de la pale au moyeu), ce qui peut conduire à une défaillance catastrophique (détérioration, fissures, flexion), tout ou partie de la lame est perdue, Mettre en danger la vie humaine et réduire la confiance du public, ce qui peut entraver leur production. Selon les rapports, une lame cassée a été retirée de la tour sur plus de 1,3 km. [8] [9]



Figure 2.3 : Une pale sévèrement endommagée au parc éolien à Plouarzel

La plupart des éoliennes modernes sont équipées d'un système de protection contre la foudre, qui est connecté au système de contrôle et de surveillance de l'éolienne [10]. Cependant, pour le protéger complètement des dommages Ceci n'est pas faisable [11] Par conséquent, [12] dans, un procédé pour localiser et classer les impacts de la foudre et surveiller les lames à l'aide d'un réseau de capteurs de courant à fibre optique est proposé.

3. L'aérodynamique des éoliennes :

Considérons le profil d'une pale d'éolienne obtenu en "coupant" l'aile à une certaine hauteur r entre le moyeu et l'extrémité de la pale. Vu d'en haut, ceci est similaire à la figure 9, où la grosse flèche noire indique le sens de rotation. Si la vitesse de l'éolienne est n , alors à la hauteur du profil, la vitesse tangentielle de la pale provoquée par la rotation U .

$$U = n \cdot 2 \pi \cdot r \quad (\text{II.1})$$

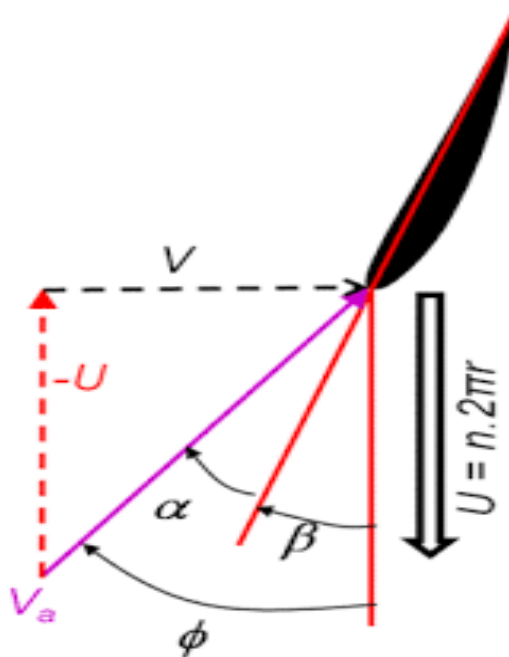


Figure 2.4 : Vitesses exercées sur le profil d'une éolienne.

Considérons le profil d'une pale d'éolienne obtenu en "coupant" l'aile à une certaine hauteur r entre le moyeu et l'extrémité de la pale. Vu d'en haut, ceci est similaire à la figure 2.4, où la grosse flèche noire indique le sens de rotation. Si la vitesse de l'éolienne est n , alors à la hauteur du profil, la vitesse tangentielle de la pale provoquée par la rotation U .

Nous avons mis le repère de vitesse sur le profil de l'aile. Il faut alors combiner la vitesse de rotation de l'éolienne U à cette hauteur avec la vitesse du vent $2/3 V$ pour obtenir la vitesse relative du vent V_a rencontrer par le profil de l'éolienne. Afin de pouvoir estimer la force qui sera appliquée au profil de la pale, la vitesse doit être connue. En effet, on connaît maintenant la vitesse du courant du vent (la norme du vecteur V_a) et son incidence. Comme mentionné ci-dessus, il ne suffit pas de connaître la vitesse du vent V . La vitesse tangentielle U provoquée par la rotation affecte de manière significative le flux que recevra le contour.

4. Défauts de la boîte à vitesse(Multiplicateur) :

Les éoliennes fonctionnent généralement dans des conditions environnementales extrêmes, notamment la poussière, l'humidité, la température, la pression atmosphérique et les charges imprévisibles causées par des vents violents.

En conséquence, les boîtes de vitesses des éoliennes sont sensibles aux conditions de frottement sévères (telles que l'usure, la fatigue et la corrosion), ce qui entraîne des dommages aux composants et une augmentation des pannes de la machine. Selon des enquêtes sur de nombreux parcs éoliens en Europe et aux États-Unis, la boîte de vitesses est le sous-système le plus fiable responsable de l'arrêt du moteur et des coûts de maintenance. La boîte de vitesses est une pièce qui souffre de nombreuses usures dans le mécanisme de production d'énergie éolienne, telles que l'usure, les piqûres, les rayures, la corrosion, les fissures, la casse, etc.

Le rôle principal de la boîte à vitesse est de multiplier la vitesse de rotation de l'arbre principale. Elle est munie d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.

La boîte de vitesse est la partie la plus importante de la turbine. En raison des longues conditions de travail, ses défauts sont divers :

- **Usure** : phénomène local caractérisé par un enlèvement de matière dû au glissement relatif de deux surfaces l'une sur l'autre.
- **Usure par adhésion** : apparaît lorsque la pression de contact entre les deux surfaces « frottant » l'une sur l'autre est suffisante pour provoquer des déformations plastiques, des microsoudures ou des adhésions locales.
- **Grippage** : résulte de la rupture du film lubrifiant sous l'action d'une surchauffe ou d'une pression excessive en fonctionnement, provoquant un contact métal/métal entre les surfaces, soudure puis arrachement.
- **Usure à trois corps** : causée par la présence d'un troisième corps (en général abrasif) « véhiculé » entre les deux surfaces en contact par le lubrifiant.

- **Usure par interférence** : Produite au début où en fin d'engrènement par les interférences de fonctionnement entre les dents conjuguées (mauvaise conception géométrique, flexion exagérée des dents en service).
- **Corrosion** : attaque chimique où électrochimique du matériau.
- **Fatigue de contact** : détérioration des surfaces de contact due aux contraintes répétées à la surface où en sous-couche dont les valeurs dépassent les limites d'endurance à la pression des matériaux.
- **Ecaillage** : endommagements profonds initiés en sous-couche des dents d'engrenages traités superficiellement, à la profondeur de la contrainte de cisaillement maximum.

5. Les défauts hydrauliques :

Les composants hydrauliques sont considérablement utilisés dans de nombreuses connexions de pression. Ils sont situés dans le système pas à pas, le système de direction de la cabine, le système de freinage et le système de lubrification de la boîte de vitesse. Les fuites dans ces composants sont appelées pannes hydrauliques. Habituellement situées dans des conditions environnementales extrêmes, telles que des températures élevées / basses, la corrosion et les vibrations. En conséquence, des pannes peuvent survenir en raison d'une installation incorrecte, d'une mauvaise conception du système, d'une mauvaise qualité des composants et de l'utilisation abusive du système.

6. Les défauts dans le système d'orientation :

Le système d'orientation peut contrôler la rotation de la nacelle face au vent. Selon les rapports, des fissures dans l'arbre d'entraînement de pivotement, des dents d'engrenage cassées, des piqûres dans la bague de roulement du moyeu et une défaillance des vis de fixation du roulement sont toutes classées comme des défaillances du système de guidage. Les problèmes de gel dans des conditions météorologiques extrêmes [13] et des niveaux de vibrations élevés en cas de surcharge sont les principales causes de pannes.

7. Les défauts dans le contrôle électrique :

Les pertes aux enroulements, aux transformateurs et au câblage du générateur, ainsi que les court-circuits et les surtensions des composants électroniques sont des défauts de commande électrique courants. Ces pannes peuvent être causées par l'un des problèmes suivants: la foudre, une mauvaise installation électrique, des pannes techniques et une résonance dans le circuit résistance-capacité (RC). [14]

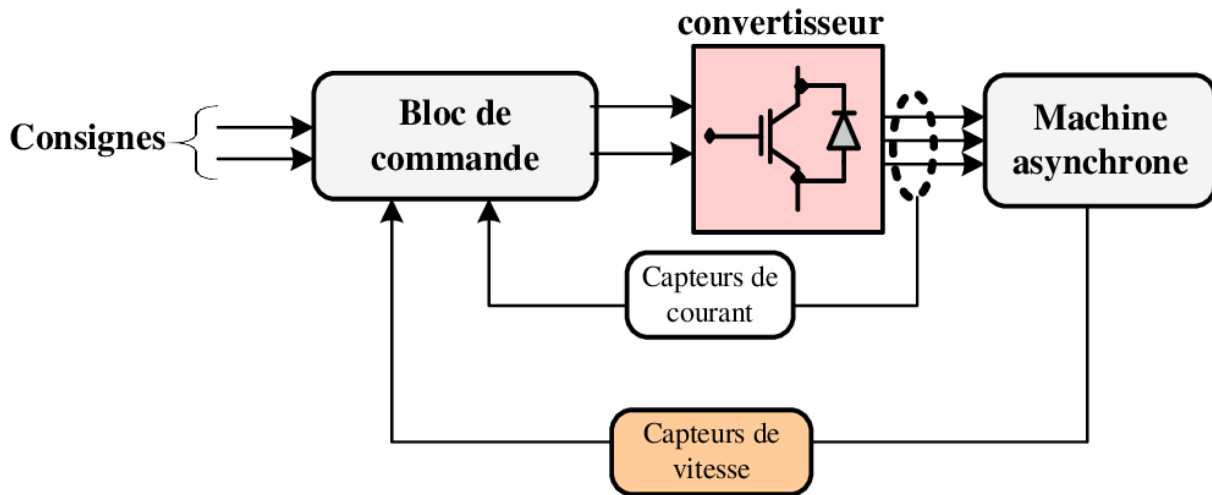


Figure 2.5 : Structure de contrôle d'une machine asynchrone avec capteur.

8. Les défauts du réseau :

Les changements ou la variation de la direction et de l'intensité du vent ne peuvent être prédits avec précision. Sans stockage d'énergie de secours ou autres systèmes de production d'électricité, des pannes de réseau peuvent survenir dans des conditions de forte consommation d'énergie et de faible production d'énergie éolienne. [15] [16].

9. Défauts capteurs :

Un capteur est un instrument qui convertit une grandeur physique en un signal électrique qui peut être traité par un ordinateur. Le capteur est essentiellement l'interface de sortie du système et l'environnement extérieur. Ils permettent d'échanger des informations pertinentes. L'état et le comportement interne du processus. Par conséquent, un défaut de capteur caractérise une mauvaise image de la grandeur physique à mesurer. Pour les systèmes en boucle fermée, mesurer les signaux de ces capteurs sont utilisés pour générer des signaux de commande. et donc, La présence de pannes de capteur donnera des signaux de commande incorrects et invalides.

10. Défauts dans les génératrices électriques :

Les progrès de l'ingénierie et de la science des matériaux ont conduit le développement des machines. Il devient plus léger et a une durée de vie assez longue. Cependant, malgré les améliorations apportées à la technologie de conception, des défauts peuvent toujours survenir. Les défauts les plus courants rencontrés dans les moteurs de faible et moyenne puissance sont les défauts statiques, et les défauts causés par des contraintes mécaniques représentent la plus

grande proportion, pour les grandes machines.

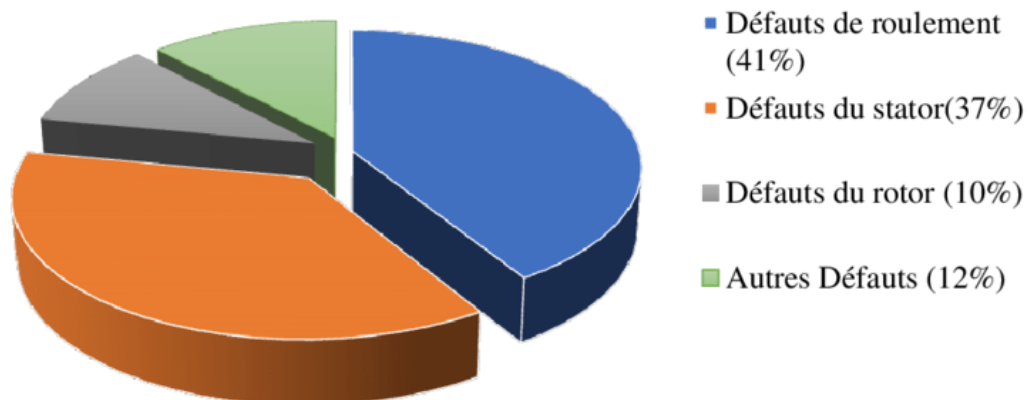


Figure 2.6 : La distribution des défauts dans les machines électriques.

11.Cause des défauts :

Il y a de nombreuses raisons à cette anomalie. Ils peuvent être divisés en trois groupes:

- **Générateur de défaut ou initiateur de défaut** : surchauffe moteur, défaut électrique (court-circuit), défaut mécanique, endommagement des fixations, défaut d'isolement, surtension électrique...
- **Défaut amplificateur** : surcharge fréquente, vibrations mécaniques, environnement humide, interférence de puissance (instabilité de tension ou de fréquence), échauffement permanent, mauvaise lubrification, vieillissement...
- **Défauts de fabrication et erreurs humaines** : défauts de fabrication, défauts Composants, mesures de protection inappropriées, taille de machine incorrecte, etc.

Le moteur asynchrone à une partie fixe appelée le stator, qui se compose d'un Des enroulements triphasés sont placés dans les fentes du circuit magnétique et des pièces mobiles Il s'appelle un rotor et se compose d'une cage ou d'enroulements de court-circuit placés dans des fentes.

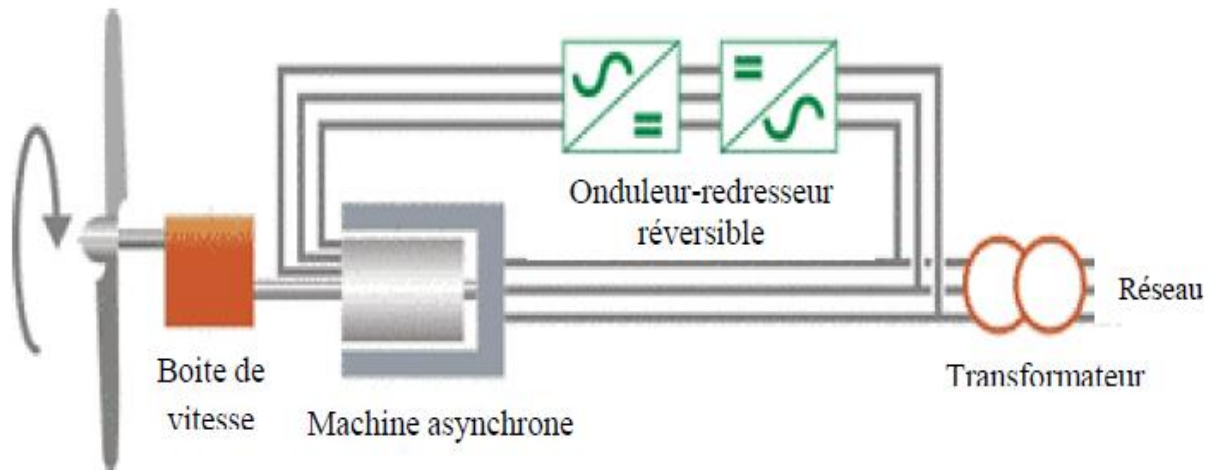


Figure 2.7 : Système éolien à vitesse variable structure à base d'une machine asynchrone double alimentation.

On remarque deux types de défauts dans la machine asynchrone:

- **Défauts affectant le stator.**
- **Défauts affectant le rotor.**

12. Défauts affectant le stator :

Ces défaillances sont couramment liées à la turpitude de l'isolation électrique. Elles sont généralement connues défaut de court-circuit entre une phase ou divers phases Et / ou terre.

N'oubliez pas que les défauts statoriques peuvent participer : des court-circuits entre spires des enroulements de la semblable phase, ou de phases différentes, des court-circuits phase-terre, ou une ouverture de phase, provoquant intégraux une dissymétrie au plan du stator.

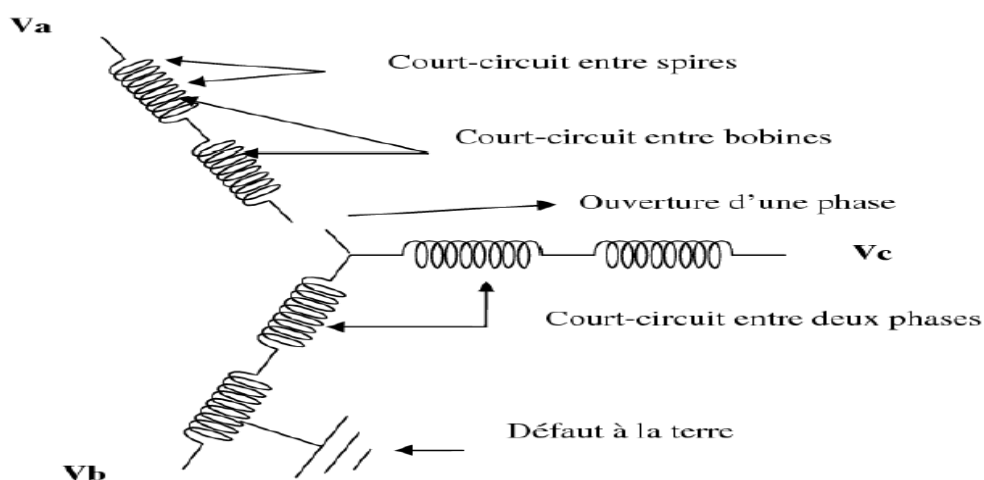


FIGURE 2.8 : Représentation des différents défauts statoriques possibles.

En définitive, ces défauts destructeurs de la couche de peinture protectrice sinieuse, Provoquer un déséquilibre de la machine et modifier son niveau d'isolation. De nombreuses raisons expliquent la diminution des performances d'isolation :

- Une augmentation de la température des enroulements ou de l'armature statorique.
- Déconnection des attaches des enroulements.
- contamination due à l'humidité et à la saleté.
- court-circuits ou contraintes de démarrage.
- décharges électriques.

13. Défauts affectant le rotor :

Nous avons défini deux types de rotors: type bobiné ou type cage d'écureuil :

14.Rotor à cage d'écureuil :

Les défaillances qui affectent ce type peuvent être :

15.Défaillance de rupture d'anneau de la cage rotorique :

La détection de ce type de défaillances est souvent difficile vu le fait que la machine Continue de fonctionner en présence de ces défaillances. Ces derniers ont par ailleurs un effet d'accumulation. Le courant que conduisait une barre cassée, par exemple, se répartit sur les barres Adjacentes. Ces barres sont alors surchargées, ce qui pipe à leurs breaks, et ainsi de suite jusqu'à la break d'un nombre suffisamment important de barres pour provoquer l'arrêt De la Machine. Elles provoquent aussi une dissymétrie de répartition de courants au rotor et modifient la valeur du Couple électromagnétique, qui va générer des vibrations et l'apparition de défauts mécaniques.

16.Défaut de roulements :

Ce type de défaut et sa détection sont rarement mentionnés dans la littérature des électriciens. Les roulements se composent généralement de deux bagues, une bague intérieure et une bague extérieure, entre lesquelles se trouve un groupe de billes ou de rouleaux rotatifs. En fonctionnement normal, la défaillance par fatigue commence par de petites fissures sous la surface du chemin de roulement et des éléments roulants, et s'étend progressivement à toute la

surface. Tout changement dans l'uniformité du roulement générera des vibrations détectables et augmentera le niveau de bruit.

17. Défauts d'excentricités :

L'excentricité de la machine est le résultat de l'uniformité de l'entrefer. De tels défauts peuvent être causés par une flexion de l'arbre, un mauvais positionnement du rotor par rapport au stator, l'usure des roulements, voire une précision insuffisante de la structure de la machine. Il existe trois types d'excentricité.

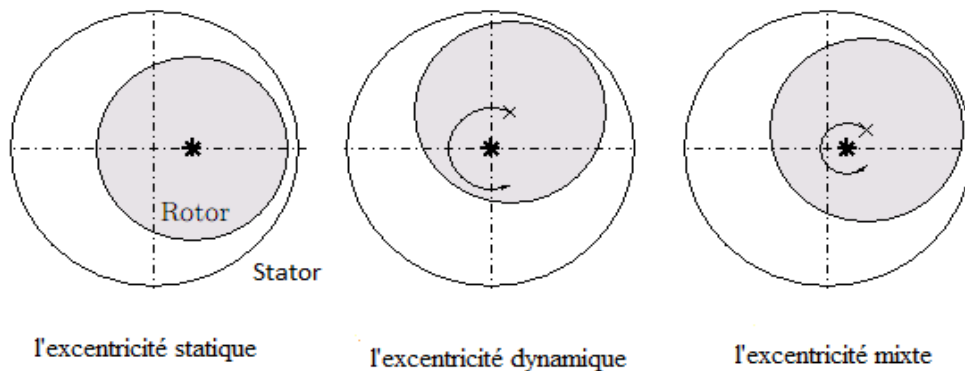


Figure 2.9 : Différents types d'excentricités.

➤ L'excentricité statique :

Dans cette excentricité, la position de la plus petite épaisseur de l'entrefer est fixée dans l'espace. Cela peut être dû à l'ellipse à l'intérieur du stator ou au mauvais positionnement du rotor ou du stator pendant la phase de construction. Cependant, si l'assemblage entre le rotor et l'arbre est suffisamment rigide, le niveau d'excentricité statique ne changera pas.

➤ L'excentricité dynamique :

En termes d'excentricité dynamique, le centre du rotor n'est pas à son centre de rotation, donc la position d'épaisseur minimale de l'entrefer tourne avec le rotor. La raison de cette excentricité est la flexion de l'arbre du rotor, l'usure ou le désalignement des roulements et la résonance mécanique à des vitesses critiques. [17]

➤ L'excentricité Mixte :

En présence d'excentricité statique et dynamique, c'est-à-dire d'excentricité mixte, il y aura des harmoniques de basse fréquence (f_m) et la fréquence fondamentale donnée par la relation suivante :

$$f_m = |f_1 \pm kfr| \quad (\text{II.2})$$

Les signaux de vibrations, peuvent être aussi utilisés pour détecter les défauts liés à l'excentricité. Dans le cas d'excentricité mixte, les composantes de basses fréquences de vibrations du stator sont données par :

$$f=2f_1 \pm f_r \quad (II.3)$$

Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons illustré les différents défauts qui correspondent au système éolien en commençant par citer les défauts : des pales, de la boîte à vitesse hydraulique, ainsi que les défauts dans : le système d'orientation, le contrôle électrique, les génératrices électriques ...Etc., et plusieurs d'autres défauts.

Dans le chapitre suivant s'intéresse à la modélisation de système éolienne.

Chapitre 3

Modélisation de système éolienne

Modélisation de système éolienne

1. INTRODUCTION :

Considérons une Turbine éolienne équipée de trois Pales de longueur R , montées sur un arbre tournant à la vitesse lente de la Turbo et entraînant une génératrice asynchrone à double alimentation.

Pour limiter la puissance produite par la génératrice à sa valeur nominée, la quasi-totalité des éoliennes utilisent deux types de contrôle aérodynamique: un système d'orientation des Pales, destiné aux éoliennes pour lever les Pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance constante. L'autre système, est un système à décrochage aérodynamique, conçu pour les éoliennes de petites puissances à vitesse fixe, il consiste à concevoir la forme des Pales de manière engendre les pertes de portière.

Le système d'orientation des pales permet de limiter la puissance produite. À l'aide de ce système, la pale est orientée par un dispositif de commande appelé en anglais

«Pitch control ».

Généralement, l'angle de calage β peut-être fixe ou variable. Dans cette étude, nous avons choisi que l'angle de calage des pâles soit maintenu à une valeur fixe correspondent au point de Conversion Optimisation de l'énergie éolienne et les pâles de la Turbine sont figées dans une même direction face au vent.

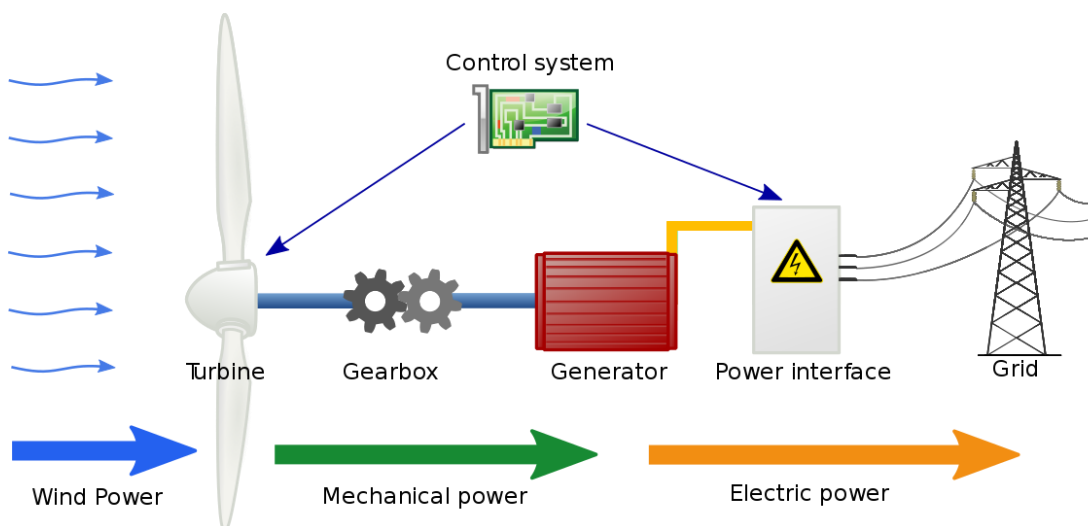


Figure 3.1 : Schéma de la turbine éolienne.

2. Modélisation du vent :

Le vent représente une composante vitale dans un système éolien et également déterminante Pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité car dans les conditions optimisations, la puissance captée par l'éolienne évolue, au cubique, avec la vitesse du vent. Cette Composante est définie comme étant une masse d'air en mouvement et l'énergie cinétique du vent est donnée par:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (\text{III.1})$$

Où m est la masse d'air en mouvement [g] ; v est la vitesse de déplacement d'air [m/s].

La puissance du vent durant Δt [s] en fonction de l'énergie s'exprime selon :

$$P_{\text{vent}} = \frac{E}{\Delta t} \quad (\text{III.2})$$

La caractérisation du vent nécessite la connaissance des quatre éléments suivants :

- Son profil de direction, c'est-à-dire la tendance probable de la direction du vent, la distribution Vitesse du vent dans ces directions, répartition de l'énergie dans ces directions.
- Son profil de vitesse, c'est-à-dire les tendances probabilistes de vitesse, la loi de répartition de probabilité de ces vitesses, la vitesse la plus souvent rencontrée, le créneau des vitesses les plus souvent rencontrées, les vitesses extrêmes et les vitesses de rafale, etc. ,les variations annuelles et journalières (horaires) des vitesses moyennes.

- La distribution d'énergie est produite par la distribution de vitesse. Pour générer la distribution de la vitesse du vent, il existe deux méthodes dans la littérature : des méthodes basées sur des mesures physiques, ou des méthodes de modélisation analytique basées sur des modèles mathématiques. La méthode physique consiste à mesurer chaque variable dans au moins un cycle. Les données sont enregistrées, sélectionnées, filtrées pour les erreurs, connectées et finalement analysées pour dériver les caractéristiques requises. Puis modélisation statistique de ces données et prévision de corrélation à long terme avec des sources externes. Aujourd'hui, afin de mesurer toutes les données utiles, plusieurs types d'outils sont disponibles: girouette, anémomètre, thermomètre, baromètre, hygromètre monté sur le mât d'éolienne ; radar acoustique, c'est-à-dire radar à effet Doppler sur éolienne. Longueur d'onde acoustique et lidar, ce sont des radars Doppler à longueur d'onde laser.

La vitesse du vent V est généralement représentée par une fonction scalaire évoluant dans le temps, donnée par : $V = f(t)$. En un point donné, elle peut aussi être décomposée en deux composantes : une moyenne variant lentement V_0 dénommée « composante lente » et une composante aléatoire appelée « la composante de turbulence », notée V_t , elle modélise les turbulences. Donc, la vitesse du vent peut s'écrire alors:

$$V(t) = V_0 + V_t \quad (\text{III.3})$$

Pour la vitesse du vent moyenne V_0 , il existe trois niveaux de vent :

- Le vent faible pour : $6 \text{ m/s} < V_0 < 12 \text{ m/s}$
- Le vent moyen pour : $12 \text{ m/s} < V_0 < 18 \text{ m/s}$

-Le vent fort pour : $V_0 > 18\text{m/s}$

La composante de turbulence est traitée statistiquement et l'écart type décrivant la variabilité du vent est défini comme suit :

$$\sigma_v = \int_{t_0 - \frac{\Delta t}{2}}^{t_0 + \frac{\Delta t}{2}} v(t)^2 dt \quad (\text{III.4})$$

-Soit par filtrage du bruit blanc, dans lequel l'impact de la composante de turbulence est corrigé par l'emploi d'un filtre passe-bas ayant la fonction de transfert suivante [18] :

$$F(s) = \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \quad (\text{III.5})$$

Où : τ est la constante de temps du filtre, elle dépend du diamètre du rotor, de l'intensité de la turbulence du vent et de la vitesse moyenne du vent. Le schéma suivant montre la méthode de reconstruction du profil du vent :

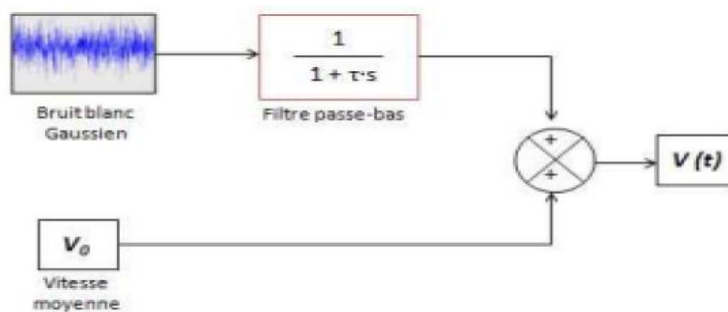


Figure 3.2: Schéma de reconstruction du profil du vent par le filtrage du bruit blanc.

La deuxième façon de générer un profil de vitesse du vent est de décrire Le vent change en utilisant la densité spectrale, établie par le météorologue I. Van der Hoven. Dans ce modèle, la composante de turbulence est considérée comme un processus aléatoire Stationnaire, il ne dépend donc pas des changements de vitesse moyenne du vent [19], [20], [21], [22]. Modifications de la vitesse du vent $v(t)$ Par conséquent, il s'écrit comme la somme des harmoniques correspondant à chaque pulsation ω_i Phase ϕ_i déterminée aléatoirement :

$$Vv(t) = A + \sum_{i=1}^n a_k \cdot \sin(\omega_k \cdot t) \quad (\text{III.6})$$

Où :

A est la valeur moyenne de la vitesse du vent

ak est l'amplitude de l'harmonique d'ordre k

ωk est la pulsation de l'harmonique de l'ordre k

i est le rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent

La troisième méthode est la distribution de Weibull, où le vent sur un site donné Elle est obtenue en mesurant la vitesse moyenne du vent dans un intervalle de temps fixe. Ensuite, appuyez sur les données obtenues en fonction du niveau de vitesse du vent par 54 Histogramme [23]. Profil de vent dans la période de temps requise, respect La distribution de Weibull est donnée par :

$$v_v(t) = (1 + \xi_v(t) - \xi_v) \cdot V_v \quad (\text{III.7})$$

Où :

V_v est la valeur moyenne de la vitesse du vent,

ξ_v est la valeur moyenne des perturbations est exprimée par :

$$\xi_v(t) = \left(-\frac{\ln(\text{rand}(t))}{C_v} \right)^{\frac{1}{k_v}} \quad (\text{III.8})$$

Où : $\text{rand}(t)$ est une fonction génératrice de nombres aléatoires compris entre 0 et 1, suivant une distribution uniforme.

(C_v, k_v) est une paire de paramètres déterminés en analysant l'histogramme du type de vent. C_v est un facteur d'échelle qui est généralement supérieur à 5. au cas où La forme de l'histogramme est similaire à la distribution normale et se caractérise par Répartis uniformément autour de la moyenne.

3. Modélisation aérodynamique :

Une turbine ou une hélice est la partie d'une éolienne qui fait face au vent. Trois pales de longueur R sont montées sur le rotor. La turbine capte l'énergie cinétique Vent et convertissez-le en énergie mécanique récupérée à partir d'un arbre à rotation lente.

La puissance cinétique du vent est donnée par :

$$P_v = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \quad (\text{III.9})$$

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'exprime comme suit :

$$P_{aero} = C_p(\lambda, \beta) \cdot P_{vent} = (\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \quad (\text{III.10})$$

Le couple aérodynamique C_{aero} est donné par l'expression suivante :

$$C_{aer} = \frac{P_{aero}}{\Omega t} = \frac{1}{2 \cdot \Omega t} \cdot (\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{III.11})$$

Où :

Ωt est la vitesse angulaire de rotation de la turbine [rad/s],

ρ est la densité de l'air, $\rho = 1.225$ [kg/m³],

$S = \pi \cdot R^2$ est la surface balayée par les pales d'une éolienne [m²],

R est la longueur de la pale jusqu'au centre du moyeu [m],

v est la vitesse du vent en amont du rotor de l'éolienne [m/s],

λ est le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne, c'est un paramètre de base sans unité, lié à la conception de chaque éolienne. Il représente le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales et celle du vent au niveau de l'axe du rotor. λ est exprimé ainsi:

$$\lambda = \frac{\Omega t \cdot R}{v} \quad (\text{III.12})$$

Ce paramètre dépend du nombre des pales de l'éolienne. En effet, si le nombre des pales est réduit, la vitesse de rotation du rotor de l'éolienne est élevée et un maximum de puissance est extrait du vent. Pour le cas des éoliennes à pales multiples (Western Wind Turbines), le rapport de vitesse est égal à 1 ; pour les éoliennes ayant une seule pale, λ est d'environ 11. Quant aux éoliennes tripales, comme dans notre étude, elles ont un rapport de vitesse de 6 à 7. Pour les éoliennes de type Savonius, leur rapport de vitesse est inférieur à 1 [24].

En vue de déterminer d'autres critères de variation de ce coefficient, des études ont été menées sur plusieurs types d'éoliennes et ont abouti aux résultats montrés sur les schémas suivants [8]:

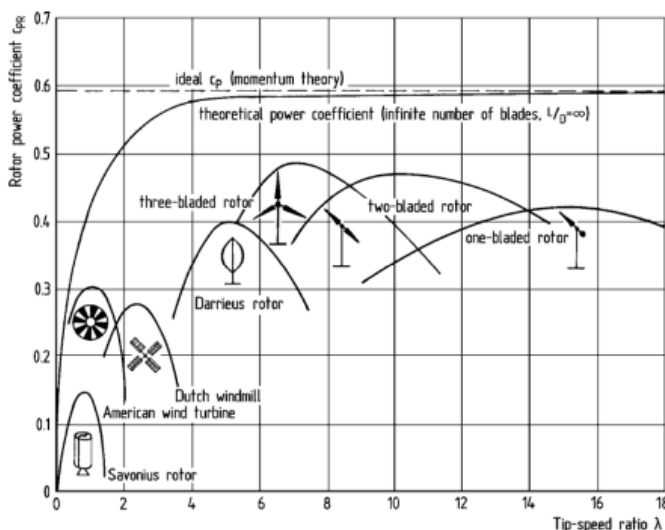
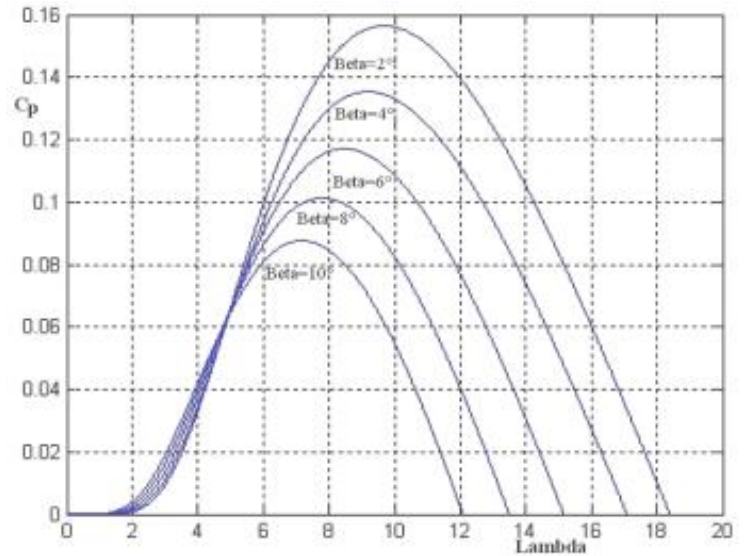


Figure 3.3 : Les courbes des coefficients de puissance selon le type de machine et selon leur coefficient de vitesse spécifique λ .

Figure 3.4 : Les courbes des coefficients de puissance selon l'angle de calage des pales β et selon le facteur de vitesse spécifique λ .



La figure 3.3 montre la raison de prédominance actuelle des éoliennes tripales ; ce type d'éoliennes offre un coefficient de puissance C_p meilleur par rapport aux autres types technologiques. La figure 3.4, montre qu'en diminuant l'angle de calage des pales β , nous obtenons un coefficient de puissance important, le plus proche possible de la limite théorique (Limite de Betz) et par conséquent, la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne est élevée.

C_p est le coefficient de puissance ou d'efficacité de transfert aérodynamique qui varie avec la vitesse d'entrée. Ce coefficient n'a pas d'unité, il dépend essentiellement de l'aérodynamique des pales, du ratio de vitesse λ et de l'angle d'orientation des pales β .

La loi de Betz a déterminé une limite théorique maximale du coefficient de puissance $C_{pmax} = \frac{16}{27} \sim 0,59$. En tenant compte des pertes, les éoliennes ne fonctionnent jamais à cette limite maximale et les aérogénérateurs les plus performants possèdent un C_p compris entre 0,35 et 0,45. Généralement, C_p est spécifique à chaque éolienne et son expression est donnée par le fabricant de l'éolienne ou à l'aide des formules non-linéaires. Pour calculer le coefficient C_p , différentes approximations numériques ont été proposées dans la littérature.

Les expressions de C_p fréquemment rencontrées dans la littérature sont présentées dans le tableau suivant :

Type du Coefficient de puissance C_p	Expression
	$0,22 \cdot \left[\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right] \cdot e^{\frac{12,5}{\lambda_i}}$ avec $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda+0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3+1}$ [Aguglia et al. 2010], [Kendouli 2011]
	$0,5 \cdot \left[\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right] \cdot e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,068 \cdot \lambda$ [Ackermann 2005], [Mirecki 2005], [Davigny 2007] Avec: $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda+0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3+1}$
	$0,5176 \cdot \left[\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right] \cdot e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,0068 \cdot \lambda$ [Attoui 2015] Avec: $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda+0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3+1}$
	$0,5109 \cdot \left[\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right] \cdot e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,0068 \cdot \lambda$ [Sylla 2013], [Nesmat 2008] Avec: $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda+0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3+1}$
	$0,44 \cdot \left[\frac{125}{\lambda_i} - 6,94 \right] \cdot e^{-\frac{16,5}{\lambda_i}}$ [Tameghe 2012] Avec: $\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + 0,002}$
Sinusoïdale	$0,5 - 0,167 \cdot (\beta - 2) \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda - 3)}{18,9 - 0,3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0,00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2)$ [Aimani 2004]
	$0,3 - 0,00167 \cdot (\beta - 2) \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0,1)}{10 - 0,3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0,00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot \beta$ [Hacil 2012]
Polynomiale	$6 \cdot 10^{-7} \cdot \lambda^5 + 10^{-5} \cdot \lambda^4 - 65 \cdot 10^{-5} \cdot \lambda^3 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot \lambda^2 + 76 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda + 0,007$ [Krafczyk 2013]
	$7,95633 \cdot 10^{-5} \cdot \lambda^{-5} - 17,375 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda^4 + 9,86 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda^3 - 9,4 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda^2 + 6,38 \cdot 10^{-2} \cdot \lambda + 0,001$ [Poitiers 2003]
	$\sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 \alpha_{ij} \cdot \beta^i \cdot \lambda^j$ avec: $2 < \lambda < 13$

Tableau 1 : Différentes formules numériques du coefficient C_p

Notre objectif étant de modéliser une éolienne à turbine tripale d’une puissance nominale de 3 kW, nous avons utilisé les paramètres de la turbine éolienne et de la MADA(GADA), présentés dans les travaux de [25]. De ce fait, l’expression du C_p , utilisée dans notre étude, est une équation polynomiale présentant une valeur maximale du coefficient de puissance ($C_{pmax} = 0.35$) et une valeur optimale de vitesse relative ($\lambda = 7$).

Le coefficient de puissance C_p est donné par l’équation suivante :

$$C_p(\lambda) = 6 \cdot 10^{-7} \cdot \lambda^5 + 10^{-5} \cdot \lambda^4 - 65 \cdot 10^{-5} \cdot \lambda^3 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot \lambda^2 + 76 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda + 0.007$$

Le schéma bloc présentant la partie aérodynamique est le suivant :

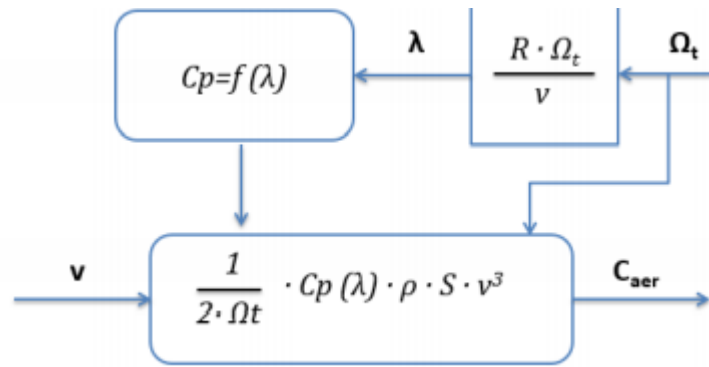


Figure 4.5 : Schéma bloc de la partie aérodynamique.

4. Modélisation de la partie mécanique :

La partie mécanique de l'éolienne est constituée de l'arbre principal tournant à vitesse lente de la turbine Ω_t , du multiplicateur de gain G entraînant la génératrice à une vitesse Ω_g par l'intermédiaire d'un arbre d'entraînement secondaire rapide.

5. Modèle du multiplicateur :

Le multiplicateur ou aussi appelé boîte de vitesses est un dispositif permettant comme son nom l'indique de multiplier la vitesse assez lente de la turbine Ω_t par un simple gain de multiplication G en vue de la faire adapter à la vitesse rapide de rotation de la génératrice Ω_g . Ce multiplicateur est considéré comme étant idéal, en effet, l'élasticité, les frottements et les pertes énergétiques du multiplicateur sont considérés négligeables.

Les deux équations modélisant mathématiquement le fonctionnement de ce dispositif sont données comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} C_g = \frac{C_{aer}}{G} \\ \Omega_t = \frac{\Omega_g}{G} \end{array} \right. \quad (\text{III.13})$$

Où:

C_g : Est le couple récupéré en sortie du multiplicateur et appliqué sur l'arbre de la génératrice [N·m],

C_{aer} : est le couple aérodynamique de la turbine éolienne [N·m],

Ω_g : est la vitesse mécanique de l'arbre de la génératrice [rad·s⁻¹],

Ω_t : est la vitesse de rotation de la turbine [rad·s⁻¹],

G : est le rapport de multiplication (sans unité); $G = \frac{N_1}{N_2}$.

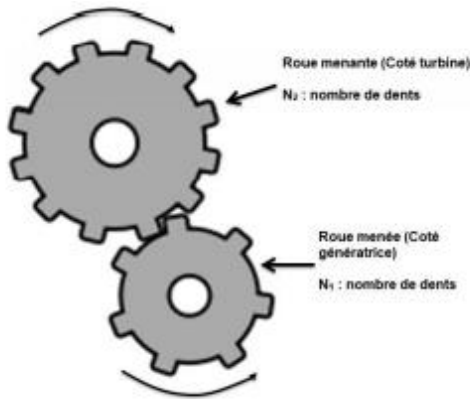
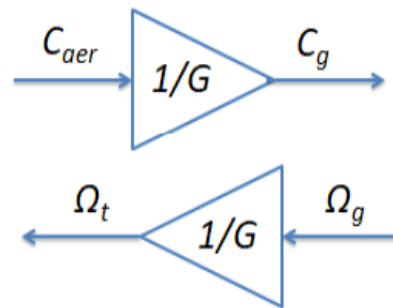


Figure 3.6 : Modèle du multiplicateur.

Figure 3.7 : Schéma bloc du multiplicateur.



La figure 3.6 montre le schéma des engrenages pour la détermination du rapport de multiplication et la figure 3.7 présente le schéma bloc du multiplicateur de vitesse.

6. Modèle de l'arbre mécanique :

Dans ce modèle, nous considérons deux masses : l'une correspondant à l'inertie du rotor de turbine supportant la pale ; elle comprend la masse de la pale et la masse du rotor de turbine. L'inertie de la turbine revient au rotor du générateur et est notée J_t . La deuxième masse représente l'inertie du rotor du générateur et est notée J_g .

L'inertie totale J constituée de l'inertie de l'éolienne (pale et moyeu de l'éolienne) et de l'inertie du rotor du générateur peut s'écrire selon l'équations suivante :

$$\begin{aligned}
 J &= J_t / G^2 + J_g \text{ [13], [10]} \\
 J &= J_t \cdot G^2 + J_g \text{ [21] [22]} \\
 J &= J_t + J_g \sim J_t \text{ [11]}
 \end{aligned}$$

De même, pour le coefficient de frottement visqueux total f_v , il est composé du coefficient de frottement f_g associé à la génératrice et du coefficient de frottement visqueux f_t de la turbine. Le coefficient f_v peut être exprimé comme suit:

$$f_v = \frac{f_t}{G^2} + f_g \tag{III.15}$$

Donc, la partie mécanique peut être modélisée selon le schéma montré sur la figure suivante [26], [27] :

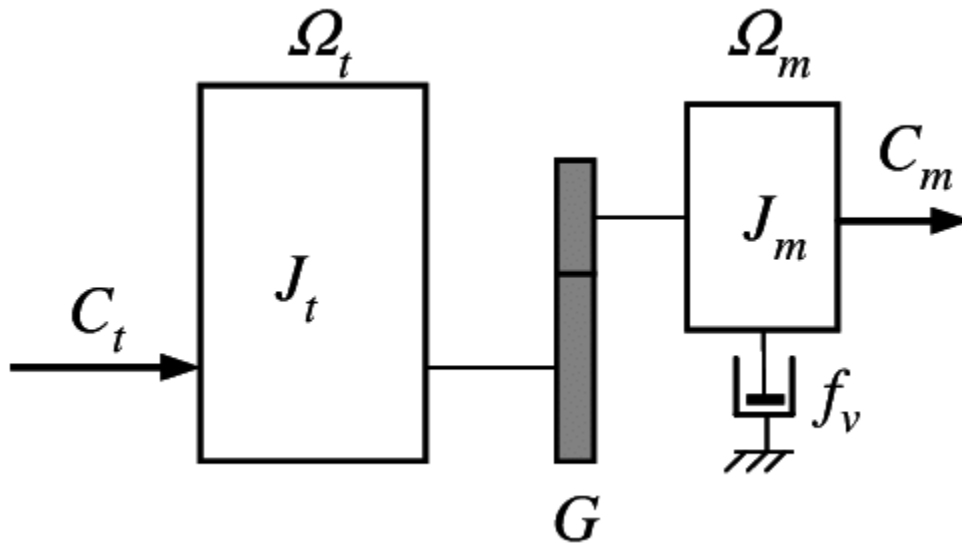


Figure 3.8 : Modèle de la partie mécanique de l'éolienne.

La vitesse mécanique Ω_g du générateur dépend du couple mécanique appliqué au rotor du générateur C_{mec} . Ce couple est le résultat du couple électromagnétique du générateur C_{em} , du couple de frottement visqueux C_v et du couple multiplicateur de vitesse C_g .

$$C_{mec} = J \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} \quad (III.16)$$

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_v \quad (III.17)$$

Le couple du frottement visqueux C_v est modélisé ainsi :

$$C_v = f \cdot \Omega_g \quad (III.18)$$

Donc, à partir de ces équations établies, nous obtenons l'équation différentielle de la dynamique de la partie mécanique de l'éolienne, exprimée par :

$$J \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (III.19)$$

Le schéma bloc de la partie mécanique de l'éolienne est présenté par la figure suivante :

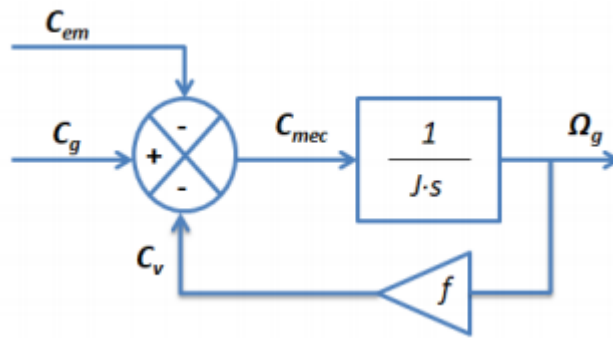


Figure 3.9 : Schéma bloc de la partie mécanique de l'éolienne.

Le schéma bloc de l'ensemble de la turbine éolienne est donné par :

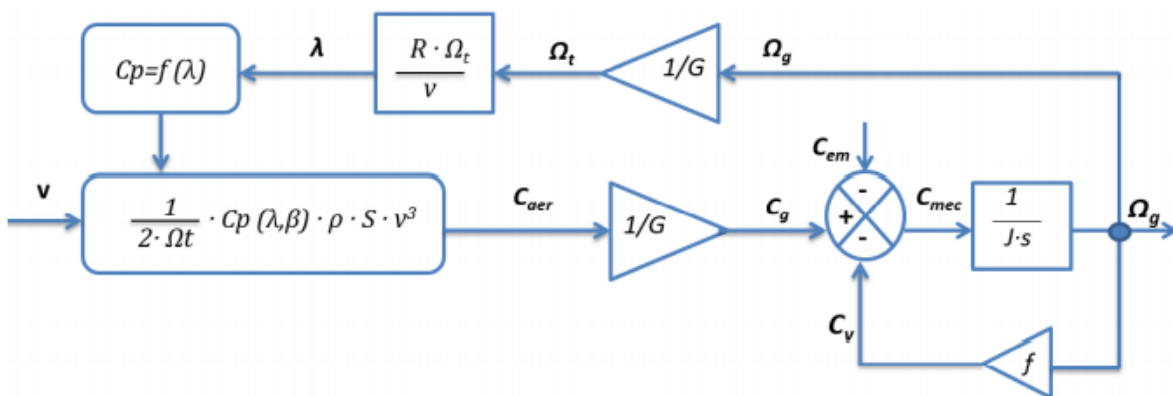


Figure 3.10 : Schéma bloc de l'ensemble de la turbine éolienne.

7. Modélisation et commande de la GADA (MADA) :

7.1. structure de la GADA (MADA) :

Une génératrice asynchrone à double puissance (GADA) est un moteur asynchrone triphasé. Sa double alimentation s'explique par le fait qu'elle est alimentée par deux armatures en même temps : le stator et le rotor. Son principal avantage est qu'il offre la possibilité de contrôler le flux de puissance dans les états bas et super synchrones pendant le fonctionnement du moteur ou du générateur. Il permet également le fonctionnement à vitesse variable du système intégré [28].

Pour les systèmes éoliens à vitesse variable, il existe deux configurations principales d'alimentations doubles pour moteurs asynchrones : les alimentations doubles stator et les alimentations doubles stator et rotor. La particularité de cette dernière configuration est

l'utilisation de convertisseurs installés entre le rotor de la machine et le réseau, la puissance rotorique qu'ils transmettent étant réduite, l'encombrement et le coût sont réduits. De plus, il offre également la possibilité de régler l'amplitude et la fréquence de la tension du rotor. C'est pourquoi cette configuration est plus populaire dans les systèmes de production d'énergie éolienne à vitesse variable que les éoliennes à vitesse variable alimentées par stator avec convertisseurs. Pouvoir [29]. Dans la littérature, nous avons trouvé différents types d'ADM selon leurs concepts [30], [31], [32], [33].

➤ **Génératrice asynchrone doublement alimentée à rotor bobiné:**

La MADA à rotor bobiné est une machine asynchrone possédant un stator identique à celui des machines triphasées à induction et ayant un rotor constitué de trois enroulements triphasés, connectés en étoile et leurs extrémités reliées chacune à des bagues conductrices. Ces connexions permettent le contrôle-commande des grandeurs rotoriques [18]. La figure suivante montre la constitution et la disposition des enroulements statoriques et rotoriques d'une MADA à rotor bobiné.

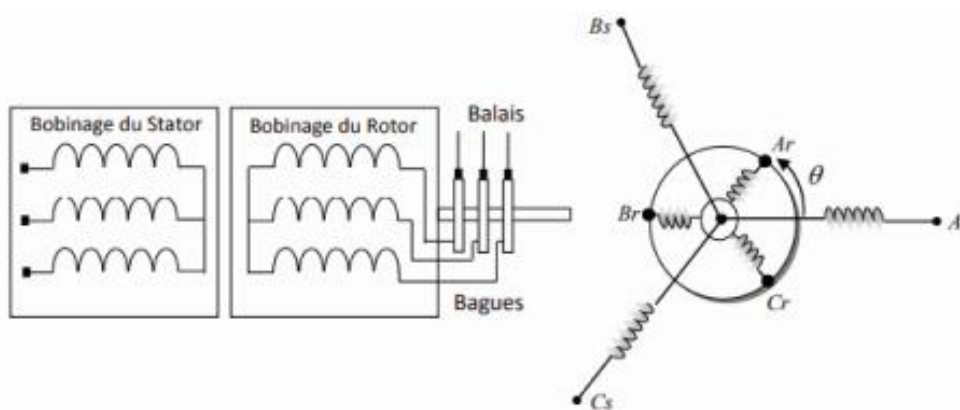


Figure 3.11 : schéma descriptif d'une génératrice

Lorsqu'elle est connectée au réseau, son stator est directement relié au réseau électrique tandis que son circuit rotorique est connecté au réseau par le moyen d'un seul convertisseur direct (AC/AC): Cyclo-convertisseur ou Convertisseur matriciel [14] ou par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance, à noter l'un se trouve du côté de la machine (CCM) et l'autre du côté du réseau électrique (CCR). Dans la littérature, il existe plusieurs structures possibles : une MADA avec pont à diodes et pont à thyristors « Structure de Kramer », une MADA avec pont à diodes et pont à transistors, une MADA avec cyclo-convertisseur, une Structure à trois MLI et une MADA avec convertisseurs MLI, appelée « Montage de Scherbius » [12].

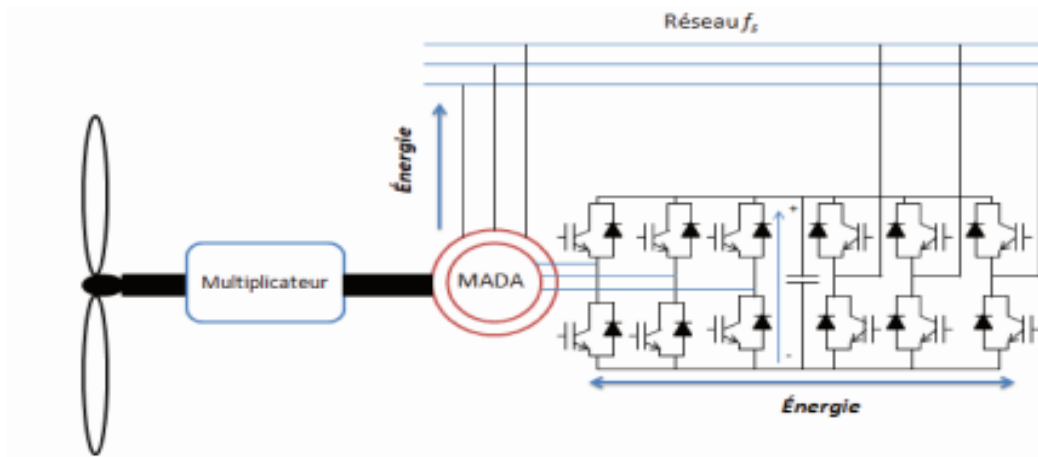


Figure 12 : structure *scherbius* avec convertisseur MLI .

➤ **machine asynchrone à double alimentation en cascade asynchrone :**

Ce type de machine se compose de deux machines avec un rotor de bobinage et avec un couplage mécanique reliant électriquement entre elles. Le stator de la première machine est connecté directement au réseau tandis que le stator de la deuxième machine se connecte au réseau au moyen d'un convertisseur (AC/AC). Cette configuration assure le contrôle du système via le stator fourni par le convertisseur et contrôle également la puissance réactive et active de manière découplée. [29].

➤ **machine asynchrone à double alimentation en cascade à un repère :**

Cette machine est constituée de deux machines connectées entre elles mécaniquement seulement. Comme pour le type cité précédemment, le stator d'une machine est couplé directement au réseau alors que le stator de la deuxième machine est relié au réseau à travers un convertisseur (AC/AC).

➤ **machine à double alimentation sans balais :**

Cette machine a deux enroulements triphasés avec différentes paires de pôles de stator. Le premier enroulement qui transfère la puissance est directement connecté au réseau, et le deuxième enroulement permet de modifier le courant d'excitation du moteur est connecté au réseau via un convertisseur AC/AC. Pour le rotor, il est composé d'une boucle conductrice, le nombre de paires de pôles est égal à la somme des deux paires de pôles des deux enroulements statoriques. Le moteur à double alimentation à réluctance variable est un MADA sans balai. La seule différence entre les deux machines est que la conception du rotor est basée sur le principe de l'entrefer variable ou de la réluctance variable. Pour le système éolien faisant l'objet de cette recherche, nous avons choisi une configuration basée sur un rotor bobiné MADA avec un

système de brosse annulaire, qui est basé sur une structure Scherbius avec un convertisseur MLI.

7.2. Principe de fonctionnement :

Lorsque le stator du moteur est alimenté par un réseau de fréquence f_s , un champ magnétique tournant B de vitesse N apparaît dans le circuit statorique, tel que :

$$N_s = \frac{f}{p} \quad (\text{III.20})$$

Si le rotor devait être bloqué (en circuit ouvert), selon la loi de Faraday, le champ magnétique généré balayera le rotor et générera une force électromotrice dans le conducteur :

$$e = \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{III.21})$$

La fermeture du circuit rotorique entraîne l'apparition du courant rotorique, et donc l'apparition de la force électromotrice générée par l'action du champ magnétique statorique sur le courant rotorique. Et selon la loi de Lenz, la force fait tourner le rotor dans le même sens que le champ magnétique. Lorsque le couple de démarrage est suffisant, le rotor commence à tourner.

Les deux conditions nécessaires pour générer le couple sont : Le circuit rotor fermé et la vitesse rotorique est différente de la vitesse synchrone, car lorsque $N = N_s$, aucune force Génère une force électromotrice (f. e. m) et il n'y a pas de courant induit dans le rotor, donc il n'y a pas Coupler. Le courant rotorique est dû à la différence entre les vitesses N_s et N .

Par conséquent : N_s , N sont respectivement la synchronisation et la vitesse du rotor de la machine. Selon l'équation, la fréquence du volume du rotor est proportionnelle au glissement Suivant :

$$f_r = g \cdot f_s \quad (\text{III.22})$$

Compte tenu de l'ampleur du glissement, nous pouvons classer le modal MADA fonctionne sous 4 systèmes différents :

- **Etat statique** : L'aimantation du stator est générée par un réseau avec une fréquence de f_s . Le champ magnétique généré génère une force électromotrice au rotor de la machine, mais il n'y a pas de courant circulant dans le circuit rotorique, donc aucun couple n'est généré. Le comportement du MADA est le même que celui du transformateur. Dans ce cas, on a : $a = 0$ et $g = 1$.

- **Faible vitesse synchrone** : Dans ce cas, la vitesse du rotor est inférieure à la vitesse synchrone s et le glissement est positif, ce qui signifie que le champ magnétique statorique est

dans le même sens que le rotor du moteur. Au fur et à mesure que la vitesse du rotor approche de la vitesse synchrone, la fréquence du rotor f diminue progressivement et se rapproche de zéro. Cette fois on a : $\omega < \omega_s$ et $0 < g < 1$.

- **Vitesse synchrone** : Dans ce cas, la vitesse du rotor est égale à la vitesse synchrone, donc il n'y a pas de glissement entre le champ magnétique du stator tournant et le rotor du moteur ($\omega = s$ et $g = 1$). Par conséquent, il n'y a pas de tension induite dans l'enroulement du rotor.

- **Vitesse super synchrone** : A cette vitesse, la vitesse du rotor est supérieure à la vitesse synchrone, le glissement devient négatif. Cela peut provoquer une augmentation de la pression artérielle. Le rotor, on a donc : ($\omega > \omega_s$ et $g < 1$).

7.3. Modes de fonctionnement de la MADA :

L'un des principaux avantages de MADA est qu'il permet quatre quadrants différents, contrairement aux machines asynchrones classiques qui fonctionnent comme un moteur lorsque la vitesse du rotor est inférieure à la vitesse du moteur et fonctionnent en génératrice lorsque sa vitesse de rotation dépasse la vitesse synchrone. Ainsi, pour ADM, la vitesse de rotation ne détermine plus le mode de fonctionnement du moteur ou du générateur. Quatre modes de fonctionnement de MADA sont décrits comme suit :

- **Fonctionnement moteur hyposynchrone de la MADA** : lors de ce mode, le réseau fournit au stator de la MADA une puissance notée P_s , la puissance de glissement P_r est injectée dans le réseau en transitant par les deux convertisseurs et une puissance mécanique est récupérée sur le rotor de la machine.

- **Fonctionnement d'une génératrice synchrone faible** : Dans le cas d'une éolienne, la puissance mécanique P_m est fournie par la turbine à la machine, la puissance P fournie au réseau passe par le stator, et la puissance de glissement P est absorbée par le rotor.

- **Fonctionnement super générateur synchrone** : injecter la puissance P et glisser la puissance P_r dans le réseau. Par conséquent, nous avons un fonctionnement en mode générateur qui est supérieur à la vitesse synchrone.

Pour les systèmes éoliens, les deux derniers modes de fonctionnement de MADA sont les plus intéressants. La figure suivante résume les quatre modes de fonctionnement de MADA et le flux correspondant de chaque mode de fonctionnement :

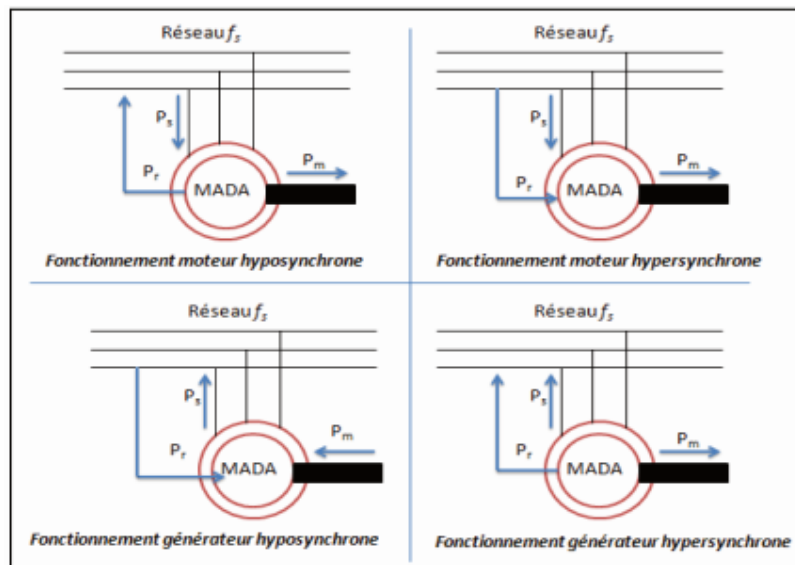


Figure 13 : Les quatres modes de fonctionnement de la MADA.

7.3.1. Avantages de la MADA pour l'application éolienne:

- Un système éolien basé sur la MADA permet de faire varier la vitesse du rotor en fonction de la vitesse du vent. En effet, la MADA permet un fonctionnement en génératrice hyposynchrone et hypersynchrone. C'est ainsi que nous parvenons à extraire le maximum de puissance possible. L'emploi des éoliennes à vitesse variable autorise le fonctionnement sur une large plage de vitesses de vent et permet d'en tirer le maximum de puissance possible, pour chaque vitesse de vent [29].
- Dans un système éolien, la vitesse de rotation de MADA est de $\pm 30\%$ synchrone, ce qui limite la puissance circulant dans l'enroulement du rotor, qui est égale à $(g \times P)$, de sorte que la taille du convertisseur de puissance peut transmettre la puissance glissante P_r à le plus égal à 30% de la puissance nominale de la machine % .
- Par rapport aux convertisseurs utilisés dans les systèmes de production d'énergie éolienne à base de moteurs à cage d'écureuil ou d'aimants permanents, la taille du convertisseur de puissance est réduite d'environ 70% , le coût est moindre et le bruit est plus faible [19]. De plus, ces convertisseurs ont des taux de perte réduits, ce qui améliore l'efficacité du système.
- L'utilisation de MADA dans les éoliennes à vitesse variable permet un contrôle indépendant de la puissance active et réactive via le convertisseur côté rotor de la machine (CCM), contrôlant ainsi le facteur de puissance.

7.3.2. Modélisation et contrôle vectoriel de la GADA :

7.3.2.1. Modèle triphasé de la MADA :

La MADA considérée dans cette étude est une machine asynchrone triphasée à rotor bobiné, constituée d'un stator fixe et d'un rotor mobile autour de l'axe de symétrie de la machine. Le stator comporte trois enroulements semblables logés dans des encoches, ayant un nombre p de paires de $\frac{2\pi}{3}$

Quant au rotor, il comporte aussi trois enroulements triphasés, connectés en étoile et dont les extrémités sont raccordées à un système bagues-balais.

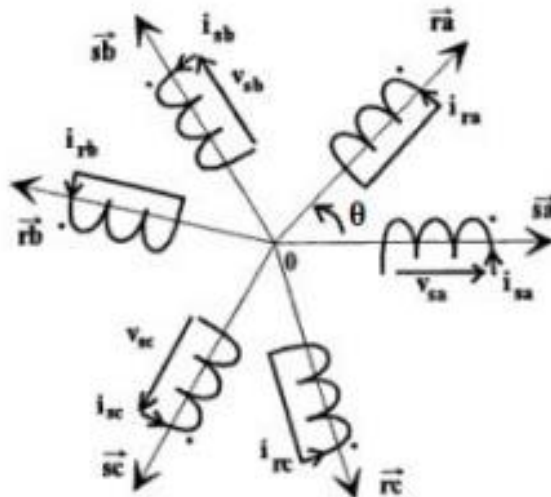


Figure 3.14 : Représentation des enroulements de la machine asynchrone triphasée dans l'espace électrique [Caron 1995].

Avec :

Les indices s, r désignent respectivement le stator et le rotor de la machine, (\cdot) désigne le sens des courants et des flux ; en effet, un courant positif entre par le point crée un flux positif dans l'enroulement,

θ est l'angle électrique entre \overrightarrow{Ra} et \overrightarrow{Sa}

v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} sont les tensions d'alimentation des phases statoriques Sa, Sb, Sc ,

i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} sont les courants des phases statoriques Sa, Sb, Sc ,

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc} sont les tensions des phases rotoriques Ra, Rb, Rc ,

i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} sont les courants des phases rotoriques Ra, Rb, Rc ,

La modélisation mathématique de cette machine, nécessite la mise au point de certaines hypothèses simplificatrices :

- Entrefer constant,
- Effet des encoches négligé,
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer,
- Circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante,
- Pertes ferromagnétiques négligeables,
- L'influence de l'effet de peau et de l'échauffement sur les caractéristiques n'est pas prise en compte.

Parmi les conséquences importantes de ces hypothèses, on peut citer :

- L'additivité des flux,
- La constante des inductances propres,
- La loi de variation sinusoïdale des inductances mutuelles entre les enroulements statoriques et rotoriques en fonction de l'angle électrique de leurs axes magnétiques.

- Les tensions statoriques sont données par :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.23})$$

- Les tensions rotoriques sont données par :

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.24})$$

En manière plus courte :

$$\begin{cases} [V_{sabc}] = -[R_s] \cdot [I_{sabc}] + \frac{d[\phi_{sabc}]}{dt} \\ [V_{rabc}] = [R_r] \cdot [I_{rabc}] + \frac{d[\phi_{rabc}]}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

Pareils que :

V_{sabc} : Les tensions appliquées aux phases statorique ;

V_{rabc} : Les courants qui traversent celle-ci ;

ϕ_{sabc} : Les flux totaux à travers ces enroulements ;

R_s : Leurs résistances ;

Pour le rotor en adoptant les mêmes notations, en remplaçant l'indice « s » par l'indice « r »

• **Equations magnétique :**

Les équations des flux statoriques et rotoriques :

$$\begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} = -[L_{ss}] \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + [M_{sr}] \cdot \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.26})$$

$$\begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} = -[L_{rr}] \cdot \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} - [M_{rs}] \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.27})$$

La manière raccourcie :

$$\begin{cases} [\phi_{sabc}] = -[L_{ss}] \cdot [I_{sabc}] + [M_{sr}] \cdot [I_{rabc}] \\ [\phi_{rabc}] = [L_{rr}] \cdot [I_{rabc}] - [M_{rs}] \cdot [I_{sabc}] \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

Avec les matrices des inductances statoriques et rotoriques :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad (\text{III.29})$$

$$[L_{rr}] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix} \quad (\text{III.30})$$

Dans lequel :

L_s : l'inductance propre d'une phase statorique ;

L_r : l'inductance propre d'une phase rotoriques ;

M_s : l'inductance mutuelle entre phase statorique ;

M_r : l'inductance mutuelle entre phase statorique ;

La matrice des inductances mutuelles entre phase statorique et phase rotorique est donné par

:

$$[Msr] = Mrs. \begin{bmatrix} \cos \phi & \cos(\phi + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\phi - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\phi - \frac{2\pi}{3}) & \cos \phi & \cos(\phi + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\phi + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\phi - \frac{2\pi}{3}) & \cos \phi \end{bmatrix} \quad (\text{III.31})$$

Ou: $[Msr] = [Msr]^T$

- **Equations mécaniques :**

L'expression générale du couple électromagnétique est donnée par :

$$Cem = \frac{1}{2} p [I]^T \frac{d[L]}{dt} [I] \quad (\text{III.32})$$

Ou :

$[I]$ Matrice de courant total ;

$[L]$: Matrice inductance totale ;

p : C'est le nombre des pairs des pôles ;

$$[i] = \begin{bmatrix} [is] \\ [ir] \end{bmatrix}; [L] = \begin{bmatrix} [Lss] & [Msr] \\ [Msr] & [Lrr] \end{bmatrix} \quad (\text{III.33})$$

Compte tenu que tous les termes des sous matrices, $[Lss]$ et, $[Lrr]$ sont à coefficients constants, on aura :

$$Cem = p [I]^T \left(\frac{d}{d\theta} [Msr] \right) [Ir] \quad (\text{III.34})$$

Donc, l'équation mécanique de la machine s'écrit :

$$\frac{d\omega}{dt} = Cem - Cr - fr_{\omega} \quad (\text{III.35})$$

La résolution analytique de ce système dans le repère (abc) est très difficile car le système d'équations est à coefficients variables en fonction de θ , ce problème se simplifie en adaptant une transformation qui permet le passage d'un système triphasé à un système biphasé.

7.4. La transformation de Park :

Les transformations mathématiques (telles que la transformation de Park) peuvent faciliter l'analyse de tels systèmes en convertissant ces équations différentielles à paramètres variables dans le temps en équations différentielles à paramètres constants écrites dans un système de coordonnées avec des axes orthogonaux.

La transformation de parc est un outil mathématique qui peut simplifier les équations des moteurs triphasés. Il intègre le système du système de référence (abc) au système de référence orthogonal (u, v) et obtient ainsi l'équation du système à coefficients constants, simplifiant ainsi sa résolution.

Afin de passer la représentation à l'aide de la matrice de transformation (θ), la transformation peut être appliquée au courant, à la tension et au débit.

La transformation est donnée sous la forme suivante :

$$[X_{uvo}] = [\mathbf{p}(\theta)][x_{abc}] \quad (\text{III.36})$$

La matrice de transformation est définie comme suit :

$$\mathbf{p}(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\phi) & \cos(\phi - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\phi - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin \phi & -\sin(\phi - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\phi - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.37})$$

Pour le passage biphasé-triphasé il faut utiliser la matrice inverse :

$$[\mathbf{p}(\theta)]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & -\sin \phi & 1 \\ \cos(\phi - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\phi - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\phi - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\phi - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.38})$$

- **Application la transformation de Park sur la MADA:**

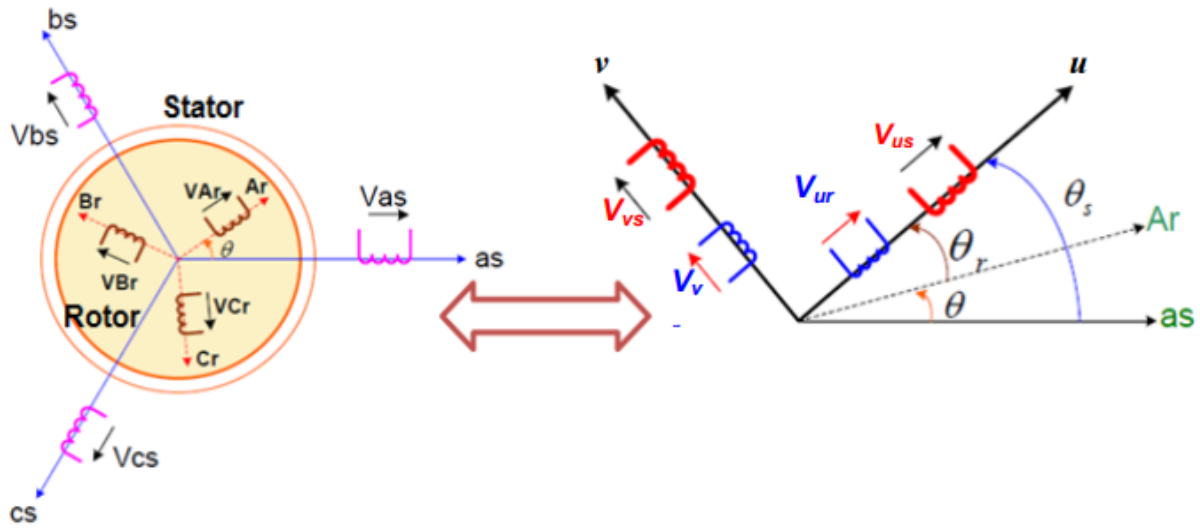


Figure 3.15 : Passage du système triphasé au biphasé (*abc vers uv*).

La figure 15 représente la projection des trois enroulements triphasés (*as, bs, cs*) d'axes fixe de la machine sur un repère mobile d'axes fictif (*u, v, o*) orthogonal.

Où :

θ : est l'angle entre l'axe rotorique et l'axe statorique ;

θ_r : est l'angle entre l'axe rotorique et l'axe directu ;

θ_s : est l'angle entre l'axe statorique et l'axe direct u ;

$$\theta_s = \theta_r + \theta \quad \text{(III.39)}$$

L'indice o est une composante homopolaire.

Le système d'axes (*u, v*) tournant à la vitesse $\omega_{COOR} = \frac{d(\theta_s)}{dt}$

En appliquant la transformée de Park pour chaque vecteur défini précédemment (tension, courant, flux), en remplaçant dans la matrice de Park θ par θ pour les équations du stator et θ_r par θ_r pour celles du rotor [19] .

$$\begin{cases} [V_{suv}] = [\mathbf{p}(\theta_s)] \cdot [Vsabc] \\ [I_{suv}] = [\mathbf{p}(\theta_s)] \cdot [Isabc] \\ [\Phi_{suv}] = [\mathbf{p}(\theta_s)] \cdot [\Phi sabc] \end{cases} \begin{cases} [V_{ruv}] = [\mathbf{p}(\theta_r)] \cdot [Vrabc] \\ [I_{ruv}] = [\mathbf{p}(\theta_r)] \cdot [Irabc] \\ [\Phi_{ruv}] = [\mathbf{p}(\theta_r)] \cdot [\Phi rabc] \end{cases}$$

On représente le modèle de la GADA dans le système d'axes (*u, v*) tournant à la vitesse ω_{coor}

:

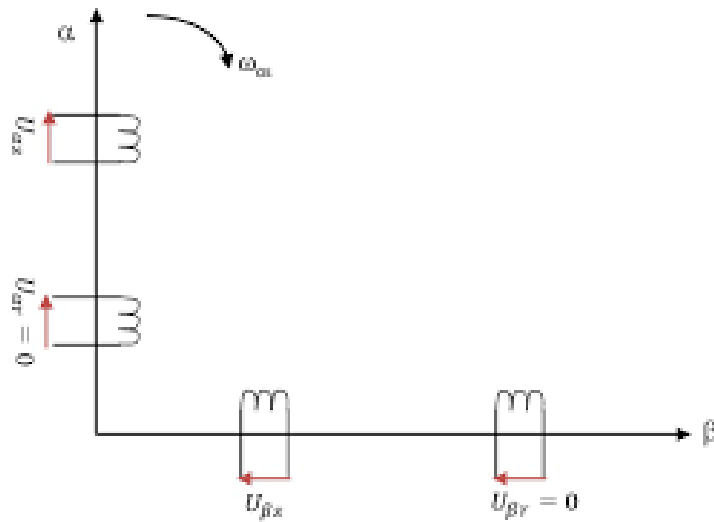


Figure 3.16 : Le modèle généralisé de la GADA selon les axes (u, v) .

le schéma équivalent de la GADA dans le référentiel de Park généralisé (u, v) est représenté comme suivant

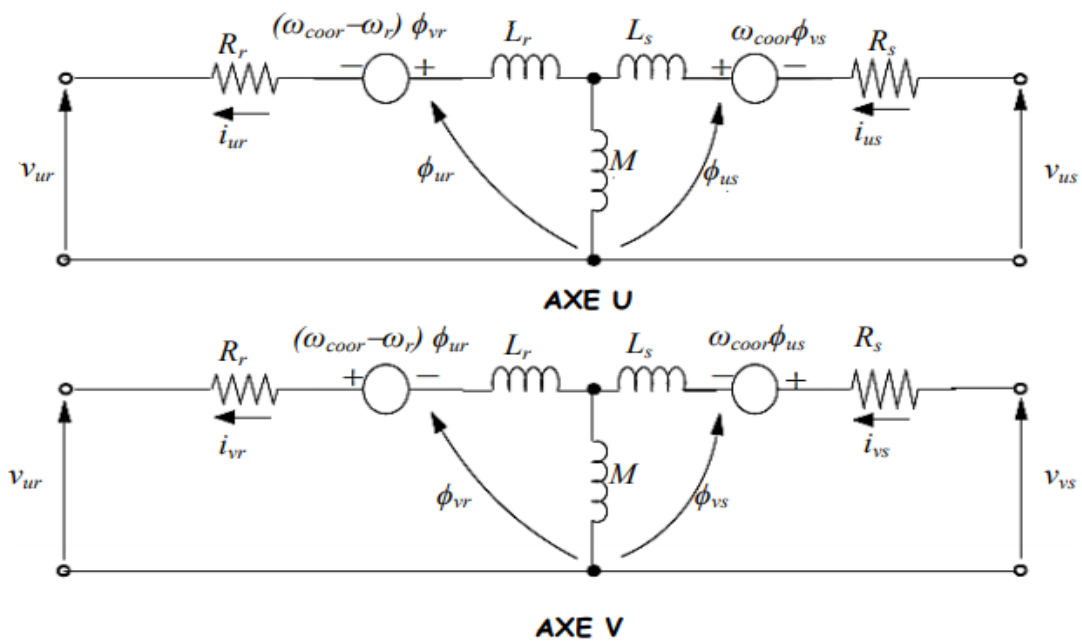


Figure 3.17 : Schéma équivalent de la GADA dans le référentiel de Park généralisé.

Après développement et simplification, les tensions statoriques et rotoriques sont :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{us} = -Rs i_{us} + \frac{d}{dt} \phi_{us} - \omega_{\text{coor}} \phi_{us} \\ v_{vs} = -Rs i_{vs} + \frac{d}{dt} \phi_{vs} + \omega_{\text{coor}} \phi_{vs} \\ v_{ur} = -Rr i_{ur} + \frac{d}{dt} \phi_{ur} - (\omega_{\text{coor}} - \omega_r) \phi_{vr} \\ v_{vr} = -Rr i_{vr} + \frac{d}{dt} \phi_{vr} + (\omega_{\text{coor}} - \omega_r) \phi_{ur} \end{array} \right. \quad (\text{III.40})$$

Et les équations des flux magnétiques :

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi_{us} = -Ls i_{us} + M i_{ur} \\ \phi_{vs} = -Ls i_{vs} + M i_{vr} \\ \phi_{ur} = Lr i_{ur} - M i_{us} \\ \phi_{vr} = Lr i_{vr} - M i_{vs} \end{array} \right. \quad (\text{III.41})$$

Tel que :

Ls : Inductance cyclique statorique.

Lr : Inductance cyclique rotorique.

$M = \frac{3}{2} M_{sr} = \frac{3}{2} M_{rs}$: Mutuelle cyclique entre rotor stator.

7.4.1. Choix du référentiel :

Il y a trois systèmes d'axes de coordonnées qui sont des cas particuliers du système d'axes généralisé (u,v) . Ces systèmes d'axes sont :

- Le système d'axes (α, β) lié au stator, alors $\omega_{\text{coor}} = 0$;
- Le système d'axes (x,y) lié au rotor , $\omega_{\text{coor}} = \omega$;
- Le système d'axes (d,q) lié par rapport au champ tournant c.-à-d

$$\omega_{\text{coor}} = \omega_s$$

L'utilisation est lié par rapport au champ tournant dernier système est recommandée généralement pour étudier les machines asynchrones, en particulier celles qui sont commandées par des convertisseurs de fréquence [28].

7.4.2. Modèle de la GADA référentiel lié au champ tournant :

Le modèle de la machine asynchrone à double alimentation s'écrit dans le repère de PARK lié au champ tournant comme suit :

A. Equations électriques :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{ds} = -R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega_s \phi_{qs} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega_s \phi_{ds} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \phi_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \phi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \phi_{qr} - (\omega_s - \omega_r) \phi_{dr} \end{array} \right. \quad (\text{III.42})$$

B. Equations des flux magnétiques :

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi_{ds} = -L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \phi_{qs} = -L_s i_{qs} + M i_{qr} \\ \phi_{dr} = L_r i_{dr} - M i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r i_{qr} - M i_{qs} \end{array} \right. \quad (\text{III.43})$$

C. Equations mécaniques:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{em} = p \frac{M}{L_r} (\phi_{dr} i_{qs} - \phi_{qr} i_{ds}) \\ J \frac{d\Omega}{dt} = C_{em} - C_r - C_f \end{array} \right. \quad (\text{III.44})$$

- **Mise du modèle biphasé sous forme d'état :**

Si on remplaçant les flux par leurs expressions (dans le système d'équations des tensions (III.40) on obtient [20] :

$$\begin{cases} v_{su} = -R_s i_{su} - L_s \frac{di_{su}}{dt} + M \frac{di_{ru}}{dt} + \omega_{coor} L_s i_{sv} - \omega_{coor} M i_{rv} \\ v_{sv} = -R_s i_{sv} - L_s \frac{di_{sv}}{dt} - M \frac{di_{rv}}{dt} - \omega_{coor} L_s i_{su} + \omega_{coor} M i_{ru} \\ v_{ru} = R_r i_{ru} + L_r \frac{di_{ru}}{dt} + M \frac{di_{su}}{dt} - (\omega_{coor} - \omega_r) L_r i_{rv} + (\omega_{coor} - \omega_r) M i_{sv} \\ v_{rv} = R_r i_{rv} + L_r \frac{di_{rv}}{dt} - M \frac{di_{sv}}{dt} + (\omega_{coor} - \omega_r) L_r i_{ru} - (\omega_{coor} - \omega_r) M i_{su} \end{cases} \quad (III.45)$$

Posons $\omega_m = \omega_{coor} - \omega$.

En mettant le système d'équations précédant sous forme compacte, on obtient :

$$[B][U] = [L][I] + \omega_m [C][I] + [D][I] \quad (III.46)$$

Avec:

$$U = [v_{su} \ v_{sv} \ v_{ru} \ v_{rv}]^T; [I] = [I_{su} \ I_{sv} \ I_{ru} \ I_{rv}]^T; [\dot{I}] = \frac{d}{dt} [I]$$

$$[B] = \text{diag}[1 \ 1 \ 1 \ 1];$$

$$[L] = \begin{bmatrix} -L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & -L_s & 0 & M \\ -M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & -M & 0 & L_r \end{bmatrix};$$

$$[C] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & M & 0 & -L_r \\ -M & 0 & L_r & 0 \end{bmatrix};$$

$$[D] = \begin{bmatrix} -R_s & \omega_{coor} L_s & 0 & -\omega_{coor} M \\ -\omega_{coor} L_s & -R_s & \omega_{coor} M & 0 \\ 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}.$$

En mettant (II.27) sous forme d'état, on trouve :

$$[\dot{I}] = [L]^{-1} \{ [B][U] - [D][I] - \omega_m [C][I] \} \quad (\text{III.47})$$

Conclusion :

Dans ce chapitre en à vue la modélisation du système éolien pour avoir les équations de différents bloc de simulation.

Dans le chapitre suivant on va voir la simulation de notre système éolien.

Chapitre 4

Résultat et simulation du système éolien

Résultat et simulation du système éolien

1. Introduction :

Après avoir fait la modélisation de notre système dans le chapitre précédent éolien il va falloir maintenant faire une simulation avec des données et de trouver les résultats avec leur interprétation.

On a deux blocs à simuler :

- ✓ **BLOC TURBINE.**
- ✓ **BLOC GENERATRICE.**

2. Bloc Turbine :

Une turbine est composée de plusieurs éléments qui peuvent être simulés avec plusieurs sous-blocs.

2.1. Sous-bloc vent :

Pour une bonne simulation de la turbine on doit utiliser un sous-bloc vent variable pour bien simuler le comportement aléatoire du vent:

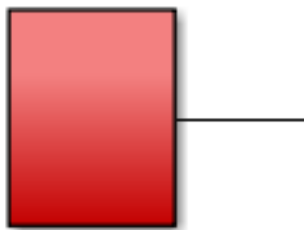


Figure 4.1 : Bloc pour le profil du vent variable.

2.2. Les paramètres initiaux de la turbine :

On prend les paramètres de système éolien suivant :

```
Rt=3.19;           %rayon de la turbine (m)
G=2;              %coefficient de multiplication
rho=1.225;        %la masse volumique de l'aire (kg.m-3)
f=0.0024;        %coefficient du frottement visqueux
J=7.68;          %L'inertie
%P=2;            %Le nombre de pair de pâles.
F=50;            %la fréquence (Hz)
ws=2*pi*F        %la pulsation statorique (rad/s)
```

2.3. Déclaration des sous blocs de fonction de la turbine :

Pour le système de la turbine est composé de plusieurs types de sous blocs :

•Sous bloc 'pâles' (d'angle de calage β) :

Pour l'angle de calage β on utilise le bloc de constante pour déclarer le degré de l'angle :

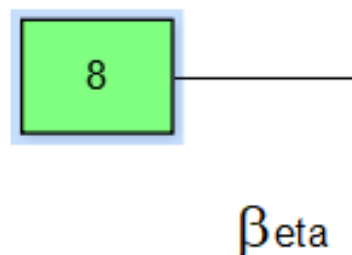


Figure 4.2 : l'angle de calage β .

• **Sous bloc de ‘Paramètre de rapidité’ (la vitesse spécifique) λ :**

λ est le rapport entre la vitesse de l’extrémité des pâles et la vitesse du vent. D’après la démonstration (III.12)

Si :

- λ est inférieur à 3, l’éolienne est dite lente.
- λ est supérieur à 3, l’éolienne est dite rapide.

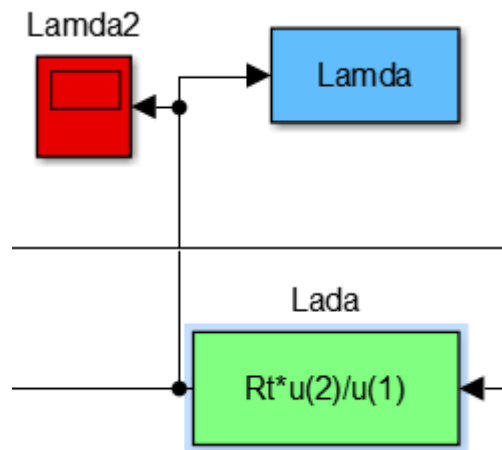


Figure .4.3: Paramètre de rapidité (la vitesse spécifique) λ .

• **Sous bloc du Coefficient de puissance (coefficient de performance) C_p :**

Ce coefficient indique l’efficacité avec laquelle l’éolienne convertit l’énergie mécanique du vent en électricité, on utilise l’expression suivante : D’après (I. 6)

$$C_p = (0.5 - 0.0167 * (u(2) - 2)) * \sin((\pi * (u(1) + 0.1)) / (18.5 - 0.3 * (u(2) - 2))) - 0.00184 * (u(1) - 3) * (u(2) - 2)$$

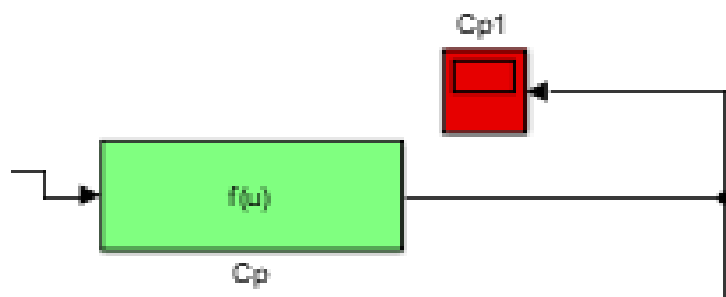


Figure (4.4) : Coefficient de puissance (coefficient de performance) C_p .

• **Couple mécanique total appliqué au rotor de l’éolienne C_t :**

le couple mécanique totale c’est le couple mécanique le couple mécanique exercé par les forces aérodynamiques sur les pales de l’éolienne donné par l’équation suivant les équations (III.16) (III.17).

$$C_t = 0.5 * rho * pi * R_t^2 * u(3)^3 * u(2)/u(1)$$

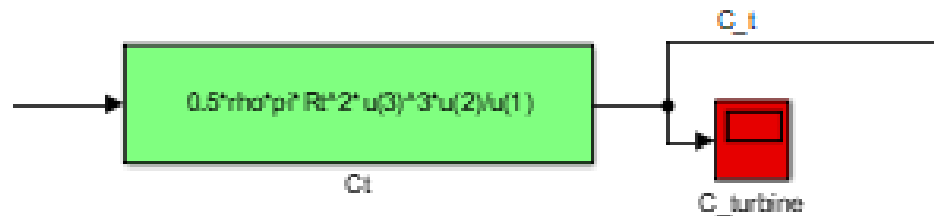


FIGURE 4.5 : Couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne C_t

2.4. Sous bloc multiplicateur :

Le multiplicateur arrange la vitesse (lente) de la turbine avec la vitesse de la génératrice.

- **Couple résistant (issu du multiplicateur) C_g :**

Qui a en entrée C_t (Couple mécanique total) est en sortie C_g : D'après l'équation (III.13).

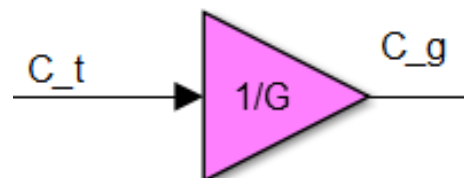


Figure. 4.6 : couple issu multiplicateur.

2.5. Sous bloc 'arbre' :

La force rapportée à la génératrice par l'arbre est sous forme d'une fonction de transfert

$J_{Turbine}$: D'après le chapitre précédant elle suit l'expression suivante :

$$J = J_t/G^2 + J_g$$

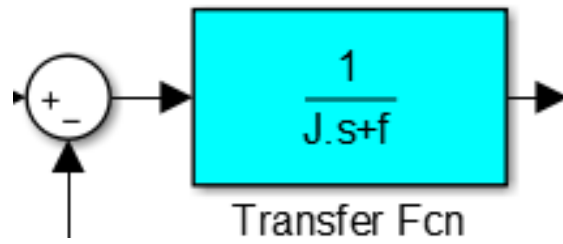


Figure 4.7 : l'arbre de turbine.

- **Sous bloc de 'perturbations' :**

- $CP_MAX = \frac{16}{27} \sim 0.59$: c'est le rendement maximal du système
- Lamda1
- Lamda optimal
- Omega_t (vitesse angulaire [rad/s])
- Careo_estim : couple aerodynamique estimé

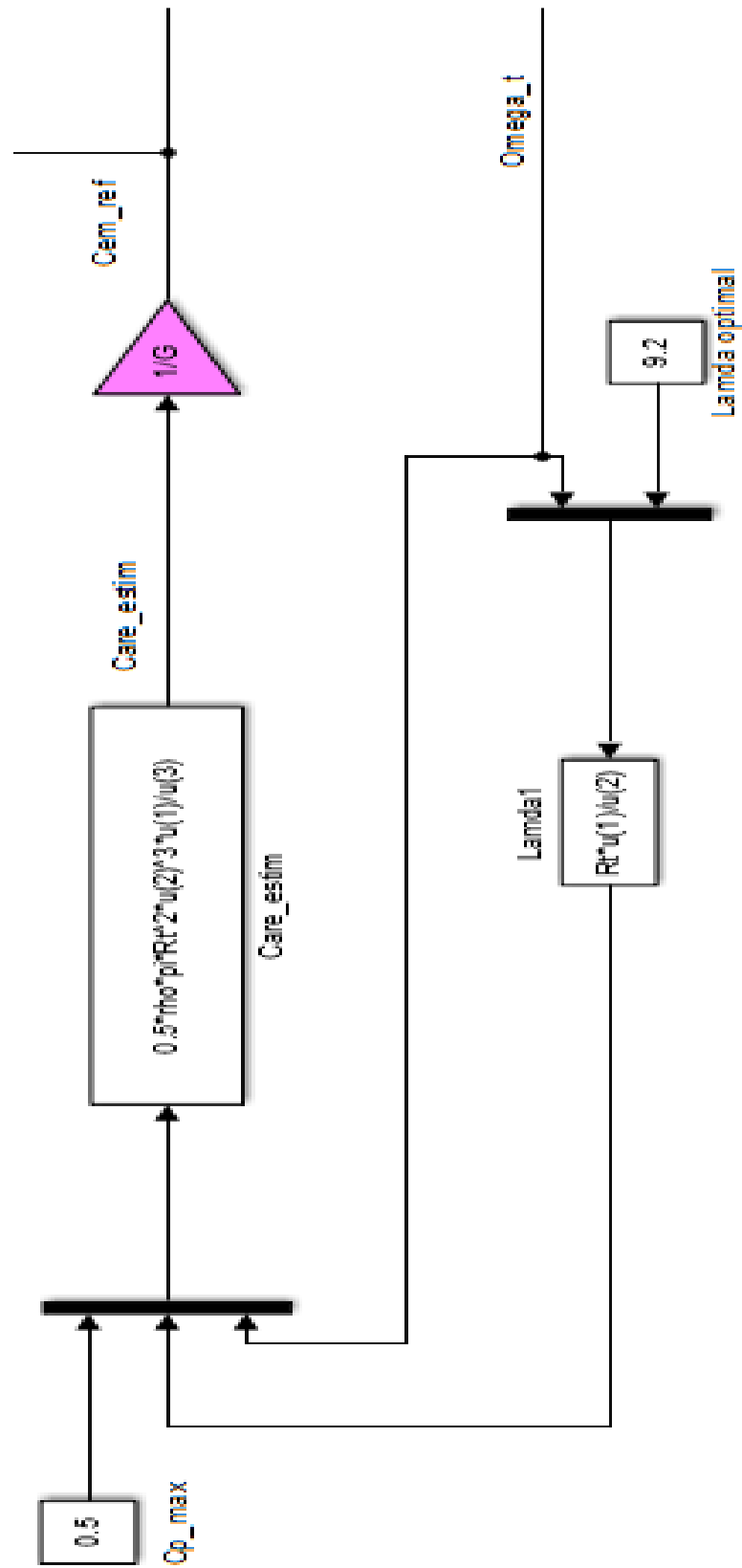


Figure 4.8 : bloc des perturbations.

2.6. Bloc général de la turbine :

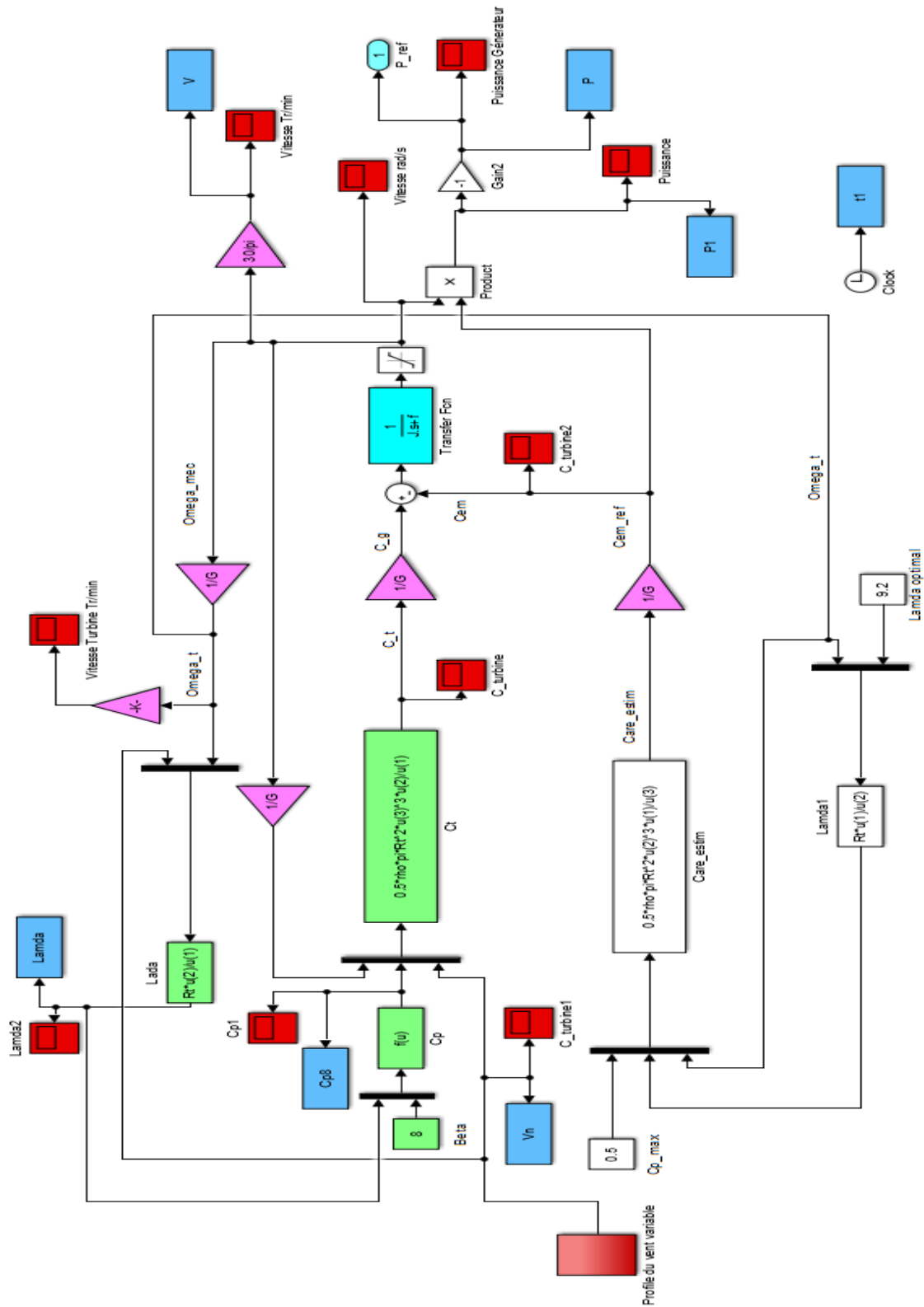


Figure 4.9 : bloc général de la turbine.

2.7. Interprétation des résultats de Turbine:

- **Vitesse du vent :**

Le vent a un comportement aléatoire donc vitesse variable aléatoirement la figure suivante représente l'évolution du vent.

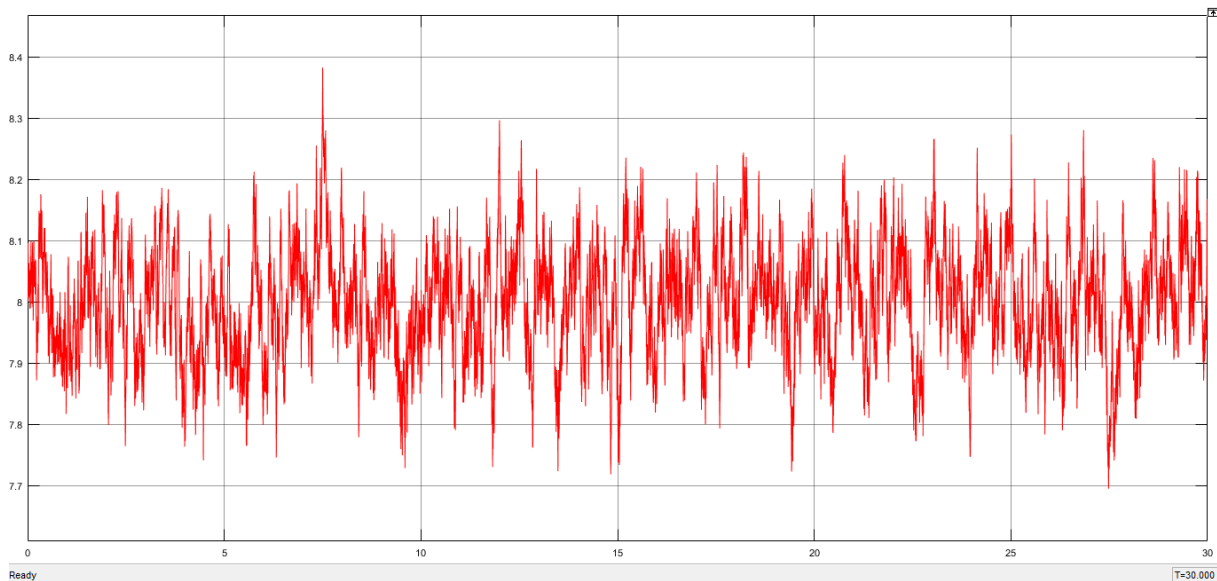


Figure 4.10 : simulation de vitesse du vent.

- **L'angle du calage β :**

L'influence du vent sur les pales se caractérise par la variation de l'angle de calage β qui représente l'angle d'orientation des pales.

- **Paramètre de rapidité λ :**

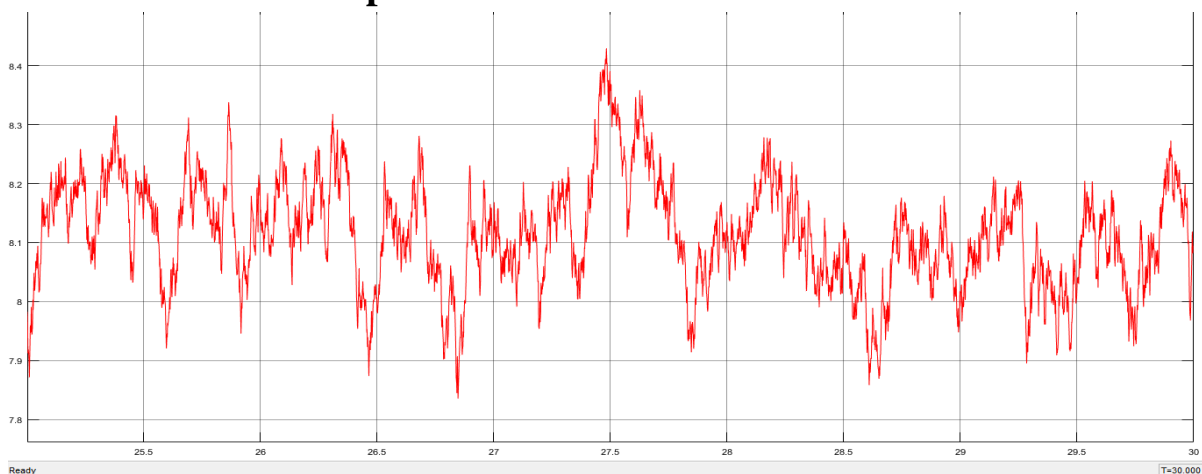


Figure 4.11 : simulation de paramètre de rapidité λ .

- coefficient de puissance C_p :

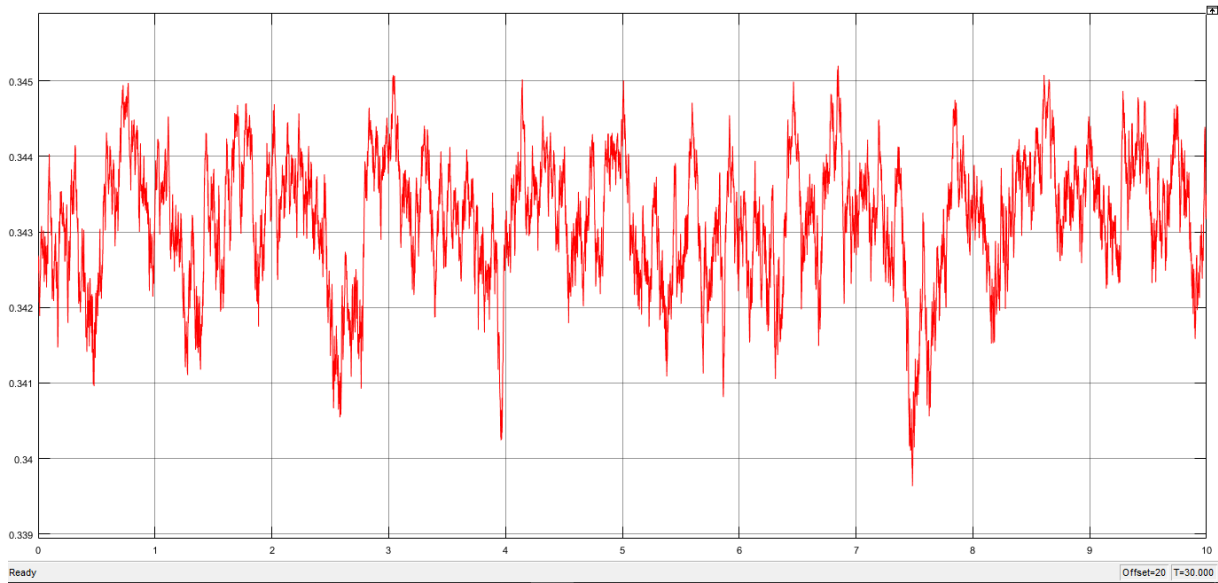


Figure 4.12: évolution du coefficient de puissance.

- Couple mécanique total C_t :

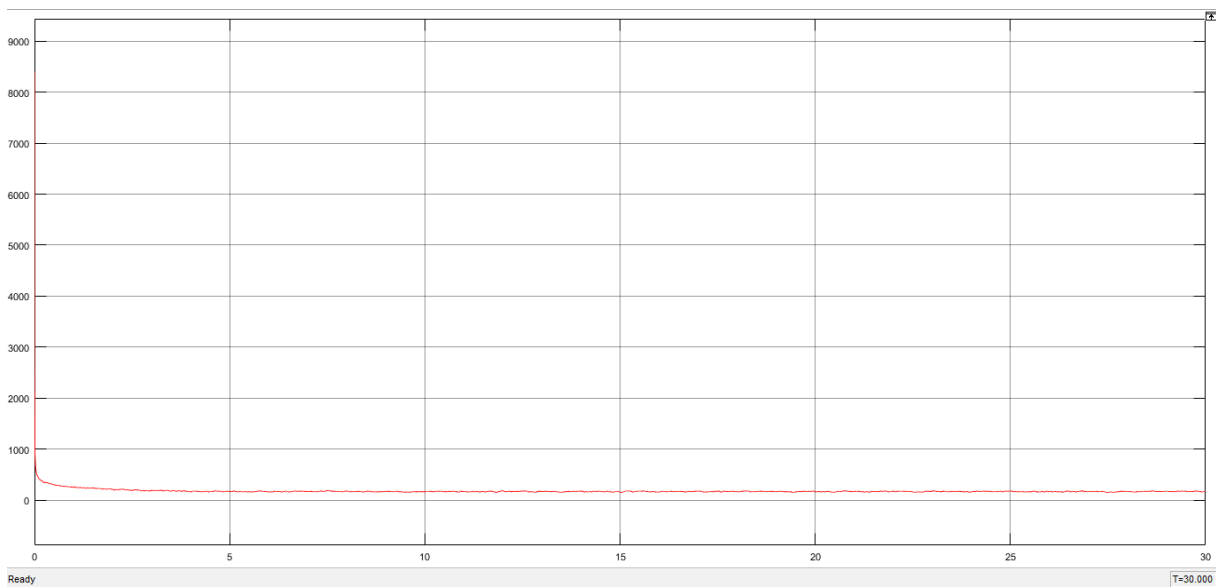


Figure 4.13 : évolution Couple mécanique total C_t .

- **Couple électromagnétique C_{em} :**

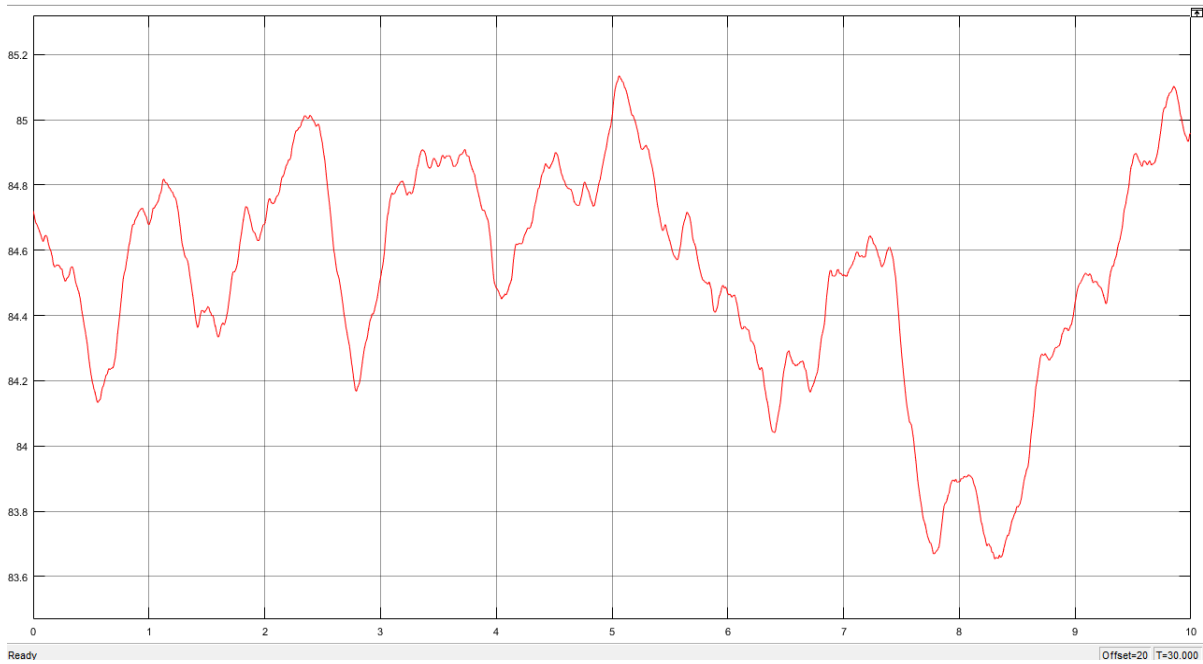


Figure 4.14 : Couple électromagnétique C_{em} .

- **Vitesse de la turbine [Rad/s] :**

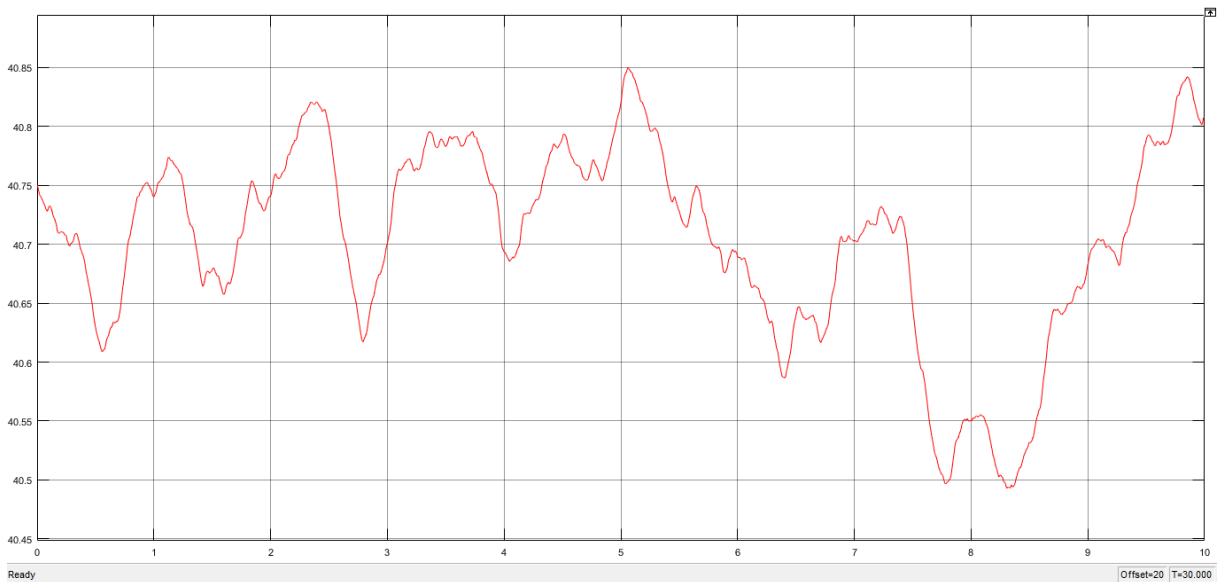


Figure 4.15 : vitesse de la turbine [rad/s].

- **vitesse de la turbine [tr/min]:**

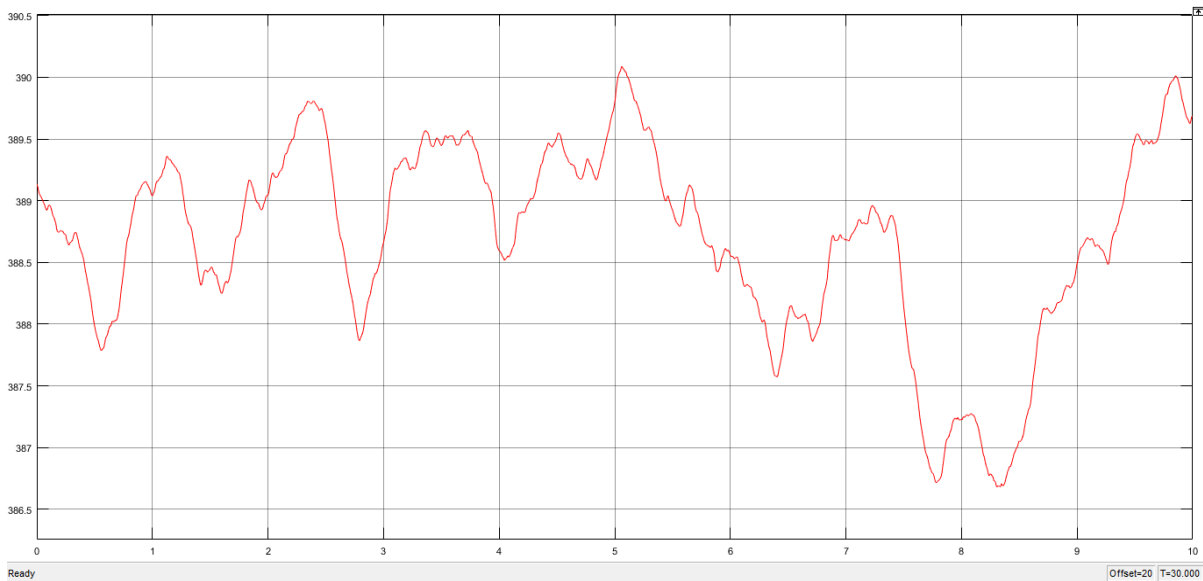


Figure 4.16 : vitesse de la turbine [tr/min].

3. simulation du bloc Génératrice :

3.1. Les paramètres initiaux de la Génératrice:

```

P=3;           %Nombre de paires de poles
M=0.082;
Ls=0.094;     %Inductance cyclique statorique
Lr=0.088;     %Inductance cyclique rotorique
Rs=0.95;      %Résistance statorique
Rr=1.8;       %Résistance rotorique
g=0.03;       %Moment d'inertie
ws=2*pi*50;   %vitesse angulaire statorique
wr=320;       % vitesse angulaire rotorique
Vs=220;
Tr=Lr/Rr;
Ts=Ls/Rs;
sigma=1-(M^2/(Ls*Lr));
v1=g*M*Vs/Ls;
v2=g*ws*(Lr-M^2/Ls);
v3=v2;
v4=Vs^2/(ws*Ls);
v5=Rr*Vs/(M*ws);
%v5=v4
KV=-1000000
KVq=-1000000

```

Vrq : entrée vitesse quadratique

Vrd : entrée vitesse direct

Psmes : puissance mesuré
 C_em : couple électromagnétique
 Qsmes : courant statorique mesuré

• **Sous bloc Park Rotorique :**

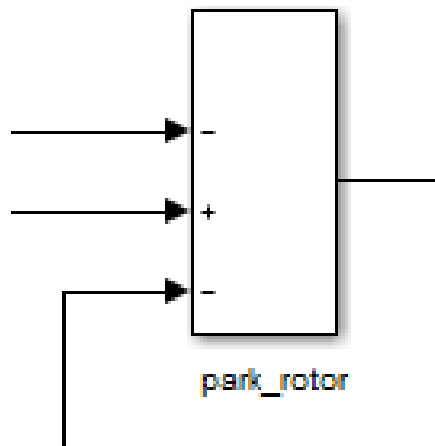


Figure 4.17 : sous bloc Park au rotor.

• **Bloc Park statorique :**

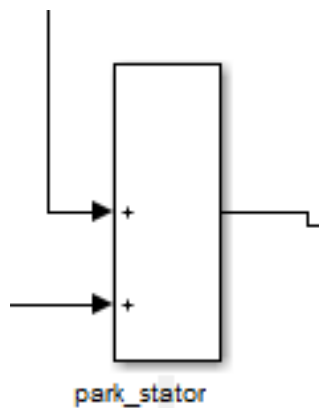


Figure 4.18 : sous bloc Park au stator.

• **Sous bloc du Courant quadratique :**

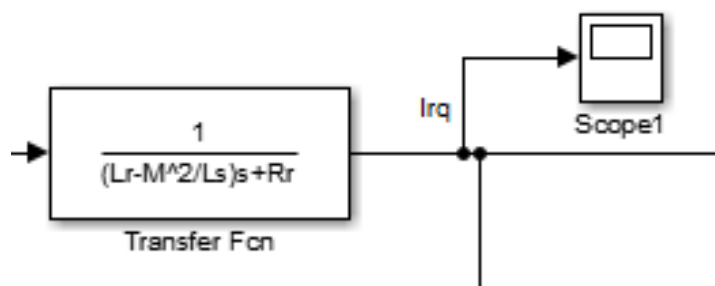


Figure 4.19 : sous bloc courant quadratique.

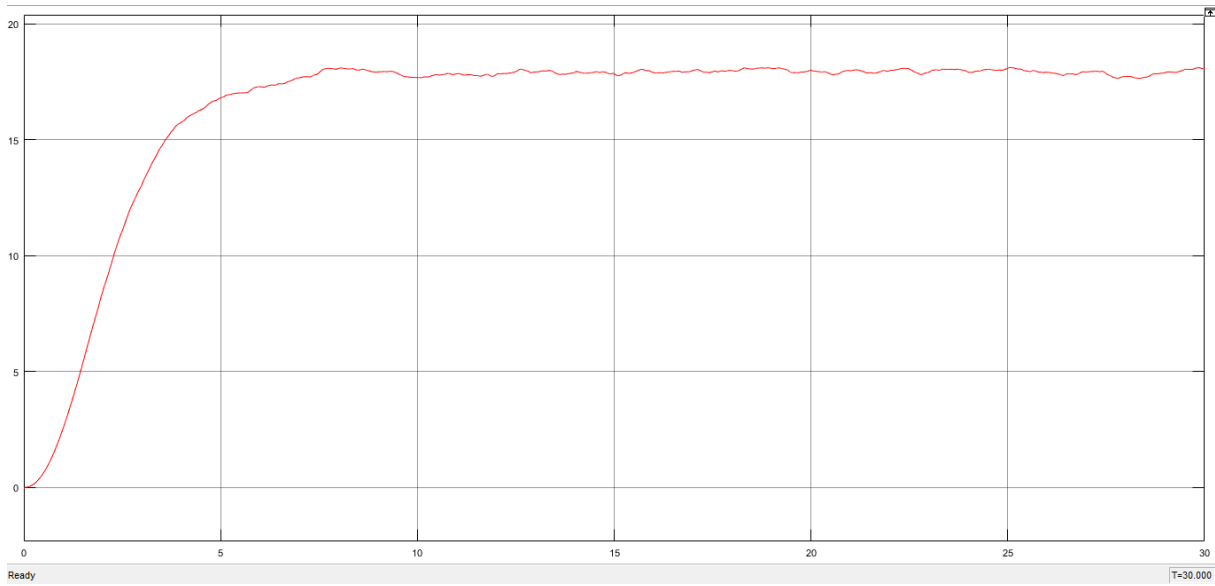


Figure 4.20 : évolution du courant quadratique I_{rq} .

- **Sous bloc courant direct :**

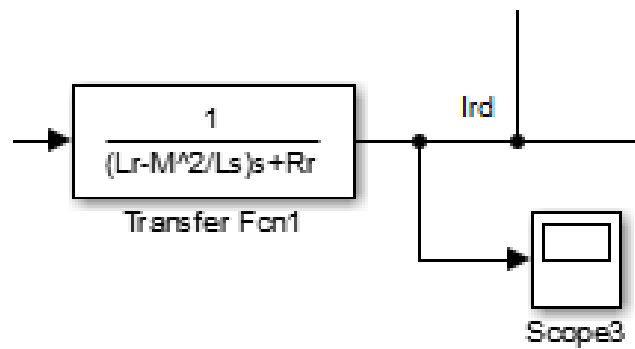


Figure 4.21 : évolution du courant direct

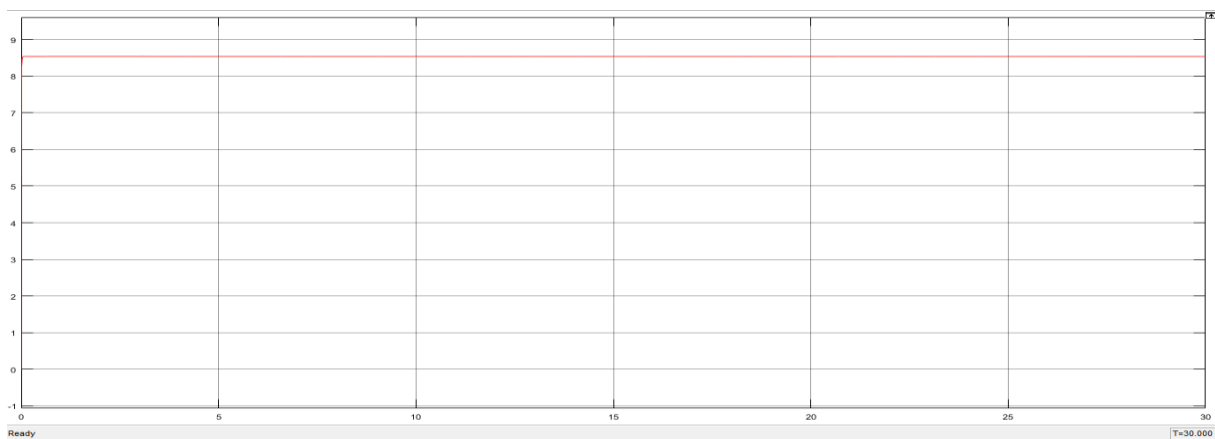


Figure 4.22 : évolution du courant direct.

- **Bloc courant statorique mesuré Q_{s_mes} :**

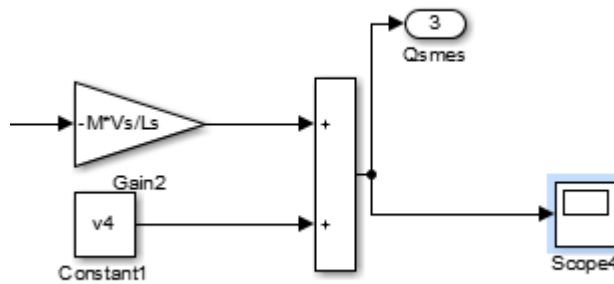


Figure 4.23 : sous bloc du courant statorique.

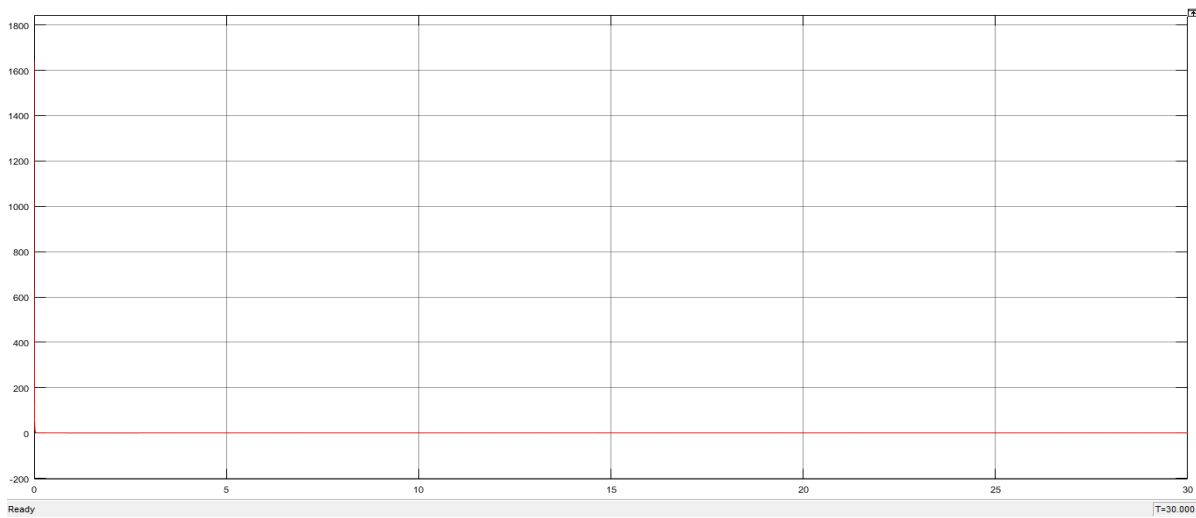


Figure 4.24 : évolution du courant statorique.

- **Sous bloc de puissance mesuré P_{mes} :**

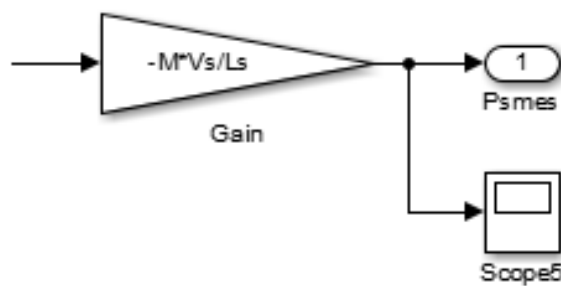


Figure 4.25 : sous bloc de puissance mesuré P_{mes} .

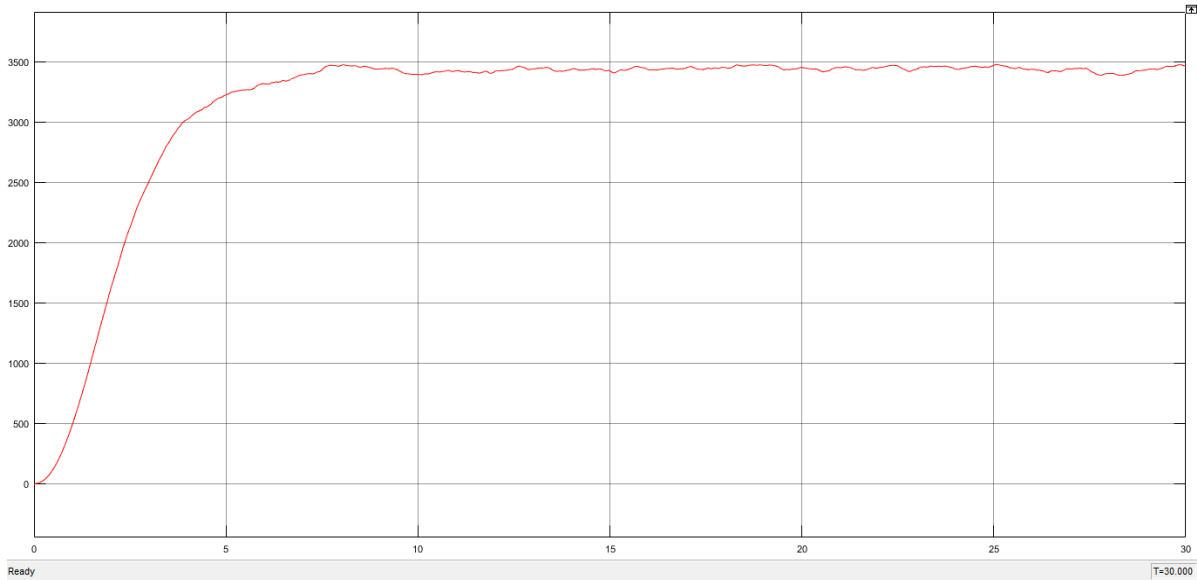


Figure 4.26: évolution de la puissance mesuré P_{mes} [watt].

- **Sous bloc de couple électromagnétique C_{em} :**

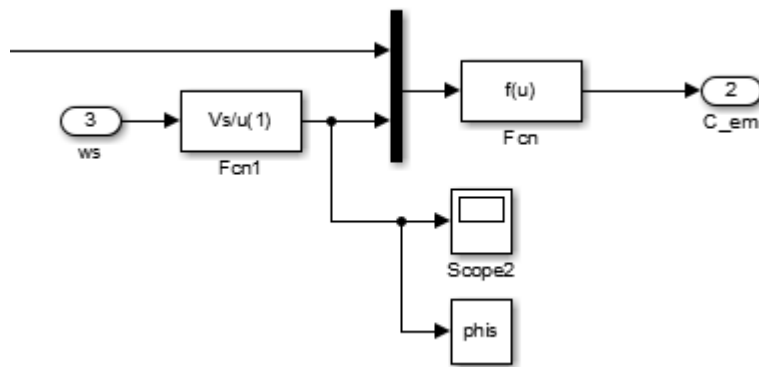


Figure 4.27 : sous bloc du couple électromagnétique C_{em} .

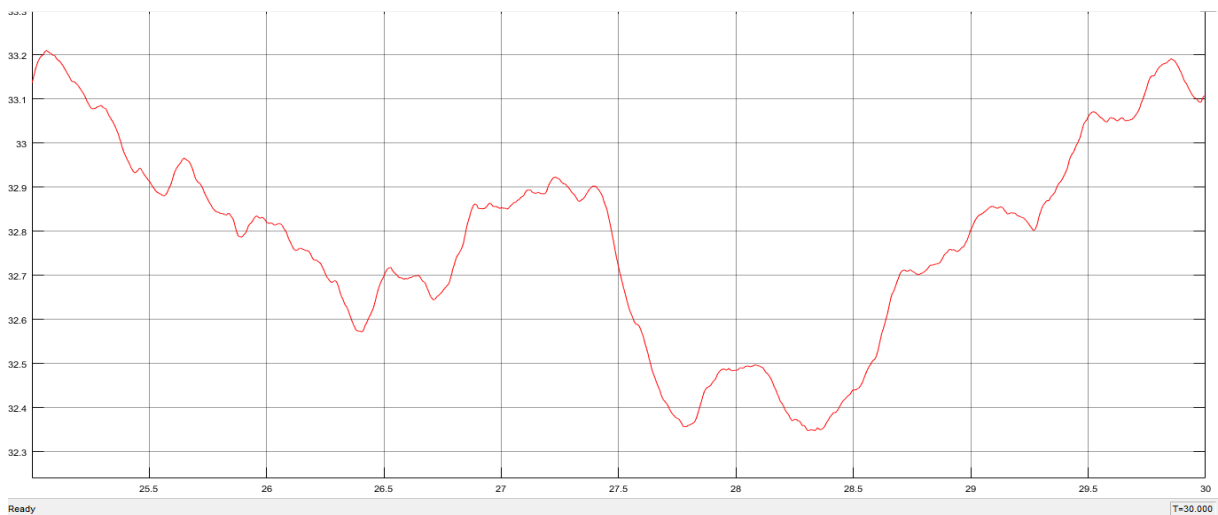


Figure 4.28 : évolution du couple électromagnétique C_{em} .

• **Bloc de la génératrice :**

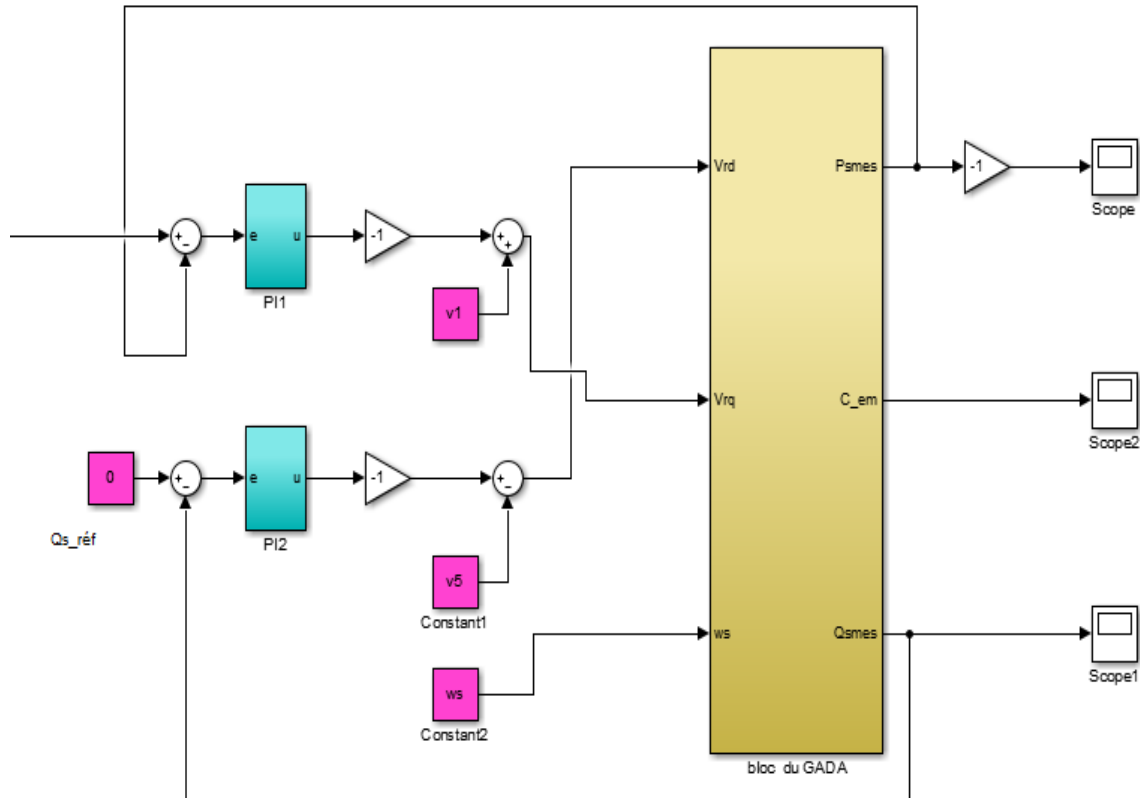


Figure 4.29 : Bloc de la génératrice.

❖ **Remarque :** pour relier la Turbine avec la génératrice on doit appliquer un bloc de commande vectoriel direct.

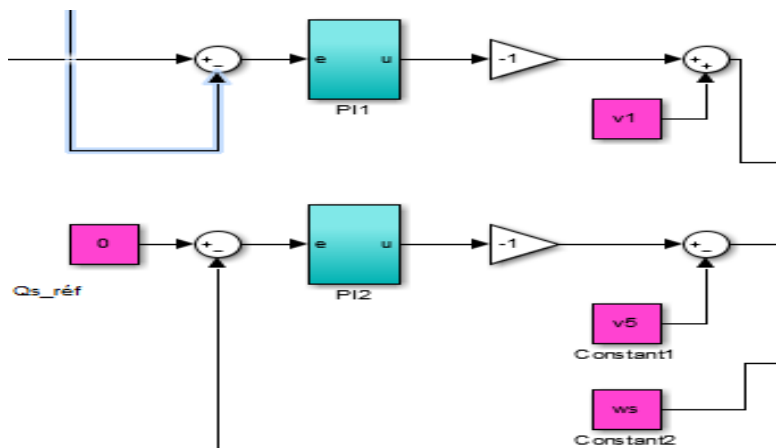


Figure 4.30 : commande vectorielle directe.

- **Comparaison entre la puissance de sortie de la turbine et la sortie de la génératrice :**

D'après les deux graphes suivants on constate que les deux allures se ressemblent (identique) ce qui prouve que le système éolien est en bon état.

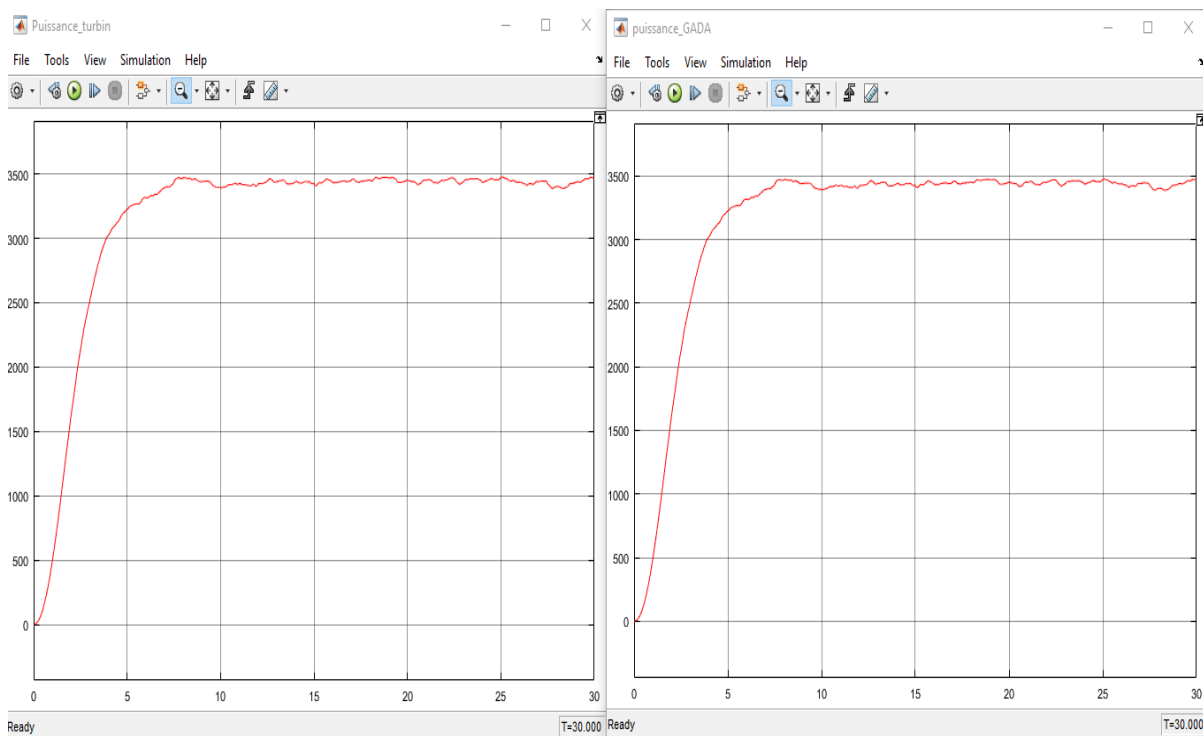


Figure 4.31 : comparaison des puissances.

• **Schéma Global du système éolien :**

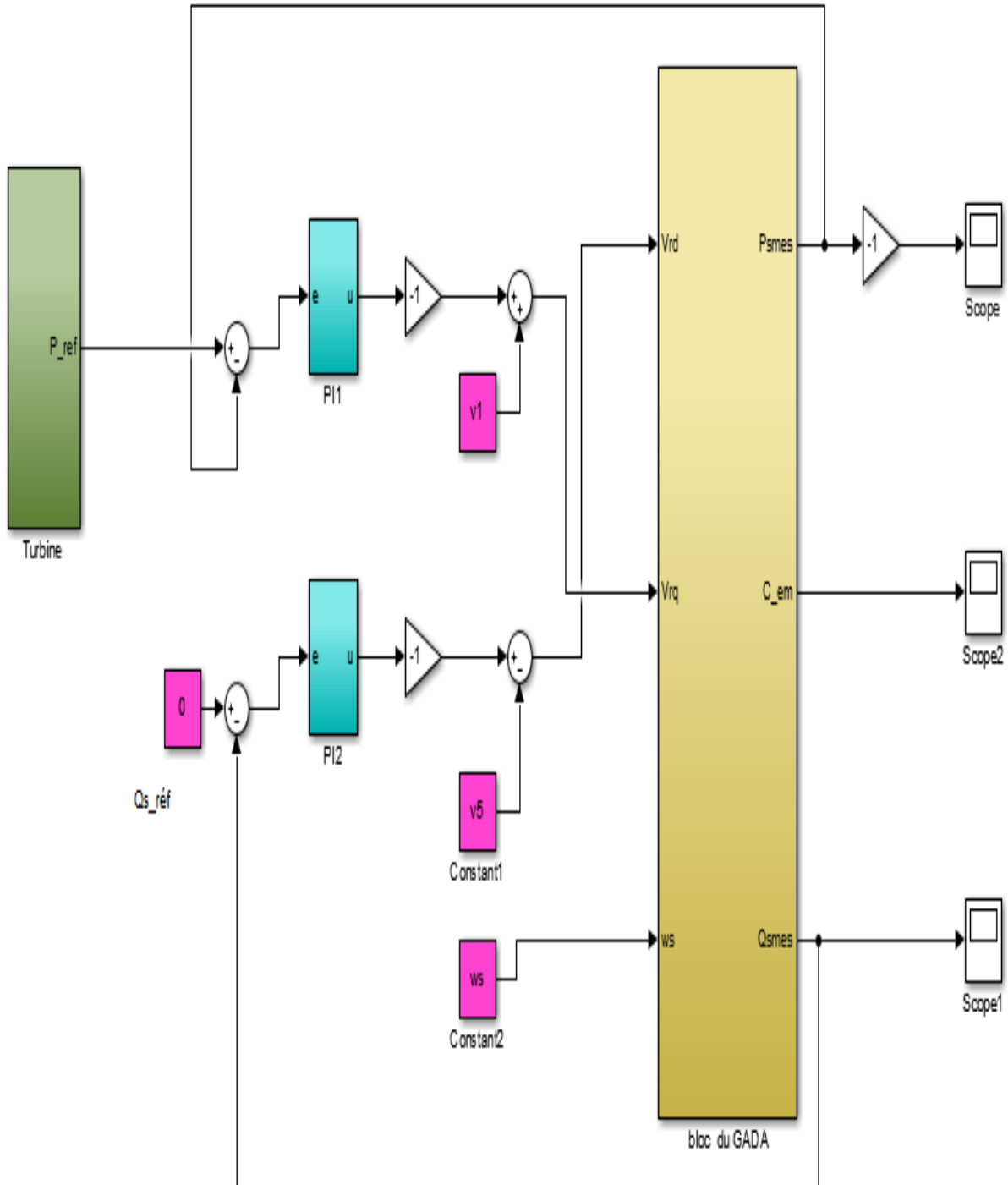


Figure 4.32 : Schéma Global du système éolienne.

4. Comportement du système éolien en présence de défauts :

4.1. défaut mécanique :

• Défaut aux niveaux des pales :

Pour simuler un défaut de pales on fait varier l'angle de calage, puisque le vent provoque une force de torsion sur les pales qui fait varier cet angle .

On prend les valeurs de l'angle de calage comme suivant :

$$\beta = 8^\circ$$

$$\beta = 9^\circ$$

$$\beta = 10^\circ$$

$$\beta = 11^\circ$$

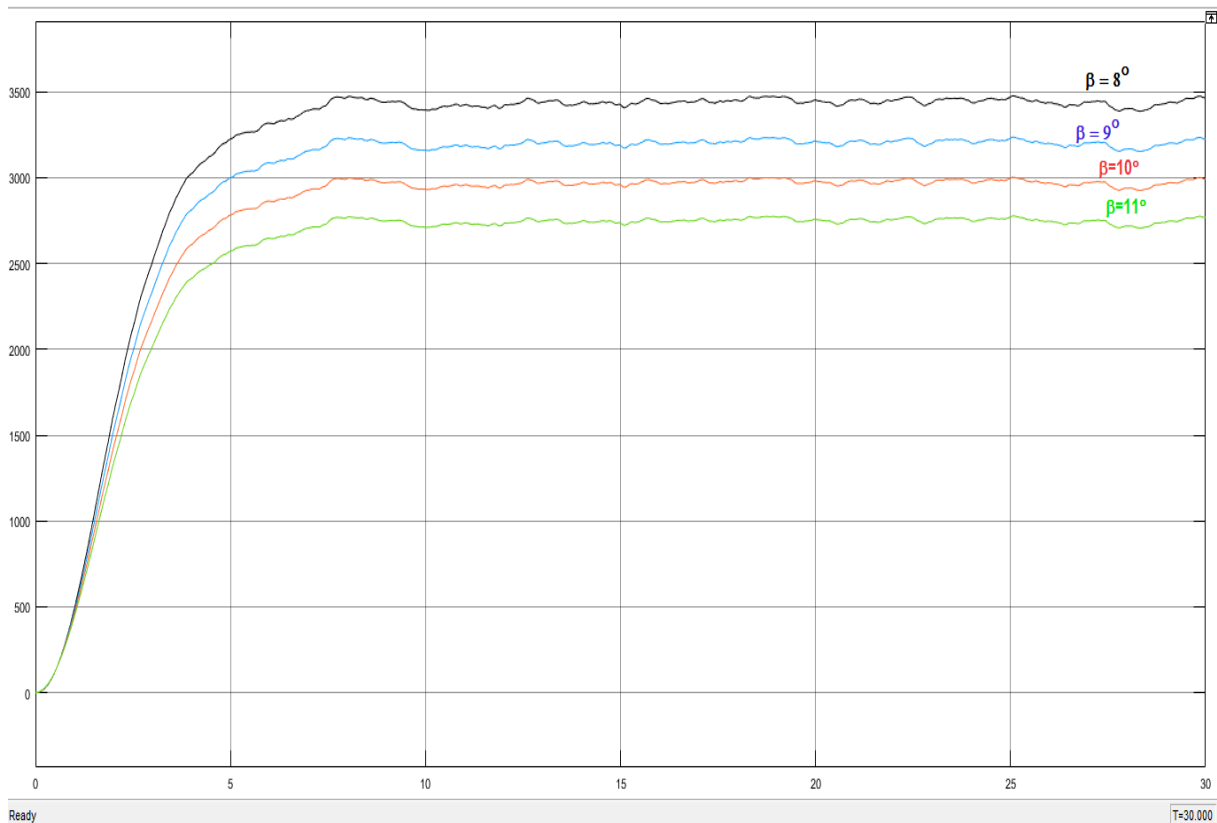


Figure 4.33 : évolution de la puissance en présence de défauts aux pales (β).

On remarque que la variation de la valeur nominale de puissance de la turbine dépend de la variation de l'angle de calage β , l'augmentation de cet angle est due de la force exercée par le vent sur les pales.

- **Défaut au multiplicateur (pignons) :**

Le réducteur de vitesse peut subir de défauts qui se caractérisent par une variation de coefficient de multiplication.

On simule les défauts par les pourcentages du fonctionnement du multiplicateur sous cités :

$G = 100\%$;(Etat sain) (Allure noir)

$G1 = 98\%$;(Défauts minime) (Allure rouge)

$G2 = 95\%$;

$G3 = 90\%$;

On prend les valeurs du multiplicateur G comme suivant :

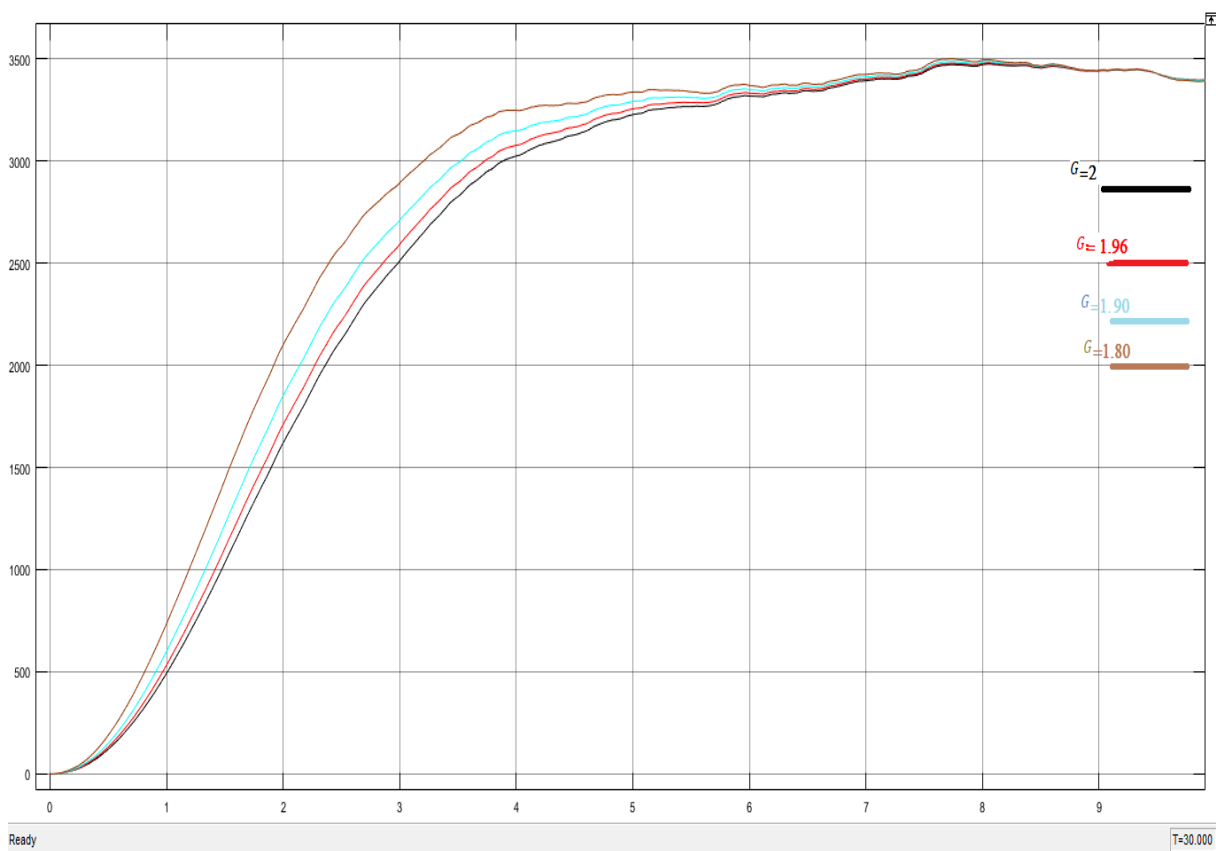


Figure 4.34 : évolution de la puissance en présence de défauts au multiplicateur (G).

On remarque que temps de la montée ou le temps du régime transitoire de la puissance dépend du multiplicateur G (Nombre des pignons),

Si :

L'un de ou des pignons est cassé donc on constat que le temps de montée ou le temps du régime transitoire va être rapide en comparant avec le nombre normal des pignons utilisé.

• Comportement du système en présence de deux défauts simultanément :

Dans ce cas-là nous avons considéré qu'on a deux défauts au même temps (défaut au niveau de pale et au niveau du réducteur).

On prend les valeurs des deux paramètres (β, G) comme suivants :

- $\beta=8^\circ$, • $G = 100\%$; (en couleur noir)
- $\beta=9^\circ$, • $G1 = 98\%$; (en couleur rouge)
- $\beta=10^\circ$, • $G2 = 95\%$; (en couleur orange)
- $\beta=11^\circ$, • $G3 = 90\%$; (en couleur verte)

Les résultats sont comme suivants :

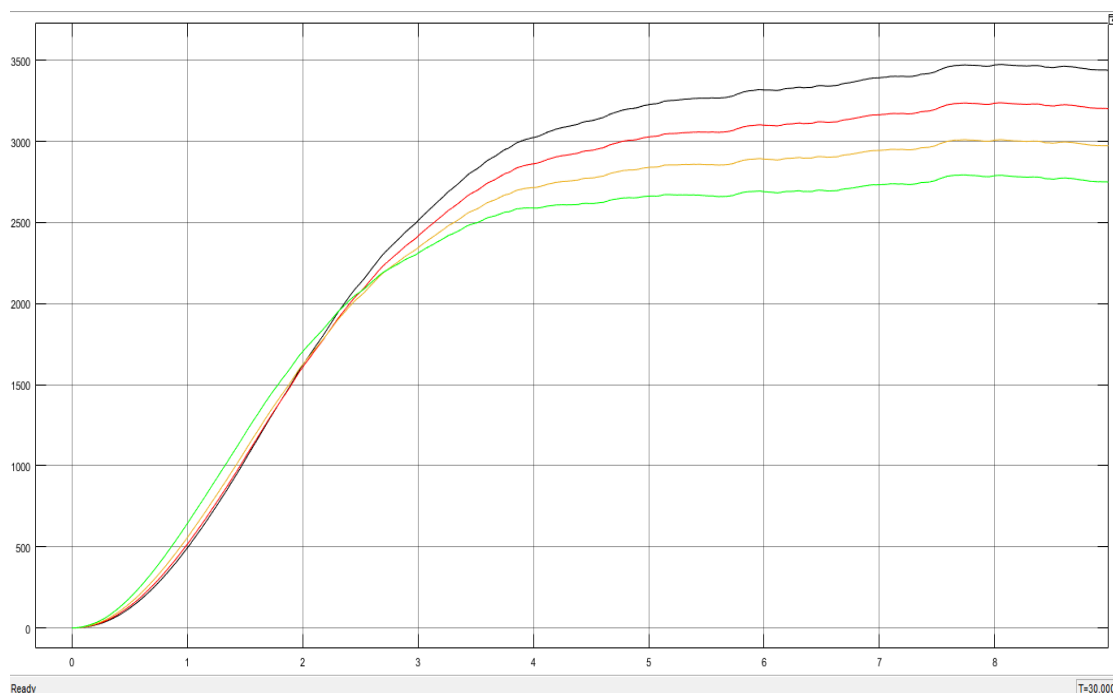


Figure 4.34 : évolution de la puissance en présence de défauts pales et multiplicateur.

On constate bien que La présence de défauts diminue les performances du système (la puissance diminue).

• Défaut au roulement :

Le palier à roulement se situe entre la turbine et la génératrice dans l'arbre secondaire, elle est simulé par le sous bloc de la figure 4.7.

Pour simuler un défaut on fait varier le pourcentage du fonctionnement roulement J comme suivant :

- $J = 100\%$; (en couleur bleu)
- $J_1 = 98\%$; (en couleur rouge)
- $J_2 = 95\%$; (en couleur orange)
- $J_3 = 90\%$; (en couleur verte)

Les résultats se présentent comme suivants :

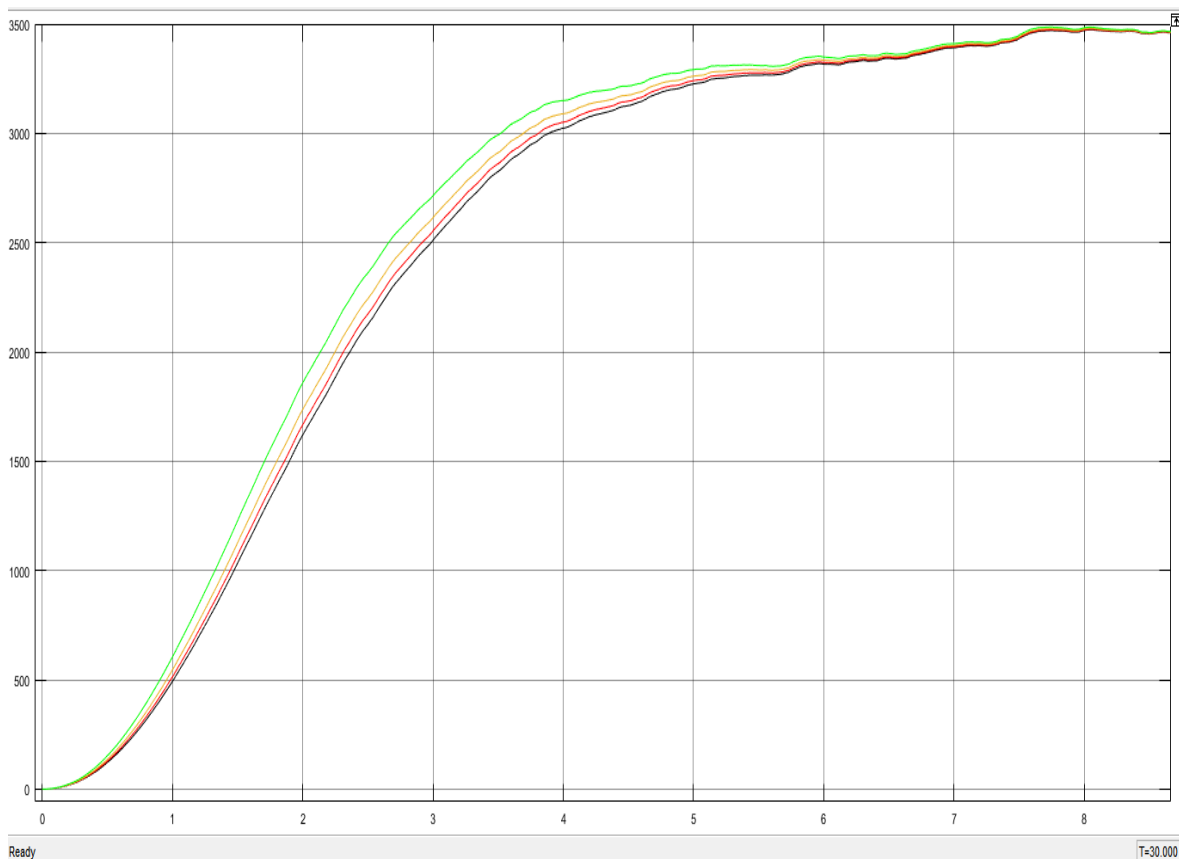


Figure 4.35 : évolution de puissance en présence de défauts de roulement.

La présence de défauts au niveau de roulement diminue la puissance.

4.2. Défauts Electriques :

Les divers défauts électriques sont :

- Court-circuit au niveau du stator
- Cassure de barre au niveau du rotor
- Excentricité du rotor
- Ect....

Dans notre cas nous nous sommes contentés seulement au cas de court-circuit au niveau du stator de la génératrice :

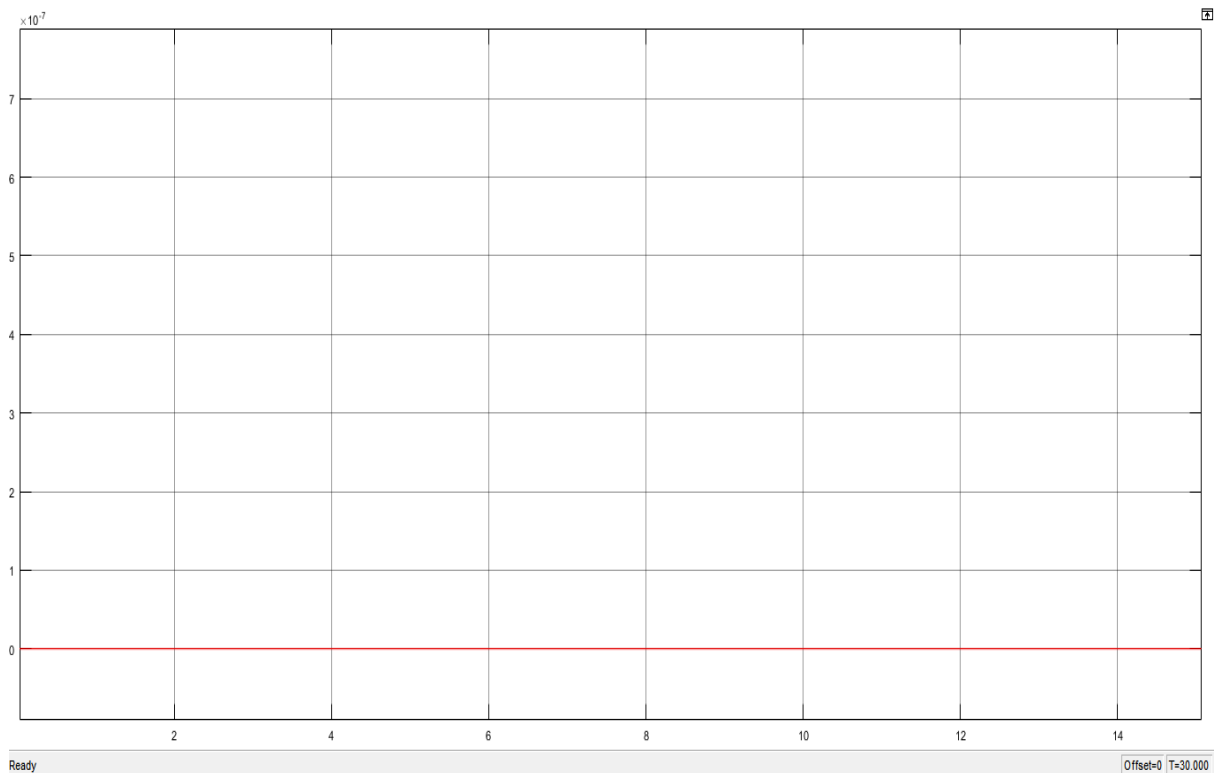


Figure 4.36 : évolution de la puissance en présence de défauts de stator.

C'est logique que le défaut de bobinage du stator diminue les performances de la génératrice et par conséquent du système.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons essayé de balayer le maximum de défauts qui peuvent se présenter dans le système éolien comme les défauts mécaniques et électriques. Nous nous sommes intéressés aux défauts les plus répondus, les résultats obtenus sont convainquants ils sont en bonne corrélation avec la réalité.

Nous avons pu mettre en évidence que la présence de défauts diminue la performance du système, une simple comparaison entre état sain et l'état actuel peut nous informer sur l'état (de santé) du système éolien et par conséquent dresser un planning de diagnostic et éventuellement une maintenance conditionnelle.

Conclusion générale :

Suite au tarissement des réserves actuelles de l'énergie fossile, et à l'augmentation de la demande mondiale en cette matière impérieuse.

Aujourd'hui l'éolienne est l'une des alternatives souhaitées pour combler le manque redouté.

Ce choix n'est pas sans conséquences selon rapport entre rentabilité-coût de maintenance.

A ce contexte notre étude rapporte tant d'éléments pour se rapprocher à la meilleure performance de fonctionnement d'une éolienne. Nous avons évalué beaucoup de contraintes qui représentent les défauts, on peut augmenter la puissance voulue en ajustant l'angle de calage des pales afin de capter le maximum de flux d'air et qui représente le défaut des pales, ainsi que le facteur du multiplicateur (réducteur à engrenage) pour transmettre le rendement maximal de la turbine vers l'arbre secondaire et qui représente les défauts des engrenages. Ces deux paramètres représentent les défauts mécanique de l'éolien.

Le défaut électrique se situe au niveau de la génératrice, les résultats obtenus sont encourageants puis que tout dysfonctionnement peut se manifesté sur l'allure de l'évolution de l'énergie ou la puissance produite par l'éolien.

Une simple comparaison entre l'allure de l'évolution de l'énergie entre état sain et état actuel peut nous renseigner sur le bon fonctionnement du système éolien.

Symbole et paramètres

Symbole :

AC : Courant alternative

DC : Courant Continue

CV : Commande Vectorielle

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

MADA : Machine asynchrone à double alimentation

GADA : Générateur asynchrone à double alimentation

P : Constante de Laplace

K_p : Gain proportionnel

K_i : Gain integral

[X]sabc : Grandeurs statorique

[X] rabc : Grandeurs rotorique

[X] dq : Grandeurs dans le repère Park

$[\varphi_{ds} \varphi_{qs} \varphi_{dr} \varphi_{qr}]$: flux statoriques et rotoriques dans le repère de Park.

$[i_{ds} i_{qs} i_{dr} i_{qr}]$: Courants statoriques et rotoriques dans le repère de Park

$[v_{ds} v_{qs} v_{dr} v_{qr}]$: tensions statoriques et rotoriques dans le repère de Park

$[\Phi_{sa} \Phi_{sb} \Phi_{sc}]$: flux statoriques dans le repère triphasé

$[\Phi_{ra} \Phi_{rb} \Phi_{rc}]$: flux rotoriques dans le repère triphasé

$[i_{sa} i_{sb} i_{sc}]$: Courants statoriques dans le repère triphasé

$[i_{ra} i_{rb} i_{rc}]$: Courants rotoriques dans le repère triphasé

T s : Constante de temps statorique

R_s : Résistance d'un phase statorique

R : Résistance d'un phase rotorique

L_s : Inductance propre d'une phase statorique

L_r : Inductance propre d'une phase rotorique

M_s : Inductance mutuelle entre deux phases du stator

M_r : Inductance mutuelle entre deux phases du rotor

M_{sr} : La valeur maximale de l'inductance mutuelle entre une bobine statorique et une bobine rotorique

L_s : Inductance cyclique statorique

L_r : Inductance cyclique rotorique

L_m : Inductance mutuelle cyclique entre l'enroulement du stator et celle du rotor

L_{os} : Inductance homopolaire statorique

L_{or} : Inductance homopolaire rotorique

G : Glissement

P : Nombre de paires de pôles
 ω_s : Pulsation statorique
 ω_r : Pulsation rotorique
 ω_m : Pulsation mécanique
 θ_s : Angle de stator
 θ_r : Angle de rotor
 C_e : Couple électromagnétique
 C_r : Couple résistant
 J : Moment d'inertie
 F : Coefficient de frottement
 T_r : Constant de temps rotorique
 P_s : Puissance active statorique
 C_p : Le coefficient de puissance
 β : L'angle de calage des pâles
 R : Le rayon des pales
 P : Nombre des pâles
 λ : La vitesse spécifique de l'éolienne ou ratio de vitesse

Les paramètres :

➤ *Pour la turbine :*

$R_t=3.19$; %rayon de la turbine (m)
 $G=2$; %coefficient de multiplication
 $\rho=1.225$; %la masse volumique de l'air($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)
 $f=0.0024$; %coefficient du frottement visqueux
 $J=7.68$; %L'inertie
 $\%P=2$; %Le nombre de pair de pâles.
 $F=50$; %la fréquence(Hz)
 $\omega_s=2*\pi*F$ %la pulsation statorique (rad/s).

➤ *Pour la GADA :*

$P=3$; %Nombre de paires de poles
 $M=0.082$;
 $L_s=0.094$; %Inductance cyclique statorique
 $L_r=0.088$; %Inductance cyclique rotorique
 $R_s=0.95$; %Résistance statorique
 $R_r=1.8$; %Résistance rotorique

```
g=0.03;           %Moment d'inertie
ws=2*pi*50;       %vitesse angulaire statorique
wr=320;           % vitesse angulaire rotorique
Vs=220;
Tr=Lr/Rr;
Ts=Ls/Rs;
sigma=1-(M^2/(Ls*Lr));
v1=g*M*Vs/Ls;
v2=g*ws*(Lr-M^2/Ls);
v3=v2;
v4=Vs^2/(ws*Ls);
v5=Rr*Vs/(M*ws);
%v5=v4
KV_s=-1000000
KV_q=-1000000
Vrq : entrée vitesse quadratique
Vrd : entrée vitesse direct
Psmes : puissance mesuré
C_em : couple électromagnétique
Qsmes : courant statorique mesuré
```

Références

- [1] :https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_%C3%A9lectrique
- [2] : SELON Le classement mondial des pays producteur d'électricité par l'énergie éolienne
[<https://www.lesechos.fr/2010/05/reperes-eolien-les-10-premiers-pays-producteurs-440714>]
- [3] : <https://www.connaissancedesenergies.org/le-point-sur-le-developpement-du-parc-eolien-mondial>
- [4] : S.M. Boudia, "Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie ", Thèse de Doctorat. Université de Tlemcen, 2013.
- [5] : Dehoum Fawzi & Djeddou Lakhdar, Cheriat El hachemi «Commande vectorielle d'une génératrice asynchrone double alimentation «GADA» pour l'utilisation de l'énergie éolienne», Thèse de d'ingénieur, Université M'sila, 2011.
- [6] : Saki Ali & Belaidi Mourad «Etude d'un Générateur Asynchrone dans La Production d'Énergie Electrique par Eolienne», Thèse de d'ingénieur, Ecole Nationale Polytechnique, 2006.
- [7] : Frédéric POITIERS «Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne», Thèse de doctorat, Université de Nantes, Décembre 2003.
- [8]: Lau B C P, Ma E W M, Pecht M, Review of O_shore "Wind Turbine Failures and Fault Prognostic Methods", In Proceedings of IEEE Prognostics and System Health Management (PHM), 2012, pages : 1-5.
- [9] : L. W. M. M. Rademakers, A. J. Seebregts, B. A. V. D. Horn, J. N. T. Jehee, B. M. Blok, Methodology for probabilistic safety assessment of wind turbines , PSA of Wind Turbine, ECN-C-93-010, March 1993
- [10]: I. Cotton et al, Lightning protection for wind turbine blades and bearings , Wind Energy, pp. 23{37, 2001.
- [11]:Yassine Amirat, Mohamed El Hachemi Benbouzid, Elie Al-Ahmar, Bachir Bensaker and Sylvie Turri, A Brief Status on Condition Monitoring and Fault Diagnosis in Wind Energy Conversion Systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews 3, 9 (2009) 2629-2636..
- [12]:S.G.M. Kramer et al, Fiber optic sensor network for lightning impact localization and classification in wind turbines , in Proceedings of IEEE ICMFIIS'06, vol. 2, pp. 173-178, Heidelberg (Germany), September 2006
- [13]:Lau B C P, Ma E W M, Pecht M, Review of O_shore Wind Turbine Failures and Fault Prognostic Methods, In Proceedings of IEEE Prognostics and System Health Management (PHM), 2012, pages : 1-5.
- [14]:The Confederation of Fire Protection Association CFP A Europe, Wind turbines _re protection Guideline, CFP A-E N : 22 :2010 F, April 2010.
- [15]:Lau B C P, Ma E W M, Pecht M, Review of O_shore Wind Turbine Failures and Fault Prognostic Methods, In Proceedings of IEEE Prognostics and System Health Management (PHM), 2012, pages : 1-5.
- [16]:L. W. M. M. Rademakers, A. J. Seebregts, B. A. V. D. Horn, J. N. T. Jehee, B. M. Blok, Methodology for probabilistic safety assessment of wind turbines, PSA of Wind Turbine, ECN-C-93-010, March 1993.

- [17]: BOUKHAMKHAM, Hassen. Diagnostique des défaillances dans une machine asynchrone utilisée dans une chaîne éolienne. 2011. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider Biskra. République Algérienne Démocratique et Populaire.
- [18] : Poitiers Frédéric, "ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE - Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau". Thèse de doctorat. Université de Nantes, 2003
- [19]: Camblong, Haritza. Minimisation of the wind perturbations impact on the generation of electricity by variable speed wind turbines. 2003. Thèse de doctorat. Arts et Métiers ParisTech.
- [20] : AMEZIANE, Sadek. Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien. 2009. Thèse de doctorat. Univ-bouira. Dz ; Université Bouira ; univ bouira.
- [21] : AZZOUZ, Tamaarat. Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA. 2015. Thèse de doctorat. Université Mohamed KhiderBiskra.
- [22] :Tameghe, Theubou et ANDY, Tommy. Modélisation et simulation d'un système de jumelage éolien-diesel alimentant une charge locale. 2012. Thèse de doctorat. Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue
- [23]:Rapport « ReGrid : Notions élémentaires sur l'énergie éolienne », Renewables Academy (RENAC) AG, Schönhauser Allee 10-11, 10119 Berlin (Germany)
- [23] DUBOIS, Corinne. Le guide de l'éolien, techniques et pratiques. Éditions Eyrolles, 2009.
- [24] : Pascal Krafczyk. Modélisation et mise en œuvre d'une chaîne de production éolienne à base de la MADA, Mémoire diplôme d'Ingénieur, Conservatoire National des Arts et Métiers Centre Régional Associé de Lorraine Centre d'enseignement de Nancy 2013
- [25] : Gaillard, A. (2010). Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service (Doctoral dissertation, Université Henri Poincaré-Nancy
- [26] : T. Ghennam, « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation » ; Thèse de Doctorat de l'Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Algérie, Septembre 2011.
- [27] : DJERIRI, Youcef et MEROUFEL, Abdelkader. Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle. 2015. Thèse de doctorat. UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES, République Algérienne Démocratique et Populaire
- [28] : EL AIMANI, Salma. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. 2004. Thèse de doctorat. École Centrale de Lille.
- [29] : A. Dendouga, « Contrôle des puissances actives et réactive de la machine asynchrone à double alimentation (DFIM) » ; Thèse De Doctorat en Electrotechnique, Université de Batna, Algérie, Février 2010.
- [30] :S. Khojet El Khil, « Commande vectorielle d'une machine asynchrone doublement alimentée (MADA) », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, Décembre 2006.
- [31]:G. Salloum, « Contribution à la commande robuste de la machine asynchrone à double alimentation » ; Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Mars 2007.
- [32]:P. E. Vidal, « Commande non linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation » ; Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse, Décembre 2004.
- [33] :B. Robyns, B. François, Ph. Degobert et J-P. Hautier, « Commande vectoriel de la Machine asynchrone »; Edition Technip, Paris, 2007.
- [34] : « Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable » Thèse de magister Université de Batna, Soutenu le 17/10/2010.
- [35]: « Modélisation et simulation de machines électriques » Ellipses édition 2011.
- [36]: « Wind power in power systems »; John Wiley and Sons, Ltd, Londres, 2005.
- [37]: HACIL, Mahieddine. Amélioration des performances des énergies éoliennes. 2012.