

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY

جامعة باجي مختار- عنابة

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA

Année 2015/2016



Faculté des Sciences de l'Ingénierat
Département d'électrotechnique

THESE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT

ETUDE DE L'EFFET DE DEFAUT SUR LE COMPORTEMENT
DYNAMIQUE DE LA MACHINE ASYNCHRONE

Option : Commande Electrique

Par : Zerzouri Nora

DEVANT LE JURY :

Pr. OUARI Ahmed	Prof	Université d'Annaba	Président
Pr. LABAR Hocine	Prof	Université d'Annaba	Rapporteur
Pr. MOUSSAOUI Abdelkrim	Prof	Université de Guelma	Examineur
Pr. DIB Djalel	Prof	Université de Tébessa	Examineur
Dr. KECHIDA Sihem	MCA	Université de Guelma	Examinatrice
Dr. SOLTANI Fatma	MCA	Université d'Annaba	Examinatrice

Louange à **ALLAH**, le miséricordieux, sans Lui rien de tout cela n'aurait pu être. Je remercie **ALLAH** qui m'a orienté au chemin du savoir et les portes de la science. Je tiens à remercier vivement tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à l'élaboration de cette thèse. Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au sein du département d'électrotechnique, faculté des sciences de l'ingénieur, Université Badji Mokhtar – Annaba.

Mes premiers remerciements s'adressent profondément à Monsieur **LABAR HOCINE**, Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, pour son encadrement et les conseils avisés qu'il a su me prodiguer tout au long de ces années. Il reçoit ici l'expression de mon profond respect et de toute ma reconnaissance.

J'exprime mes sincères remerciements à Mademoiselle **KECHIDA SIHEM**, Maître de Conférences à l'Université 8 mai 1945 Guelma, au sein du laboratoire de recherche LAIG, d'avoir codirigée cette thèse, pour sa disponibilité permanente et pour ses conseils pertinents et avisés.

Je remercie Monsieur **OUARI AHMED**, Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.

Je tiens également à remercier :

Le Professeur **DIB DJALEL** enseignant à l'Université Larbi Tébessi de Tébessa, le Professeur **MOUSSAOUI ABDELKRIM** enseignant à l'Université 8 mai 1945 Guelma, et Madame **SOLTANI FATMA**, Maître de Conférences à l'Université Badji Mokhtar – Annaba pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant d'examiner ma thèse et pour leur participation à mon jury.

Mes remerciements vont également à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à finaliser cette thèse et qui ont contribué dans ma formation.

Je tiens aussi à exprimer en dernier mes remerciements à tous ceux qui ont eu la gentillesse d'assister à la soutenance de cette thèse.

Je dédie ce travail :

- A mes chers parents, qui n'ont jamais cessés de prier pour moi, que dieu les protège,
- A mon Mari, à mes chers enfants « Kawther » et « Youcef »,
- A mes chers frères et sœurs,
- A tous mes collègues et amies.

ملخص:

نمت صناعة تور بينات الرياح بشكل كبير خلال السنوات الأخيرة. وتستند الطوبولوجيا الأكثر استخداماً في نظام التحويل الكهربائي لمحطات طاقة الرياح في نطاق ميغاوات على ما يسمى مولدة لا تزامنية ذات التغذية المزدوجة. وميزة هذا الهيكل تكمن في التكلفة الأولية منخفضة مقارنة طوبولوجيا بديلة. هذا النوع من التور بينات الرياحية يستخدم سرعة مضاعفة العناد الذي يضبط سرعة دوران عالية من مولدة لا تزامنية ذات التغذية المزدوجة إلى انخفاض سرعة دوران تور بينات الرياح. يتطلب هذا المكون ارتفاع تكاليف الصيانة بسبب مشاكل الاعتمادية الرئيسية المرتبطة تور بينات الرياح التي تستخدم مدى. على سبيل المثال، يتعرض المضاعف للضغوط العالية خلال الأنظمة الأعطال الكهربائية التي يمكن أن تحدث على الشبكة الكهربائية أو وجود خلل في القوى التي تمارس على ريش التور بينات. على الرغم الصناعية قد وضعت مضاعفات السرعة التي تكيف بشكل أفضل في مجال تور بينات الرياح، يبدو أنه لا يوجد حل شامل ومبتكر قد اقترح لمعالجة هذه المشكلة.

يقترح هذا العمل طريقة التي يمكن أن تجعل التشخيص المبكر للأسنان مكسورة والمكان في علبه التروس قبل انقطاع التيار الكهربائي. نمذجة العيوب داخل علبه التروس التور بينات بواسطة تقنية مكونات متناظرة يقترح بنجاح ولأول مرة في مجال التشخيص، (وعادة ما تستخدم هذه التقنية في خطوط شبكة الكهرباء لتحليل دوائر قصيرة)، والذي يرتبط إلى تحليل استجابة التردد. وعلاوة على ذلك، كما أنه من المستحيل لتثبيت أجهزة استشعار في أجزاء مختلفة للكشف عن زيادة في درجة الحرارة والاهتزاز بسبب خطأ في داخل علبه التروس، تشخيص أخطاء دون أجهزة الاستشعار على أساس تحليل للإشارة الطاقة المولدة من التور بينات الرياحية قد تم تقديمها بتفصيل. وبالإضافة إلى ذلك، فإن ميزة هذا العمل هي نمذجة القوات الغير المتوازنة التي هي سبب كسور الأسنان على كل من رمح بطيئة ورمح سريع من علبه التروس، التي لم تكن ابدا في الاعتبار. وقد ثبت أن هذا الاقتراح يعين الموقع الدقيق للأسنان المكسورة والعجلة المعنية في علبه التروس.

لإثراء العمل لدينا، ساهمنا في الدراسة والسيطرة على تور بينات الرياح لا تزامنية ذات التغذية المزدوجة بهدف استغلال طاقة الرياح لإنتاج الطاقة النظيفة من دون تلوث. أولاً، قدمنا نماذج رياضية من كل عنصر من مولد طاقة الرياح (العنفه الهوائية MPPT+ وتحكمها المولد اللاتزامني مزدوج التغذية وتحكمه الشعاع). طبقنا مكافئة ناقلات للسيطرة على الطاقة النشطة وقوة رد الفعل مع استخدام العاكس التي تسيطر عليها تقني SVPWM و SPWM لتحسين جودة الطاقة الكهربائية لحقن خط كهرباء حيث تم إجراء محاكاة في ظل بيئة **Matlab/Simulink**

كلمات مفتاحية: طاقة الرياح المولد اللاتزامني مزدوج التغذية ; علبه التروس ; التشخيص ; تقنية مكونات متناظرة ; القوات الغير المتوازنة ; استجابة التردد.

During the last few years, the wind turbine industry experienced an impressive growth. The most used topology of electromechanical conversion system for wind power plants in the MW range is based on the so-called Doubly-Fed Induction Generator (DFIG). The advantage of this topology lies in a reduced initial cost compared to alternative topologies. The DFIG based wind turbine uses a gearbox to adapt the generator's high rotating speed to the turbine's low rotating speed. This mechanical component, presenting high maintenance costs, is presently the major cause of reliability problems in DFIG based wind turbines. For instance, during severe grid fault conditions (i.e. short-circuits) the gearbox is mechanically stressed. Although the new gearbox generation has been improved to better fit to the wind industry constraints, one can notice that no new and innovative solutions have been proposed to cope with this problematic.

The present work proposes a method, which permits an early diagnosis of the teeth healthy before the blackout and its isolation in the gearbox. The modeling of defaults inside the turbine gearbox by symmetrical components technique is proposed successfully and for the first time in the field of diagnostics, (usually this technique is used in the power grid lines short circuits analysis) associated to frequency response analysis. In addition, as it is impossible to install sensors at different parts, the increase in temperature and vibration inside the gearbox due to default, a sensor-less faults diagnosis based on the analysis of power signal generated by the wind turbine is presented and detailed. Furthermore, the peculiarity of this work is the modeling of unbalance forces caused by teeth failure on both the slow shaft and the fast shaft of the gearbox, which has never been considered before. It has been proven that this proposal allows a precise isolation of the broken tooth and the concerned gear inside the gearbox.

As contribution, we present is study and control of the asynchronous wind turbine double-fed which aims to exploit the energy of the wind to produce clean energy without pollution. First, we presented mathematical models of each element of the wind generator (wind turbine and its MPPT controller + generator and vector control). We applied the vector control to control the active and reactive power with the use of an inverter controlled by the SPWM and SVPWM technique to improve the quality of electrical energy to inject the power line where in the simulation was performed with the software Matlab / Simulink.

Keywords: Wind energy; double fed induction generator; Gearbox; Diagnosis; Symmetrical component; Frequency domain; imbalanced blade forces.

L'industrie des aérogénérateurs a connu une croissance spectaculaire au cours des dernières années. La chaîne de conversion électromécanique la plus employée dans le domaine de puissance de l'ordre du MW utilise une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA). L'avantage principal de cette solution concerne son coût initial qui est réduit par rapport aux topologies concurrentes. Ce type d'aérogénérateur utilise un multiplicateur de vitesse à engrenages qui adapte la vitesse de rotation élevée de la MADA à la basse vitesse de rotation de la turbine éolienne. Cette composante qui nécessite des coûts de maintenance élevés est à l'origine des principaux problèmes de fiabilité associés aux aérogénérateurs qui utilisent la MADA. Par exemple, le multiplicateur est soumis à de fortes contraintes lors des régimes de défauts électriques qui peuvent survenir sur le réseau électrique ou à un déséquilibre des forces exercées sur les pales de la turbine. Bien que les industriels aient développé des multiplicateurs de vitesse qui s'adaptent mieux au domaine des aérogénérateurs, il apparaît qu'aucune solution globale et innovatrice n'a été proposée pour faire face à cette problématique.

Le présent travail propose une méthode qui peut faire un diagnostic précoce de la dent cassée et son emplacement dans la boîte de vitesses, avant la panne générale. La modélisation des défauts à l'intérieur de la boîte de vitesses de turbine par la technique des composants symétriques est proposée avec succès et pour la première fois dans le domaine du diagnostic (généralement cette technique est utilisée pour l'analyse de la puissance de court-circuit dans les lignes du réseau électrique), associée à l'analyse de la réponse en fréquence. En outre, comme il est impossible d'installer des capteurs dans différentes parties pour détecter l'augmentation de la température et les vibrations à l'intérieur de la boîte de vitesses en raison de défaut, un diagnostic de panne sans capteur basé sur l'analyse du signal de puissance générée par l'éolienne est présentée et détaillée. En outre, la particularité de ce travail est la modélisation des forces déséquilibrées qui ont pour cause des dents cassées à la fois sur l'arbre lent et l'arbre rapide de la boîte de vitesses, qui n'a jamais été pris en considération. Il a été prouvé que cette proposition permet une localisation précise de la dent cassée et la roue concernés à l'intérieur de la boîte de vitesses.

Pour enrichir notre travail, on a contribué à l'étude et à la commande de l'aérogénérateur asynchrone à double alimentation dont l'objectif d'exploiter de l'énergie du vent afin de produire une énergie propre sans pollution. Tout d'abord, nous avons exposé les modèles mathématiques de chaque élément de l'aérogénérateur (la turbine éolienne et sa commande MPPT + le générateur et sa commande vectorielle). Nous avons appliqué la commande vectorielle pour contrôler la puissance active et réactive avec l'utilisation d'un onduleur commandé par la technique SPWM et SVPWM pour améliorer la qualité d'énergie électrique à injecter au réseau électrique où la simulation a été effectuée sous l'environnement Matlab/Simulink.

Mots clés : énergie éolienne ; machine asynchrone à double alimentation ; boîte de vitesse ; diagnostic ; composants symétriques ; déséquilibres des forces ; domaine fréquentiel.

Table des matières	V
Liste des figures	X
Liste des tableaux	XIII
Notations et Symboles	XIV
Introduction Générale	1

Chapitre 1

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTEMES ÉOLIENS

1.1 Introduction	4
1.2 Principe de base de l'éolien.....	4
1.2.1 Turbines éoliennes à axe horizontal	5
1.2.2 Turbines Eoliennes à Axe Vertical (VAWT).....	6
1.2.2.1 Aérogénérateurs à rotor de Darrieus.....	6
1.2.2.2 Aérogénérateurs à rotor de Savonius	7
1.3 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal.....	7
1.4 Avantages et désavantages de l'énergie éolienne.....	9
1.5 Energie cinétique du vent(V_f).....	10
1.5.1 Principe de conversion.....	10
1.5.2 Production optimal de l'énergie.....	12
1.5.3 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....	14
1.5.4 Régulation électrique de la puissance d'une éolienne.....	16
1.5.4.1 Applications isolées.....	16
1.5.4.2 Applications raccordées au réseau électrique.....	16
1.6 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....	17
1.6.1 Les éoliennes à vitesse fixe.....	17
1.6.2 Intérêt de la vitesse variable.....	18
1.6.3 Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator.....	19
1.6.4 Eolienne à vitesse variable à base de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA).....	20
1.7 Différentes défaillances dans les systèmes éoliens.....	21
1.7.1 Les défaillances du contrôle électrique.....	25
1.7.2 Les défaillances du système d'orientation.....	25

1.7.3 Les défaillances du réseau.....	25
1.7.4 Les défaillances hydrauliques.....	25
1.7.5 Les défaillances des pales.....	26
1.7.6 Défauts dans les génératrices électriques.....	26
1.7.8 Les défaillances de la boîte de vitesses.....	27
1.8 Conclusion.....	27
Références.....	28

Chapitre 2

MODÉLISATION ET STRATEGIE DE COMMANDE DE LA TURBINE ÉOLIENNE

2.1 Introduction.....	31
2.2 Modélisation de l'éolienne.....	31
2.2.1 Modélisation de la vitesse du vent.....	32
2.2.2 Modélisation du coefficient de puissance.....	32
2.2.3 Modèle du multiplicateur.....	34
2.2.4 Equation dynamique de l'arbre de la turbine.....	35
2.2.5 Simulation du modèle de la turbine éolienne fonctionnant à vide.....	36
2.3 Extraction du maximum de la puissance du vent.....	38
2.3.1 Bilan de puissance.....	38
2.3.2 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.....	40
2.3.3 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse.....	43
2.4 Conclusion.....	47
References.....	48

Chapitre 3

MODELISATION ET COMMANDE VECTORIELLE DE LA MACHINE ASYNCHRONE A DOUBLE ALIMENTATION

3.1 Structure de la machine.....	50
3.2 Application des machines asynchrone doublement alimentées.....	51
3.2.1 Fonctionnement en génératrice à vitesse variable.....	51
3.2.2 Fonctionnement de la MADA.....	53
3.3 Classification de la structure de la machine asynchrone double alimentation.....	54
3.3.1 MADA avec pont à diodes et pont à thyristors.....	54
3.3.2 MADA avec pont à diodes et pont à transistors.....	55
3.3.3 MADA avec cycloconvertisseur.....	55
3.3.4 MADA avec convertisseurs MLI.....	56
3.4 Modélisation De La Machine Asynchrone A Double Alimentation.....	56
3.4.1 Hypothèses simplificatrices.....	57
3.4.2 Equations mathématiques de la MADA dans le repère (abc).....	57
3.4.3 Modèle biphasé de la MADA.....	60
3.5 Commande vectorielle de la MADA.....	62
3.5.1 Orientation du flux statorique.....	63
3.5.2 Puissances statoriques.....	65
3.5.3 Tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques.....	66
3.5.4 Courants rotoriques.....	66
3.5.5 Angles nécessaires aux transformations.....	68
3.6 Commande Directe des Puissances Active et Réactive.....	68
3.7 Commande Indirecte des Puissances Active et Réactive.....	71
3.7.1 Commande Indirecte sans Boucles des Puissances.....	71
3.7.2 Découplage par Compensation.....	71
3.7.3 Commande Indirecte avec Boucles des Puissances.....	73
3.8 Modélisation et Commande de l'alimentation de la MADA.....	74
3.8.1 Modélisation et commande du convertisseur de puissance côté machine.....	75
3.8.2 Commande MLI de l'onduleur.....	77
3.8.2.1 Technique MLI sinus triangle.....	77

3.8.2.2 Principe de la SVM	79
3.8.2.3 Description de l'algorithme de la MLI vectorielle	81
3.9 Génération des courants rotoriques de référence.....	85
3.10 Modélisation et commande du convertisseur de puissance côté réseau.....	86
3.10.1 Stratégie de commande du convertisseur.....	89
3.10.2 Contrôle des puissances active et réactive coté réseau.....	90
3.10.3 Contrôle des courants coté réseau.....	90
3.10.4 Contrôle de la tension du bus continu.....	91
3.11 Résultats de simulations	93
3.11 Conclusion.....	98
Références.....	100

Chapitre 4

DIAGNOSTIC DE DEFAUTS D'ENGRENAGE PAR ANALYSE SPECTRALE DE LA PUISSANCE DE LA CHAINE DE CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE

4.1 Introduction.....	104
4.2 Notions fondamentales de la surveillance.....	106
4.2.1 terminologie et définition.....	106
4.2.2 Maintenance.....	107
4.2.3 Principe de la surveillance.....	108
4.3 Conception d'un dispositif de surveillance.....	108
4.3.1. Etape 1 – Recherche de signatures des défaillances.....	109
4.3.2. Etape 2 – Mise au point de méthodes de surveillance / détection.....	109
4.3.3 Etape 3 - Diagnostic des défaillances.....	109
4.3.4 Etape 4 - Prise de décision.....	110
4.4 Classification des méthodes de diagnostic.....	110
4.4.1 Méthodes internes.....	110
4.4.2 Méthodes externes.....	111
4.5 Théorie de la Transformée de Fourier.....	112
4.6 Diagnostic de défauts d'engrenage par analyse spectrale.....	115

4.6.1 Topologie usuelle du multiplicateur de vitesse.....	115
4.3.2 Représentation des forces exercées sur le multiplicateur de vitesse	117
4.3.3 Symétrie des composants du système.....	118
4.4 Conclusion.....	128
Référence.....	129
CONCLUSION GENERALE.....	134
Annexe.....	136

Figure.1.1 Correspondance taille-puissance des éoliennes.....	5
Figure.1.2. Aérogénérateur à axe horizontal.....	6
Figure.1.3 Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrieus).....	6
Figure.1.4. Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius).....	7
Figure.1.5 Eléments constituant une éolienne.....	8
Figure.1.6 Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne.....	10
Figure. 1.7. Caractéristiques de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation.....	12
Figure 1.8 Caractéristique puissance/vitesse de vent d'une éolienne classique.....	13
Figure.1.9 Système éolien connecté au réseau électrique via les convertisseurs de puissance.....	13
Figure 1.10. Variation de l'angle de calage d'une pale.....	14
Figure 1.11. Flux d'air sur un profil de pale 'stall'.....	15
Figure 1.12 Structure d'une éolienne à vitesse fixe.....	18
Figure. 1.13. Puissance théorique disponible au niveau de la turbine éolienne.....	19
Figure 1.14 : Structure d'une éolienne à base de MS à aimants permanents.....	20
Figure 1.15. Structure d'une éolienne à base de MASDA ($\approx \pm 20-30\%$ de variation de vitesse).....	21
Figure 1.16. Statistiques de défaillances des aérogénérateurs en Suède entre 2000 et 2004.....	22
Figure 1.17. Nombre de défaillances en fonction de l'année d'opération.....	23
Figure 1.18. Comparaison des taux de défaillance pour différents types des systèmes éoliens.....	24
Figure 1.19 Statistiques des défauts MAS de moyenne et grande puissance.....	27
Figure 2.1 Générateur éolien considéré.....	31
Figure 2.2 Caractéristiques $C_p(\lambda)$ pour différentes valeurs de l'angle β	33
Figure 2.3 Puissance de la turbine en fonction de sa vitesse pour différentes vitesse du vent.....	34
Figure 2.4 Couple de la turbine en fonction de sa vitesse pour différentes vitesse du vent.....	34
Figure 2.5 Modèle mécanique simplifié de la turbine éolienne.....	35
Figure 2.6 Schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine éolienne.....	36
Figure 2.7 Résultats de simulation du modèle de la turbine éolienne fonctionnant à vide.....	37
Figure 2.8 Diagramme de conversion de puissance.....	38
Figure 2.9 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.....	41
Figure 2.10 Résultats de simulation de la commande MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation.....	42
Figure 2.11 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse.....	44
Figure 2.12 Schéma bloc du correcteur PI.....	45
Figure 2.13 Résultats de simulation de la commande MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.....	46

Figure 3.1 Structure du stator et des contacts rotoriques de la MADA.....	50
Figure 3.2 Différentes configurations de fonctionnement de la MADA.....	52
Figure 3.3 Système éolien à vitesse variable basé sur une MADA.....	53
Figure 3.4 MADA avec pont à diodes et pont à thyristors.....	54
Figure 3.5 MADA avec cycloconvertisseur.....	55
Figure 3.6 MADA avec convertisseurs MLI.....	56
Figure 3.7 Représentation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation dans le repère (abc).....	57
Figure 3.8 Représentation de Park de la Machine Asynchrone à Double Alimentation.....	61
Figure 3.9 Orientation de flux statorique de la MADA.....	64
Figure 3.10 Schéma bloc de la structure de commande par orientation du flux statorique.....	67
Figure 3.11 Disposition des angles nécessaires aux transformations.....	68
Figure 3.12 Schéma bloc de la commande directe de la puissance active et réactive MADA.....	69
Figure 3.13 Schéma de régulation des puissances P_s et Q_s	69
Figure 3.14 Schéma bloc de la commande indirecte sans boucles des puissances De la MADA.....	72
Figure 3.15 Schéma de régulation des courants I_{dr} et I_{qr}	72
Figure 3.16 Schéma bloc de la commande indirecte avec boucles des puissances du MADA.....	74
Figure 3.17 Structure du convertisseur AC-DC-AC.....	74
Figure 3.18 Schéma Onduleur triphasé associé à deux niveaux.....	75
Figure 3.19 Schéma bloc de la commande MLI sous Matlab/Simulink.....	78
Figure 1.20 Schéma de principe de la commande MLI.....	78
Figure 3.21 Hexagones des tensions définis dans le plan α - β	79
Figure 3.22 Principe d'application d'un vecteur de référence.....	81
Figure 3.23 Séquence des signaux de commande.....	82
Figure 3.24 Algorithme de détermination du secteur i	84
Figure 3.25 Signal de référence V_{ref} et celui de la porteuse V_p	85
Figure 3.26 Schéma général de la commande pour la MADA.....	86
Figure 3.27 Connexion du CCR au réseau électrique.....	87
Figure 3.28 Diagramme du contrôle du convertisseur coté réseau.....	89
Figure 3.29 Diagramme de contrôle des puissances côté réseau.....	90
Figure 3.30 Diagramme de contrôle des courants du convertisseur coté réseau.....	91
Figure 3.31 Contrôle du bus continu.....	92
Figure 3.32 Schéma bloc de la commande du CCR.....	93
Figure 3.33 Variation de la vitesse du rotor (a) et Couple électromagnétique (b) avec le changement de régime.....	94
Figure 3.34 Contrôle découplé des puissances actives et réactive (a)SMLI (b) SVMLI.....	95
Figure 3.35 Courants rotoriques en quadrature dq pour les deux régimes.....	95
Figure 3.36 Puissances rotoriques active et réactive pour les deux régimes.....	95
Figure 3.37 Tensions pour les deux régimes : (a) continue U_{dc} et (b) U_r	96

Figure 3.38 Courants statorique avec SMLI (a) et Spectre Harmonique (b). Courants rotorique avec SMLI (c) et Spectre Harmonique (d).....	96
Figure 3.39 Courants statorique avec SVMLI (a) et Spectre Harmonique (b). Courants rotorique avec SVMLI (c) et Spectre Harmonique(d).....	97
Figure 3.40 Puissances rotoriques active et réactive du filtre.....	98
Figure 3.41 Courants du filtre en quadrature dq.....	98
Figure 4.1 Principales composantes d'une éolienne.....	105
Figure 4.2 Trains d'engrenages : (a) type planétaire et (b) type parallèle.....	115
Figure 4.3 Configuration de la boîte de vitesses.....	117
Figure 4.4 Distribution des forces déséquilibrées des forces dans la boîte de vitesse.....	118
Figure 4.5 Composantes symétriques présentant la redistribution des forces.....	118
Figure 4.6 Représentation des vecteurs des composantes symétriques	120
Figure 4.7 Séquences des défauts pour chaque cycle de pales.....	122
Figure 4.8 Onde de puissance provoquée par une détérioration des dents de l'engrenage.....	126
Figure 4.9 Spectre Harmoniques avec signature de défauts.....	127

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 Résultats d'un aperçu sur des défaillances.....	24
Tableau 3.1 Différentes combinaisons des vecteurs de tension de l'onduleur triphase.....	80
Tableau 3.2 Rapports cycliques pour les différents secteurs.....	85
Tableau 4.1 Distribution des défaillances et des temps d'arrêt pour chaque composant de la boîte de vitesse pour les centrales éolienne suédois.....	116
Tableau 4.2 Répartition des forces lors de défaut.....	121

Notations & Acronymes :

AC	Alternative Current
DC	Direct Current
CV	Commande Vectorielle
FTBF	Fonction de Transfert en Boucle Fermée
FTBO	Fonction de Transfert en Boucle Ouverte
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
CCM	Convertisseur Coté MADA
CCR	Convertisseur Coté Réseau
PPL	Phase Locked Loop
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Proportionnel Intégral
SVM	Space Vector Modulation
THD	Total Harmonic Distortion
FFT	Transformation de Fourier Rapide
DFT	Transformation de Fourier Discret

Symboles :**Turbine :**

β	Angle de l'orientation de pale
C_p	Coefficient de puissance
C_{p_max}	Coefficient de puissance maximal
C_t	Couple de la turbine
C_g	Couple du générateur
C_{em}	Couple électromagnétique
C_{em_ref}	Couple électromagnétique de référence
C_m	Couple mécanique
ρ	Densité d'air
G	Gain du multiplicateur
J_t	Inertie de la turbine
J_g	Inertie du générateur
R	Longueur de pales
P_e	Puissance eolienne
P_v	Puissance correspondante à la variation de la quantité de mouvement.

P_{max}	La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne
P_g	la puissance mécanique disponible sur l'arbre générateur électrique
λ	Ratio de vitesse
S	Surface circulaire balayée par la turbine
λ_{opt}	Valeur optimale du ratio de vitesse
Ω_t	Vitesse de rotation de la turbine
Ω_{t_est}	Vitesse de rotation de référence de la turbine
Ω_{mec}	Vitesse de rotation du générateur
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence
v	Vitesse du vent
v_{est}	Vitesse du vent estimée
E_c	Energie cinétique
m	Masse d'air
K_{pv}	Gain proportionnel du régulateur de vitesse
K_{iv}	Gain intégral du régulateur de vitesse
ω_n	Pulsation naturelle
ζ	Coefficient d'amortissement

MADA :

θ_r	angle de Park des grandeurs rotoriques de la MADA
θ_s	angle de Park des grandeurs statoriques de la MADA
θ_e	angle électrique entre les bobinages rotorique et statorique de la MADA
δ	Coefficient de dispersion
f	Coefficient de frottement
g	Coefficient de glissement
p	Constante de Laplace
T_s, T_r	Constante de temps statorique et rotorique
C_{em}	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant
$I_{ds}, I_{qs}, I_{dr}, I_{qr}$	Courants statoriques et rotoriques dans le repère (d q)
$\phi_{ds}, \phi_{qs}, \phi_{dr}, \phi_{qr}$	Flux statoriques et rotoriques dans le repère (d q)
K_i	Gain intégral
K_p	Gain proportionnel
M	Inductance mutuelle
L_s, L_r	Inductances propres du stator et du rotor
$[P(\theta_a)]$	Matrice de transformation de Park
J	Moment d'inertie
P	Nombre de paires de pôle
P_r, Q_r	Puissance active et réactive rotorique
P_s, Q_s	Puissance active et réactive statorique

P_{s_ref}, Q_{s_ref}	Puissance active et réactive statorique de référence
ω_s, ω_r	Pulsation du stator et du rotor
R_s, R_r	Résistances du stator et du rotor
R_f, L_f	Résistance et Inductance du filtre
U_{dc}	Tension du bus continu
$V_{ds}, V_{qs}, V_{dr}, V_{qr}$	Tensions statoriques et rotoriques dans le repère (d q)
I_{as}, I_{bs}, I_{cs}	Vecteurs des courants statoriques dans le repère (a b c)
I_{ar}, I_{br}, I_{cr}	Vecteurs des courants rotoriques dans le repère (a b c)
$\phi_{ar}, \phi_{br}, \phi_{cr}$	Vecteurs des flux rotoriques dans le repère (a b c)
$\phi_{as}, \phi_{bs}, \phi_{cs}$	Vecteurs des flux statoriques dans le repère (a b c)
V_{ar}, V_{br}, V_{cr}	Vecteurs des tensions rotoriques dans le repère (a b c)
V_{as}, V_{bs}, V_{cs}	Vecteurs des tensions statoriques dans le repère (a b c)
C	Valeur de la capacité du bus continu
I_{cond}	Courant traversant le condensateur
I_{red}	Courant à la sortie du redresseur MLI
I_{ond}	Courant à l'entrée de l'onduleur MLI
m	Indice de modulation
r	Coefficient de réglage
U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}	Tensions composées modulés par le convertisseur MLI
U_{an}, U_{bn}, U_{cn}	Tensions simples modulés par le convertisseur MLI
S_a, S_b, S_c	Séquences pour les signaux de commande des interrupteurs
P_f, Q_f	Puissance active et réactive du filtre
I_{fd}, I_{fq}	courants traversant le filtre RL dans le repère de Park
P_{red}	puissance active générée par le CCR coté continu
P_{ond}	puissance active générée par le CCM coté continu
N_R	Nombre de dent de la couronne
N_P	Nombre de dent de la roue planétaire
N_S	Nombre de dent de la roue soleil
F_R	Fréquence de la couronne
F_P	Fréquence de la roue planétaire
F_S	Fréquence de la roue soleil
F_B	Fréquence des pales
K	Nombre de vitesse de contact
F	Force
C	couple
S_L	Puissance Apparente
N	Le nombre d'échantillons temporels
F_e	La fréquence d'échantillonnage
T_p	Le période de la fonction périodique $x(t)$
$P_{L,h}$	Puissance active harmonique
$Q_{L,h}$	Puissance réactive harmonique

L'augmentation importante de la consommation d'électricité produite à partir des énergies fossiles ou nucléaires et également la conscience écologique naissante ont fortement augmenté l'intérêt pour les énergies renouvelables. L'énergie éolienne est l'une des plus importantes et les plus prometteuses des sources d'énergie renouvelable à travers le monde en termes de développement. Notamment car elles sont non polluantes et économiquement viables. Les aides institutionnelles et gouvernementales, conjointement avec le potentiel éolien et le développement des technologies de conversion des énergies ont permis le développement rapide de l'énergie éolienne avec une croissance annuelle de 30% et une pénétration du marché de l'électricité de 12% en 2012 [11].

Il existe deux principales topologies de chaîne de conversion électromécanique associée aux turbines éoliennes de dernière génération : l'une utilise une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA), alors que l'autre utilise une Machine Synchrone (MS). La chaîne actuellement la plus utilisée industriellement dans les grandes gammes de puissances est celle qui est basée sur la MADA. Ces deux topologies présentent chacune des avantages et des inconvénients. Parmi ceux-ci, il faut considérer le coût initial, le coût de maintenance, la fiabilité et les performances. Il s'agit d'une technologie en plein essor, les problèmes rencontrés sont encore nombreux et les solutions industrielles sont loin d'être stabilisées. En particulier, les coûts de maintenance ne sont pas négligeables pour les topologies utilisant la MADA, alors que les coûts d'investissement initial sont élevés pour les topologies utilisant la MS. La principale différence entre ces deux topologies réside dans la présence d'un multiplicateur de vitesse mécanique entre la turbine éolienne et le générateur dans la topologie utilisant la MADA. La topologie utilisant la MS est pour le moment à entraînement direct, c'est à dire qu'aucun système de multiplication de vitesse à engrenages n'est utilisé. Le multiplicateur de vitesse mécanique présente des inconvénients au niveau de la fiabilité et de la maintenance. La boîte de vitesse est l'un des éléments clés dans le système de transmission mécanique. Tout défaut de la boîte de vitesses va conduire à l'arrêt de la chaîne de conversion et une perte de production. Alors, pour éviter de tels risques, il est donc important de détecter d'une manière précoce ces défauts qui peuvent apparaître, puis de les localiser le plus précisément possible, afin de pouvoir mettre le système dans le mode de fonctionnement approprié (dégradé, arrêt, etc.) et donc maîtriser les risques qu'ils génèrent et éviter la détérioration ou l'arrêt intempestif de tout le système éolien.

Le diagnostic de défaut de la boîte de vitesse dans les turbines éoliennes mène à la détection d'un changement anormal dans le comportement ou dans l'état du système ainsi qu'à l'identification de l'origine de la défaillance à partir des caractères ou symptômes relevés par des observations, des contrôles ou des tests. Ces systèmes de diagnostic peuvent être mis en œuvre en cours d'exploitation dans le but de garantir la sécurité et la continuité de service et d'enregistrer les événements utiles pour la maintenance curative ou le retour d'expérience, ou pendant les phases normales d'arrêt d'exploitation dans l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative.

L'analyse des vibrations est la technologie la plus connue appliquée dans la surveillance de l'état de la boîte de vitesses. Aujourd'hui, divers systèmes de diagnostic de défaut et de surveillance sont basés sur les signaux de vibration pour l'identification de défauts de la boîte de vitesse telle que les réseaux de neurones ou les algorithmes génétiques et d'autres. Car l'analyse du signal vibratoire ne donne pas une bonne perception, une nouvelle technique de surveillance de l'état de fonctionnement de la boîte de vitesse est proposé en se basant sur les composantes symétriques associées à l'analyse de la réponse en fréquence de la puissance injectée dans le réseau électrique pour localiser la dent cassée et son emplacement dans la boîte de vitesses, avant la panne générale.

Un des objectifs principaux de cette thèse vise à fournir une réponse claire et quantifiée sous forme d'une solution optimale et globale au problème de diagnostic relatif du multiplicateur de vitesse dans la chaîne de conversion qui utilise la MADA. C'est donc dans ce cadre que nous allons développer notre étude à travers les chapitres suivants :

Dans le premier chapitre de ce manuscrit, une présentation générale de l'état de l'art de la technologie éolienne actuelle est faite en commençant par les classifications les plus couramment utilisées. Elle est suivie par la présentation des différents types de générateurs électriques qui sont utilisées dans les turbines éoliennes. Un résumé sur les différentes méthodes de commande de chaînes éoliennes pour les applications isolées ou raccordées au réseau électrique à vitesse constante ou variable est exposé. Les défaillances des différentes parties de la chaîne éolienne sont brièvement discutées notamment les défaillances de la partie contrôle électrique, du système d'orientation, de la boîte de vitesses, du réseau, des systèmes hydrauliques et des pales des systèmes éoliens. Une conclusion est donnée à la fin du chapitre.

Le second chapitre porte sur la modélisation de la turbine de conversion éolienne en utilisant deux stratégies de commande différentes avec et sans asservissement de la vitesse. La stratégie MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) repose sur le principe de l'extraction du maximum de puissance de l'éolienne. Nous terminerons ce chapitre par une modélisation de l'ensemble de la partie mécanique qui nous permettra par la suite de faire des simulations de notre éolienne.

Le troisième est consacré à la commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne. Une commande vectorielle par orientation du flux qui présente une solution attractive pour réaliser de meilleures performances dans les applications à vitesse variable pour les machines asynchrones double alimentées est faite. Le stator de la MADA est alimenté par une source de tension triphasée parfaite et le rotor par un onduleur de tension à deux niveaux commandé par deux stratégies (SMLI) et la modulation de largeur d'impulsion vectorielle (SVMLI).

Le dernier chapitre expose en premier un rappel sur les notions de sûreté, de surveillance et de diagnostic de fonctionnement d'un système. En effet, les méthodes de diagnostic développées dans la littérature sont citées. Ensuite, une présentation de la méthode proposée de diagnostic de défaut de la boîte de vitesse dans le système éolien est détaillée.

Cette méthode se fonde sur l'analyse fréquentielle de la puissance réactive en utilisant la méthode des composants symétriques.

Enfin, nous clôturons ce travail par une conclusion générale.

CHAPITRE 1

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTEMES ÉOLIENS

1.1 Introduction

L'énergie éolienne a été longtemps oubliée alors qu'elle était déjà exploitée depuis l'antiquité avec l'utilisation des moulins à vent. Cependant, elle connaît depuis environ 40 ans un essor sans précédent notamment après la crise pétrolière de 1973 qui a alerté les états producteurs d'énergie fossile. En effet, après l'an 2000, le contexte fluctuant des énergies fossiles, l'explosion de la demande mondiale en électricité et les prises de conscience environnementale, ont accentué le besoin de l'énergie propre et durable ou l'éolien occupe une place privilégiée. Fort de son potentiel mondial, celui-ci a ainsi attiré différents acteurs du monde économique et surtout de l'énergie. Ceci s'est traduit par une profonde réorganisation et mutation du marché de l'éolien [1] pour lequel les aérogénérateurs ont atteint une certaine maturité technique. Ces aérogénérateurs, généralement à axe horizontal, fonctionnent à vitesse variable permettant l'augmentation de la puissance produite. Le développement des convertisseurs statiques et leur commande a permis le contrôle des puissances produites par ces aérogénérateurs.

Dans ce présent chapitre, les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes associations machines électriques-convertisseurs statiques, utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées. Vu les avantages incontestés de la machine asynchrone à double alimentation pour la conversion éolienne, elle sera particulièrement présentée en détail dans ce chapitre.

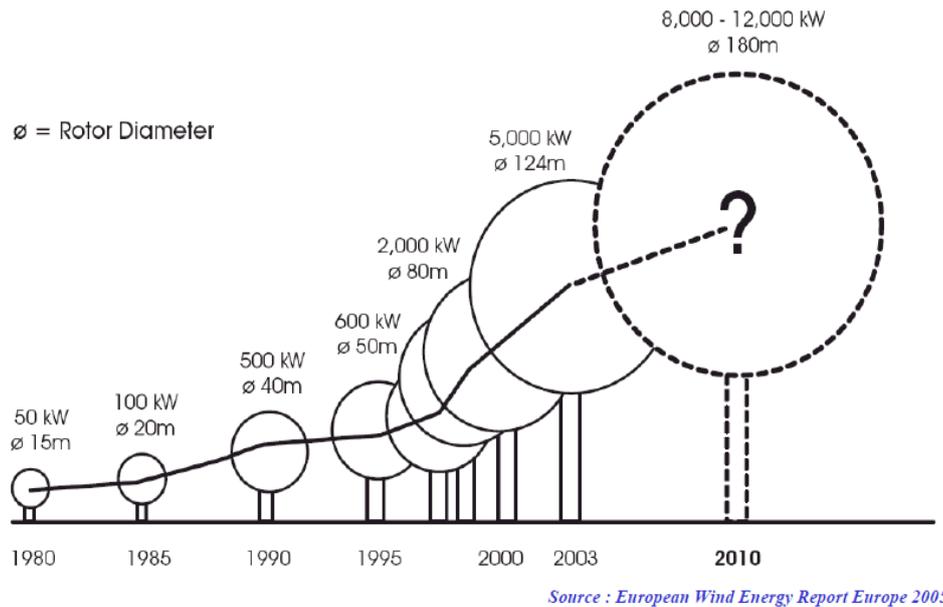
1.2 Principe de base de l'éolien

Les turbines éoliennes produisent de l'énergie en convertissant l'énergie du vent soufflant sur les pales du rotor en énergie mécanique de rotation. La structure de base des turbines éoliennes consiste aujourd'hui en un rotor pour capter l'énergie du vent en la transformant en énergie en rotation, un système d'engrenage pour démultiplier la vitesse de rotation du rotor et une machine électrique pour convertir l'énergie mécanique en électricité.

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories [2] :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

La Figure (1.1) illustre la correspondance taille-puissance des éoliennes.



120 m : 4,5 à 5 MW

Figure.1.1 Correspondance taille-puissance des éoliennes.

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. En effet, les turbines éoliennes sont classées selon la disposition géométrique de leur arbre sur lequel est montée l'hélice, en deux types : les éoliennes à axe vertical et à axe horizontal [3] [4] [5].

1.2.1 Turbines éoliennes à axe horizontal (HAWT)

Une turbine à axe de rotation horizontal Figure (1.2) demeure face au vent, comme les hélices des avions et des moulins à vent. Elle est fixée au sommet d'une tour, ce qui lui permet de capter une quantité plus importante d'énergie éolienne. La plupart des éoliennes installées sont à axe horizontal. Ce choix présente plusieurs avantages, comme la faible vitesse d'amorçage et un coefficient de puissance (rapport entre la puissance obtenue et la puissance de la masse d'air en mouvement) relativement élevé, le démarrage de façon autonome et le faible encombrement au niveau du sol. Toutefois, la boîte de vitesses et la machine électrique doivent être installées en haut de la tour, ce qui pose des problèmes mécaniques et économiques. Par ailleurs l'orientation automatique de l'hélice face au vent nécessite un organe supplémentaire. Selon son nombre de pales, une HAWT est dite mono-pale, bipale tripale ou multi-pale [1,2].



Figure.1.2 Aérogénérateur à axe horizontal.

1.2.2 Turbines Eoliennes à Axe Vertical (VAWT)

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais rares sont ceux qui ont atteint le stade de l'industrialisation. Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles ; les aérogénérateurs conçus sur la base de la portance (Aérogénérateurs à rotor de Darrius : conçu par l'ingénieur français George Darrius) et ceux basés sur la traînée (Aérogénérateurs à rotor de Savonius : inventé par le finlandais Siguar Savonius en 1924).

1.2.2.1 Aérogénérateurs à rotor de Darrius

Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil Figure (1.3). La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.

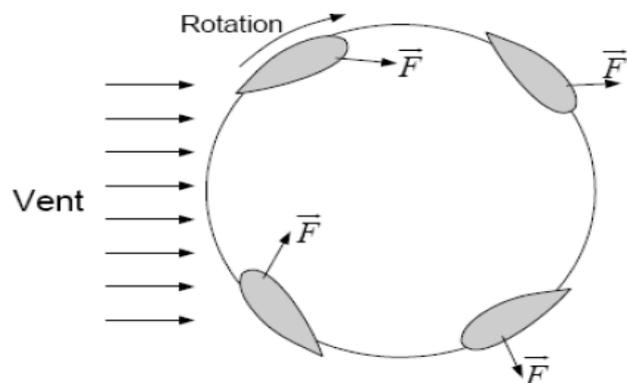


Figure.1.3 Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrius) [6].

1.2.2.2 Aérogénérateurs à rotor de Savonius

Ils sont basés sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure (Figure.1.4).

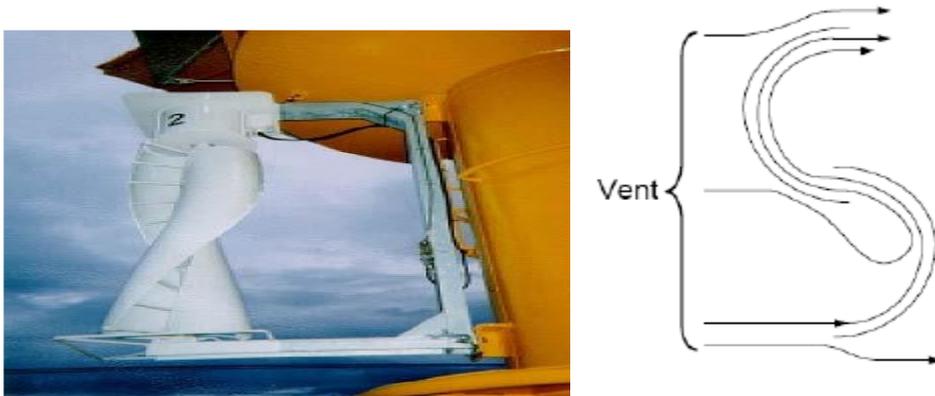


Figure.1.4 Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius) [6].

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- Accessibilité de la génératrice et du multiplicateur mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien.
- La non nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quel que soit sa direction.

Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants :

- Faible rendement et fluctuations importantes de puissance,
- Occupation importante du terrain pour les puissances élevées,
- Faible vitesse du vent à proximité du sol.

1.3 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

Une éolienne est constituée par une tour au sommet de laquelle se trouve la nacelle. Étant donné que la vitesse du vent augmente lorsque l'on s'éloigne du sol, une tour peut mesurer entre 50 et 80 m de haut. Typiquement une éolienne de 1 MW a une hauteur de 80 mètres, la tour a la forme d'un tronc en cône où, à l'intérieur, sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, les appareillages de connexion au réseau de distribution ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers actionneurs de commande. Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes.

Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux Figure (1.5).

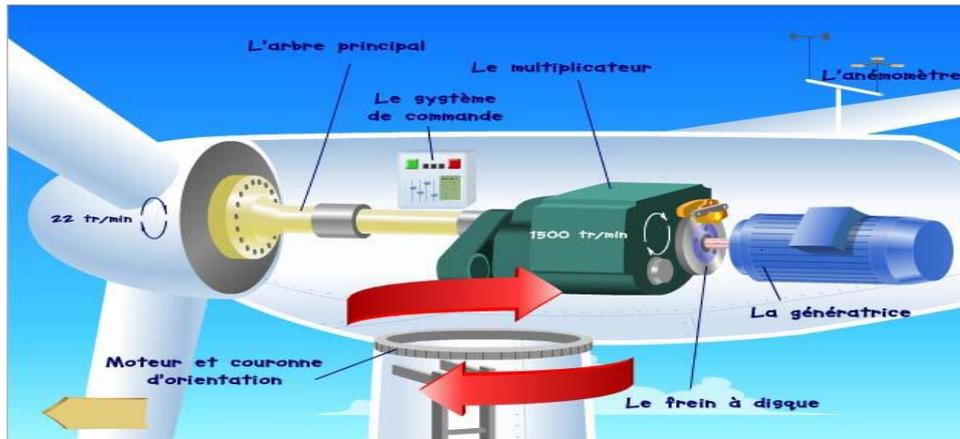


Figure.1.5 Eléments constituant une éolienne [7].

La tour

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble (rotor plus nacelle) pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble (rotor plus nacelle) de manière à s'adapter au mieux à différents sites d'implantation.

La nacelle

Regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, multiplicateur. Le frein 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 [9]. présente les différents composants d'une nacelle :

- ❖ Le multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique.
- ❖ L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine.
- ❖ La génératrice : c'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.
- ❖ Un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble « rotor plus nacelle » face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre

(vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle.

Le rotor

Formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre des pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées [9].

1.4 Avantages et désavantages de l'énergie éolienne

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

Avantages [10], [11], [12]

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement : L'impact néfaste de certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie notamment, contribuent à un changement global du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général. L'exploitation de l'énergie éolienne ne produit pas directement du CO₂.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- Chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 million de tonnes de CO₂, 21 mille tonne de SO₂ et 17,5 mille tonnes de NO_x. Ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas des déchets toxiques ou radioactifs.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement en ne laissant pas de traces.
- C'est une énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.

Les désavantages [10], [11], [12]

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages :

- L'impact visuel : Ça reste néanmoins un thème subjectif.
- Les bruits mécaniques ou aérodynamiques.
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux.

- La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.
- Les systèmes éoliens coûtent généralement plus cher à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien.

1.5 Energie cinétique du vent(Vf)

1.5.1 Principe de conversion

Un système éolien, quel que soit sa technologie convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

- La conversion d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ; cette conversion se fait au niveau de la turbine.
- La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique au niveau de la génératrice.

Suivant la technologie utilisée la connexion de la génératrice au réseau se fait soit directement, soit par l'intermédiaire total ou partiel d'une interface d'électronique de puissance. Une transmission mécanique assure la liaison entre la turbine et le rotor de la génératrice.

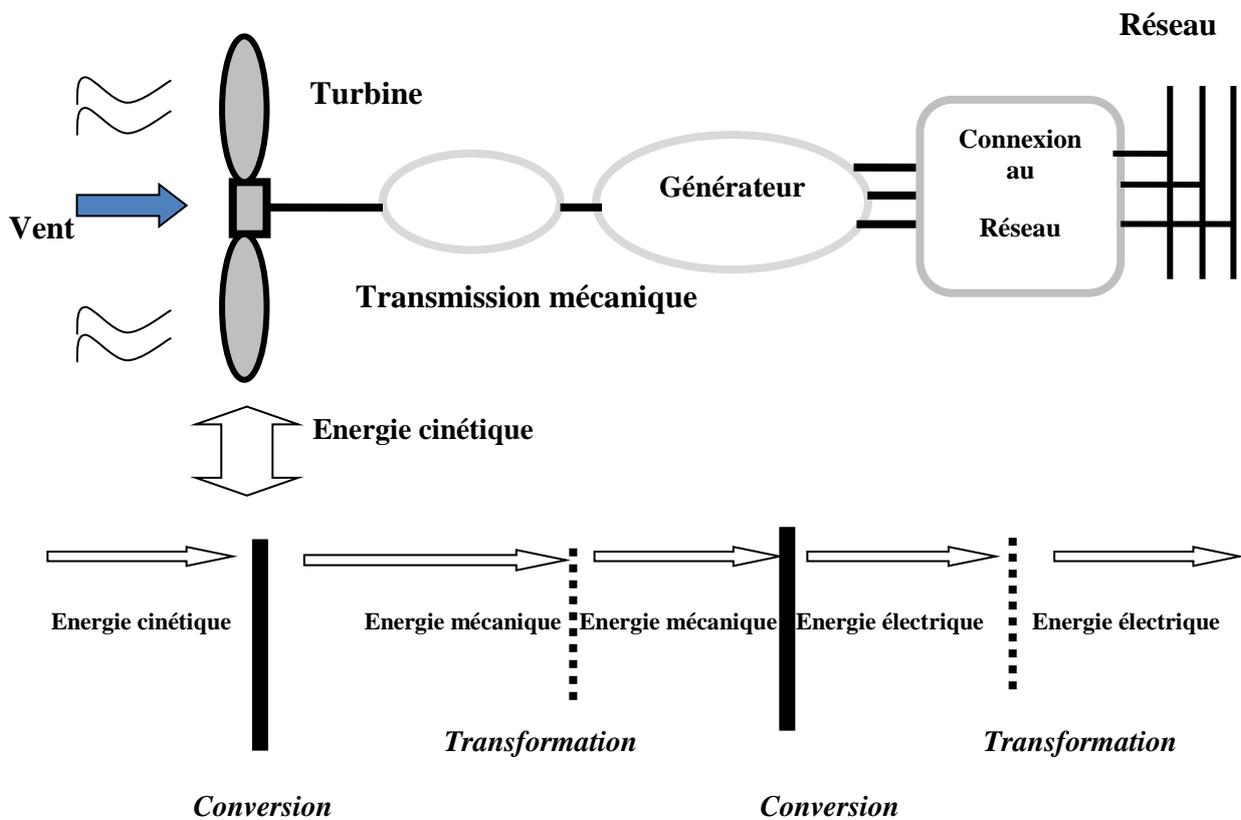


Figure.1.6 Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne.

Si on considère une masse d'air, m (kg), qui se déplace avec la vitesse v (m/s), l'énergie cinétique de cette masse est :

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.1)$$

Si pendant une unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface A (m²), située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait alors :

$$P_v = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (1.2)$$

ρ : masse volumique de l'air.

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz.

$$P_{max} = \frac{16}{27}P_v \quad (1.3)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini par la relation suivante.

$$C_p^{opt} = \frac{P_{max}}{P_v} = \frac{16}{27} = 0,59 \quad (1.4)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60% à 70% de cette puissance maximale théorique est peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent.

$$P_e = \frac{1}{2}\pi\rho R^2 v^3 C_p \quad (1.5)$$

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ [13] :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (1.6)$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (1.7)$$

Où R est le rayon de l'hélice et $R\Omega$ est la vitesse linéaire périphérique en bout des pâles.

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse G , la puissance mécanique P_g disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_g = \frac{1}{2} \pi \rho R^2 v^3 C_p \left(\frac{R\Omega}{Gv} \right) \quad (1.8)$$

Cette relation nous donne la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation du générateur Figure (1.7).

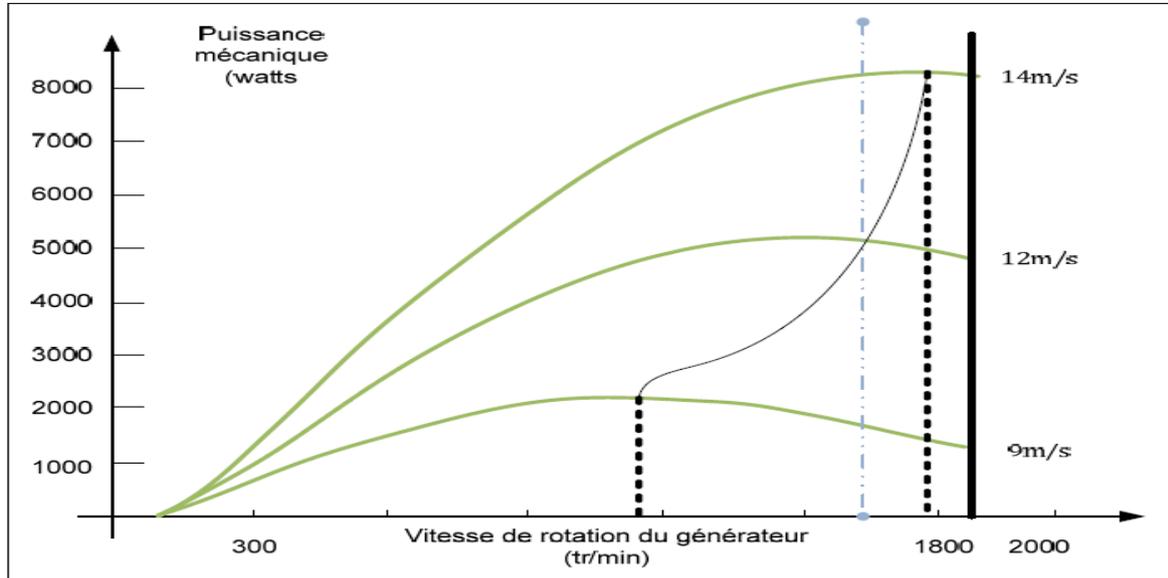


Figure. 1.7. Caractéristiques de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation [14].

Au vu de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent la génératrice fonctionne à vitesse fixe (par exemple 1600 tr/min sur la Figure.1.7) les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse de vent, la machine devra pouvoir fonctionner entre 1100 et 1900 tr/min pour cet exemple.

1.5.2 Production optimal de l'énergie

Pour un système exploitant une éolienne à vitesse variable, pour un rendement optimale, on cherchera toujours à faire fonctionner l'éolienne dans une zone optimale correspondant à une zone où la puissance extraite est maximale. Ce point de fonctionnement correspond à un coefficient de puissance maximale et à une vitesse spécifique λ optimal noté λ_{opt} . La vitesse de rotation optimale Ω_{opt} résultante est alors donnée par :

$$\lambda_{opt} = \frac{R\Omega_{opt}}{v} \quad (1.9)$$

Où λ_{opt} : « tip speed ratio » c'est le rapport entre la vitesse de rotation des pales et la vitesse du vent.

Et Ω_{opt} : la vitesse de rotation optimale à un fonctionnement à puissance maximale possible.

Ce point de fonctionnement est situé sur la zone 2 de la Figure (1.8) [15]. La zone 1 est affiliée aux célérités de vent faibles, insuffisantes pour amorcer la rotation de l'arbre, et la zone 3 se réfère aux vitesses de vent élevées où la vitesse de l'arbre est restreinte à une valeur limite pour ne pas provoquer sa destruction.

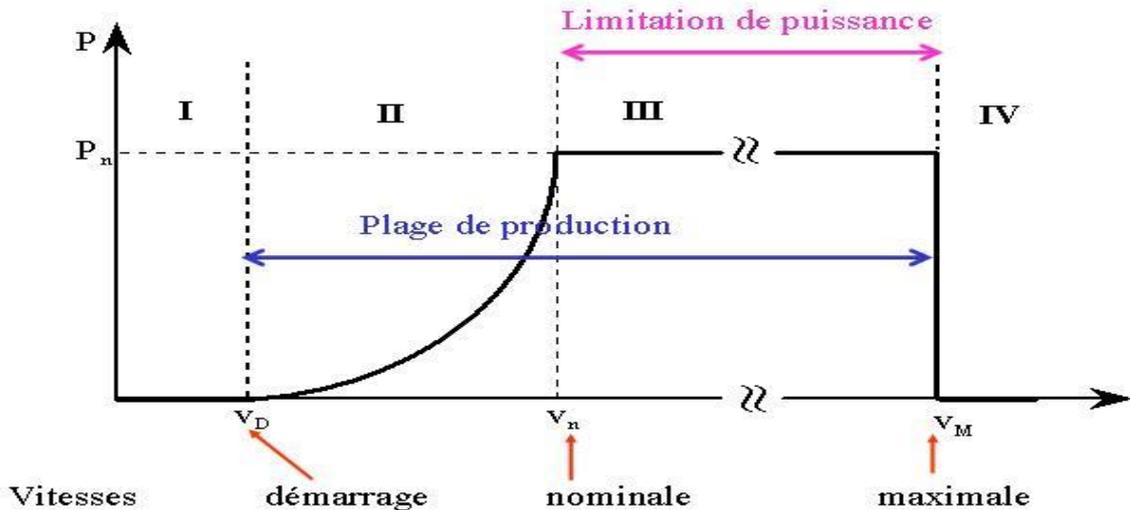


Figure 1.8 Caractéristique puissance/vitesse de vent d'une éolienne classique [15].

Dans la situation d'une génératrice à vitesse variable l'éolienne en question fournit alors de l'énergie électrique dont la fréquence n'est pas fixe. Il devient alors nécessaire d'intercaler l'éolienne et le réseau électrique par des convertisseurs ac/dc et dc/ac. Usuellement on utilise deux convertisseurs un redresseur et un onduleur reliés par un bus de tension continu.

Cette topologie doit prendre en considération l'amélioration de la qualité de l'énergie fournie au réseau. Effectivement, dans le cas où l'énergie générée par le système éolien alimente une charge non linéaire et envoie le surplus au réseau électrique, des courants harmoniques peuvent dégrader la tension au point de raccordement. Ces convertisseurs sont contrôlés de manière à autoriser le transfert de la totalité de la puissance échangée entre la génératrice et le réseau. Ci-dessous, la topologie usuelle pour les éoliennes fonctionnant à vitesse variable.

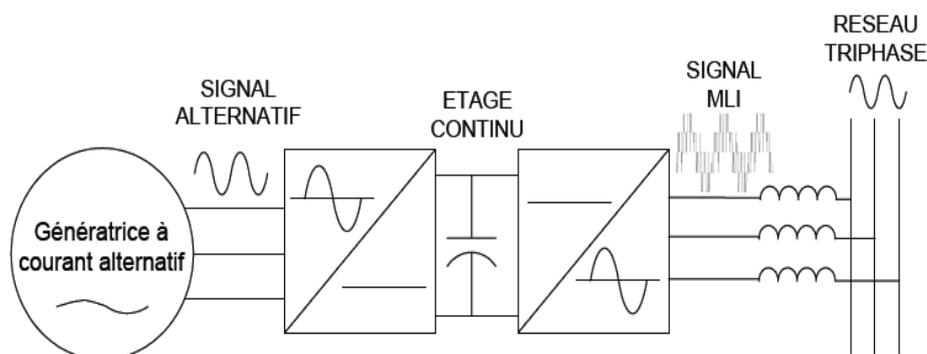


Figure.1.9 Système éolien connecté au réseau électrique via les convertisseurs de puissance.

1.5.3 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

L'objectif de cette régulation est double, d'une part de protéger l'éolienne par vent fort et d'autre part de délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour fournir une puissance nominale P_n à une vitesse de vent nominale v_n , au-delà de cette vitesse les paramètres de la turbine doivent évoluer afin de fournir la puissance nominale et de ne pas produire au-delà d'une vitesse maximale v_m qui pourrait endommager la turbine.

Ils existent plusieurs systèmes de régulation de vitesse pour la turbine, on va exposer pour notre part les systèmes les plus couramment utilisés à savoir :

- Le système « pitch » ou « pas de calage variable »
- Le système « stall » ou « à décrochage aérodynamique »
- Le système « stall actif »
 - **Système d'orientation des pales « pitch » ou « à angle de calage variable »**

Le système d'orientation des pales permet, grâce généralement à des vérins hydrauliques, d'ajuster l'angle de calage des pales à la vitesse du vent de sorte que la vitesse de rotor, et par conséquent le couple mécanique de rotor et l'énergie électrique produite soient maintenus aux niveaux désirés. En général, le système de régulation tourne les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent pour que les pales soient toujours positionnées à un angle optimal par rapport au vent. Le système d'orientation des pales est également un mécanisme de sûreté de l'éolienne par vents forts puisqu'il peut limiter la puissance mécanique de fonctionnement au maximum de la machine utilisée.

Généralement, une zone morte (MDZ) est considérée dans le circuit de commande quand le taux de l'angle de calage des pales de commande est moins d'une certaine valeur (en deg/s) afin d'éliminer le bruit dans le signal de commande et réduire le mouvement du système d'orientation des pales pour une meilleure longue vie. D'autre part, le taux de l'angle de calage commandé par le système d'orientation est physiquement limité à quelque degrés par seconde conformément aux recommandations de fabricant [16].

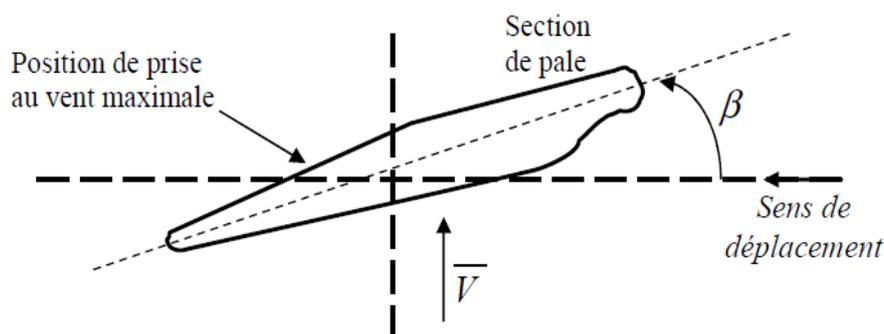


Figure 1.10 Variation de l'angle de calage d'une pale [16].

Le système « stall » est beaucoup moins lourd et moins coûteux que le système décrit précédemment. En effet, c'est le profil des pales établi lors de la construction qui fixe les caractéristiques aérodynamiques. Les pales sont conçues avec un profil, qui permet d'obtenir une décroissance brusque de la portance à partir d'une vitesse donnée pour laquelle la puissance doit être diminuée.

Les éoliennes munies du système « stall » génèrent une puissance électrique variable dont la valeur maximale correspond à la puissance nominale de la machine. En dessous de cette valeur, la puissance fournie croît avec la vitesse du vent. Au-delà, la puissance fournie décroît avec la vitesse du vent. En comparaison avec le pitch, le « stall » a pour avantage l'absence de système de contrôle d'angle de calage. La construction est donc plus simple et moins coûteuse. Par contre la puissance active n'est pas contrôlable.

- **Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique »**

Le système « stall » ou « à décrochage aérodynamique » est la solution passive la plus simple et la moins coûteuse, car c'est la forme naturelle des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse du vent. En effet, ce système ne nécessite pas de pièces mobiles et de système de régulation dans le rotor. Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est-à-dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale Figure (1.11) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté.

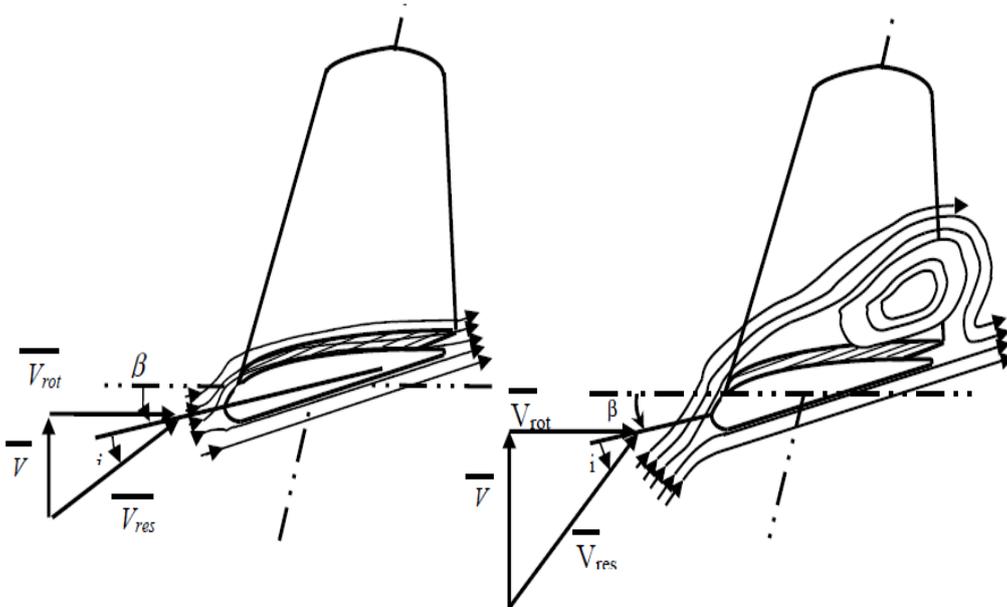


Figure 1.11 Flux d'air sur un profil de pale «stall » [17].

- **Système « stall actif » ou à « décrochage aérodynamique actif »**

Le système stall actif est la combinaison des deux systèmes décrits précédemment, il est utilisé pour les machines de très forte puissance. Le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à un dispositif permettant un débattement des pales contre le vent. L'orientation des pâles étant très réduite, le dispositif mécanique est technologiquement plus simple et moins coûteux.

1.5.4 Régulation électrique de la puissance d'une éolienne

1.5.4.1 Applications isolées

Le problème principal des systèmes éoliens isolés est le contrôle de la tension et de la fréquence dans des conditions de charge variable. La variation de la charge, alimentée par la turbine éolienne, affecte directement le fonctionnement du système complet comme dans le cas de la chaîne éolienne basant sur la machine asynchrone auto-excitée, la puissance réactive nécessaire pour la magnétisation de la machine est assurée par des condensateurs d'excitation. Cette puissance se partage entre la machine asynchrone et la charge et par conséquent, la tension du générateur chute quand l'impédance de la charge augmente ayant comme résultat l'absence de contrôle de la tension. D'autre part, le glissement de la machine asynchrone augmente avec l'augmentation de la charge, ayant pour résultat une fréquence dépendante de la charge, même si la vitesse de la turbine demeure constante.

La commande de la tension doit être effectuée en commandant la source d'énergie réactive tandis que la commande de la fréquence doit être réalisée en agissant sur la vitesse du générateur en utilisant un régulateur de la vitesse mécanique ou en commandant une source d'énergie active (par exemple : stockage d'énergie). Par conséquent, beaucoup de chercheurs ont proposé des stratégies de commande et l'application des différents systèmes de conditionnements de puissance [18, 19,20] pour la commande de la tension et de la fréquence d'une éolienne isolée.

1.5.4.2 Applications raccordées au réseau électrique

Avec les récents progrès en technologie de conversion d'énergie, les énergies électriques acquises par les systèmes éoliens peuvent facilement être transférées au réseau électrique.

Cependant, l'augmentation de cette énergie éolienne a un impact croissant sur le réseau de transport du fait de la difficulté à prévoir la production, de la capacité d'accueil limitée du réseau, du risque de déconnexions intempestives des fermes d'éoliennes et d'une dégradation de la qualité de l'électricité [3]. Afin de transférer efficacement cette énergie électrique au réseau et réduire au minimum le risque lié à l'exploitation et la gestion du système d'énergie électrique, la qualité du système éolien doit être maintenue par la commande de la tension, la fréquence, la fiabilité, le facteur de puissance, etc.

Bien que les systèmes éoliens puissent facilement être reliés au réseau électrique, des conditions liées à la fréquence, à la tension et au comportement de la turbine éolienne en cas de défauts du réseau électrique sont essentielles afin d'assurer que les systèmes éoliens ne perturbent pas

l'opération du réseau électrique en ce qui concerne la sécurité du système, la fiabilité et la qualité de puissance. Ces conditions, les plus communes, sont comme suit :

- (a) La commande de la puissance active : Commande active de la puissance de la ferme éolienne afin de participer à la distributions d'énergie en tant que centrales conventionnelles et empêcher la surcharge des lignes.
- (b) Le contrôle de la fréquence du réseau électrique : Les turbines éoliennes participent au contrôle de la fréquence du réseau selon leurs puissances pour assurer la sécurité des consommateurs, pour empêcher la surcharge des équipements électriques et pour répondre aux standards de qualité de puissance, ainsi que le réglage de fréquence permette d'augmenter le taux de pénétration de l'éolien. En effet, les installations d'une puissance supérieure ou égale à 40MW doivent participer au réglage primaire de fréquence tandis que les installations d'une puissance supérieure ou égale à 120MW doivent participer au réglage secondaire de fréquence.
- (c) Le contrôle de la tension du réseau électrique : Les turbines éoliennes effectuent le contrôle de la tension du réseau en tant que centrales conventionnelles ; ceci est exécuté en commandant la puissance réactive avec deux types possibles de réglage [3] :
 - Type 1 : Réglage de la tension à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable ;
 - Type 2 : réglage de la tension selon une consigne asservit aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.
- (d) En cas de défaut du réseau électrique : Les turbines éoliennes restent reliées et, dans certains cas, pour soutenir le système d'alimentation par l'injection d'une puissance réactive suffisante afin d'assurer la stabilité du système.

1.6 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

Le principe de fonctionnement de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique a été largement présenté ces dernières années dans plusieurs travaux [1, 9, 6,11]. L'énergie cinétique du vent est captée par les pales ensuite transformée en énergie électrique grâce à des générateurs électriques de type synchrone ou asynchrone.

1.6.1 Les éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique Figure (1.12). Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage.

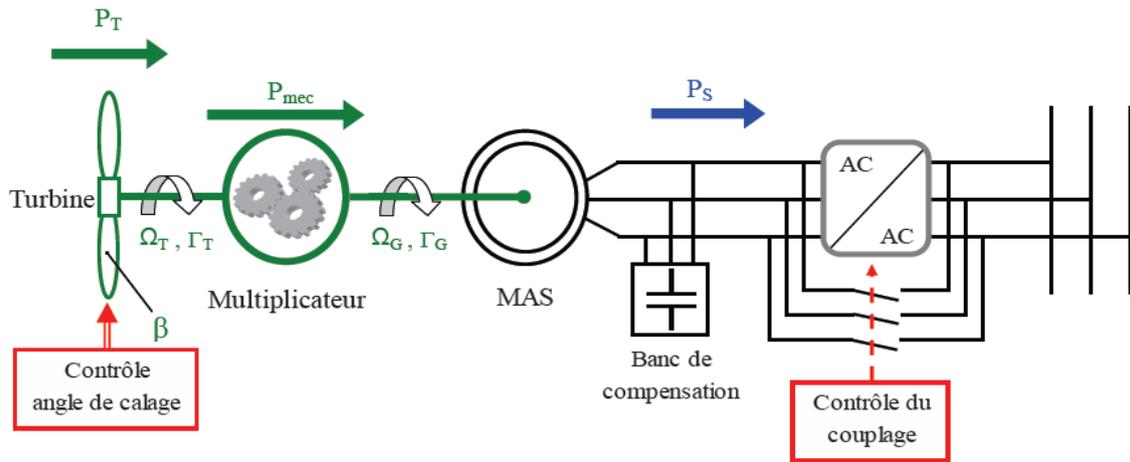


Figure 1.12 Structure d'une éolienne à vitesse fixe.

La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situe dans la gamme de la dizaine de millisecondes [20]. En conséquence, en cas de rafales de vent, on peut observer une variation rapide et importante de la puissance électrique générée.

Cette configuration présente les inconvénients suivants :

- Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone,
- Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité,
- Variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau,
- Impossibilité de réglage de la puissance générée.

1.6.2 Intérêt de la vitesse variable

L'ensemble des caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent est illustrée sur la Figure (1.13). À partir de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si la génératrice est entraînée à une vitesse fixe les maxima théoriques des courbes de puissance ne seraient pas exploités. Pour cela, et afin de pouvoir optimiser le point de fonctionnement en terme de puissance extraite, il y a lieu de pouvoir ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent.

Actuellement, les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable. Les avantages principaux des éoliennes à vitesse variable comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants [20] :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti,

- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale P_n ,
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie,
- Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.

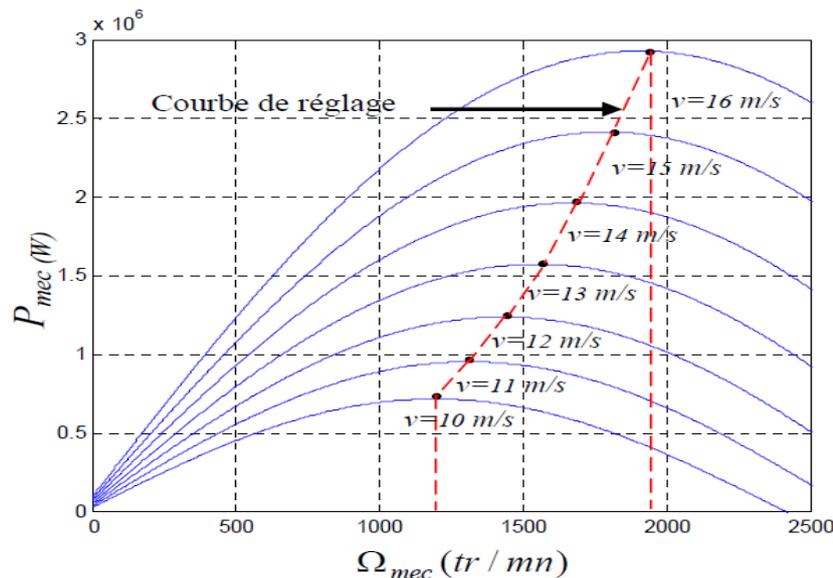


Figure. 1.13. Puissance théorique disponible au niveau de la turbine éolienne.

1.6.3 Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator

Les machines électrique qui sont couramment utilisées pour ce genre d'éoliennes, directement couplées au réseau, sont les machines asynchrone à cage et synchrone à aimant permanent. La machine asynchrone à cage est généralement couplée à la turbine via un multiplicateur de vitesse, tandis que la machine synchrone à aimant permanent peut être couplée aussi à la turbine à travers un multiplicateur ou couplée directement à la turbine Figure (1.14) si la machine comporte un grand nombre de pôles évitant ainsi le multiplicateur de vitesse [1,20].

Le fonctionnement à vitesse variable de ces éoliennes est devenu possible grâce au développement des convertisseurs statiques et de leurs dispositifs de commande. En effet, deux convertisseurs statiques interfacés par un bus continu sont utilisés. La connexion de ces convertisseurs est réalisée au moyen de trois inductances de lissage permettant de réduire significativement les harmoniques de courant.

Le premier convertisseur assure le contrôle de la puissance générée en agissant sur la vitesse du générateur. Ceci permet de limiter le système d'orientation des pales à une fonction de sécurité par grand vent [3]. Le second permet avec une commande adéquate de délivrer des courants de fréquence fixe correspondant à celle du réseau, avec la possibilité de régler le facteur de

puissance (puissance réactive). La puissance nominale de la machine détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne.

Malgré le fonctionnement à vitesse variable, cette technologie d'éoliennes présente plusieurs inconvénients :

- Le dimensionnement des convertisseurs utilisés est effectué pour transiter la totalité de la puissance échangée entre la machine et le réseau,
- Le dimensionnement des filtres est également réalisé pour transiter la puissance totale. Cela engendre des problèmes de conception, d'encombrement et également une répercussion sur le coût [20],
- L'augmentation des pertes des convertisseurs de puissance avec l'augmentation de la puissance des éoliennes, ce qui influe sur le rendement du système éolien et cela, sur la plage entière de fonctionnement.

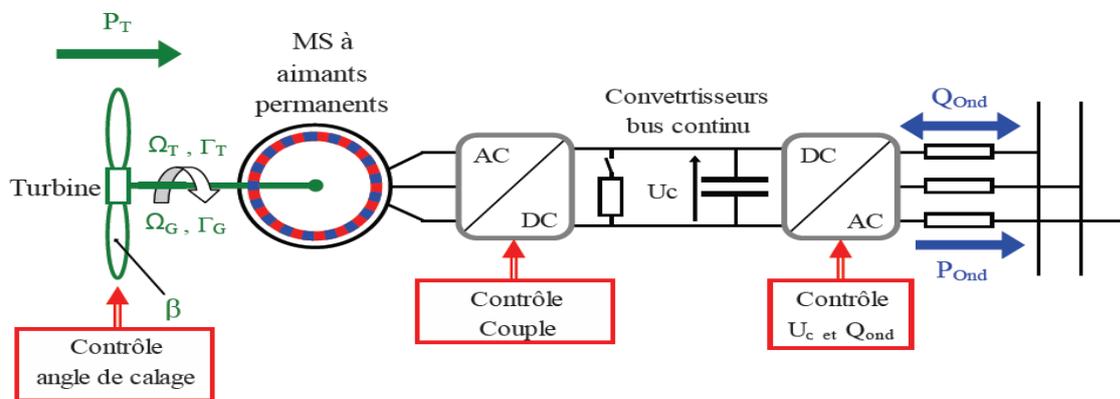


Figure 1.14 Structure d'une éolienne à base de MS à aimants permanents.

1.6.4 Eolienne à vitesse variable à base de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

Une des configurations en forte croissance et qui présente un atout considérable dans le marché des turbines éoliennes grâce à ses caractéristiques est connue sous le nom de Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) [21, 22]. En effet, cette machine a des nombreux avantages tels que le bas coût et la petite taille, l'élimination de la source extérieure de C.C, la capacité de produire le maximum de puissance pour différentes vitesses du vent et de rotation de la machine, les possibilités de commander la puissance active et réactive, et l'opportunité d'employer des petits convertisseurs et contrôleurs ne sont pas chers [21]. Le stator de la MADA est relié directement à tension et fréquence fixe au réseau de puissance et dont le rotor, grâce à un système de bagues et balais, est connecté à travers un convertisseur électronique de puissance en « back-to-back » au réseau. Le convertisseur électronique de puissance est constitué généralement par deux convertisseurs de tension (côté rotor et côté réseau) avec un bus continu en commun [22] ou par un seul convertisseur électronique de puissance bidirectionnel commandé (matriciel) [23, 24]. La tension et la fréquence du stator sont prélevées au réseau alors que la tension et la fréquence appliquées au rotor peuvent être commandées par les convertisseurs électroniques de puissance. La MADA permet au système éolien un

fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement. Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor Figure (1.15).

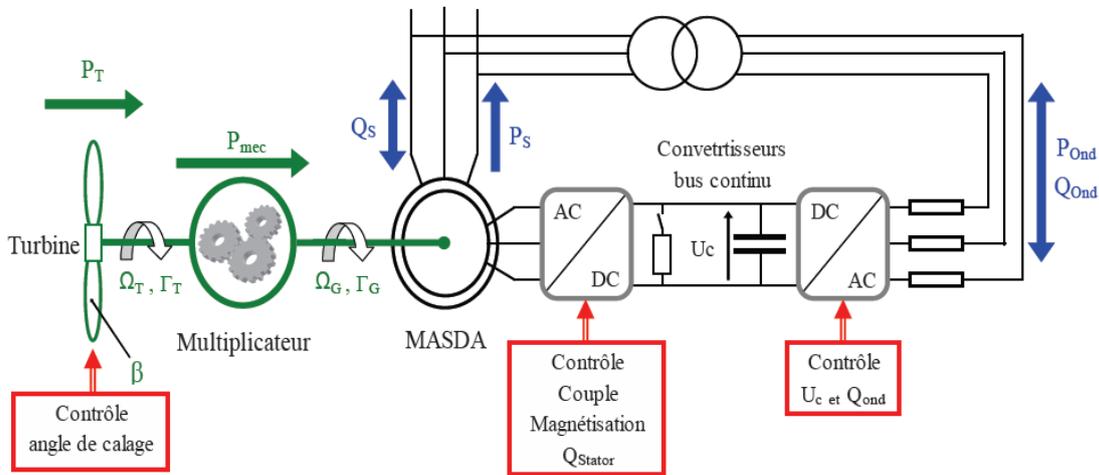


Figure 1.15 Structure d'une éolienne à base de MASDA ($\approx \pm 20-30\%$ de variation de vitesse).

La MADA a le point fort d'avoir la capacité de commander la puissance réactive et, de cette façon, de découpler la commande des puissances active et réactive. Elle peut se magnétiser par le rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire. La taille du convertisseur connecté au rotor qui n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie représente un autre point fort de la MADA. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Cette machine a la possibilité de participer au réglage de la tension du réseau électrique en échangeant de la puissance réactive avec le réseau. Cependant, l'inconvénient majeur de la MADA réside dans la présence obligatoire de bagues et balais.

1.7 Différentes défaillances dans les systèmes éoliens

Les turbines éoliennes sont soumises à des conditions de service extrêmement variées qui peuvent, dans certains cas, pousser les diverses parties du système éolien au-delà de leurs limites [25]. En conséquence, les statistiques des défaillances pouvant affecter les turbines éoliennes devraient être étudiées en tenant compte de deux critères, leurs fréquences et leurs temps d'arrêt provoqués, afin d'en déduire les défaillances à prendre prioritairement en compte dans un contexte de maintenance prédictive. Cependant, l'accès à ces statistiques n'est pas toujours autorisé par le fabricant et il est tout à fait compréhensible [25].

Des analyses des données réelles de défaillances dans les turbines éoliennes ont montré les composants principaux d'un système éoliens qui sont concernés par l'analyse de défaillance. La figure 1.16 montre une analyse réelle considérant les fréquences et les temps d'arrêt résultant de défaillance pour les centrales éoliennes suédoises sur la période 2000-2004 [26].

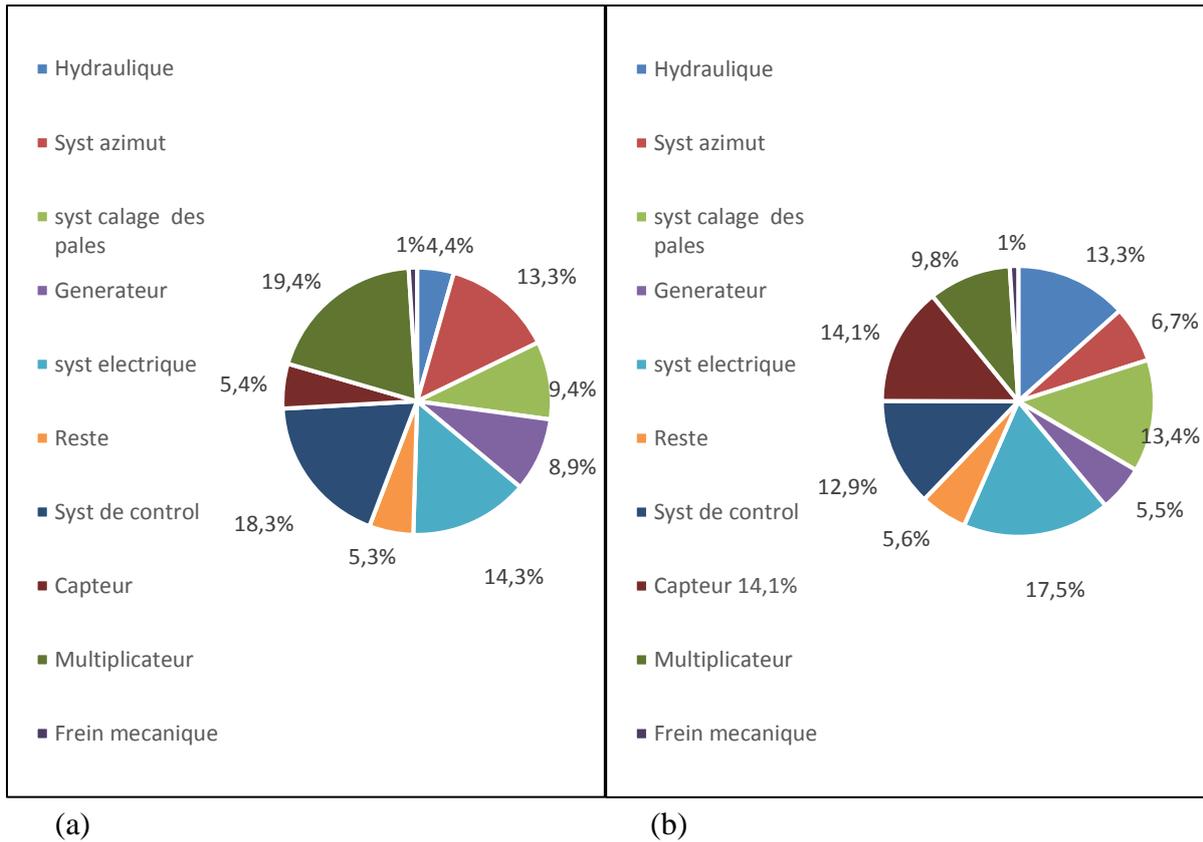


Figure 1.16 Statistiques de défaillances des aérogénérateurs en Suède entre 2000 et 2004
 a) Distribution par composante du pourcentage de temps d'arrêt dû à la défaillance sur la durée totale de service.
 b) Distribution des défaillances par composante.

La distribution des défaillances et des temps d'arrêt pour chaque composant des systèmes éoliens sont comparés et il est clair que la plupart des défaillances sont liées au système électrique, les différents capteurs, le système d'orientation des pales et le système de contrôle respectivement. Cependant, pour le temps d'arrêt correspond à chaque composante, la boîte de vitesses et le système de commande ont le taux le plus élevé par rapport aux autres composantes. Une autre étude, au sujet des systèmes éoliens suédois et Allemagne pour deux centrales pendant la période 1994-2004 [27], montre la même tendance. En allemand, les taux de défaillance les plus élevés sont dans le système du contrôle électrique ou les montages partiels du système électrique (réseau ou système électrique, système d'orientation de la nacelle et système mécanique ou d'orientation des pales) que dans les montages partiels mécaniques tels que la boîte de vitesses.

Le nombre de défaillances par année d'exploitation est un autre facteur très important dans les statistiques de défaillance pour les chaînes éoliennes. Figure 1.17 montre le nombre de turbines éoliennes qui ont « survécu » en fonction des années opérationnelles respectives ainsi que les nombres de défaillances jusqu'à 19 ans d'opération ont été enregistrés [28].

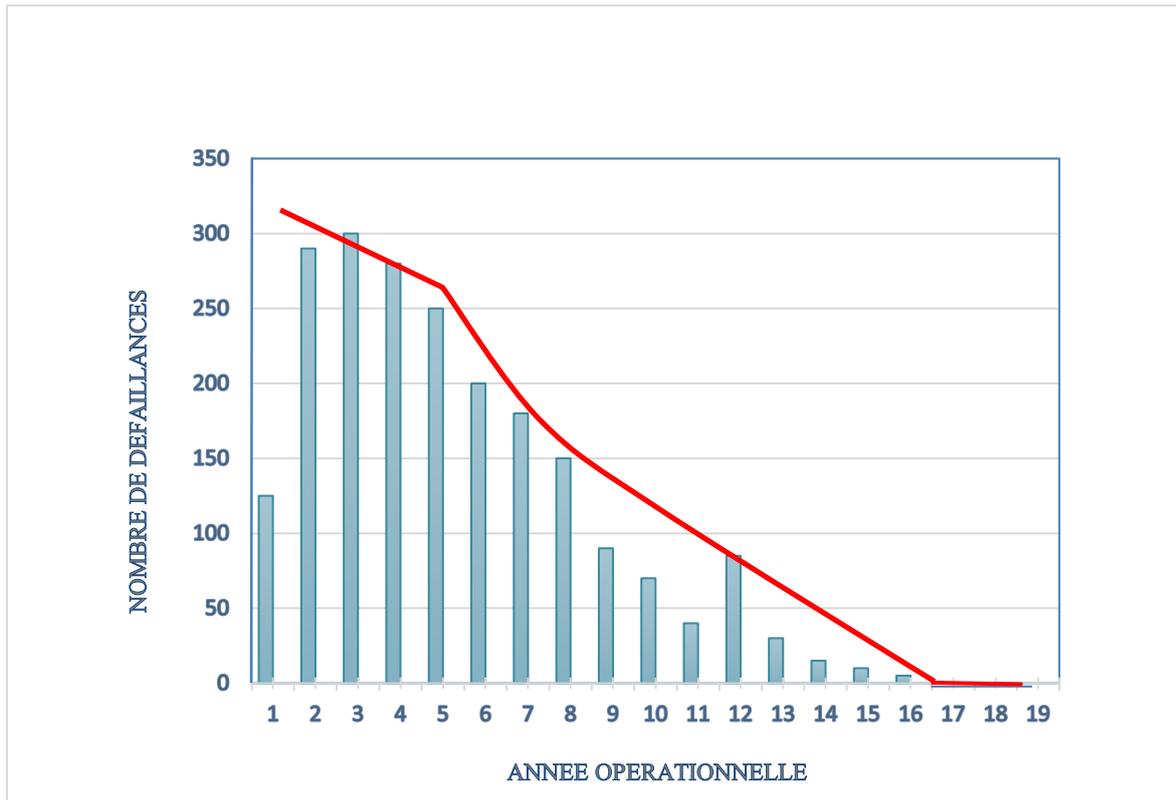


Figure 1.17 Nombre de défaillances en fonction de l'année d'opération [28].

Le nombre de défaillances dans la première année de fonctionnement est beaucoup plus faible que dans la seconde [26], [28]. Ensuite, le taux de défaillance reste presque constant depuis la huitième année d'exploitation et tombe à 11 ans d'exploitation. Ensuite, aux 12^{ème} année d'exploitation, il donne un pic important en diminuant vers le bas jusqu'à la 19^{ème} année.

Bien que la boîte de vitesses soit la partie la plus critique pour les applications éoliennes d'entraînement indirect, il peut être supposé que les applications d'entraînement direct ont moins de défaillances que les autres [25]. Néanmoins, une étude sur les différents types d'éoliennes montre que les applications éoliennes à entraînements directs n'ont pas moins de défaillances que les applications éoliennes à entraînements indirects [29]. Une recherche liée à la fiabilité des générateurs et des convertisseurs électronique de puissance dans les systèmes d'énergie éolienne a été faite dans [29] et elle établit que Figure (1.18) :

- Les défaillances de convertisseur de puissance dans les applications éoliennes entraînements directs sont plus importantes que dans les applications éoliennes à entraînements indirects, mais elles sont beaucoup plus petites que la boîte de vitesses.
- Le taux de la défaillance du système électrique est remarquable dans les entraînements directs prenant en considération l'ensemble de tous les défauts de connexion électrique, leur taux de défaillance est beaucoup plus important que le taux de défaillance de la boîte de vitesses en entraînement indirect.
- Les taux des défaillances des générateurs à entraînement direct sont deux fois de plus que dans des applications à entraînements indirects.

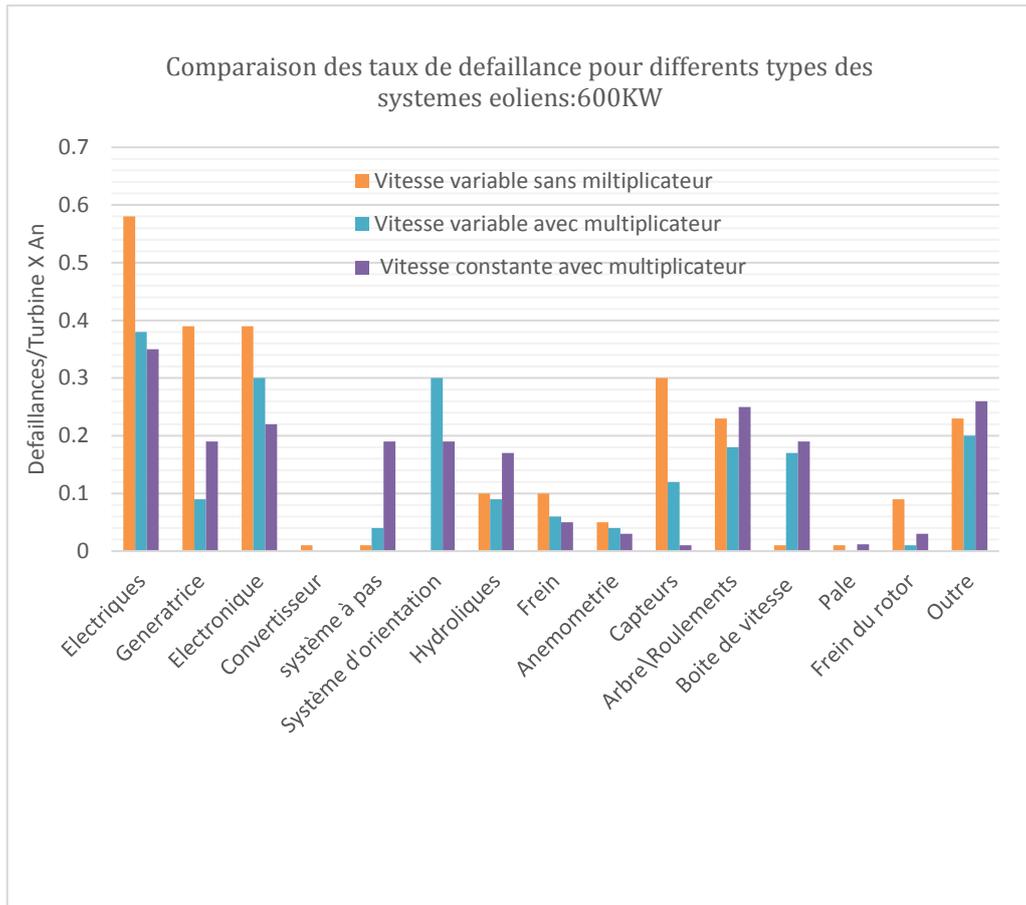


Figure 1.18 Comparaison des taux de défaillance pour différents types des systèmes éoliens.

Par conséquent, le taux total de défaillance dans les applications éoliennes à entraînements directs n'est pas inférieur aux applications éoliennes à entraînements indirects. Une comparaison complète de l'entraînement direct et indirect des systèmes éoliens a été faite dans [30] en fonction de leur coût et de leur efficacité énergétique annuelle.

Résultats	Suède	Finlande	Allemagne
Nombre moyen de défaillances par turbine	0.402 fois par année	1.38 fois par année	2.38 fois par année (1.86 fois par année pour 2004-2005)
Temps d'arrêt moyen par an	52 heures par an	237 heures par an	149 heures par an
Temps d'arrêt moyen par défaillance	170 heures par défaillance	172 heures par défaillance	62.6 heures par défaillance
La plupart de défaillances	1. Système électrique 2. Capteurs 3. Pale / Système à pas	1. Hydrauliques 2. Pale / Système à pas 3. Boite de vitesses	1. Système électrique 2. Système de commande 3. Hydrauliques, capteurs
La plupart de temps d'arrêt	1. Boite de vitesses 2. Système de commande 3. Système électrique	1. Boite de vitesses 2. Système de commande 3. Système électrique	1. Boite de vitesses 2. Train d'entraînement 3. Génératrices
le plus long temps d'arrêt par défaillance	1. Train d'entraînement 2. Système d'orientation 3. Boite de vitesses	1. Boite de vitesses 2. Pale / Système à pas 3. Structure	1. Génératrices 2. Boite de vitesses 3. Train d'entraînement

Tableau 1.1 Résultats d'un aperçu sur des défaillances [28].

Le tableau 1.1 montre un aperçu sur des statistiques pour l'industrie d'énergie éolienne dans la Suède, la Finlande et Allemagne [28]. Les résultats de la recherche ont remarqué comment les défaillances dans les boîtes de vitesse sont critiques en fonction des taux de défaillance et des temps d'arrêt moyens. Une autre conclusion importante dans cette recherche est que les grandes turbines éoliennes ont une fréquence plus élevée des défaillances comparativement aux petites et plus anciennes turbines éoliennes.

1.7.1. Les défaillances du contrôle électrique

Les détériorations des enroulements du générateur électrique, des transformateurs et de câblage ainsi que les courts-circuits et les surtensions de composants électroniques sont les défaillances communes de contrôle électrique. Ces défaillances peuvent être causées par un des problèmes suivants : des foudres, les mauvaises installations électriques, des défauts techniques et des résonances au sein des circuits Résistance-Condensateur (RC) [31].

1.7.2. Les défaillances du système d'orientation

Le système d'orientation permettre de contrôler la rotation de la nacelle face au vent. Il a été rapporté que les fissures des arbres d'entraînement du système d'orientation, fracture de dents d'engrenage, piquûre de la bague de roulement de moyeu et de la défaillance de la vis de fixation de palier sont toutes classés comme des défaillances du système d'orientation. Problème du glaçage dans des conditions météorologiques extrêmes [32] et le niveau de vibration élevé en surcharge sont les causes majeures de la défaillance.

1.7.3. Les défaillances du réseau

La grande variabilité de la force exercée par le vent en direction et en intensité est impossible à prévoir avec précision. Sans stockage d'énergie de secours ou tout autre système de production d'électricité, les défaillances du réseau peuvent se produire lors d'une consommation élevée de puissance avec une faible production d'énergie éolienne [32].

1.7.4. Les défaillances hydrauliques

Les composants hydrauliques sont utilisés dans nombreuses connexions à haute pression. Ils sont situés au système à pas, système d'orientation de la nacelle, le système de freinage et le système de lubrification de la boîte de vitesses. Les fuites dans ces composants sont appelés panne hydraulique. Les éoliennes sont généralement situées dans des conditions environnementales extrêmes comme la haute/basse température, corrosion et vibration. En conséquence, la défaillance peut se produire à cause d'une mauvaise installation, une mauvaise conception du système, une mauvaise qualité des composants et abus du système. La mauvaise installation est évaluée en tant que 60% de toutes les causes de défaillance [35], cependant, les défaillances causées par des capteurs défectueux ou par des événements qui ne sont pas

d'origine hydraulique sont les causes les plus complexes à identifier et à traiter. En effet, l'application de ces procédures peut parfois prêter à confusion et des problèmes d'interprétation pouvant conduire à des situations non prévues par le constructeur.

1.7.5. Les défaillances des pales

Les pales sont la partie principale dans les rotors des turbines éoliennes transférant l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission. Elles sont, d'une part, constituées de matériaux composites qui peuvent souvent cacher des défauts mineurs ou des mauvais fonctionnements qui sont difficiles à détecter avec les méthodes conventionnelles, et d'autre part, souvent exposées aux phénomènes naturels extrêmes comme les turbulences du vent et les foudres. Ces derniers peuvent être les causes des défauts dans les matériaux des pales d'éoliennes comme le système de sécurité par vent violent (survitesse de la machine amenant rapidement des contraintes inacceptables au sein des pales et de leur fixation au moyeu) provoquant des défaillances catastrophiques (détérioration, des fissures, des courbures, la perte de tout ou partie d'une pale), mettant en danger des vies humaines et réduisant la confiance du public, ce qui peut freiner leur production. A rapporté qu'une pale brisée avait déplacé aussi loin que 1,3 km de sa tour [32].

De nombreux pays, par conséquent, mis en place des règlements pour interdire à leurs civils de se rapprocher de parcs éoliens tels que les Etats-Unis et l'Allemagne. La plupart des turbines éoliennes modernes sont équipées d'un système de protection contre la foudre qui est relié au système de commande et de surveillance de la turbine éolienne [36]. Cependant, une protection complète contre ses dommages n'est pas réalisable [37] et par conséquent, dans [38] une méthode pour la localisation et la classification d'impact de la foudre, et de la surveillance des pales en utilisant un réseau de capteurs de courant à fibre optique est proposée.

1.7.6. Défauts dans les génératrices électriques

Les progrès en ingénierie et en sciences des matériaux ont entraîné les machines électriques à devenir plus légères, tout en ayant une durée de vie considérable. Néanmoins, malgré les améliorations apportées aux techniques de conception, les défauts peuvent encore se produire. Selon l'étude statistique effectuée par une compagnie d'assurance Allemande de systèmes Industriels, la répartition de défauts dans la machine asynchrone est représentée sur les deux figures suivantes. Leurs observations s'étaient portées sur les machines de faible et moyenne puissance, 50 KW à 200 KW et sur des machines de grande puissance de 100 KW à 1 MW, on voit sur la Figure (1.19) que les défauts les plus rencontrés sur les machines asynchrones de faible et moyenne puissance sont les défauts statoriques et les défauts dus aux contraintes mécaniques occupent les pourcentages les plus élevés pour les machines asynchrones de grande puissance. En général, les défauts de la machine se divisent en quatre catégories [39] :

1. Les défauts statoriques
2. Les défauts rotoriques
3. Les défauts de roulement
4. Les autres défauts

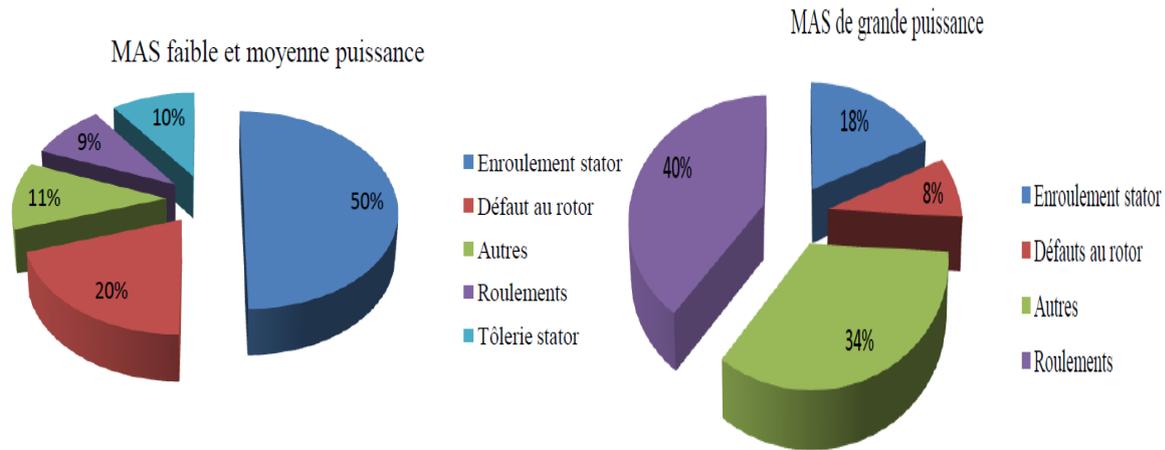


Figure 1.19 Statistiques des défauts MAS de moyenne et grande puissance.

1.7.7. Les défaillances de la boîte de vitesses

Les éoliennes fonctionnent généralement dans des conditions d'environnement extrêmement difficiles, y compris de poussières, l'humidité, la température, la pression de l'air et des charges imprévisibles en raison de rafales de vent. Les boîtes de vitesse d'éoliennes sont donc sensibles aux conditions tribologiques sévères tels que l'usure, la fatigue et à la corrosion, entraînant une augmentation des dommages de composants et le dysfonctionnement de la machine.

Selon un certain nombre d'enquêtes sur les parcs éoliens en Europe et en Amérique, la boîte de vitesses est le sous-système le plus fiable qui est responsable du temps d'arrêt et les coûts de maintenance de l'éolienne. La boîte de vitesses est le composant qui se trouve soumis à un certain nombre d'usure dans le mécanisme éolien, tels que l'usure par abrasion, des piqûres, les éraflures, l'érosion, le crack, la rupture, etc.... [36].

1.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une brève description du domaine des énergies renouvelables en basant sur la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Nous avons présenté aussi des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement. Ensuite, nous avons présenté les machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien que ce soit les machines asynchrones à cage ou à rotor bobiné et les machines synchrones à rotor bobiné ou à aimants permanents.

La dernière partie de ce chapitre nous avons présenté brièvement les statistiques et les principales causes des différentes défaillances des systèmes éoliens. En conséquence, pour éviter qu'un tel arrêt soit causé par des défaillances d'ordre électrique ou mécanique, il est important de diagnostiquer ces défauts d'une manière précoce.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [11] Ling Peng. « Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension », Doctorat délivré par l'école centrale de Lille, juin 2010.
- [1]Tarak 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». Doctorat délivré conjointement par l'école centrale de Lille et l'école militaire polytechnique d'Alger, Septembre 2011.
- [2] B. Multon, «Energie électrique : les enjeux». Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2008.
- [3] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S.Plumel, J. Deuse. « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie ». *Revue J3Ea*, vol. 5, Hors-Série 1, EDP Science, 2006.
- [4] B. Paluch, « Introduction à l'énergie éolienne », Revue REE, no. 5, pp. 35-50, Mai 2005.
- [5] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, «Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'ingénieur, D3960, 2004.
- [6] Armand Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour production éolienne », Thèse de doctorat, GREEN, France, Décembre 2006.
- [8] Site Internet, [http:// www.nature-obsession.fr](http://www.nature-obsession.fr).
- [9] F. Poitiers, "Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : -Machine asynchrone à cage autonome.-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau", Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes, 2003.
- [10] H. Camblong, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable », Thèse de Doctorat, décembre 2003, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux.
- [11] Kendouli Fairouz, « Modélisation et Commande des Machines Electriques », Thèse de Doctorat L'Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [12] Aggoune Ghania, « Etude qualitative de l'association convertisseur machine pour l'entraînement électrique d'un système de génération éolienne », Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou.
- [14] Bernard Multon, Olivier Gergaud, Hamid Ben Ahmed, Xavier Roboam, Stéphan Astier, Brayima Dakyo, Cristian Nichita, « Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques », Extrait du rapport de synthèse ECRIN « L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables », paru mai en 2002.

- [15] site internet <http://encyclopedie-energie.org>
- [16] Issam Atoui et Amar Omeiri. « Modeling, control and fault diagnosis of an isolated wind energy conversion system with a self-excited induction generator subject to electrical faults ». *Energy Conversion and Management* 82 (2014) 11–26.
- [17] Poitiers Frédéric. « Etude et commande de génératrice asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne ». Thèse de doctorat, université de Nantes, décembre 2003.
- [18] D. Joshi, K.S. Sandhu, M.K. Soni, « Constant Voltage Constant Frequency Operation for a Self -excited Induction Generator », *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 1, March 2006, pp. 228 – 234.
- [19] S. Wekhande, V. Agarwal, « Simple Control for a Wind Driven Induction Generator », *IEEE Industry Application Magazine*, Vol. 7, No. 2, March/April 2001, pp. 44 – 53.
- [20] B. Francois, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, « Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension », *Revue REE*, no. 5, pp 65-74, Mai 2005.
- [21] Tazil M, Kumar V, Bansal RC, Kong S, Dong ZY, Freitas W, et al. « Three-phase doubly fed induction generators: an overview », *IET Journal on Electric Power Applications* 2010;4:75–89.
- [22] Abdullah Asuhaimi B. Mohd Zin, Mahmoud Pesaran H.A., Azhar B. Khairuddin, Leila Jahanshaloo, Omid Shariati, « An overview on doubly fed induction generators' controls and contributions to wind based electricity generation », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (2013) 692–708.
- [23] K. Ghedamsi, D. Aouzellag, « Improvement of the performances for wind energy conversions systems », *Electrical Power and Energy Systems* 32 (2010) 936–945.
- [24] Roberto Cárdenas, Rubén Pena, Patrick Wheelerc, Jon Clare, Andrés Munoz, Alvaro Sureda, « Control of a wind generation system based on a Brushless Doubly-Fed Induction Generator fed by a matrix converter », *Electric Power Systems Research* 103 (2013) 49– 60.
- [25] Z. Daneshi-Far, G. A. Capolino, H. Henao, « Review of Failures and Condition Monitoring in Wind Turbine Generators », *XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*, Rome.
- [26] Davide Aguglia, « Conception Globale Des Generateurs Asynchrones A Double Alimentation Pour Eoliennes », Thèse Philosophias Doctor de l'Université Laval, 2010.

- [27] P.J Tavner et al, « Reliability analysis for wind turbines », *Journal of Wind Energy*, vol. 10, n°1, pp.1-18, March-April 2006.
- [28] J. Ribrant, and L. Bertling, « Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997-2005 », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n° 1, pp. 167-173, March 2007.
- [29] P. J. Tavner, G. Bussel, and F. Spinato, "Machine and converter reliabilities in wind turbines," in *Proc. 2006 IET 3rd International Conference on Power Electronics, Machines and Drives*, pp.127-130.
- [30]H. Polinder, F. F. A. Pijl, G.-J. Vilder, and P. J. Tavner, « Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines », *IEEE Transactions on Energy Conversion*,vol. 21, n° 3, pp. 725-733, Sept. 2006.
- [31] The Confederation of Fire Protection Association CFPA Europe, « Wind turbines fire protection guideline », CFPA-E No.: 22:2010 F, April 2010.
- [32] Lau B C P, Ma E W M, Pecht M, « Review of Offshore Wind Turbine Failures and Fault Prognostic Methods », In *Proceedings of IEEE Prognostics and System Health Management (PHM)*, 2012, pages : 1-5.
- [33] 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.
- [34] Mengyan Nie, Ling Wang, « Review of condition monitoring and fault diagnosis technologies for wind turbine gearbox », *Proceedings CIRP 11 (2013) 287 – 290*, 2nd International Through-life Engineering Services Conference.
- [35] A. Palanci, « Leak-free hydraulic fittings prevent vibration failure », *Windpower Engineering for Parker Hannifin*, WTWH Media, Inc., 11th April 2011.
- [36] I. Cotton et al, « Lightning protection for wind turbine blades and bearings », *Wind Energy*, pp. 23–37, 2001.
- [37] 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.
- [38]S.G.M. Krämer 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

CHAPITRE 2

MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE DE LA TURBINE ÉOLIENNE

2.1 Introduction :

La configuration classique de la turbine éolienne utilisant une MADA est présentée par la figure 2.1. La MADA est un générateur à rotor bobiné avec un système de balais et de bagues. Dans cette conception le stator de la machine est directement connecté au réseau électrique et le rotor connecté au réseau au travers d'une chaîne de convertisseurs électroniques à bus continu intermédiaire. La MADA est alimentée à partir de la tension réseau et de la tension à la sortie du convertisseur électronique de puissance à fréquence variable associé au rotor. Afin d'obtenir des vitesses de rotation hyposynchrone et hypersynchrone, la chaîne de conversion électronique associée au rotor doit être bidirectionnelle. Cela est effectué à partir d'un convertisseur back-to-back qui est constitué par deux convertisseurs de tension avec un bus continu en commun. Le convertisseur de tension coté réseau est connecté à celui-ci via trois bobines permettant de filtrer les harmoniques du courant.

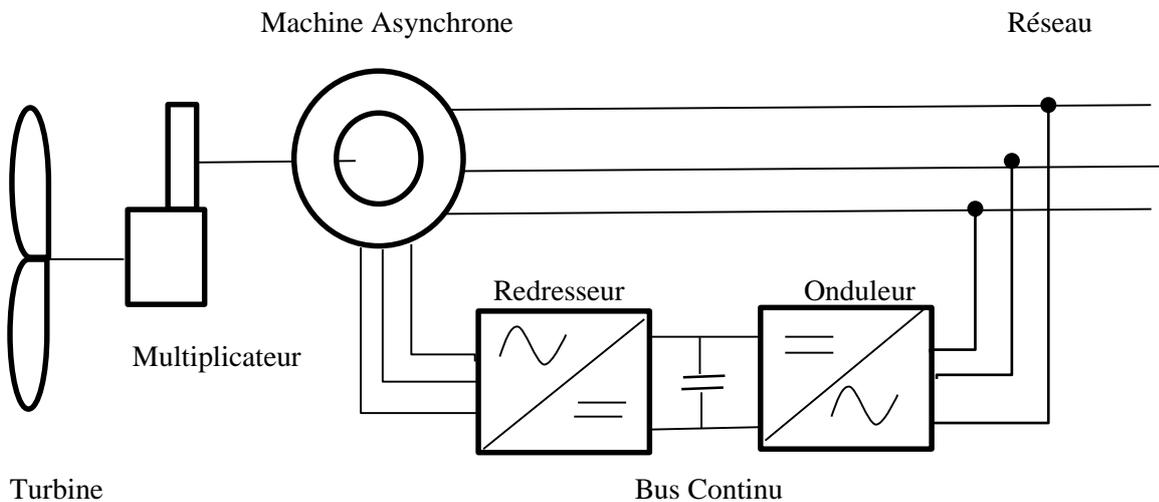


Figure 2.1 Générateur éolien considéré.

2.2 Modélisation de l'éolienne

Le modèle de la turbine permet de déterminer la puissance extraite par la turbine en fonction de la vitesse (incidente) du vent, de sa vitesse de rotation et de la position de l'angle de calage des pales. Il sera ainsi possible de déduire le couple appliqué par la turbine sur l'arbre lent de l'éolienne. Il s'attache donc à décrire le coefficient de puissance de la turbine C_P (ou son rendement énergétique dans le cas d'une éolienne sans carène) [1].

2.2.1 Modélisation de la vitesse du vent

La ressource en vent, du point de vue de sa distribution statistique, est primordiale dans un projet éolien et donc déterminante pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, est au cube de la vitesse du vent (cf. équation (1-1)).

La vitesse du vent est un vecteur tridimensionnel. Néanmoins, la direction du vecteur de vitesse du vent dans l'axe vertical n'a pas d'importance du point de vue de la voilure éolienne car elle n'est pas vue par sa surface active. Par simplification, le vecteur vitesse évolue dans le plan horizontal. La vitesse du vent peut être donc modélisée comme une fonction scalaire qui évolue dans le temps [2] :

$$V_v = f(t) \quad (2.1)$$

L'évolution de la vitesse de vent en fonction du temps est modélisée par une fonction analytique ou générée par une loi statistique à partir des données de mesure pour un site donné. Dans un contexte de la modélisation théorique, le profil de vent doit satisfaire deux critères :

- La durée du profil doit être limitée pour réduire le temps de simulation
- Le profil de vent doit être représentatif des caractéristiques du gisement (intensité, variabilité, distribution statistique...).

Dans cette étude, nous avons représenté l'évolution de la vitesse de vent de façon déterministe, par une somme de plusieurs harmoniques, conformément à [3] [4] :

$$V_v(t) = 11 + 0,2 \sin(0,1047t) + 2 \sin(0,2665t) + \sin(1,2930t) + 0,2 \sin(3,6645t) \quad (2.2)$$

2.2.2 Modélisation du coefficient de puissance

La puissance extraite par l'éolienne est une fonction de trois facteurs principaux : l'énergie éolienne disponible, la courbe de puissance de la machine et la capacité de la machine à réagir à des fluctuations du vent. L'expression de l'énergie produite par le vent est donnée par [5] [6] :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\beta, \lambda) \rho S v^3 \quad (2.3)$$

Le couple exercé par le vent sur l'arbre de la turbine est défini par :

$$C_{aer} = \frac{1}{2\Omega_t} C_p(\beta, \lambda) \rho S v^3 \quad (2.4)$$

Ω_t est la vitesse de la turbine

$C_p(\beta, \lambda)$:représente le rendement aérodynamique de la turbine. Il dépend du dimensionnement de la pale, du coefficient de vitesse λ (speed ratio) et de l'angle d'orientation de la pale β .

Le coefficient de puissance C_p varie avec l'angle d'orientation des pales β et le ratio λ . La relation (2.3) montre qu'une petite variation de la vitesse du vent induit une grande variation de la puissance générée. L'évolution du coefficient de puissance est une donnée spécifique à chaque éolienne. A partir de relevés réalisés sur une éolienne, l'expression du coefficient de puissance a été approchée, pour ce type d'éolienne, par l'équation suivante [7] [8] [9] [10] :

$$C_p(\beta, \lambda) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} - C_2\lambda \quad (2.5)$$

$$\text{Avec } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$$

Les coefficients C_1 à C_6 sont :

$$C_1=0,5176 ; C_2=116 ; C_3=0,4 ; C_4=5 ; C_5=21 ; C_6=0,0068.$$

La Figure (2.2) montre l'influence de l'angle de calage β sur le coefficient de puissance C_p . Par conséquent, le choix de cet angle s'avère une décision prépondérante dans la suite de l'étude, dans notre cas, nous avons pris $\beta = 0^\circ$. On régle le système de façon à ce que pour chaque vitesse de vent, l'éolienne fonctionne à puissance maximale (Maximum Power Point Tracking) Figure (2.3). La puissance maximale est atteinte pour une vitesse de rotation de la turbine donnée par la caractéristique de l'éolienne $P(\Omega)$, en fixant le ratio de vitesse à λ_{opt} .

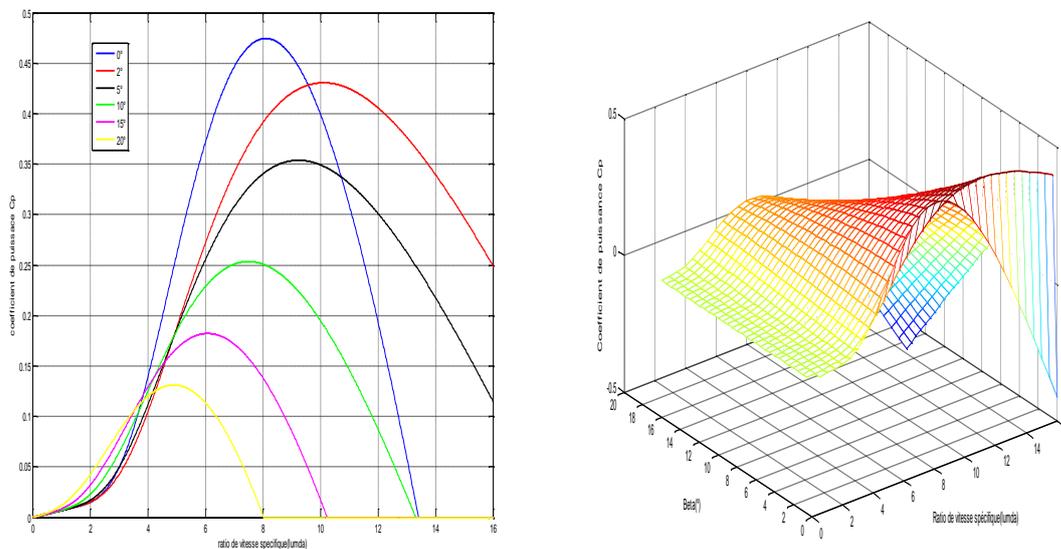


Figure 2.2 : Caractéristiques $C_p(\lambda)$ pour différentes valeurs de l'angle β

A partir de la caractéristique de puissance $C_p(\lambda)$ et en exploitant l'équation (2.2), les caractéristiques statiques des puissances aérodynamiques de la turbine P_t en fonction de la vitesse de la turbine Ω_t , pour différentes valeurs de la vitesse du vent v , peuvent être déterminées. Les caractéristiques obtenues sont montrées à la Figure (2.4). Il apparaît clairement sur ces caractéristiques que si l'éolienne fonctionne à vitesse fixe, les maximums théoriques des courbes de puissances ne sont pas exploités. Afin d'exploiter ces points, la

turbine doit tourner à une vitesse bien déterminée pour chaque vitesse du vent. D'où l'intérêt majeur des éoliennes à vitesse variable.

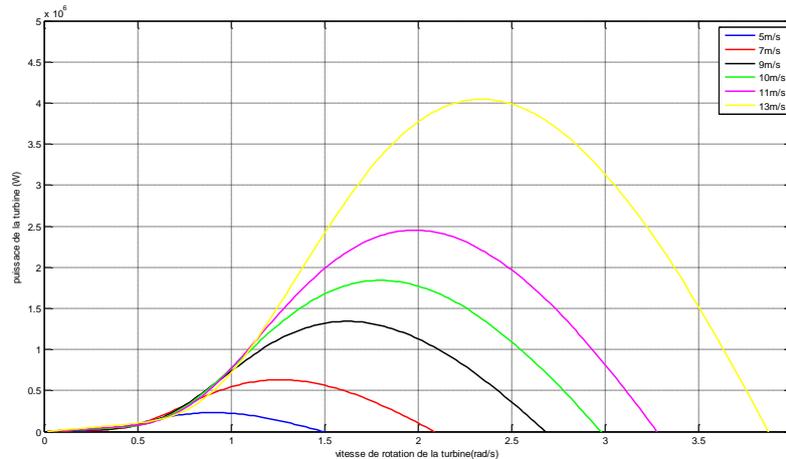


Figure 2.3 Puissance de la turbine en fonction de sa vitesse pour différentes vitesses du vent.

La puissance aérodynamique d'une turbine éolienne peut être représentée également par le couple aérodynamique généré sur son arbre, pour différentes valeurs de la vitesse du vent, en fonction de la vitesse de la turbine. Les caractéristiques de couple obtenues sont montrées à la Figure (2.4).

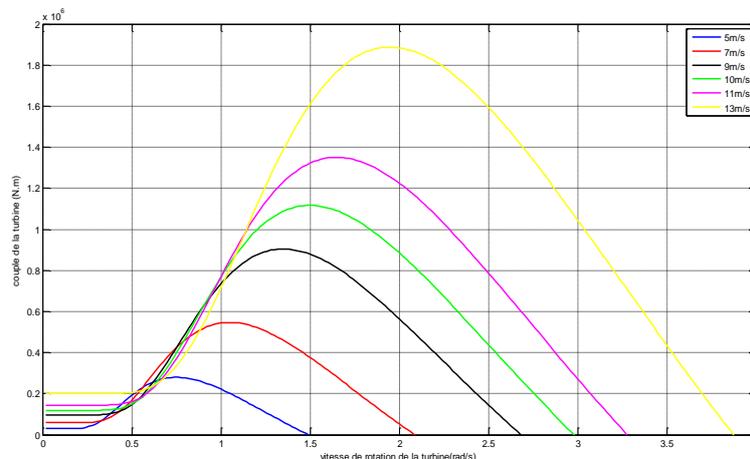


Figure 2.4 Couple de la turbine en fonction de sa vitesse pour différentes vitesses du vent.

2.2.3 Modèle du multiplicateur

La partie mécanique de la turbine comprend trois pales orientables. Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation Ω_t , relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne la génératrice électrique. Les trois pales sont considérées identiques. De plus, on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée. Ainsi, on peut modéliser l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De part la conception aérodynamique des pales, nous considérons

que leur coefficient de frottement par rapport à l'air est très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement du côté de la génératrice. Sur la base de ces hypothèses, on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme l'illustre par la Figure (2.5) dont la validité, par rapport au modèle complet de la turbine, a déjà été vérifiée [11].

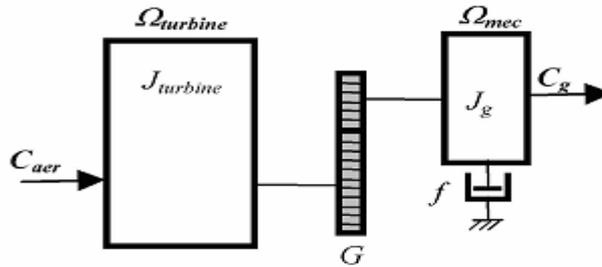


Figure 2.5 Modèle mécanique simplifié de la turbine éolienne.

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la GADA (arbre rapide). En considérant que le multiplicateur est idéal, c'est à dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisé par un simple gain G . Ceci nous permettra de déduire l'expression du couple mécanique sur l'arbre du générateur :

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (2.5)$$

Et de déduire l'expression de la vitesse du générateur :

$$\Omega_{mec} = G\Omega_t \quad (2.6)$$

Ou

G : est le rapport de multiplication.

C_g : est le couple mécanique disponible sur l'arbre du générateur.

Ω_{mec} : est la vitesse mécanique du générateur.

2.2.4 Equation dynamique de l'arbre de la turbine

La transmission de puissance est composée de l'inertie du rotor de la turbine J_t et de l'inertie de la génératrice J_g . Le modèle mécanique équivalent proposé intègre ces deux inerties qui considère l'inertie total J_T est la constitution de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor du générateur et l'inertie du générateur [10] :

$$J_T = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (2.7)$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total C_{mec} appliquée au rotor :

$$J_T \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (2.8)$$

Le couple mécanique C_{mec} prend en compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par le générateur, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issue du multiplicateur C_g .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (2.9)$$

Le couple résistant due aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f :

$$C_{vis} = f\Omega_{mec} \quad (2.10)$$

Une fois la modélisation de la turbine éolienne établie, la section suivante sera dédiée à la simulation de ce modèle dans un fonctionnement à vide, c'est-à-dire, le générateur entraîné n'exerce aucun couple résistant sur l'arbre de la turbine éolienne ($C_{em}=0$).

2.2.5 Simulation du modèle de la turbine éolienne fonctionnant à vide

L'ensemble des équations du modèle aérodynamique, du multiplicateur et de la dynamique de l'arbre de la turbine éolienne ont été implantées et simulés sous MATLAB-Simulink. La vitesse du vent v et le couple électromagnétique C_{em} développé par le générateur constituent l'entrée du système, tandis que le couple mécanique et la vitesse mécanique du générateur constituent ces sorties.

Dans cette simulation, le générateur couplée à l'arbre de la turbine éolienne est supposé au repos, par conséquent, le couple résistant exercé par le générateur à la turbine est nul. Le schéma bloc de la turbine éolienne incluant, le modèle du coefficient de puissance $C_p(\beta, \lambda)$ est montré par la Figure (2.5).

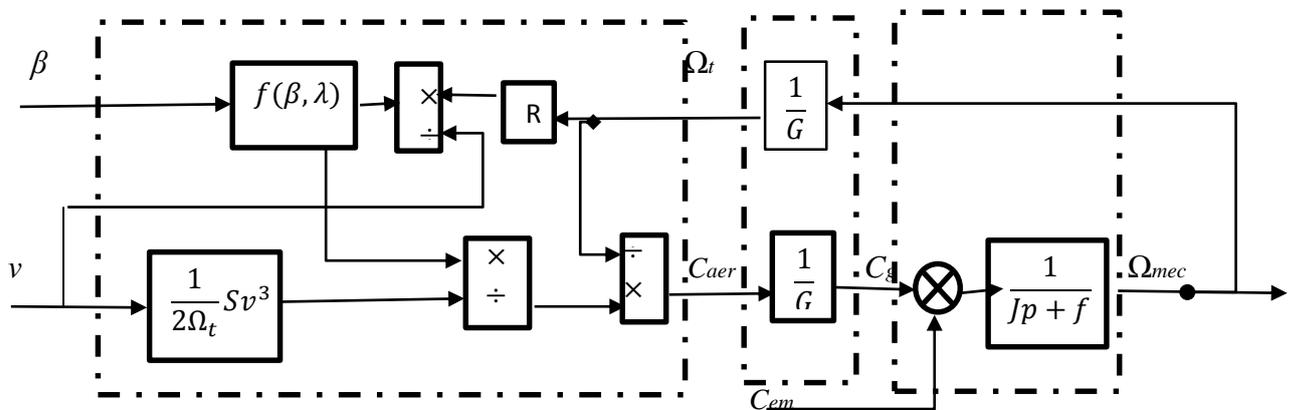


Figure 2.6 Schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine éolienne.

Un essai de simulation a été effectué en utilisant un profil de vent aléatoire d'une valeur moyenne de 11m/s. La puissance disponible sur l'arbre de la turbine, le ratio de vitesse et le coefficient de puissance sont représentés respectivement par la Figure (2.7 b, c, d).

A partir de ses résultats, nous constatons que la puissance de la turbine extraite disponible sur l'arbre du générateur reste faible car le ratio de vitesse de la turbine est loin de sa valeur optimal ($\lambda_{opt}=8,1$), ainsi, le coefficient de puissance C_p reste aussi loin de sa valeur maximal ($C_{pmax}=0,48$). Les Figures (2.7 e,f) montrent respectivement la vitesse du générateur et le couple mécanique disponible sur l'arbre du générateur. Il est à noter que dans ce mode de fonctionnement la puissance mécanique extraite, le couple mécanique d'entraînement du générateur reste très faible.

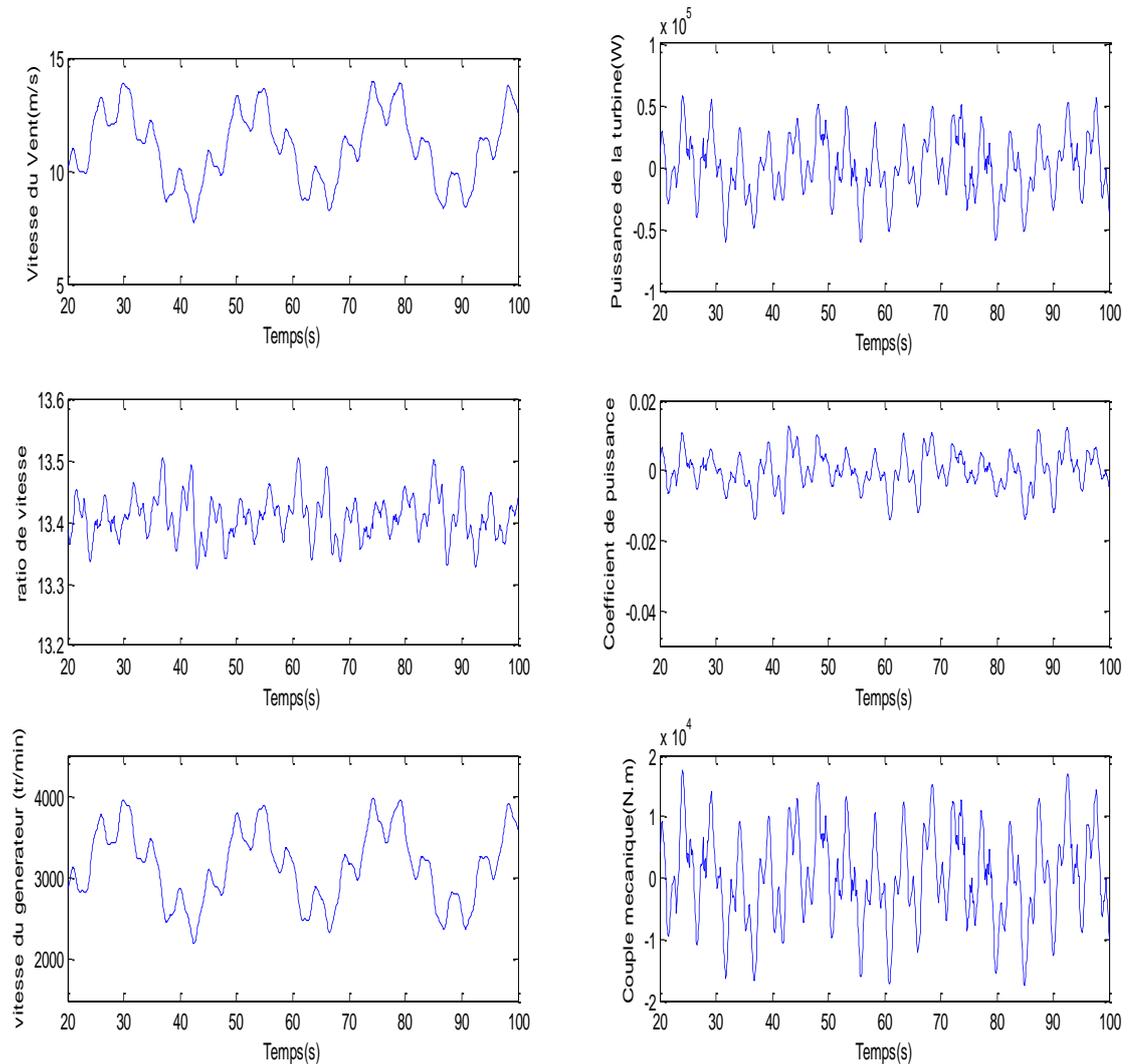


Figure 2.7 Résultats de simulation du modèle de la turbine éolienne fonctionnant à vide : (a) profil du vent, (b) puissance de la turbine, (c) ratio de vitesse, (d) coefficient de puissance, (e) vitesse du générateur et (f) couple mécanique du générateur

2.3 Extraction du maximum de la puissance du vent

2.3.1 Bilan de puissance

L'équation (2.3) quantifie la puissance aérodynamique extraite par la turbine éolienne. Cette puissance peut être essentiellement maximisée en ramenant le coefficient C_p à sa valeur maximale. Ce coefficient étant dépendant du ratio de vitesse λ , par conséquent, l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande de maximiser la puissance électrique générée en ajustant la valeur du ratio de vitesse à sa valeur optimal (λ_{opt}) et cela en régulant la vitesse de rotation de la génératrice à une valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice.

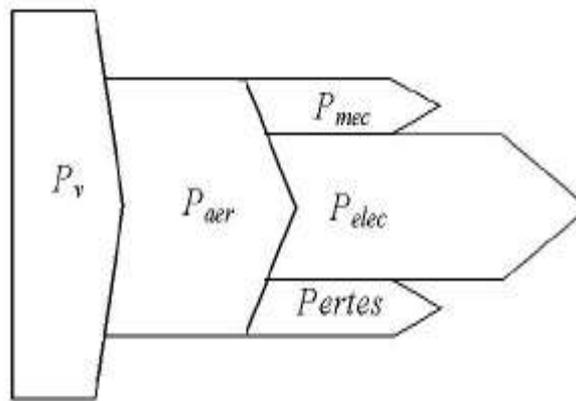


Figure 2.8 Diagramme de conversion de puissance.

Comme le montre l'équation (2-11), la puissance aérodynamique P_t de la turbine éolienne diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux et l'inertie des masses tournantes) est convertie directement en puissance électrique P_g [12]. Il est à noter que, dans le cas d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) par exemple, cette puissance du générateur P_g contient la puissance électrique générée (puissances actives statorique et rotorique) et les pertes joules statorique et rotorique

$$P_g = P_t - \text{pertes} \quad (2.11)$$

D'autant plus, que pour extraire de manière efficace la puissance du vent, tout en maintenant en sécurité le régime, l'éolienne doit être exploitée selon les 3 zones, qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale du rotor admissible, et la puissance désirée. Dans la zone **I** la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre de démarrer l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro. Dans la zone **II** de fonctionnement, le vent atteint une vitesse minimale pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique et de la vitesse de rotation. Finalement pour

la zone **III**, le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales β). Dès que le vent a atteint sa valeur maximale, une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci [13].

Nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone **II**. En effet, dans cette zone, nous considérons que l'angle de calage des pales β est constant. Dans la Zone **II**, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la MADA afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est connu sous la terminologie MPPT (Maximum Power Point Tracking). On peut distinguer deux modes de contrôle [14].

- Le contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.
- Le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation.

L'objectif de cette commande est d'imposer un couple de référence de manière à permettre à l'éolienne de tourner à une vitesse réglable, pour les vents faibles et modérés, afin d'assurer un point de fonctionnement optimal en terme d'extraction de puissance, puis de garder cette puissance constante à P_n pour les vents les plus forts. Chaque courbe de la caractéristique $P(\Omega)$ montrée sur la Figure (1.4) présente un point de puissance optimale correspondant à une certaine vitesse de rotation. La commande MPPT a pour rôle d'imposer une vitesse de rotation optimale à la génératrice quelle que soit la vitesse du vent. Dans ce contexte, le ratio de la vitesse de l'éolienne λ doit être maintenu à sa valeur optimale ($\lambda = \lambda_{opt}$) sur une certaine plage de vitesse de vent. Ainsi, le coefficient de puissance serait maintenu à sa valeur maximale ($C_p = C_{pmax}$). Pour cela et en insérant l'équation (2.12) dans l'expression (2.7), nous pouvons écrire l'expression de la puissance aérodynamique maximale extractible du vent :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S v^3 \quad (2.13)$$

Ainsi, l'expression du couple optimal est :

$$C_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S v^3 \frac{1}{\Omega_{opt}} \quad (2.14)$$

La Figure (2.7) montre la caractéristique de la puissance de la turbine étudiée ainsi que, la courbe de puissance maximale extractible Figure (2.7a), et la caractéristique de couple de la turbine ainsi que le couple aérodynamique optimal Figure (2.7b). à partir de ces courbes, nous constatons que pour faire suivre à la turbine la ligne de la puissance maximal, il faut ajuster la vitesse de la génératrice à une vitesse particulière pour chaque vitesse de vent données, et cela en imposant un couple résistant à la turbine par la commande du couple électromagnétique de la génératrice.

2.3.2 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

En pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Ceci pour deux raisons : L'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui donne une lecture erronée de la vitesse du vent. Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 90m pour une éolienne de 2MW), une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre. L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales. Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse. Ce mode de contrôle repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent devant les constantes de temps électriques du système éolien, ce qui implique que le couple d'accélération de la turbine peut être considéré comme nul. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (2.15)$$

De plus, si l'on néglige l'effet du couple dû aux frottements visqueux ($C_{vis} = 0$) par rapport au couple mécanique, on peut alors écrire :

$$C_{em} = C_g \quad (2.16)$$

En remplaçant (2.5) dans (2.16), nous obtenons le couple électromagnétique de référence à appliquer à la génératrice afin d'avoir une puissance mécanique maximale dans la turbine :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-est}}{G} \quad (2.17)$$

A partir de l'équation (2.3) on peut réécrire alors :

$$C_{aer} = \frac{1}{2\Omega_{t-est}} C_p(\beta, \lambda) \rho S v_{est}^3 \quad (2.18)$$

Ainsi

$$\Omega_{t-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.19)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation suivante :

$$v_{est} = \frac{\Omega_{t-est} R}{\lambda} \quad (2.20)$$

Après calcul et une série de combinaison on aboutit à l'équation suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{C_p \rho \pi R^5 \Omega_{mec}^2}{\lambda^3 2 G^3} \quad (2.21)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur λ_{opt} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} . Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{pmax} \rho \pi R^5 \Omega_{mec}^2}{\lambda_{opt}^3 2 G^3} \quad (2.22)$$

L'expression du couple de référence peut se mettre donc sous la forme suivante :

$$C_{em-ref} = K_{opt} \Omega_{mec}^2 \quad (2.23)$$

Tel que :

$$K_{opt} = \frac{C_{pmax} \rho \pi R^5 1}{\lambda_{opt}^3 2 G^3} \quad (2.24)$$

La représentation sous forme de schéma blocs est montrée à la figure suivante :

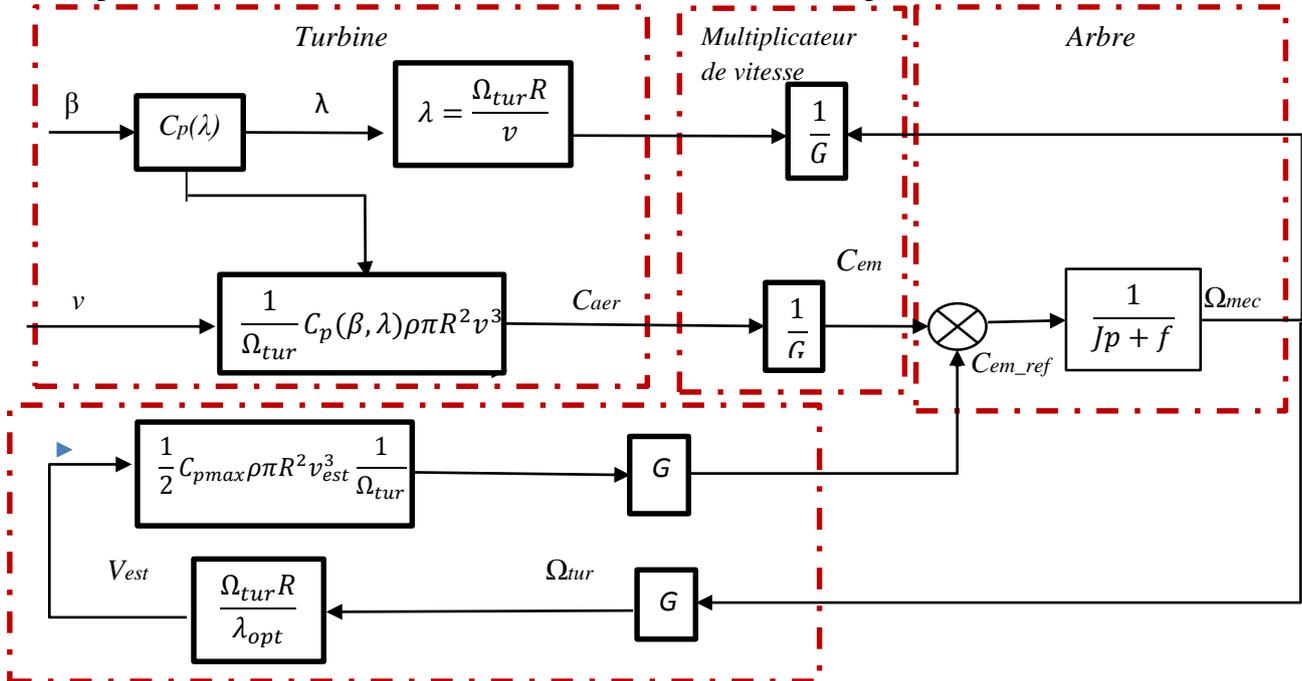


Figure 2.9 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.

La Figure (2.10) présente les résultats de simulation du système éolien commandé par la stratégie MPPT sans asservissement de vitesse de rotation de la génératrice. Un profil de vent de vitesse moyenne de 11m/s est appliquée Figure (2.10a) sur les pales de la turbine. La Figure

(2.10b) montre la puissance maximale de référence extractible du vent. La puissance mécanique de la turbine y est également montrée ou nous constatons un léger écart entre la puissance de référence et la puissance de la turbine extraite. Cet écart est du fait que le couple inertiel de la turbine n'a pas été tenu en compte dans la synthèse de la commande MPPT. En effet, lorsque la vitesse de la génératrice augmente, une partie de la puissance mécanique est stockée dans l'inertie totale, et lorsque la vitesse de la génératrice diminue, la puissance stocke dans l'inertie totale est restituée au système et elle s'ajoute à la puissance mécanique extraite par la turbine. Le ratio de la vitesse λ et le coefficient de puissance C_p sont montrés par les Figures (2.10c) et (2.10d). Nous remarquons que λ varie légèrement autour de sa valeur optimale et la valeur de C_p reste légèrement inférieure à C_{pmax} .

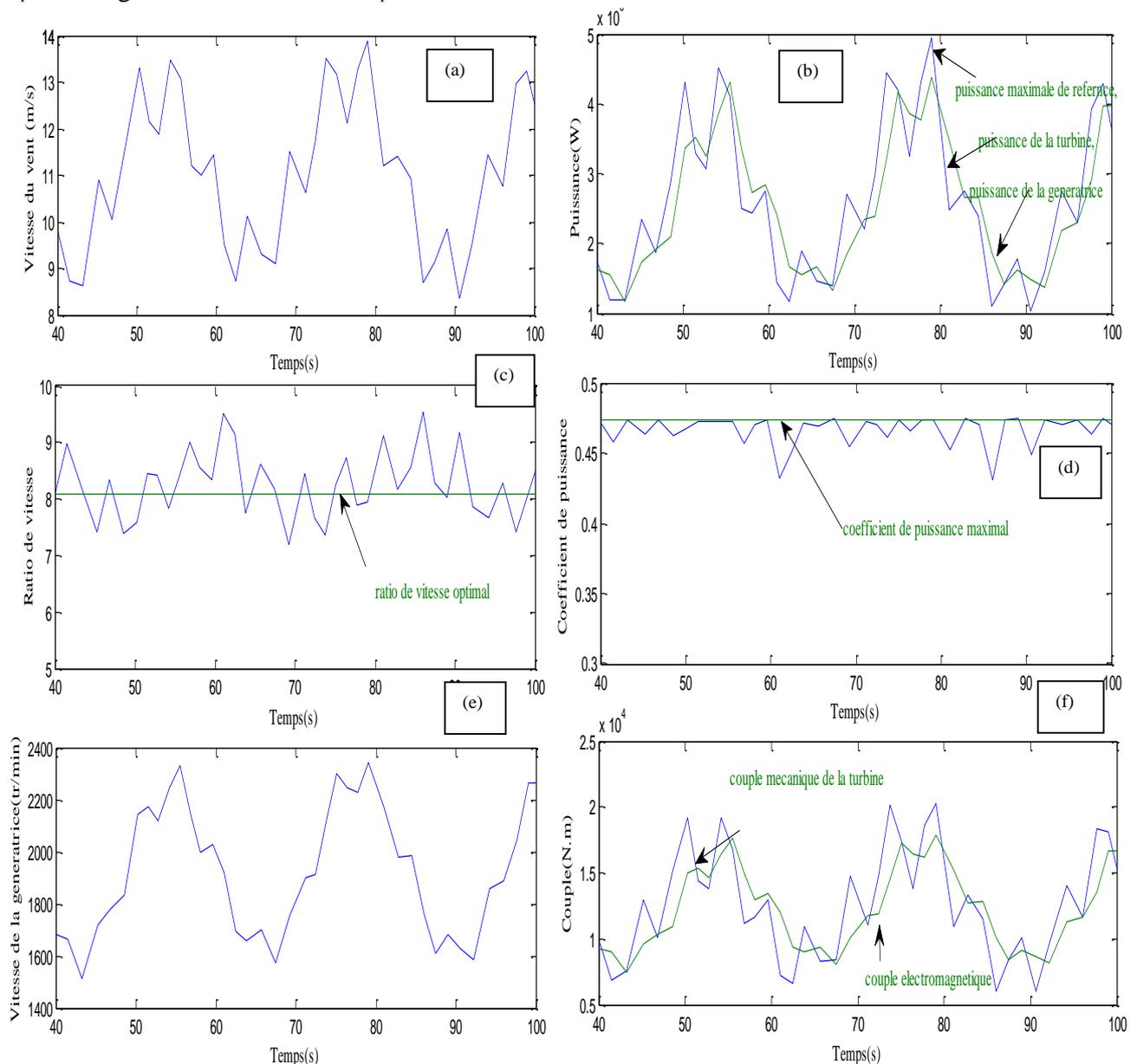


Figure 2.10 Résultats de simulation de la commande MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation (a) profil du vent, (b) puissance de la turbine, puissance maximale et puissance de la génératrice, (c) ratio de vitesse λ , (d) coefficient de puissance C_p , (e) vitesse de rotation de la génératrice, (f) couple mécanique de la turbine et électromagnétique de la génératrice

2.3.3 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quel que soit la puissance générée.

$$C_{em} = C_{em_ref} \quad (2.25)$$

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

$$C_{em-ref} = K_{vit}(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (2.26)$$

K_{vit} : Régulateur de vitesse.

Ω_{ref} : Vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{ref} = G\Omega_{tur-ref} \quad (2.27)$$

Selon l'équation, la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{tur} = \frac{v\lambda}{R} \quad (2.28)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{pmax} peut se déduire de l'équation (2.28) :

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{v\lambda_{opt}}{R} \quad (2.29)$$

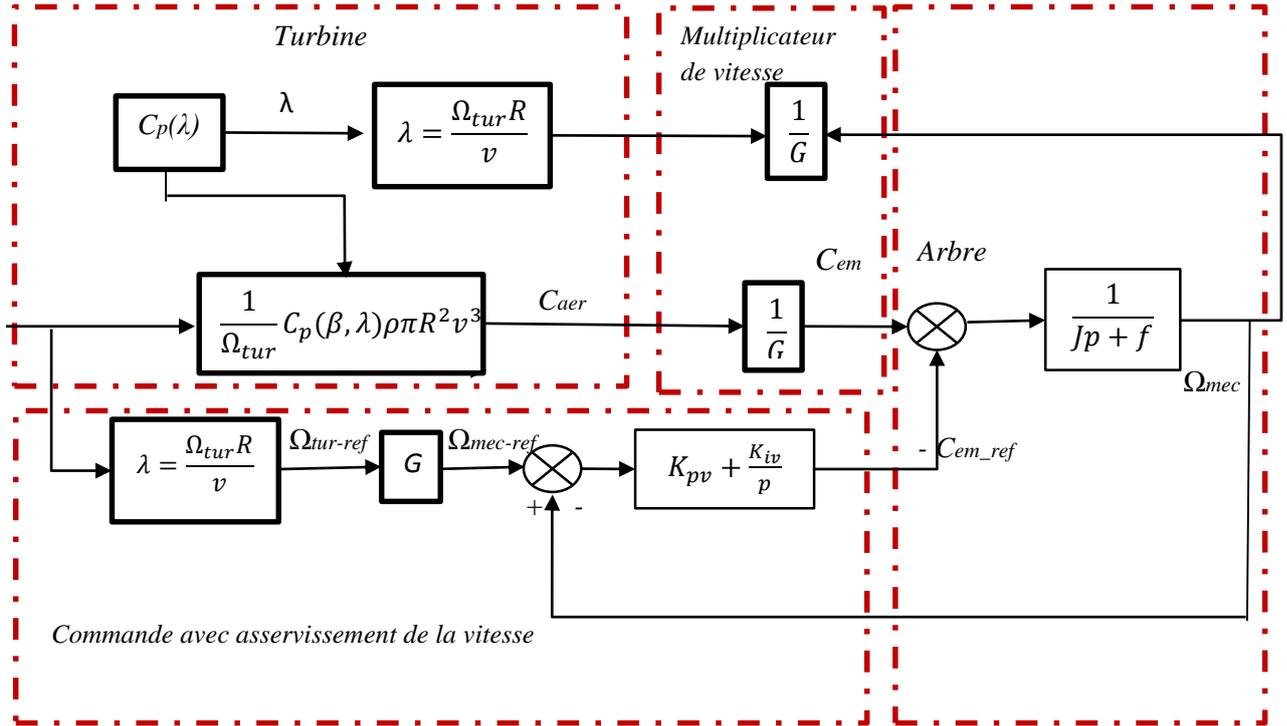


Figure 2.11 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse.

a) Conception du correcteur de vitesse

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

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice [15].

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Le correcteur utilisé est le Proportionnel intégral (PI).

Le correcteur PI est décrit par l'équation suivante :

$$C_{em-ref} = (K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s}) (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (2.30)$$

K_{pv} gain proportionnel et K_{iv} gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer. Si on suppose que $C_g = 0$, donc la fonction de transfert en boucle fermée se met sous la forme suivante :

$$\Omega_{mec} = F(s)\Omega_{ref} + P(s)C_g \quad (2.31)$$

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

$$F(s) = \frac{K_{pv}s + K_{iv}}{Js^2 + (f + K_{pv})s + K_{iv}} \quad (2.32)$$

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

$$P(s) = \frac{s}{Js^2 + (f + K_{pv})s + K_{iv}} \quad (2.33)$$

Il est donc nécessaire d'augmenter le paramètre K_{iv} pour atténuer l'action du couple éolien C_g . La pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement sont déterminés par :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_{iv}}{J}} \quad (2.34)$$

$$\xi = \frac{f + J + K_{pv}}{2K_{iv}} \omega_n \quad (2.35)$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement donné, on a :

$$K_{iv} = \omega_n^2 J \quad (2.36)$$

$$K_{pv} = \frac{2\xi K_{iv}}{\omega_n} - f - J \quad (2.37)$$

Le paramètre K_{pv} est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement donné (un coefficient d'amortissement $\xi = 0.707$ conduit au temps de réponse le plus court pour une valeur donnée de la fréquence propre non amortie ω_n).

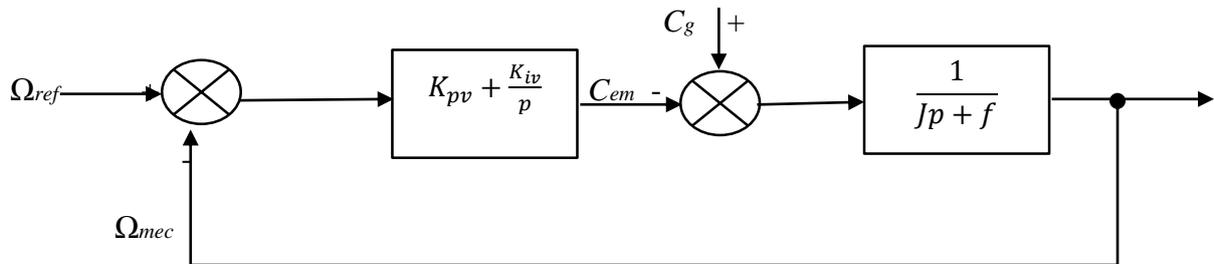


Figure 2.12 Schéma bloc du correcteur PI.

La Figure (2.13) présente les résultats de simulation du système éolien commandé par la stratégie MPPT avec asservissement de vitesse de rotation de la génératrice. Un profil de vent de vitesse moyenne de 11m/s est appliquée Figure (2.13a) sur les pales de la turbine. La puissance maximale de référence, la puissance mécanique de la turbine ainsi que la puissance du générateur sont montrés à la Figure (2.13b). Les Figures (2.13c) et (2.13d) montrent respectivement la vitesse relative et le coefficient de puissance de la turbine en fonction du temps. La vitesse de rotation du générateur ainsi que sa référence sont également illustrées à la Figure (2.13e), tandis que, la Figure (2.13f) présente le couple mécanique de la turbine et le couple électromagnétique du générateur. D'après ces résultats, nous constatons que la stratégie

de commande MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation présente de très bonnes performances par rapport à la stratégie de commande sans asservissement de la vitesse de rotation. En effet, l'écart de vitesse entraîne un écart de la vitesse relative par rapport à sa valeur optimale et par conséquent le coefficient de puissance est également écarté de sa valeur maximale. La puissance de la turbine extraite est égale, à tout instant, à la puissance maximale de référence. Le générateur est parfaitement commandé à sa vitesse optimale de référence permettant d'extraire le maximum de puissance.

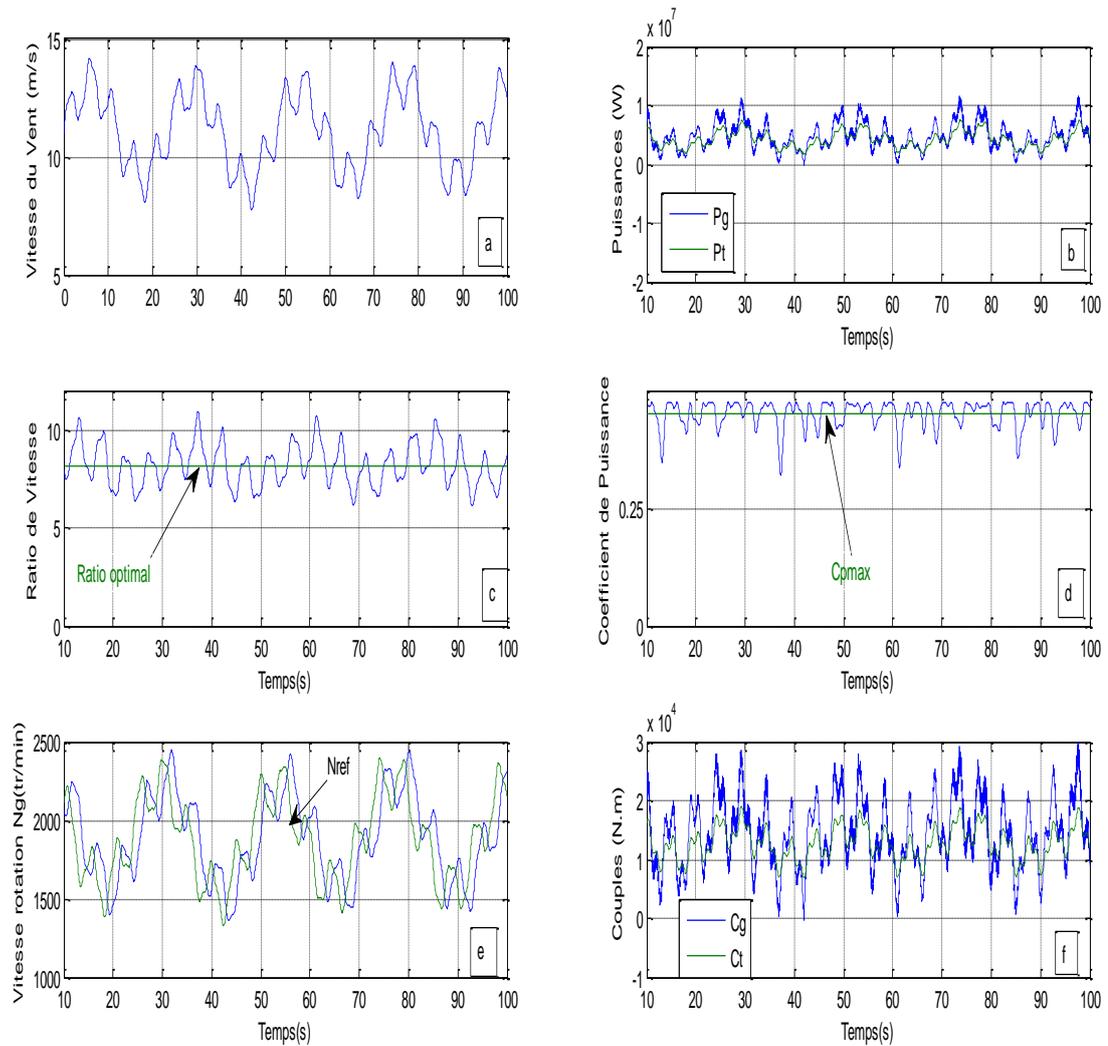


Figure 2.13 Résultats de simulation de la commande MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation (a) profil du vent, (b) puissance de la turbine, puissance maximale et puissance de la génératrice, (c) ratio de vitesse λ , (d) coefficient de puissance C_p , (e) vitesse de rotation de la génératrice, (f) couple mécanique de la turbine et électromagnétique de la génératrice.

A la lumière de ces résultats, nous pouvons conclure que la stratégie de commande MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation de la génératrice permet, effectivement, d'extraire le maximum de puissance du vent. Comparée à la stratégie MPPT sans asservissement de vitesse,

qui est basée sur l'hypothèse de départ pour la synthèse de la commande. Elle reste donc plus précise et plus robuste par rapport aux variations de la vitesse du vent dans le temps.

Cependant, la mesure de la vitesse du vent nécessite un anémomètre qui à la fois augmente le coût de l'installation et une mesure locale de la vitesse du vent peut induire une erreur sur la vitesse du vent appliquée sur la turbine [16], [17].

2.4 Conclusion

Ce deuxième chapitre a traité de la modélisation et de la commande d'un système éolien à vitesse variable basé sur une MADA. Dans un premier temps, nous avons expliqué pourquoi ce système éolien est le plus utilisé sans asservissement de la vitesse de rotation et avec asservissement de la vitesse de rotation en utilisant un régulateur PI classique pour contrôler la vitesse de rotation de la turbine éolienne, notamment en raison des économies réalisées grâce au faible dimensionnement des convertisseurs statiques triphasés mis en œuvre. Ensuite, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents constituants du système éolien. En effet, les modèles aérodynamique et mécanique de la turbine ont été développés. Puis, nous avons centré notre étude sur la commande dans la deuxième zone de fonctionnement qui permet à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance disponible dans le vent. Deux méthodes de contrôle MPPT ont été examinées et détaillées génératrice.

Enfin, afin de valider la modélisation et la commande de l'éolienne, nous avons effectué des simulations pour les deux méthodes de maximisation de la puissance. Les résultats obtenus ont montré que la commande de l'éolienne avec asservissement de la vitesse permet une meilleure poursuite de la vitesse de rotation optimale, et donc l'obtention d'un meilleur rendement aérodynamique.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Alexandre Teninge « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire ». Thèse doctorat de l'institut polytechnique de Grenoble 2010.
- [2] Adam Mirecki « Etude comparative de chaînes de conversion dédiées à une éolienne de petite puissance ». Thèse doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, Avril 2005.
- [3] Abdenour Albdeli « Optimisation multicritère d'une éolienne passive chaîne ». Thèse doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, Octobre 2007.
- [4] Duc-Hoan Tran « Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne « passive » Analyse de robustesse, validation expérimentale ». Doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, Septembre 2010.
- [5] H. Li, Z. Chen, John K. Pedersen « Optimal Power Control Strategy of Maximizing Wind Energy Tracking and Conversion for VSCF Doubly Fed Induction Generator System Power ». Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International Volume: 3, page 1-6.
- [6] Sloopweg J.G, Polinder H. ; Kling W.L. « Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator ». [Power Engineering Society Summer Meeting, 2001](#), Pages 644 - 649 vol.1, IEEE Conference Public.
- [7] Le-peng Song; Tang De-don; Wang Debiao; Hui Li « Simulation for Strategy of Maximal Wind Energy Capture of Doubly Fed Induction Generators ». Cognitive Informatics (ICCI), 2010 9th IEEE International Conference, pages 869-873.
- [8] Chang Kang, Xue Feng, Fang Yongjie, Yu Yuehai « Comparative Simulation of Dynamic Characteristics of Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator Based on RTDS and MATLAB ». [Power System Technology \(POWERCON\), 2010 International Conference](#). Pages: 1 - 8, IEEE Conference Public.
- [9] Hicham Serhoud, Djilani Benattous « Simulation of grid connection and maximum power point tracking control of brushless doubly-fed generator in wind power system ». [Frontiers in Energy](#), September 2013, Volume 7, Issue 3, pp 380-387.
- [10] Mohamed Hilal, Mohamed Maaroufi, Mohamed Ouassaid « Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine Control for a maximum Power Extraction ». Multimedia Computing and Systems (ICMCS), 2011 International Conference. Pages: 1 - 7, IEEE Conference Public.
- [11] Nesmat Abu-Tabak « Stabilité dynamique des systèmes électriques multi machines : modélisation, commande, observation et simulation ». Doctorat l'école centrale de Lyon, Novembre 2008.

[12] S. El Aimani « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat, ENSAM Lille, 2004.

[13] Camblong H., « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Art et Métiers, Bordeaux (France), 2003.

[14] Boukhezzar, B. « Sur les Stratégies de Commande pour l'Optimisation et la Régulation de Puissance des Eoliennes à Vitesse Variable », PhD Thesis, Université de Paris XI, 2006.

CHAPITRE 3

MODELISATION ET COMMANDE VECTORIELLE DE LA MACHINE ASYNCHRONE A DOUBLE ALIMENTATION

3.1 Structure de la machine

La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur (cela représente d'ailleurs un tiers de la consommation mondiale d'électricité), mais cette machine est tout à fait réversible. La machine asynchrone à rotor bobiné a un stator identique à celui d'une machine asynchrone à cage ou d'une machine synchrone, constitué le plus souvent de tôles magnétiques empilées munies d'encoches dans lesquelles viennent s'insérer les enroulements. La différence radicale n'est autre que la partie rotor, il n'est pas composé d'aimants ou d'une cage d'écureuil mais d'enroulement triphasés disposés de la même manière que les enroulements statoriques. La Figure (3.1) montre que le rotor est constitué de trois bobinages connectés en étoile dont les extrémités sont reliées à des bagues conductrices sur lesquelles viennent frotter des balais lorsque la machine tourne.

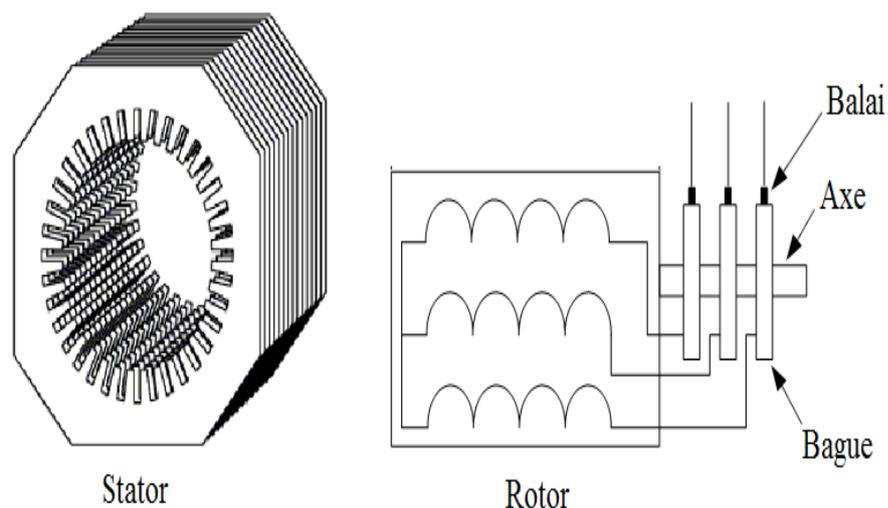


Figure 3.1 Structure du stator et des contacts rotoriques de la MADA [1].

En fonctionnement moteur, le moteur asynchrone à rotor bobiné a la capacité de modifier les caractéristiques du bobinage rotorique de la machine, particulièrement en y reliant des rhéostats afin de limiter le courant et d'augmenter le couple durant le démarrage, ainsi que de pouvoir augmenter la plage de variation de la vitesse. Plutôt que de dissiper l'énergie rotorique dans des résistances, l'adjonction d'un convertisseur entre le bobinage rotorique et le réseau

permet de renvoyer cette énergie sur le réseau (énergie qui est normalement dissipée par effet joule dans les barres si la machine est à cage), le rendement de la machine est ainsi amélioré, c'est le principe de la cascade hypo synchrone [2]. Ce principe de réversibilité permet de faire fonctionner la machine asynchrone à rotor bobiné en génératrice à vitesse variable. La machine est aussi appelée machine généralisée due à sa structure qui permet de considérer son comportement physique de façon analogue à une machine synchrone, à la différence près, que le rotor n'est plus une roue polaire alimentée en courant continu ou un aimant permanent mais il est constitué d'un bobinage triphasé alimenté en alternatif.

3.2 Application des machines asynchrone doublement alimentées

La première application importante de la machine asynchrone à double alimentation (à rotor bobiné) est son fonctionnement moteur sur une grande plage de variation de la vitesse. Pour les autres machines (asynchrone à cage d'écurie ou synchrone), la vitesse de rotation est directement dépendante de la fréquence des courants des bobinages statoriques. Mais pour le fonctionnement à vitesse variable on peut varier la fréquence d'alimentation de la machine. Cette possibilité est réalisée à l'aide d'un redresseur et d'un onduleur commandé, ces deux convertisseurs sont dimensionnés pour faire transiter la puissance nominale de la machine [2]. Avec la MADA, la taille de ces convertisseurs peut diminuer d'environ 70% en faisant varier la vitesse par action sur la fréquence d'alimentation des enroulements rotoriques. Par conséquent, ce dispositif est plus économique et n'est pas consommateur de puissance réactive et peut même en être fournisseur [3].

On peut utiliser le même principe au fonctionnement en génératrice, dans lequel l'alimentation du circuit rotorique à fréquence variable, permet de délivrer une fréquence fixe au stator, même en cas de variation de vitesse. Avec ce fonctionnement, la MADA est une alternative sérieuse aux machines synchrone classiques, dans de nombreux systèmes de production d'énergie décentralisée.

La MADA peut fonctionner à vitesse variable avec de très bonnes performances avec deux convertisseurs, un au rotor et un au stator. Avec ce dispositif, on peut varier la vitesse de rotation depuis l'arrêt jusqu'à la vitesse nominale à couple constant et depuis la vitesse nominale jusqu'à six fois celle-ci à puissance constante [4].

3.2.1 Fonctionnement en génératrice à vitesse variable

La Figure (3.2) suivante montre les quatre quadrants de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation dont le stator est relié directement au réseau et dont le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur.

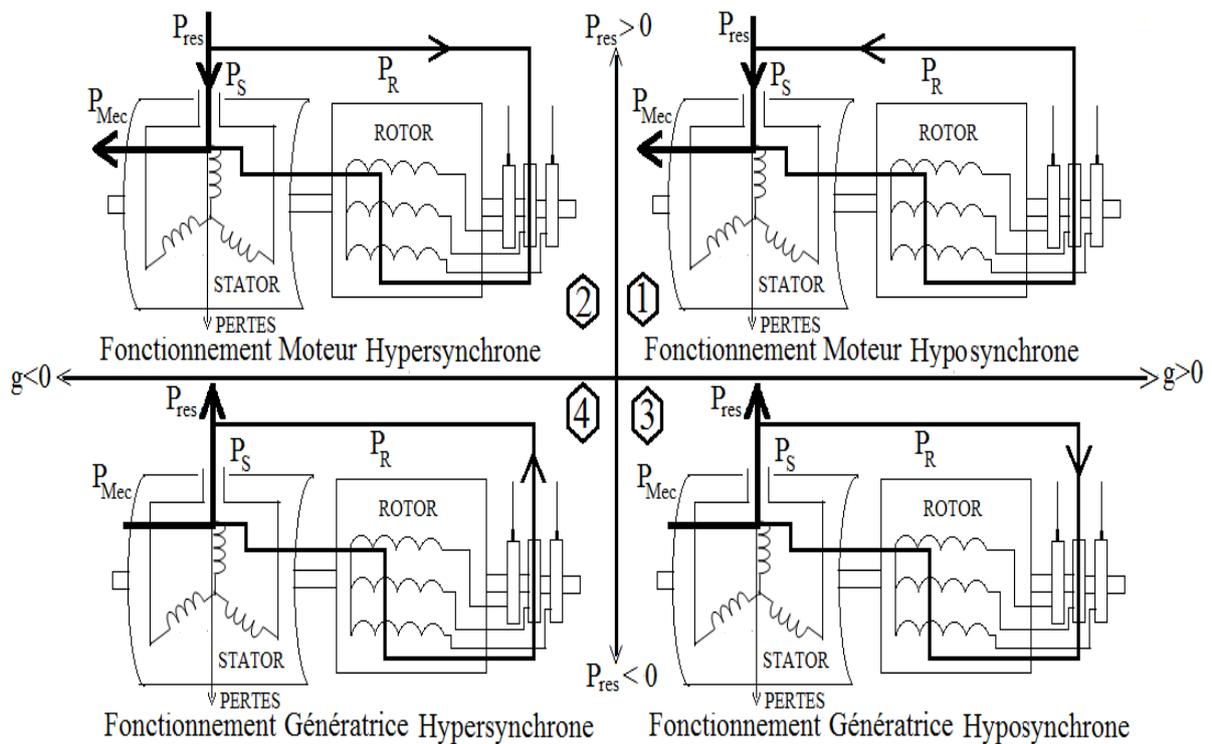


Figure 3.2 Différentes configurations de fonctionnement de la MADA [1].

Avec

P_{res} : la puissance délivrée au réseau ou fournie par le réseau,

P_S : la puissance transitant par le stator,

P_R : la puissance transitant par le rotor,

P_{Mec} : la puissance mécanique.

En fonctionnement moteur, la puissance est fournie par le réseau. Si la vitesse de rotation est inférieure à la vitesse de synchronisme, la puissance de glissement est renvoyée sur le réseau, c'est le fonctionnement en cascade hyposynchrone. En fonctionnement hypersynchrone, une partie de la puissance absorbée par le réseau va au rotor et est convertie en puissance mécanique. En fonctionnement génératrice, le comportement de la MADA est analogue, la puissance fournie à la machine par le dispositif qui l'entraîne est une puissance mécanique. En fonctionnement hypersynchrone, la totalité de la puissance mécanique fournie à la machine est transmise au réseau aux pertes près, et une partie de cette puissance correspondant à la valeur du glissement en multipliant par la puissance mécanique est transmise par l'intermédiaire du rotor. En mode de fonctionnement hyposynchrone, une partie de la puissance transitant par le stator est réabsorbée par le rotor.

Pour l'utilisation dans le système éolien, les deux quadrants 3 et 4 sont intéressants. En effet si la plage de variation de vitesse ne dépasse pas plus ou moins 30% en dessous ou au-

delà de la vitesse de synchronisme, la machine est capable de débiter une puissance allant de 0,7 à 1,3 fois la puissance nominale [5].

3.1.1 Fonctionnement de la MADA

La structure de conversion est constituée d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné entraînée par une turbine éolienne Figure (3.3).

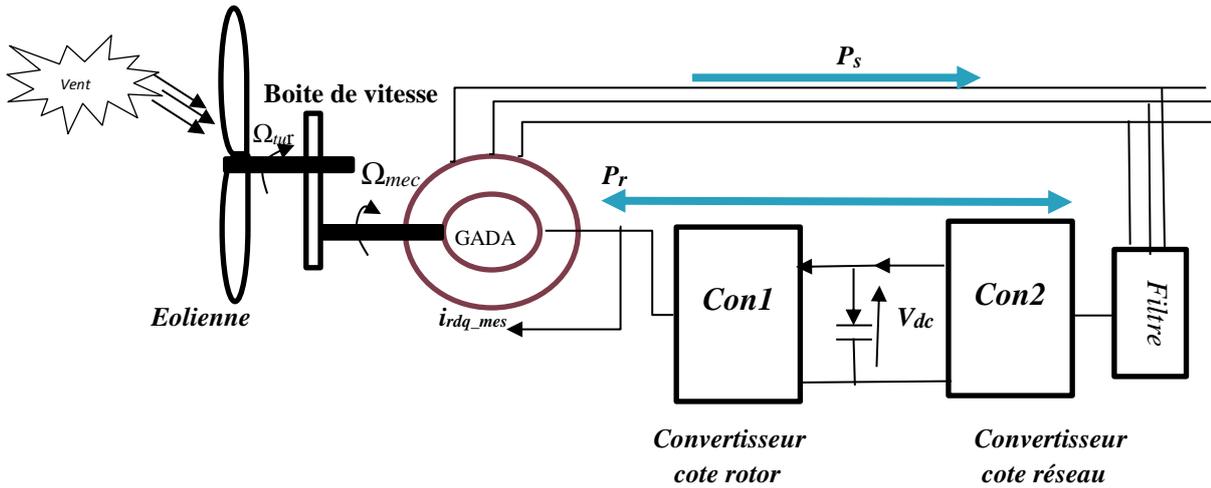


Figure 3.3 Système éolien à vitesse variable basé sur une MADA.

Dès que le stator de la machine connecté au réseau électrique, un flux magnétique apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et du courant statorique. Lors de la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des forces électromotrices f.é.m. dans les enroulements rotoriques. Le rapport entre les f.e.ms créées au rotor et au stator est défini par [7, 8, 9] :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} = \frac{\omega_s - p\Omega_m}{\omega_s} = m \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (3.1)$$

Avec :

- ❖ N_r et N_s : respectivement le nombre de spires des bobinages rotorique et statorique,
- ❖ p : le nombre de paires de pôles,
- ❖ m : le rapport de transformation rotor/stator équivalent au rapport des nombres de spires rotoriques et statoriques,
- ❖ ω_s et ω_m : respectivement les pulsations statoriques et électrique de la MADA.

En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (3.2)$$

L'équation (3.1) devient alors :

$$\frac{E_r}{E_s} = g \cdot m \quad (3.3)$$

Les courants au stator et au rotor sont alors liés comme dans un transformateur parfait :

$$\frac{I_r}{I_s} = \frac{1}{m} \quad (3.4)$$

Donc, le rapport entre les puissances apparentes rotorique S_r et statorique S_s s'exprime par :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{I_r}{I_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (3.5)$$

La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse de la MADA en agissant sur la puissance apparente rotorique via le glissement g .

3.3 Classification de la structure de la machine asynchrone double alimentation

3.3.1 MADA avec pont à diodes et pont à thyristors

Cette structure, appelé montage Kramer, utilise un pont à diodes et un pont à thyristors Figure (3.4). Les tensions entre les bagues sont redressées par le pont à diodes. L'onduleur à thyristors applique à ce redresseur une tension qui varie par action sur l'angle d'amorçage des thyristors. Ce dispositif permet de faire varier la plage de conduction des diodes, de rendre variable la puissance extraite du circuit rotorique et donc le glissement de la génératrice asynchrone. Le principal avantage est que l'onduleur est assez classique, et moins coûteux, puisqu'il s'agit d'un onduleur non autonome dont les commutations sont assurées par le réseau. Cette structure ne permet cependant pas l'asservissement électrique de la vitesse de la MADA. De plus, l'onduleur utilisé injecte des courants harmoniques basses fréquences d'amplitude importante. Cette injection d'harmoniques multiples de 50 Hz est préjudiciable aux appareillages électriques raccordés sur le réseau. D'autres structures sont alors privilégiées. [6,9]

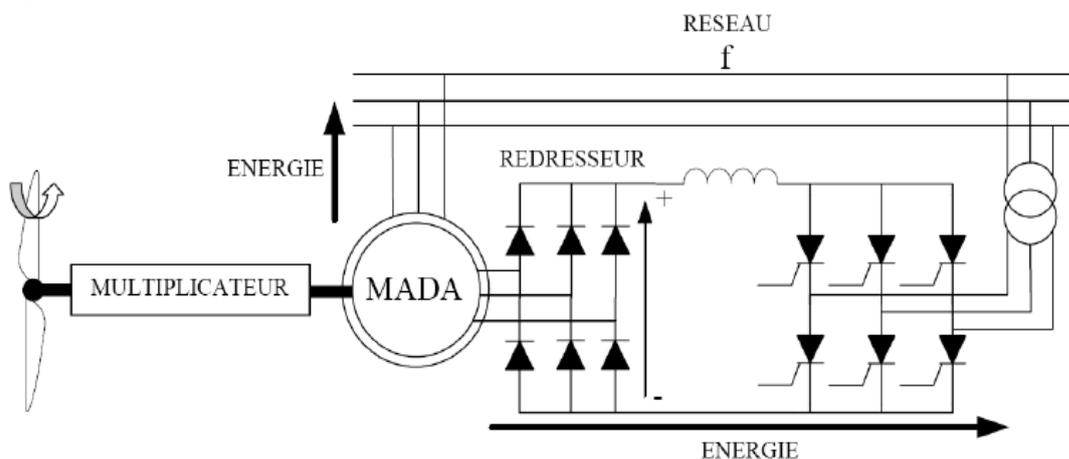


Figure 3.4 MADA avec pont à diodes et pont à thyristors.

3.3.2 MADA avec pont à diodes et pont à transistors

Dans cette structure, on remplace les onduleurs à commutation naturelle à base de thyristors par des onduleurs à commutations forcées et à MLI ; constitués de transistors de puissance. Ce type d'onduleur fonctionnant à fréquence de découpage élevé, n'injecte pratiquement pas des courants harmoniques en basses fréquences. Cette structure permet aussi de contrôler le flux de puissance réactive. Par contre, elle ne permet pas d'asservir la vitesse de la MADA étant donné l'utilisation d'un pont de diodes [6,9].

3.3.3 MADA avec cycloconvertisseur

Cette structure, connue sous le nom de topologie statique Scherbius, structure autorise un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau Figure (3.5). Cette structure est utilisée pour des valeurs de fréquence rotorique largement inférieures à celles du réseau autrement dit pour des glissements très faibles. Elle permet l'utilisation de thyristors qui sont intéressants d'un point de vue coût [6,9].

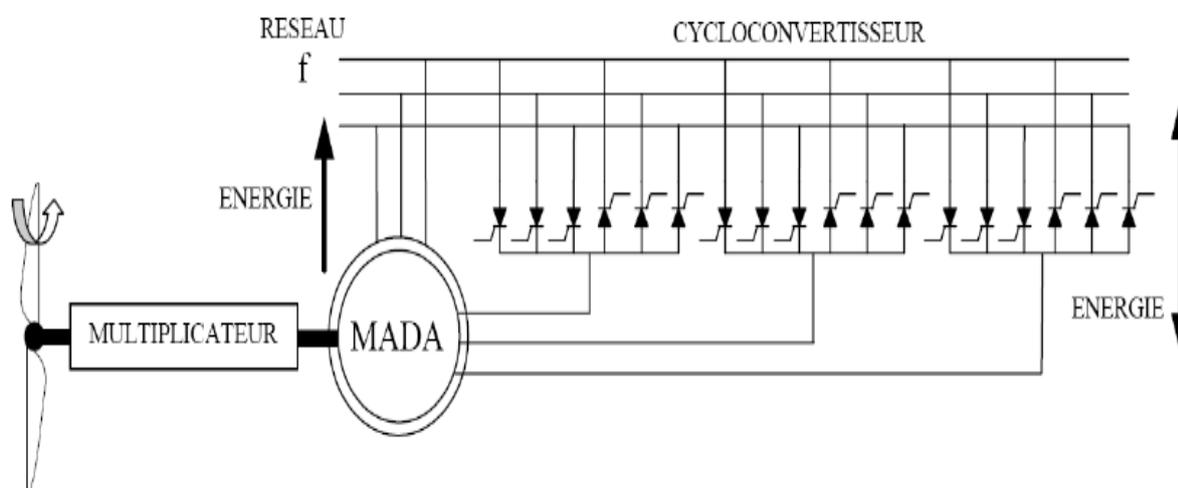


Figure 3.5 MADA avec cycloconvertisseur.

3.3.4 MADA avec convertisseurs MLI

Cette structure utilise deux onduleurs de tension en cascades équipés d'IGBT et connectés au travers d'un bus continu Figure (3.6). Les onduleurs sont commandés en MLI. Ce choix permet d'agir sur deux degrés de liberté pour chaque convertisseur : un contrôle du flux et de la vitesse de la GADA du côté de la machine et un contrôle des puissances actives et réactives transitées du côté du réseau. Les avantages de cette cascade de convertisseurs sont les suivants :

- Le flux d'énergie entre le rotor et le réseau est bidirectionnel. Les limites de ce flux reposent sur la marge de variation de la vitesse de rotation. Celle-ci est imposée par les limites électriques et mécaniques du système.
- Le fonctionnement autour de la vitesse de synchronisme est adéquat.
- Il y a une faible distorsion des tensions et courants rotoriques ainsi que les courants statoriques.
- Le contrôle du couple de la génératrice est indépendant de celui de la puissance réactive injectée par le rotor.

Cette structure de conversion offre un contrôle de quatre grandeurs, à savoir le flux et la vitesse de la génératrice et les flux des puissances transitées au réseau. Cette configuration permet une variation de 100% de la vitesse en utilisant des pôles orientables. Les convertisseurs ne sont dimensionnés que pour seulement 25% de la puissance nominale de la génératrice donc les pertes dans le convertisseur sont peu importantes. Cette structure est par conséquent la plus intéressante en termes de coût et de performances. Elle a donc été choisie comme structure de base pour la suite de nos travaux [6,9].

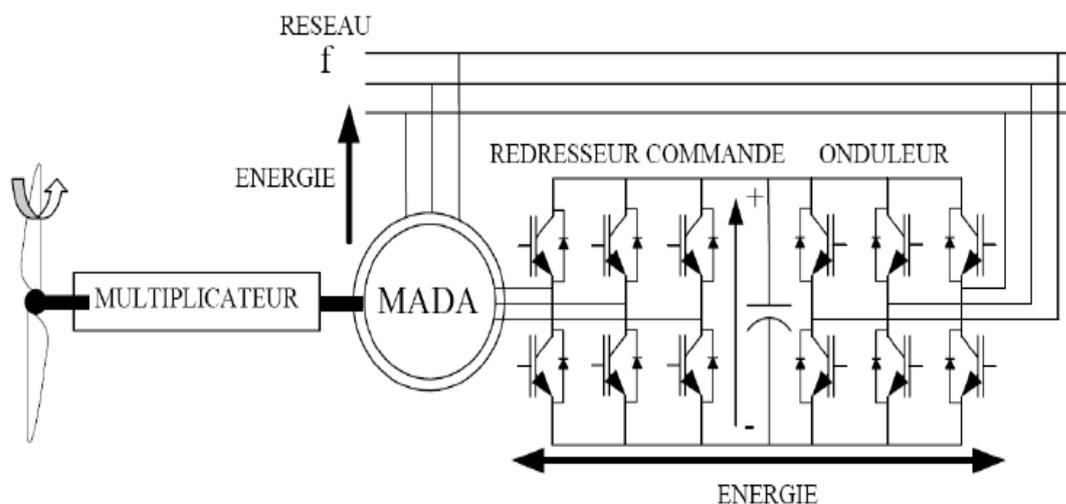


Figure 3.6 MADA avec convertisseurs MLI.

3.4 Modélisation de La Machine Asynchrone A Double Alimentation

La modélisation de la machine électrique est une phase primordiale de son développement. Les progrès de l'informatique et du génie des logiciels permettent de réaliser des modélisations performantes et d'envisager l'optimisation des machines électriques [7].

Afin d'établir la modélisation de la MADA, nous allons déterminer le modèle d'une machine asynchrone à rotor bobiné. Ce modèle sera établi de la même manière que le modèle de la machine à cage avec comme différence l'existence de tensions rotoriques non nulles [8, 6]. La Figure (3.7) représente l'enroulement triphasé de la MADA

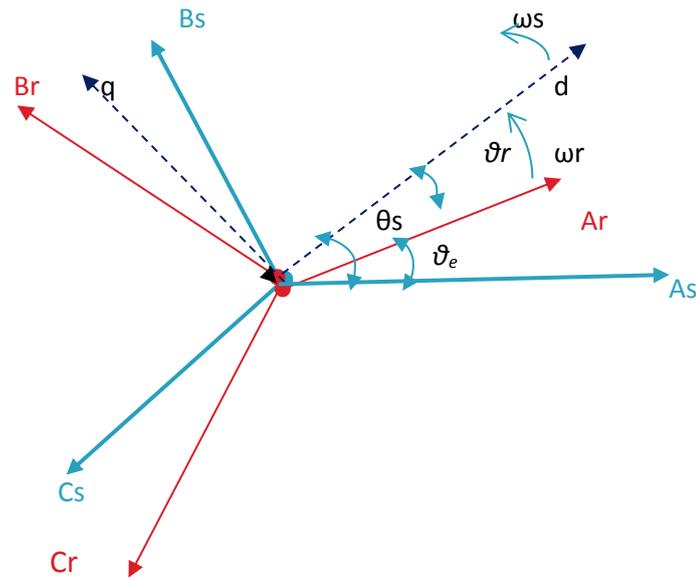


Figure 3.7 Représentation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation dans le repère (abc).

3.4.1 Hypothèses simplificatrices

La machine asynchrone à double alimentation (MADA), avec les répartitions de ses enroulements et sa géométrie propre, est très complexe pour se prêter à une analyse tenant compte de sa configuration exacte, pour cela on tenant compte les hypothèses simplificatrices pour qu'on puisse étudier la machine asynchrone à double alimentation idéalisée.

Les forces magnétomotrices sont à répartition sinusoïdale, il y a asymétrie par rapport à l'axe magnétique des enroulements :

- Les résistances sont considérées comme constantes,
- L'effet thermique et l'effet de peau sont négligés,
- La saturation est négligée, il en résulte que les inductances propres et mutuelles sont indépendantes des courants qui circulent dans les enroulements,
- L'hystérésis et les courants de Foucault dans les parties magnétiques sont négligeables,
- Les grandeurs électriques sont définies par leur module et leur phase.

Alors on peut représenter ce modèle dans un système de référence à deux axes.

3.4.2 Equations mathématiques de la MADA dans le repère (abc)

Le modèle de la MADA est équivalent au modèle de la machine asynchrone à cage d'écureuil. En tenant compte des hypothèses ci-dessus, la MADA comporte trois équations [6,9, 10,11,] :

a) Equations électriques :

Pour le stator

$$\begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Qui peut s'écrire :

$$[V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt} [\phi_s] \quad (3.7)$$

Pour le rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ar} \\ \phi_{br} \\ \phi_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Qui peut s'écrire :

$$[V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt} [\phi_r] \quad (3.9)$$

Ou :

$[V_s]$ et $[V_r]$: Vecteur tensions statoriques et rotoriques de la machine.

$[I_s]$ et $[I_r]$: Vecteur courants statoriques et rotoriques de la machine.

$[\phi_s]$ et $[\phi_r]$: Vecteur flux statoriques et rotoriques de la machine.

$[R_s]$ et $[R_r]$: Matrice Résistances des enroulements statoriques et rotoriques de la machine.

b) Equations des flux :

Une matrice des inductances $[L(\theta)]$ établis la relation entre les flux et les courants.

Les équations sous forme matricielle seront représentées comme suit :

$$\begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} = [L_s] \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} + [M_{sr}] \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

De façon similaire on aura au rotor :

$$\begin{bmatrix} \phi_{ar} \\ \phi_{br} \\ \phi_{cr} \end{bmatrix} = [L_r] \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix} + [M_{rs}] \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Avec : $[L_s]$ et $[L_r]$ Matrices d'inductances statoriques et rotoriques de la machine données par :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Et $[M_{sr}]$ Matrice d'inductances mutuelles du couplage stator-rotor donnée par :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^t = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta_e & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta_e & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta_e \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Les équations des flux peuvent être reformulées en matrice comme suit :

$$\begin{bmatrix} [\phi_s] \\ [\phi_r] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_s] \\ [I_r] \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

En faisant substituer les matrices de flux dans les équations (3.6) et (3.7) par leurs expressions des équations (3.10) et (3.11), On obtient :

$$[V_s] = [R_s][I_s] + [L_s] \frac{d}{dt} [I_s] + \frac{d}{dt} [M_{sr}][I_r] \quad (3.16)$$

$$[V_r] = [R_r][I_r] + [L_r] \frac{d}{dt} [I_r] + \frac{d}{dt} [M_{sr}]^t [I_s] \quad (3.17)$$

- ✓ l_s et l_r : les inductances propres statoriques et rotoriques de la machine.
- ✓ M_s et M_r : les inductances mutuelles entre deux phases statoriques et entre deux phases rotoriques de la machine.
- ✓ M_{sr} : la valeur maximale de l'inductance mutuelle entre une phase du stator et une phase du rotor.
- ✓ θ_e : est l'angle électrique entre une phase statorique et une autre rotorique.

c) **Equations mécaniques :**

L'expression générale du couple est :

$$C_e = \frac{1}{2} [i]^t \frac{d}{d\theta} [L] [i] \quad (3.18)$$

Avec : $[i] = [i_{as} \quad i_{bs} \quad i_{cs} \quad i_{ar} \quad i_{br} \quad i_{cr}]^t$

Et

$$[L] = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{sr}] & [L_r] \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

L'équation mécanique qui en découle est :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_e - C_r - f_r \Omega \quad (3.20)$$

Avec : $\Omega = \frac{\omega_r}{p}$

- C_e : le couple électromagnétique.
- C_r : le couple résistant.
- f_r : le coefficient de frottement visqueux de la MADA.
- Ω : la vitesse de rotation de l'axe de la MADA.
- J : l'inertie des parties tournantes.

Nous constatons les complexités des équations électriques et l'équation mécanique de la machine asynchrone qui ne peuvent être facilement exploitées à cause des dimensions des matrices entrant dans les calculs et de la dépendance de la matrice inductance vis à vis de la position de l'axe rotorique par rapport à l'axe statorique, qui est variable dans le temps.

3.4.3 Modèle biphasé de la MADA

La transformation de Park consiste à transformer un système d'enroulements triphasés d'axes a, b, c , en un système équivalent à deux enroulements biphasés d'axes d, q créant la même force magnétomotrice. La composante homopolaire intervient pour équilibrer le système transformé, c'est-à-dire, elle ne participe pas à la création de cette $F.m.m$ de sorte que l'axe homopolaire peut être choisi orthogonal au plan (d, q) .

La condition de passage du système triphasé au système biphasé est la création d'un champ électromagnétique tournant avec des forces magnétomotrices égales. Ceci conduit à la conservation de puissances instantanées et la réciprocité des inductances mutuelles et permet d'établir une expression du couple électromagnétique dans le repère correspondant au système transformé, qui reste invariable pour la machine réelle.

La matrice de transformation de Park est donnée par :

$$[P(\theta_a)] = \sqrt{\frac{3}{2}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos \theta_a & \cos(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin \theta_a & -\sin(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Où θ_a est l'écart angulaire entre l'axe statorique et l'axe directe 'd' pour les grandeurs statoriques transformées, tandis que, pour les grandeurs rotoriques elle devienne l'écart entre

l'axe 'd' et la position de rotor. Dans notre modèle, on prendra la référence dq lié au champ tournant Figure (3.8).

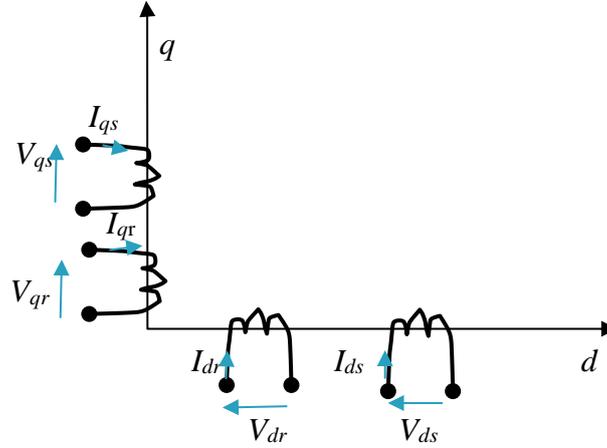


Figure 3.8 Représentation de Park de la Machine Asynchrone à Double Alimentation.

La matrice inverse de Park est donnée par :

$$P(\theta_a)^{-1} = \sqrt{\frac{3}{2}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos \theta_a & -\sin \theta_a \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Si l'on applique ces transformations aux flux et tensions intervenant dans les équations de la MADA, nous obtenons le modèle diphasé de celle-ci qui s'écrit sous la forme [8, 12,13] :

a. Tensions statoriques et rotoriques

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \phi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \phi_{ds} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \phi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \phi_{dr} \end{cases} \quad (3.23)$$

b. Flux statoriques et rotoriques

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \\ \phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (3.24)$$

Avec respectivement :

- $v_{ds}, v_q, v_{qr}, v_{dr}$: les tensions statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé.
- $i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}$: les courants statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé.
- θ_s : l'angle électrique du champ tournant statorique.
- θ_r : l'angle électrique du champ tournant par rapport au rotor.
- $\phi_{ds}, \phi_{qs}, \phi_{dr}, \phi_{qr}$: les flux statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé.

Il nous reste maintenant à décrire l'équation mécanique de la machine sous la forme :

$$C_{em} = C_r + f\Omega + J \frac{d\Omega}{dt} \quad (3.25)$$

Avec :

- C_{em} le couple électromagnétique.
- C_r le couple résistant.
- f le coefficient de frottement visqueux de la MADA
- Ω la vitesse de rotation de l'axe de la MADA.
- J l'inertie des parties tournantes.

Le couple électromagnétique s'exprime quant à lui en fonction des courants et des flux par :

$$C_{em} = p \frac{M}{L_s} (i_{qr} \phi_{ds} - i_{dr} \phi_{qs}) \quad (3.26)$$

Avec P le nombre de paires de pôles de la MADA. Les puissances actives et réactives statoriques s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \end{cases} \quad (3.27)$$

3.5 Commande vectorielle de la MADA

L'utilisation de la machine asynchrone à double alimentation a fait l'objet de nombreuses investigations en recherche autant en fonctionnement moteur qu'en fonctionnement génératrice. Le rôle de ces dispositifs est dans la plupart des cas d'amener le glissement à la valeur désirée, avec le meilleur rendement possible en alimentant les enroulements rotoriques par un convertisseur électronique de puissance. Les grandeurs de commande sont dans le cas, d'une commande vectorielle classique, le plus souvent, la vitesse et le flux, mais certains modes de fonctionnement spécifiques amènent à choisir d'autres grandeurs. La vitesse est directement contrôlée de façon à suivre la caractéristique de production d'énergie optimale. Cette structure permet de contrôler le facteur de puissance de l'installation sur les quatre quadrants de fonctionnement. En revanche, une telle commande nécessite une boucle interne de régulation

du couple et par conséquent une mesure ou une bonne estimation de celui-ci. Cette boucle de régulation peut éventuellement être remplacée par le coefficient de proportionnalité liant le couple au courant rotorique d'axe ' q '. Cette solution est plus simple à mettre en œuvre mais nécessite une bonne précision du coefficient liant les deux grandeurs.

Nous avons vu précédemment, que l'intérêt de l'utilisation de la MADA, outre la taille du convertisseur, était de pouvoir fonctionner à vitesse variable en suivant la caractéristique de puissance optimale de l'éolienne. Cette caractéristique montre que pour chaque vitesse du vent, il existe une vitesse de rotation optimale (correspondant à la valeur maximale du coefficient de puissance) permettant à l'éolienne d'avoir le meilleur rendement possible. Pour pouvoir tourner à la vitesse optimale à une vitesse de vent donnée, la turbine doit développer un couple mécanique résistant donné, c'est à dire une puissance active débitée par la MADA vers le réseau. C'est en utilisant cette référence de puissance que la machine peut alors être commandée.

En fonctionnement normal, le réseau électrique impose un système de tension, de fréquence et de valeur efficace constante. Ceci induit un flux statorique d'amplitude et de pulsation constante. La connaissance du flux statorique et son utilisation dans le contrôle de la MADA va avoir une influence sur le comportement global du générateur éolien notamment lors de l'apparition d'un défaut de tension au réseau électrique.

Différentes stratégies de commande de la MADA se divisent en deux approches [9] :

- Une approche basée sur un contrôle du flux en boucle fermée. C'est une approche nécessaire, lorsque la tension statorique (et donc le flux statorique) subit une variation.
- Une approche basée sur un contrôle du flux en boucle ouverte. C'est une approche qui suppose que le flux statorique est imposé par le réseau.

Dans ce travail, nous considérons un réseau infini donc stable, nous allons alors adopter la deuxième approche.

3.5.1 Orientation du flux statorique

Le choix de l'orientation du référentiel de référence peut être influencé selon l'objectif de commande à atteindre, la disponibilité des points de mesures ou simplement afin de simplifier les expressions mathématiques liées à la commande. Principalement, il est possible d'orienter n'importe quel des flux suivants :

- Flux statorique
- Flux rotorique
- Flux d'entrefer

Immédiatement, nous sommes confrontés à une première difficulté, elle consiste à mesurer le flux. Dans la plupart des cas, nous estimerons le flux à partir de la tension et des courants.

De plus, nous privilégierons dans cette étude l'approche classique de l'orientation du flux statorique puisque qu'il sera relativement facile d'en obtenir sa position. Pour ce faire, il suffira d'imposer la condition d'orientation du flux statorique sur le référentiel synchrone tournant ce qui nous permettra d'obtenir une solution afin d'isoler les variables en quadrature de couple et de flux. Le schéma vectoriel de la Figure (3.9) montre que si la composante en quadrature du vecteur de flux statorique est contrôlée et égale à zéro, il sera alors possible de contrôler indépendamment le flux et le couple de la machine, comme lorsque l'on contrôle l'excitation et le courant d'armature d'une machine à courant continu.

On utilise le modèle diphasé de la machine déjà établie, on aligne l'axe 'd' sur le flux statorique, les composantes de flux deviennent alignées comme le montre la Figure (3.9)

[12, 13,14, 15] :

$$\phi_{ds} = \phi_s \text{ et } \phi_{qs} = 0 \quad (3.28)$$

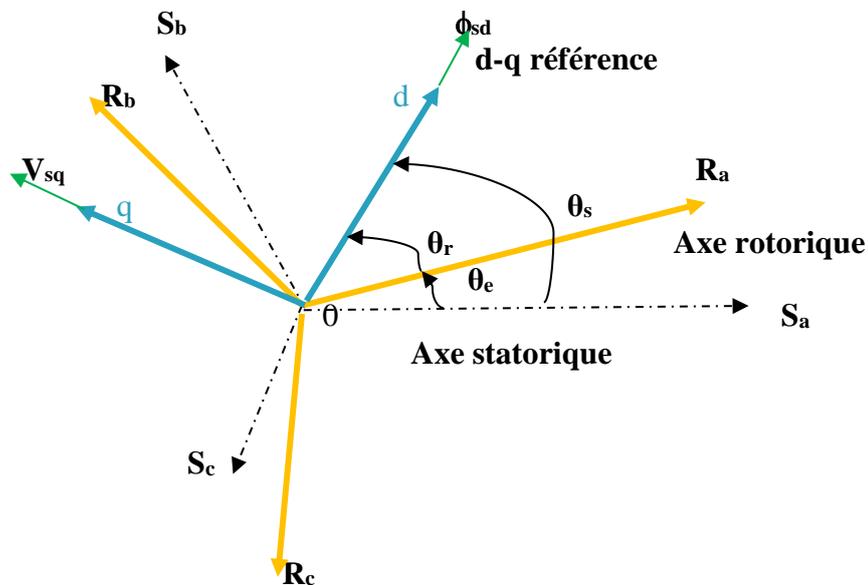


Figure 3.9 Orientation de flux statorique de la MADA.

Si on considère le flux statorique constant, en plus les résistances statoriques négligeables (hypothèse beaucoup plus réaliste pour les machines de grande puissance) les équations des tensions statoriques se réduisent à [15, 16,17] :

$$\begin{cases} V_{ds} = \frac{d\phi_{ds}}{dt} = 0 \\ V_{qs} = \omega_s \phi_{ds} = V_s \end{cases} \quad (3.29)$$

Avec ω_s la pulsation électrique des grandeurs statorique.

En s'alignant sur le repère choisi et en utilisant les simplifications ci-dessus inhérentes à ce repère, nous pouvons simplifier les équations des tensions et des flux statoriques comme suit :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad (3.30)$$

Nous pouvons alors écrire les équations liant les courants statoriques aux courants rotoriques :

$$\begin{cases} I_{ds} = \frac{\phi_{ds} - M i_{dr}}{L_s} \\ I_{qs} = -\frac{M i_{qr}}{L_s} \end{cases} \quad (3.31)$$

3.5.2 Puissances statoriques

Dans un repère biphasé quelconque, les puissances active et réactive statoriques d'une machine asynchrone s'écrivent comme suit [11, 12, 18, 19,20] :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs}) \end{cases} \quad (3.32)$$

L'adaptation de ces équations au système d'axes choisi et aux hypothèses simplificatrices considérées dans notre cas donne :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} V_s I_{qs} \\ Q_s = \frac{3}{2} V_s I_{ds} \end{cases} \quad (3.33)$$

En remplaçant les courants par (3.31), nous obtenons :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} V_s \frac{M}{L_s} I_{qr} \\ Q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{V_s \phi_s}{L_s} - \frac{V_s M i_{dr}}{L_s} \right) \end{cases} \quad (3.34)$$

En approximant le flux statorique par $\frac{V_s}{\omega_s}$, l'expression de la puissance réactive devient alors :

$$Q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{V_s^2}{L_s \omega_s} - \frac{V_s M i_{dr}}{L_s} \right) \quad (3.35)$$

3.5.3 Tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques

En remplaçant les courants statoriques (3.31) dans (3.24), nous obtenons les flux rotoriques suivants :

$$\begin{cases} \phi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{dr} + \frac{M}{L_s} \phi_{ds} = \delta L_r I_{dr} + \frac{M}{L_s} \phi_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r I_{qr} - \frac{M^2}{L_s} I_{qr} = \delta L_r I_{qr} \end{cases} \quad (3.36)$$

Avec :

- $\delta = 1 - \frac{M^2}{L_r L_s}$: le coefficient de dispersion de la MADA.

En remplaçant les expressions des composantes directe et en quadrature des flux rotoriques (équation 3.36) dans les équations (3.23), nous obtenons :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} + \delta L_r \frac{dI_{dr}}{dt} + e_{dr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \delta L_r \frac{dI_{qr}}{dt} + e_{qr} + e_\phi \end{cases} \quad (3.37)$$

Où :

$$e_{dr} = -\delta L_r \omega_r I_{qr} \quad (3.38)$$

$$e_{qr} = \delta L_r \omega_r I_{dr} \quad (3.39)$$

$$e_\phi = \omega_r \frac{M}{L_s} \phi_{ds} \quad (3.40)$$

3.5.4 Courants rotoriques

En utilisant le coefficient de dispersion, on obtient (3.41) :

$$\begin{cases} \frac{dI_{dr}}{dt} = \frac{1}{\delta L_r} (V_{dr} - R_r I_{dr} - e_{dr}) \\ \frac{dI_{qr}}{dt} = \frac{1}{\delta L_r} (V_{qr} - R_r I_{qr} - e_{qr} - e_\phi) \end{cases} \quad (3.41)$$

Ces dernières expressions montrent que dans l'hypothèse où le flux ϕ_{ds} est maintenu constant. Le choix du repère dq rend le couple électromagnétique produit par la MADA, et par conséquent la puissance active statorique, proportionnelle au courant rotorique d'axe q . La puissance réactive statorique, quant à elle, n'est pas proportionnelle au courant rotorique d'axe d due à une constante imposée par le réseau. Ainsi, ces puissances statoriques peuvent être contrôlées indépendamment l'une de l'autre.

Les deux termes e_{dr} et $(e_{qr} + e_\phi)$ sont des termes de couplage entre les deux axes, les entrées sont les tensions statorique alors que les sorties sont les courants rotoriques, ainsi que les puissances actives et réactives statoriques.

Le schéma bloc représentant le modèle mathématique ainsi simplifié de la MADA est illustré dans la Figure (3.10) [21, 22,23].

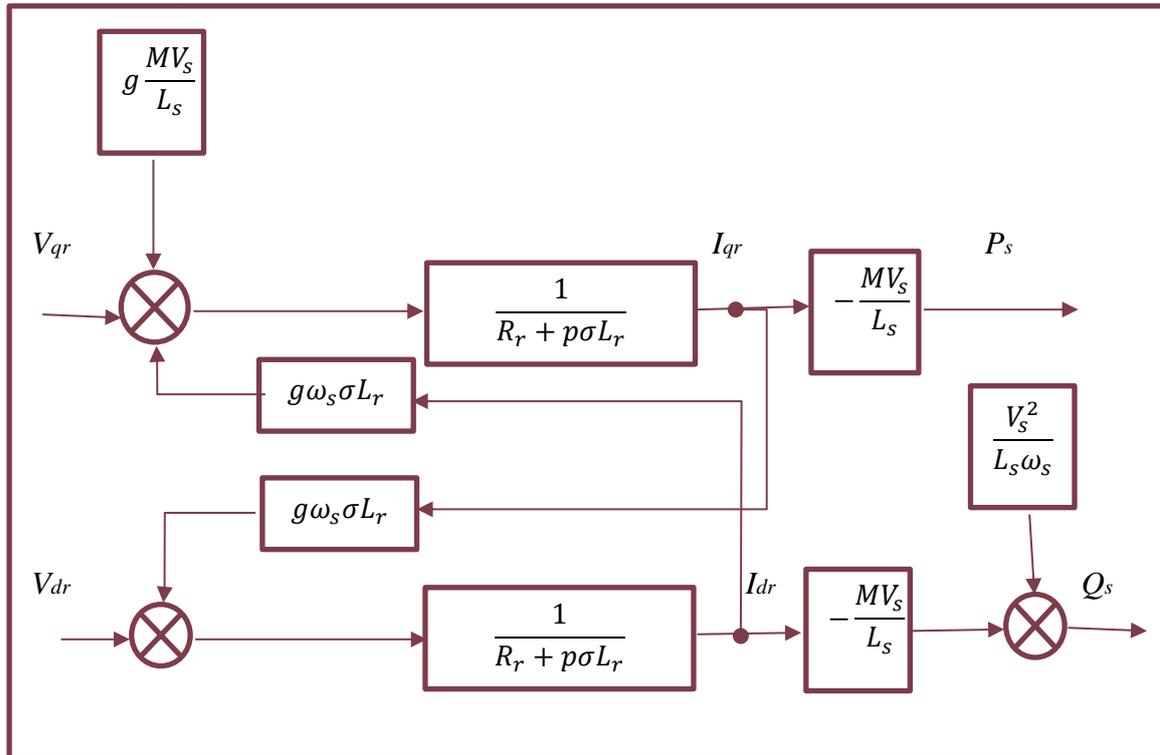


Figure 3.10 Schéma bloc de la structure de commande par orientation du flux statorique.

Ce schéma fait apparaître des fonctions de transfert du premier ordre pour les deux axes liant les tensions rotoriques aux puissances statoriques. Il montre également que nous pouvons mettre en place une commande vectorielle étant donnée qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment, avec chacun son propre régulateur. Les grandeurs de références pour ces régulateurs seront : la puissance active pour l'axe rotorique q et la puissance réactive pour l'axe rotorique d . La consigne de puissance réactive sera maintenue nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire côté stator de façon à optimiser la qualité de l'énergie renvoyée sur le réseau. La consigne de puissance active devra permettre de garder le coefficient de puissance de l'éolienne optimal.

On remarque que les puissances et les tensions sont liées par une fonction de transfert du premier ordre. De plus, du fait de la faible valeur du glissement g , il sera possible d'établir sans difficulté une commande vectorielle car les influences des couplages resteront faibles et les axes d et q pourront donc être commandés séparément avec leurs propres régulateurs [1].

Ainsi, il apparaît deux solutions pour effectuer la commande en puissance de cette machine [25]

- ❖ La première méthode consiste à négliger les termes de couplage et à mettre en place un régulateur indépendant sur chaque axe pour contrôler indépendamment les puissances active et réactive. Cette méthode sera appelée méthode directe car les régulateurs de puissance contrôlent directement les tensions rotoriques de la machine.

- ❖ La deuxième méthode consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en effectuant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques. Cette méthode appelée méthode indirecte. D'après [1], il a trouvé que la méthode directe est que sa mise en œuvre est simple, par contre la méthode indirecte a l'avantage de contrôler les courants rotoriques ce qui permettra de faire une protection de la machine en limitant ces courants mais elle est plus complexe à mettre en œuvre.

Dans la suite, on va appliquer au MADA les deux méthodes précédentes pour examiner l'efficacité de ces commandes de ce générateur.

3.5.5 Angles nécessaires aux transformations

La Figure (3.11) montre la disposition des angles dans le système d'axe choisi. Pour déterminer l'angle de la transformation de Park θ_s pour les grandeurs statoriques, une méthode simple consiste à mesurer les tensions statoriques, à les faire passer dans un repère biphasé et d'en extraire la phase que forme le vecteur tension avec l'axe de la première phase du stator. Afin d'aligner le flux statorique avec l'axe d , nous retranchons $\pi/2$ à cet angle. Cette méthode est fiable si les tensions statoriques sont stables en fréquence ; ce qui est le cas d'une génératrice connectée au réseau (les variations de la fréquence sont très faibles). Dans le cas de fluctuations du réseau, nous pouvons envisager l'utilisation d'une boucle à verrouillage de phase (PLL) robuste permettant d'estimer, la fréquence et l'amplitude de la tension réseau [6].

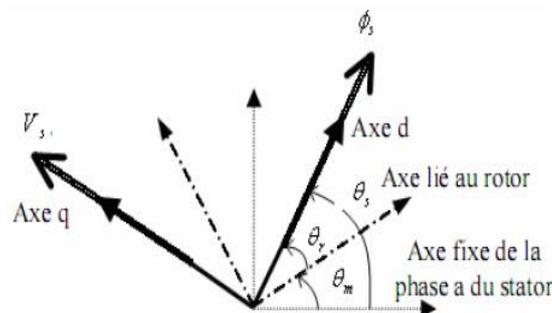


Figure 3.11 Disposition des angles nécessaires aux transformations.

Le rotor forme lui, un angle θ_m avec la phase a du stator, l'angle nécessaire aux transformations des grandeurs rotoriques est donné par $\theta_s - \theta_m$. Une mesure des tensions statoriques et un capteur de vitesse sont indispensables pour déduire ces angles de transformation.

3.6 Commande Directe des Puissances Active et Réactive

Dans cette méthode, nous présentons la régulation indépendante des puissances active et réactive statoriques du MADA en utilisant deux régulateurs PI pour la boucle de régulation de la puissance active P_s et la boucle de régulation de la puissance réactive Q . Pour réguler la machine, nous allons mettre en place une boucle de régulation sur chaque puissance avec un

régulateur indépendant tout en compensant les termes de perturbation qui sont présents dans le schéma bloc de la Figure (3.12) [2,1].

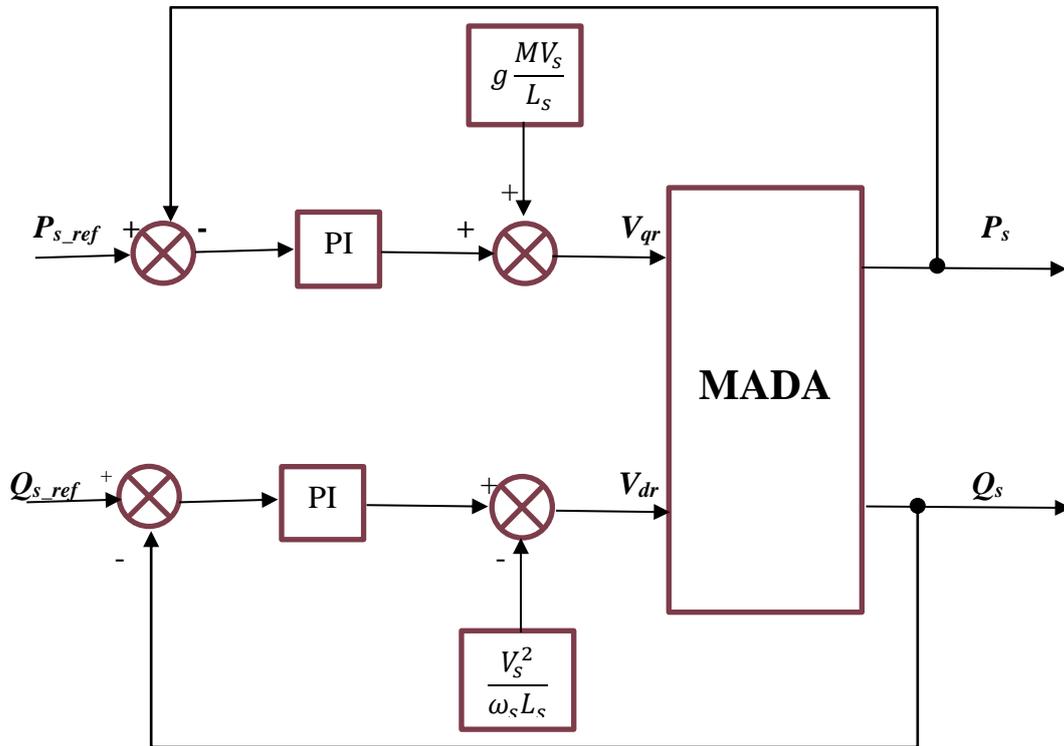


Figure 3.12 Schéma bloc de la commande directe de la puissance active et réactive du MADA.

Nous négligerons les termes de couplage entre les deux axes de contrôle du fait de la faible valeur du glissement. Nous obtenons alors une commande vectorielle avec un seul régulateur par axe, présentée sur la Figure (3.12), [1,22].

Synthèse du régulateur PI des puissances

Pour s'assurer que les puissances active et réactive du MADA suivent leurs consignes, un régulateur PI est indispensable. L'utilisation du régulateur PI suffit pour l'obtention de performances tout à fait satisfaisantes. Ce correcteur introduit un pôle à l'origine. L'action de ce correcteur se fait sur les basses fréquences. La présence d'un intégrateur annule l'erreur statique, mais il ralentit le système et le déstabilise s'il est mal placé. Il n'influe pratiquement plus la phase pour les hautes fréquences. Les boucles de régulation des puissances active P_s et réactive Q_s peuvent se présenter par le schéma bloc de la Figure (3.13) :

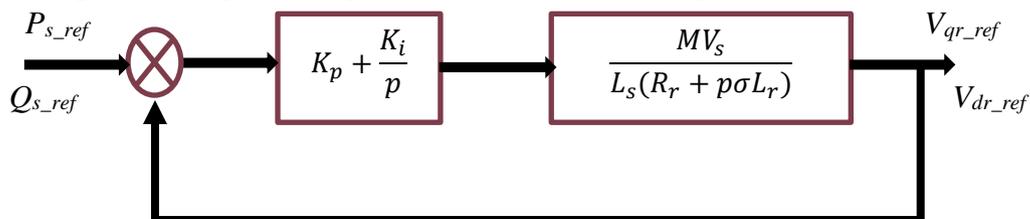


Figure 3.13 Schéma de régulation des puissances P_s et Q_s .

Le correcteur proportionnel-intégral est une combinaison des deux actions proportionnel et intégral. Il a pour effet d'améliorer en même temps le régime permanent et le régime transitoire. La fonction de transfert d'un régulateur PI est donnée par l'équation suivante :

$$C_{PI}(p) = K_P + \frac{K_I}{p} \quad (3.42)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte est donnée par :

$$W_o = \left(K_P + \frac{K_I}{p} \right) \left(\frac{MV_s}{L_s(R_r + p\delta L_r)} \right) \quad (3.43)$$

Exprimons les pôles et les zéros de cette fonction de transfert :

$$W_o = \frac{K_I}{p} \left(1 + \frac{K_P}{K_I} p \right) \left(\frac{MV_s}{L_s R_r \left(p + \frac{\delta L_r}{R_r} \right)} \right) \quad (3.44)$$

Nous obtenons :

$$W_o = \left(\frac{\left(1 + \frac{K_P}{K_I} p \right) MV_s}{\frac{p}{K_I} \left(p + \frac{\delta L_r}{R_r} \right) L_s R_r} \right) \quad (3.45)$$

Pour éliminer le zéro présent sur la fonction de transfert, on utilise la méthode de compensation de pôles pour la synthèse du régulateur, on posant :

$$\frac{K_P}{K_I} = \frac{\delta L_r}{R_r} = \delta T_r \quad (3.46)$$

Alors W_o s'écrit maintenant :

$$W_o = \frac{MV_s K_I}{L_s R_r p} \quad (3.47)$$

Afin d'avoir un comportement d'un système du premier ordre dont la fonction de transfert est de la forme :

$$G_p(p) = \frac{1}{1 + \tau p} \quad (3.48)$$

Donc la fonction de transfert en boucle fermée W_f de la Figure (3.13) sera :

$$W_f = \frac{1}{1 + \frac{L_s R_r}{MV_s K_I} p} \quad (3.49)$$

Par analogie l'expression (3.48) par l'expression (3.49), on trouve :

$$\tau = \frac{L_s R_r}{MV_s K_I} \quad (3.50)$$

De l'expression (3.46) et (3.50), on a :

$$\begin{cases} K_p = K_I \delta T_r = \frac{\delta L_s L_r}{\tau M V_s} \\ K_I = \frac{L_s L_r}{\tau M V_s} \end{cases} \quad (3.51)$$

3.7 Commande Indirecte des Puissances Active et Réactive

3.7.1 Commande Indirecte sans Boucles des Puissances

Les courants rotoriques I_{qr} et I_{dr} , sont respectivement les images de la puissance active statorique P_s et la puissance réactive statorique Q_s , doivent poursuivre leurs courants de références [25, 26,27].

3.7.2 Découplage par Compensation

De l'équation (3.30), on peut voir que les équations de tension incluent deux termes de couplage entre l'axe d et l'axe q . Nous devons présenter un système de découplage, en présentant les termes de compensation :

$$\begin{cases} V_{dr1} = R_r I_{dr} + \delta L_r \frac{dI_{dr}}{dt} \\ V_{qr1} = R_r I_{qr} + \delta L_r \frac{dI_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (3.52)$$

Avec :

$$V_{dr1} = V_{dr} - e_{dr} \quad (3.53)$$

$$V_{qr1} = V_{qr} - e_{qr} - e_{\phi} \quad (3.54)$$

Les termes (e_{dr} , $e_{qr}+e_{\phi}$) représentent les forces électromotrices de compensation que l'on doit ajouter à la sortie de chaque régulateur.

Les termes (V_{dr1} , V_{qr1}) représentent les forces électromotrices de compensation qui permettent le découplage de régulation du courant I_{dr} et le courant I_{qr} .

Le schéma bloc de la commande indirecte sans boucles des puissances du MADA présenté par la Figure (3.14) consiste à contrôler ces puissances indirectement par le réglage des deux composantes ; directe et en quadrature du courant rotorique par des régulateurs PI dont les consignes sont directement déduites des valeurs des puissances que l'on veut imposer au MADA.

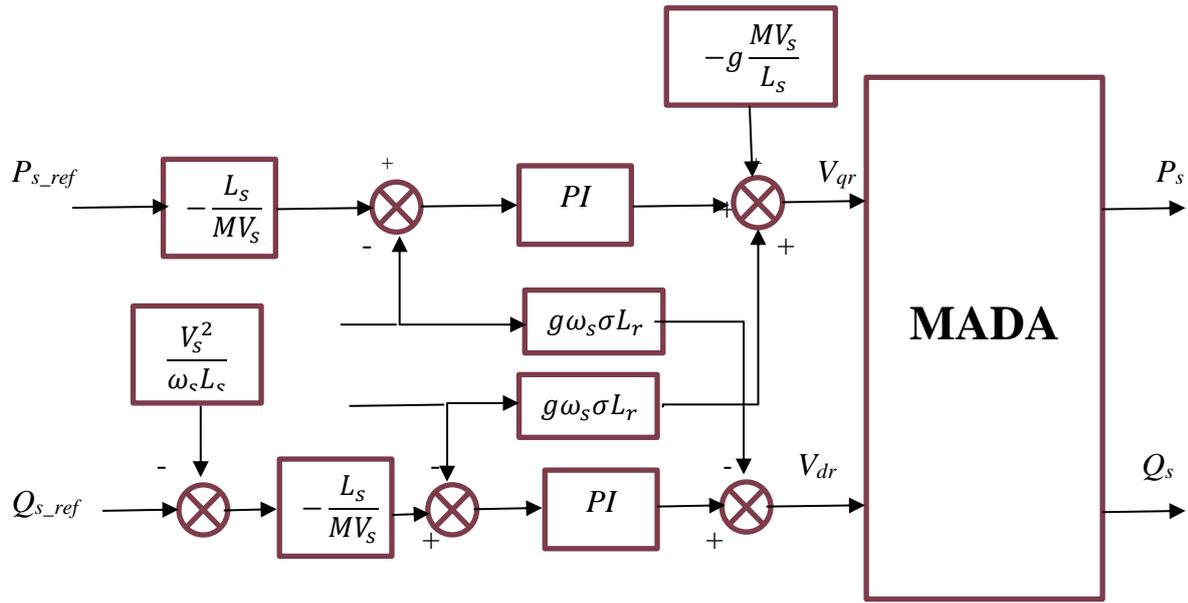


Figure 3.14 Schéma bloc de la commande indirecte sans boucles des puissances du MADA.

Synthèse du régulateur PI des courants

Les fonctions de transferts des courants rotoriques directe et quadrature sont obtenues à partir de l'équation (3.56) et par l'annulation des termes de découplages par les termes de compensations :

$$\frac{I_{dr}}{V_{dr1}} = \frac{1}{R_r + \delta L_r p} \quad \text{et} \quad \frac{I_{qr}}{V_{qr1}} = \frac{1}{R_r + \delta L_r p} \quad (3.56)$$

La boucle de régulation des courants I_{dr} et I_{qr} peut se présenter par le schéma bloc de la Figure (3.15) :

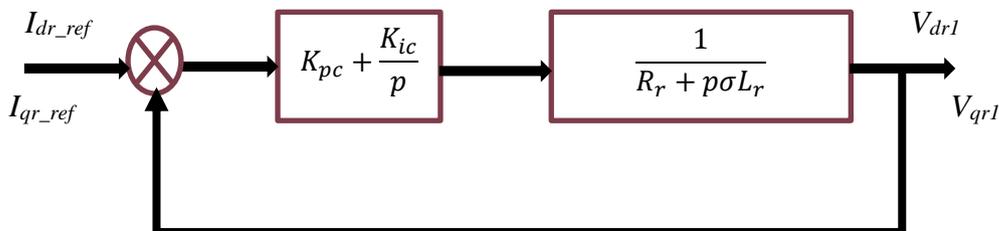


Figure 3.15 Schéma de régulation des courants I_{dr} et I_{qr} .

On note que les gains des correcteurs PI sont identiques pour l'axe d et l'axe q . La fonction de transfert W_{oc} de la Figure (3.15) sera :

$$W_{oc} = \frac{K_{ic}}{p} \left(p \frac{K_{pc}}{K_{ic}} + 1 \right) \left(\frac{1}{R_r \left(1 + \frac{\delta L_r}{R_r} p \right)} \right) \quad (3.57)$$

Par compensation de pôle qui se traduit par la condition, on trouve :

$$\frac{K_{pc}}{K_{ic}} = \delta T_r \quad (3.58)$$

Alors W_{oc} s'écrit maintenant comme suit :

$$W_{oc} = \frac{K_{ic}}{R_r p} \quad (3.59)$$

Donc la fonction de transfert en boucle fermée W_{fc} de la Figure (3.15) sera :

$$W_{fc} = \frac{1}{\frac{R_r}{K_{ic}} p + 1} \quad (3.60)$$

Par analogie de l'expression (3.60) par l'expression (3.48), on trouve :

$$\tau = \frac{R_r}{K_{ic}} \quad (3.61)$$

De l'expression (3.58) et (3.61) on a :

$$\begin{cases} K_{pc} = K_{ic} \delta T_r = \frac{\delta L_r}{\tau} \\ K_{ic} = \frac{R_r}{\tau} \end{cases} \quad (3.62)$$

Les paramètres K_{pc} et K_{ic} sont calculés en fonction des paramètres de la MADA et du temps de réponse du système en boucle fermée $t_r = 3\tau = 0.05s$.

3.7.3 Commande Indirecte avec Boucles des Puissances

Afin d'améliorer la commande précédente, nous allons incorporer une boucle de régulation supplémentaire au niveau des puissances afin d'éliminer l'erreur statique tout en préservant la dynamique du système [1,24]. Nous aboutissons au schéma bloc présenté en Figure (3.16) sur lequel on distingue bien les deux boucles de régulation pour chaque axe, l'une contrôlant le courant et l'autre la puissance.

La Figure (3.16) présente le schéma bloc de la commande indirecte avec boucles des puissances du MADA.

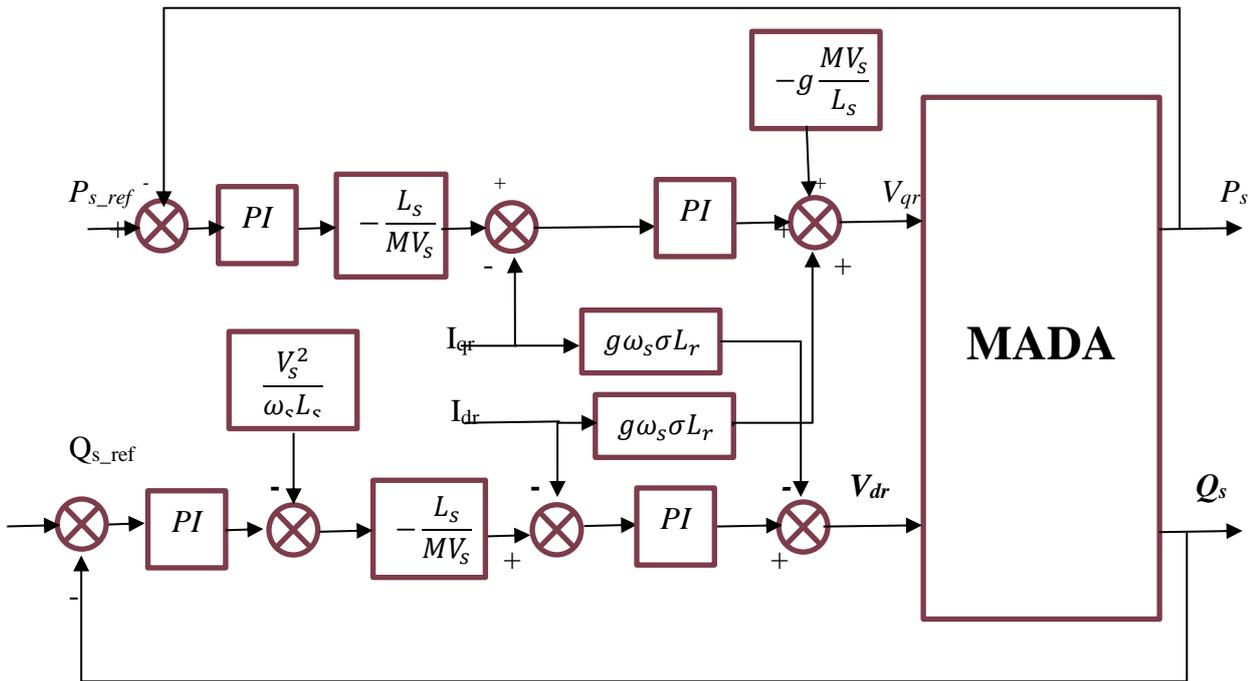


Figure 3.16 Schéma bloc de la commande indirecte avec boucles des puissances du MADA.

3.8 Modélisation et Commande de l'alimentation de la MADA

Le système redresseur-onduleur de tension à MLI triphasé est un convertisseur de puissance bidirectionnel comportant deux convertisseurs en source de tension à MLI conventionnels connectés en opposition. Cette topologie est montrée à la Figure (3.17). L'écoulement de puissance du convertisseur du côté réseau est commandé de manière à maintenir constante la tension du bus continu, alors que la commande du côté de la génératrice est réglée de façon à répondre au besoin en magnétisation et à maintenir la vitesse de référence ou le couple. La commande du système redresseur-onduleur de tension à MLI triphasé dans des applications d'éoliennes est décrite dans plusieurs articles : [27, 28,29].

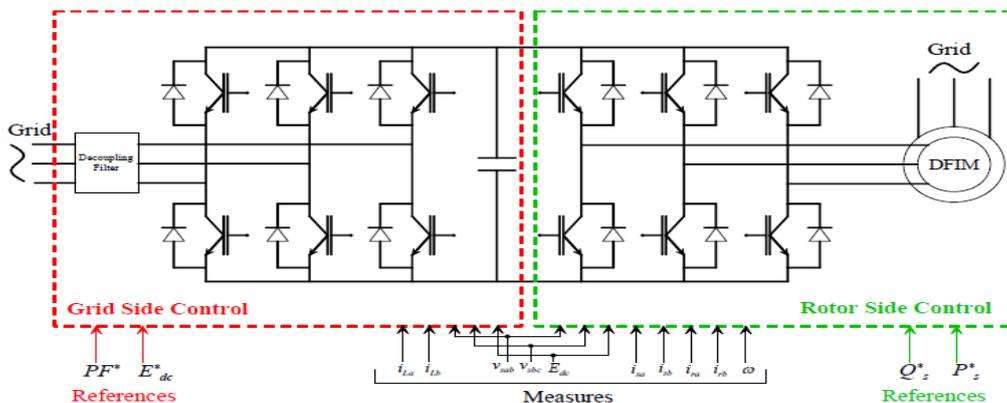


Figure 3.17 Structure du convertisseur AC-DC-AC.

3.8.1 Modélisation et commande du convertisseur de puissance côté machine

La structure générale d'un onduleur de tension à deux niveaux est représentée par la Figure (3.18). L'onduleur triphasé de tension à deux niveaux est constitué de deux interrupteurs (IGBT) par bras. Ces derniers ont la particularité d'être bidirectionnels et entièrement commandables à l'ouverture et à la fermeture. Chaque IGBT est placé en antiparallèle avec une diode afin d'assurer la circulation du courant dans les deux sens. Il y a deux configurations possibles pour l'onduleur de tension : avec ou sans neutre raccordé. L'onduleur à neutre raccordé consiste à connecter le neutre de la charge à un neutre créé au point milieu du bus continu de l'onduleur. Cette connexion autorise la circulation de courants homopolaires et permet de contrôler de façon découplée les tensions appliquées aux trois phases de la charge tout comme si elles représentaient trois systèmes monophasés. On utilise cette configuration dans les applications de compensation de composantes homopolaires.

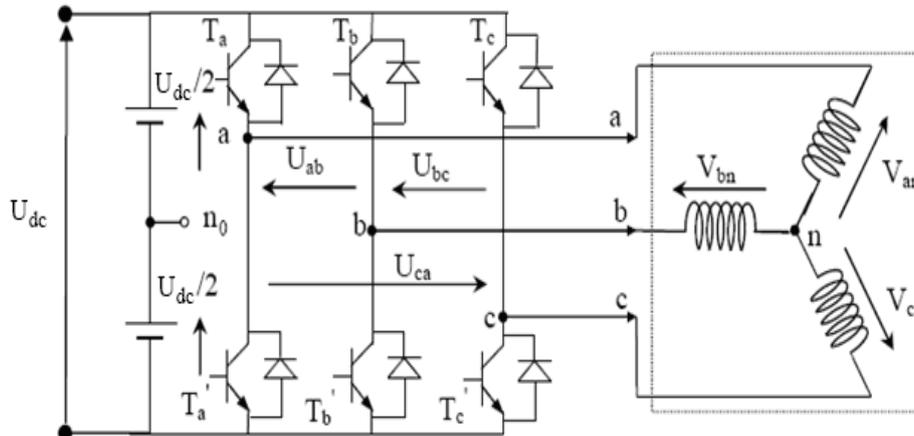


Figure 3.18 Schéma Onduleur triphasé associé à deux niveaux.

Les couples d'interrupteurs doivent être commandés de manière complémentaire pour assurer la continuité des courants alternatifs dans la charge d'une part et d'éviter le court-circuit de la source d'autre part. Les diodes sont des diodes à roue libre assurant la protection des transistors. Avant de poser le modèle de l'onduleur triphasé, nous rappelons brièvement le contexte habituel d'hypothèses simplificatrices, désormais classiques, qui sont :

- ❖ La commutation des interrupteurs est instantanée,
- ❖ La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable, supposés idéalisés,
- ❖ La charge est équilibrée, couplée en étoile, avec neutre isolé.

On a, donc :

Les tensions composées U_{ab} , U_{bc} et U_{ca} sont obtenues à partir de ces relations ci-dessous :

$$\begin{cases} U_{ab} = U_{ao} - U_{bo} \\ U_{bc} = U_{bo} - U_{co} \\ U_{ca} = U_{co} - U_{ao} \end{cases} \quad (3.63)$$

U_{ao} , U_{bo} et U_{co} sont les tensions d'entrée de l'onduleur ou tensions continues. Elles sont référencées par rapport à un point milieu « o » d'un diviseur fictif d'entrée. On peut écrire :

$$\begin{cases} U_{ao} = U_{an} - U_{no} \\ U_{bo} = U_{bn} - U_{no} \\ U_{co} = U_{cn} - U_{no} \end{cases} \quad (3.64)$$

U_{an} , U_{bn} et U_{cn} : sont les tensions des phases de la charge (valeur alternative),

U_{no} : Tension de neutre de la charge par rapport au point fictif « o ».

Le système U_{an} , U_{bn} et U_{cn} étant équilibré, il en découle :

$$U_{an} + U_{bn} + U_{cn} = 0 \quad (3.65)$$

La substitution de (3.65) dans (3.64) aboutit à :

$$U_{no} = \frac{1}{3}(U_{ao} + U_{bo} + U_{co}) \quad (3.66)$$

En remplaçant (3.66) dans (3.64), on obtient :

$$\begin{cases} U_{an} = \frac{2}{3}U_{ao} - \frac{1}{3}U_{bo} - \frac{1}{3}U_{co} \\ U_{bn} = \frac{2}{3}U_{bo} - \frac{1}{3}U_{ao} - \frac{1}{3}U_{co} \\ U_{cn} = \frac{2}{3}U_{co} - \frac{1}{3}U_{bo} - \frac{1}{3}U_{ao} \end{cases} \quad (3.67)$$

L'onduleur est commandé à partir des grandeurs logiques S_i ($i = a, b, c$). On appelle T_i et T_i' les transistors (supposés être des interrupteurs idéaux), on a :

- ❖ si $S_i = 1$, alors T_i est passant et T_i' est ouvert.
- ❖ si $S_i = -1$, alors T_i est ouvert et T_i' est passant.

Ainsi, l'onduleur délivre, en sortie, deux niveaux de tensions $-\frac{U_{dc}}{2}$ et $\frac{U_{dc}}{2}$, en fonction des états des interrupteurs.

La tension entre le point milieu o et chaque phase i ($=a, =b$ ou $=c$), peut être définie par :

$$U_{io} = S_i \frac{U_{dc}}{2} \quad (3.68)$$

Pour obtenir l'expression des tensions de sortie de l'onduleur en fonction de la tension continue, on remplace les tensions U_{io} selon leur expression de l'équation (3.67), sous forme matricielle on écrit alors :

$$\begin{bmatrix} U_{an} \\ U_{bn} \\ U_{cn} \end{bmatrix} = \frac{U_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

3.8.2 Commande MLI de l'onduleur

L'onduleur peut être commandé en utilisant plusieurs technique dont : la commande par hystérésis et la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion MLI. En ce qui concerne la technique MLI, nous citerons pour référence la MLI sinus-triangle, et la MLI vectorielle, stratégies les plus fréquemment employées [30].

Notre choix dans cette étude s'est orientée à la technique MLI sinus-triangle et MLI vectorielle.

3.8.2.1 Technique MLI sinus triangle

Le principe général consiste à convertir une modulante (tension de référence au niveau commande), généralement sinusoïdale, en une tension sous forme de créneaux successifs, générée à la sortie de l'onduleur (niveau puissance).

Cette technique repose sur la comparaison entre deux signaux :

- ✓ Le premier, appelé signal de référence, représente l'image de la sinusoïde qu'on désire à la sortie de l'onduleur. Ce signal est modulable en amplitude et en fréquence.
- ✓ Le second, appelé signal de la porteuse, définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur. C'est un signal de haute fréquence par rapport au signal de référence.

L'intersection de ces signaux donne les instants de commutation des interrupteurs [30, 31, 32].

– Caractéristique de la MLI.

Deux paramètres caractérisent cette commande :

$$m_c = \frac{f_p}{f_r} \quad (3.70)$$

$$r = \frac{V_r}{V_p} \quad (3.71)$$

Avec :

m_c : L'indice de modulation qui définit le rapport entre la fréquence f_p de la porteuse et la fréquence f_r de la référence.

r : Le taux de modulation (ou coefficient de réglage) qui donne le rapport de l'amplitude de la modulante V_r à la valeur crête V_p de la porteuse.

Le schéma de principe est donné par la Figure (3.19).

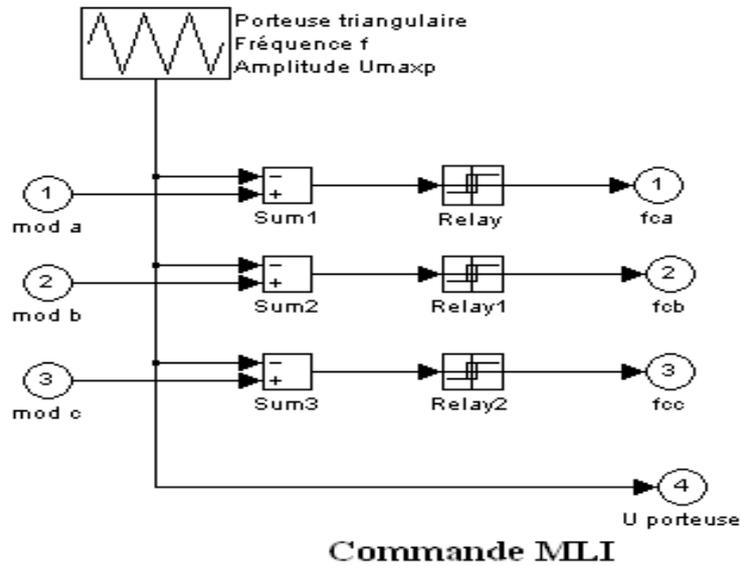


Figure 3.19 Schéma bloc de la commande MLI sous Matlab/Simulink.

Dans une branche d'onduleur, un interrupteur statique (k) peut prendre la valeur $+1$ ou -1 selon les conditions suivantes :

$$\begin{aligned}
 V_{aref} > V_p &\Rightarrow S_a = 1 \text{ sinon } S_a = -1 \\
 V_{bref} > V_p &\Rightarrow S_b = 1 \text{ sinon } S_b = -1 \\
 V_{cref} > V_p &\Rightarrow S_c = 1 \text{ sinon } S_c = -1
 \end{aligned}$$

Avec :

V_{ref} : amplitude de référence.

V_p : amplitude de porteuse.

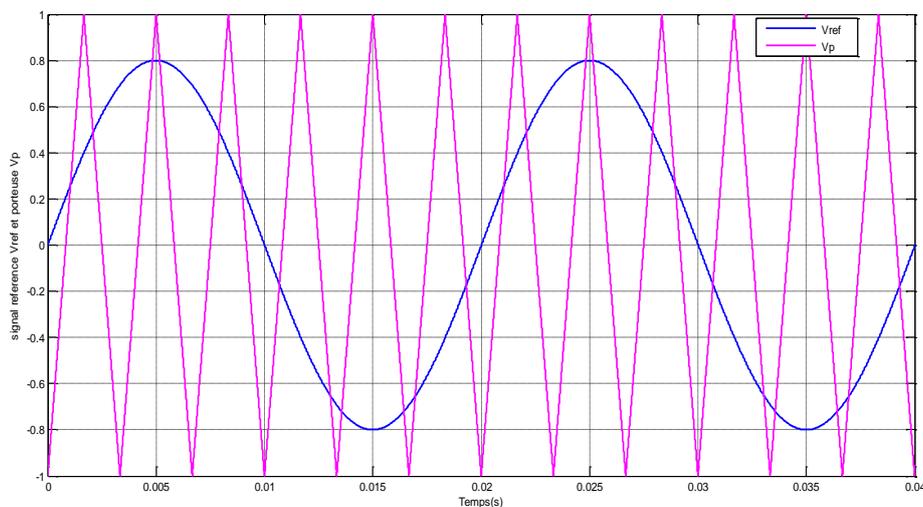


Figure 3.20 Schéma de principe de la commande MLI.

Pour améliorer la qualité de l'énergie électrique injectée au réseau, nous proposons la technique de la MLI vectorielle, en anglais Space Vector Modulation (SVM), qui permet de réduire au minimum les harmoniques du courant. Le principe de cette technique repose sur la sélection de la séquence et le calcul des temps de conduction ou d'extinction.

3.8.2.2 Principe de la SVM

Dans cette modulation on représente par seul vecteur les trois tensions sinusoïdales de sortie que l'on désire. On approxime au mieux ce vecteur pendant chaque intervalle de modulation en agissant sur la commande des trois jeux d'interrupteur complémentaires. Cette MLI vectorielle ne s'appuie pas sur des calculs séparés pour chaque bras de l'onduleur mais sur la détermination d'un vecteur de contrôle global approximé sur une période de modulation T, [30,32].

A partir des tensions simples V_a , V_b et V_c de la machine, on peut construire les composantes du vecteur tension \vec{V}_{ref} qui peuvent être définies par la relation suivante :

$$\vec{V}_{ref} = \frac{2}{3} (V_a + \bar{a}V_b + \bar{a}^2V_c) \quad (3.73)$$

Avec $a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

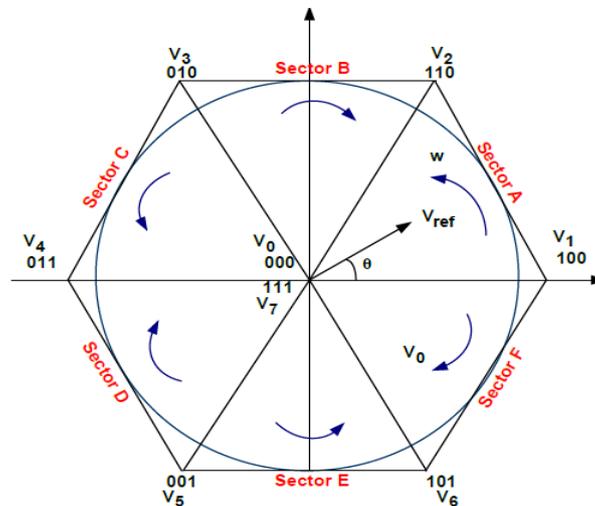


Figure 3.21 Hexagones des tensions définis dans le plan α - β .

La Tableau 3.1 représente les huit vecteurs réalisables par l'onduleur dans le plan (α , β). Les six interrupteurs de l'onduleur sont commandés de manière complémentaires deux à deux, ayant chacun deux états : fermé (F) ou ouvert (O). Suivant la combinaison de l'état des interrupteurs de l'onduleur, on peut dresser le tableau (3.1) qui montre les huit vecteurs de tension à appliquer à la machine à chaque instant dont six sont actifs (\vec{V}_1 jusqu'à \vec{V}_6) et deux

sont nuls (\vec{V}_0 et \vec{V}_7). D'après la figure 3.6 on remarque que les six vecteurs actifs définissent les six secteurs angulaires de $\frac{\pi}{3}$ rad. Si on repère ces secteurs par l'indice i , les relations expriment ces vecteurs sont :

$$\vec{V}_i = \frac{2U_{dc}}{3} \exp\left(\frac{i\pi}{3} - \frac{\pi}{3}\right) \quad (3.74)$$

$$\vec{V}_{i+1} = \frac{2U_{dc}}{3} \exp\left(\frac{i\pi}{3}\right) \quad (3.75)$$

T_1	T_2	T_3	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_α	V_β	$\vec{V}_{ref} = V_{\alpha_ref} + jV_{\beta_ref}$	Nom
O	O	O	0	0	0	0	0	$\vec{V}_0 = 0$	\vec{V}_0
F	O	O	U_{dc}		$-U_{dc}$	$\frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}}$	0	$\vec{V}_1 = \frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}} e^{j0}$	\vec{V}_1
F	F	O	0	U_{dc}	$-U_{dc}$	$\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$	U_{dc}	$\vec{V}_2 = \frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{\pi}{3}}$	\vec{V}_2
O	F	O	$-U_{dc}$	U_{dc}	0	$\frac{-U_{dc}}{\sqrt{3}}$	U_{dc}	$\vec{V}_3 = \frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{2\pi}{3}}$	\vec{V}_3
O	F	F	$-U_{dc}$	0	U_{dc}	$\frac{-2U_{dc}}{\sqrt{3}}$	0	$\vec{V}_4 = \frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{3\pi}{3}}$	\vec{V}_4
O	O	F	0	$-U_{dc}$	U_{dc}	$\frac{-U_{dc}}{\sqrt{3}}$	$-U_{dc}$	$\vec{V}_5 = \frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{4\pi}{3}}$	\vec{V}_5
F	O	F	U_{dc}	$-U_{dc}$	0	$\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$	$-U_{dc}$	$\vec{V}_6 = \frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{5\pi}{3}}$	\vec{V}_6
F	F	F	0	0	0	0	0	$\vec{V}_0 = 0$	\vec{V}_7

Tableau 3.1 Différentes combinaisons des vecteurs de tension de l'onduleur triphasé.

La répartition des vecteurs de tension dans le plan (α, β), comme l'indique de la Figure (3.21) est un hexagone symétrique ou l'amplitude du vecteur de référence est limitée par un cercle de rayon $\frac{2U_{dc}}{\sqrt{3}}$. Par conséquent, cette technique de modulation permet l'obtention d'un taux de modulation maximale égale à $\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$ ce qui ressemble à une augmentation de 15% par rapport à la modulation sinusoïdale.

3.8.3.3 Description de l'algorithme de la MLI vectorielle

Suivant la représentation vectorielle, le principe consiste à considérer un vecteur tension quelconque comme étant, dans un intervalle de temps T_z , la combinaison de deux vecteurs adjacents et du vecteur nul. Autrement dit Figure (3.22), pour appliquer la tension de référence V_{ref} pendant le temps T_z , il est équivalent d'appliquer :

- La tension \vec{V}_2 pendant le temps T_2 ;
- La tension \vec{V}_1 pendant le temps T_1 ;
- Une tension nul pendant les temps T_0 et T_7 .

Avec les durées de temps T_0 et T_7 définies par la relation suivante :

$$T_0 + T_7 = \frac{T_s}{2} - T_1 - T_2 \quad (3.76)$$

L'équation du vecteur de référence devient :

$$\vec{V}_{ref} = \vec{V}_1 \frac{T_1}{T_z} + \vec{V}_2 \frac{T_2}{T_z} \quad (3.77)$$

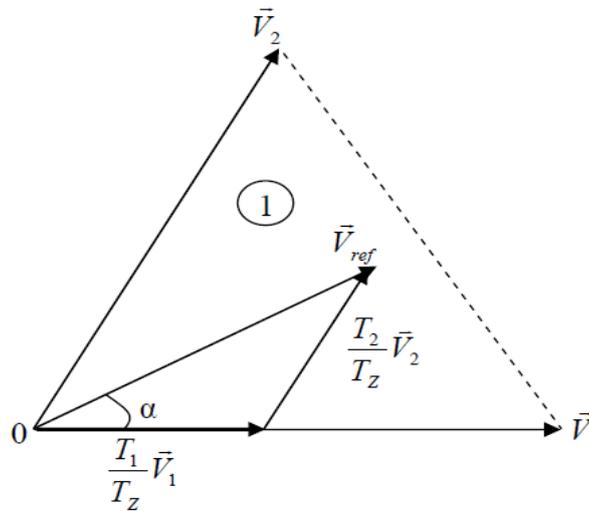


Figure 3.22 Principe d'application d'un vecteur de référence.

En effet, on peut reconstruire n'importe quelle tension en combinant deux vecteurs de tension adjacents. Pour exprimer la vectrice tension de référence (\vec{V}_{ref}) appliquée à la machine à chaque instant en fonction de l'état des interrupteurs et en rappelant qu'un vecteur dans un repère fixe α, β , peut être décrit par la relation suivante :

$$\vec{V}_{ref} = V_{\alpha.ref} + jV_{\beta.ref} \quad (3.78)$$

Le vecteur de tension de référence est l'angle apparent dans la Figure (3.22) sont donnés par :

$$V_{ref} = \sqrt{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \quad (3.79)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{V_{\beta}}{V_{\alpha}} \quad (3.80)$$

Dans le but de limiter le contenu harmonique des tensions générées, nous avons utilisé une MLI vectorielle avec des impulsions centrées au milieu de période de commutation.

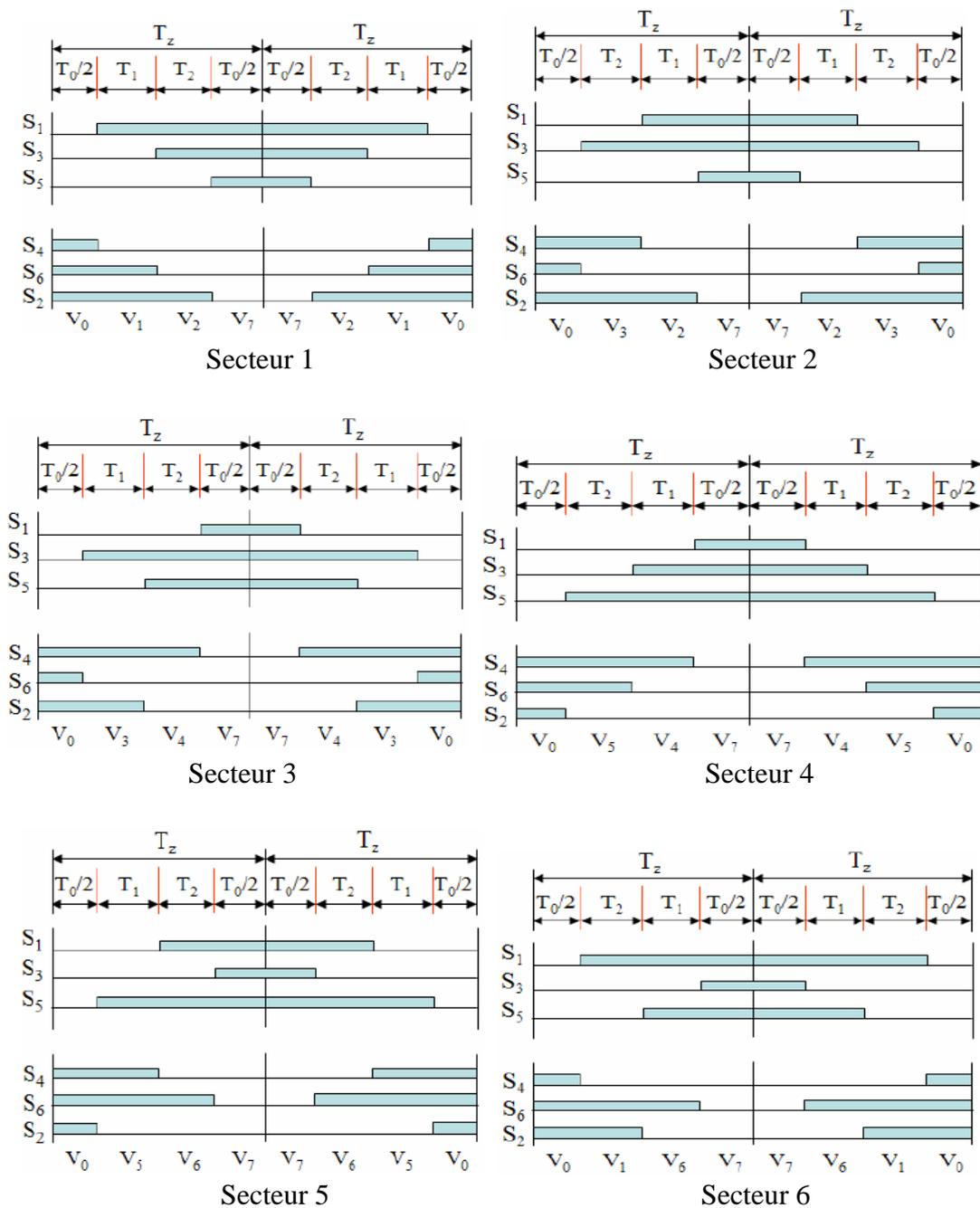


Figure 3.23 Séquence des signaux de commande.

Cette technique consiste à déterminer les instants de commutation de manière à distribuer le temps d'application du vecteur nul de façon identique entre \vec{V}_0 et \vec{V}_7 . ainsi on peut reconstituer les signaux de commande à appliquer pour obtenir le vecteur tension de référence, pour cela les interrupteurs sont codés par 1 à l'état fermé et par 0 à l'état ouvert. La Figure (3.23) montre les séquences de commande correspondant aux six secteurs.

D'une façon générale, pendant une période de commutation T_z , le vecteur tension de référence se trouve dans un secteur forme par \vec{V}_i et \vec{V}_{i+1} , $i \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$, comme l'indique la Figure (3.19), on obtient la relation suivante :

$$\vec{V}_{ref} = \frac{T_i}{T_z} \vec{V}_i + \frac{T_{i+1}}{T_z} \vec{V}_{i+1} + \frac{T_0}{2T_z} \vec{V}_1 + \frac{T_0}{2T_z} \vec{V}_7 \quad (3.81)$$

Le but de cette technique est d'obtenir une tension quelconque à la sortie de l'onduleur. Pour ce faire, il faut appliquer sur une période de commutation le vecteur \vec{V}_i pendant un temps T_i puis le vecteur V_{i+1} pendant un temps T_{i+1} . Si la somme des durées d'application de ces deux vecteurs est inférieure à T_z , dans ce cas, on complète la séquence de commutation par les vecteurs nuls (\vec{V}_0 et \vec{V}_7). En effet le problème de la MLI vectorielle réside dans le calcul de ces temps d'application T_i et T_{i+1} . A partir des équations on déduit les relations permettant de calculer les temps de commutation pour différents secteurs [30, 31,32] :

$$\begin{cases} T_i = \sqrt{3} \frac{V_{ref}}{U_{dc}} \frac{T_z}{2} \left(\sin\left(\frac{i\pi}{3}\right) \cos \alpha - \cos\left(\frac{i\pi}{3}\right) \sin \alpha \right) \\ T_{i+1} = \sqrt{3} \frac{V_{ref}}{U_{dc}} \frac{T_z}{2} \left(-\sin\left(\frac{(i-1)\pi}{3}\right) \cos \alpha + \cos\left(\frac{(i-1)\pi}{3}\right) \sin \alpha \right) \end{cases} \quad (3.82)$$

Donc, la modulation vectorielle peut etre implémentée de la manière suivante :

- 1ere etape : calcul des composantes de reference ($V_{\alpha_ref}, V_{\beta_ref}$).
- 2eme etape : determinacion des series d'impulsions T_1, T_2 et T_0 .
- 3eme etape : determinacion des instants de commutation pour chaque transistor.

Le vecteur V_{ref} est donné par ces deux composantes V_{α_ref} et V_{β_ref} , un algorithme de recherche du secteur angulaire est utilisé pour déterminer le secteur i .

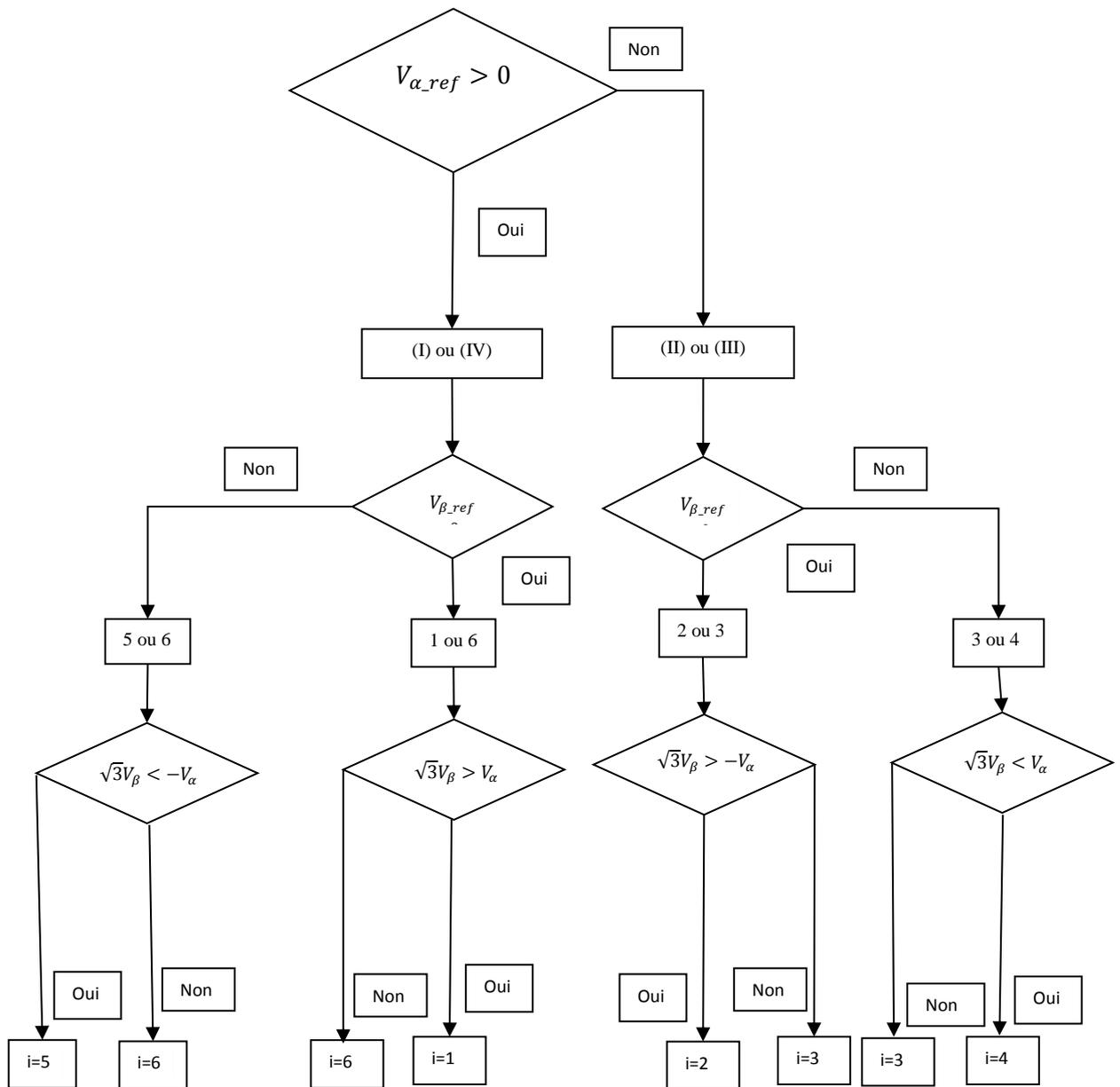


Figure 3.24 Algorithme de détermination du secteur i .

Après la détermination des secteurs, on peut résumer les valeurs des indices de modulation pour chaque secteur dans le tableau suivant :

Secteur 1	Secteur 2	Secteur 3
$D_a = \frac{2}{T_z} \left(T_1 + T_2 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_b = \frac{2}{T_z} \left(T_2 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_c = \frac{2}{T_z} \left(\frac{T_0}{2} \right)$	$D_a = \frac{2}{T_z} \left(T_2 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_b = \frac{2}{T_z} \left(T_2 + T_3 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_c = \frac{2}{T_z} \left(\frac{T_0}{2} \right)$	$D_a = \frac{2}{T_z} \left(\frac{T_0}{2} \right)$ $D_b = \frac{2}{T_z} \left(T_3 + T_4 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_c = \frac{2}{T_z} \left(T_4 + \frac{T_0}{2} \right)$
Secteur 4	Secteur 5	Secteur 6
$D_a = \frac{2}{T_z} \left(\frac{T_0}{2} \right)$ $D_b = \frac{2}{T_z} \left(T_4 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_c = \frac{2}{T_z} \left(T_4 + T_5 + \frac{T_0}{2} \right)$	$D_a = \frac{2}{T_z} \left(T_6 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_b = \frac{2}{T_z} \left(\frac{T_0}{2} \right)$ $D_c = \frac{2}{T_z} \left(T_5 + T_6 + \frac{T_0}{2} \right)$	$D_a = \frac{2}{T_z} \left(T_6 + T_1 + \frac{T_0}{2} \right)$ $D_b = \frac{2}{T_z} \left(\frac{T_0}{2} \right)$ $D_c = \frac{2}{T_z} \left(T_6 + \frac{T_0}{2} \right)$

Tableau 3.2 Rapports cycliques pour les différents secteurs.

Contrairement à la modulation sinusoïdale, la modulation vectorielle permet de distribuer les zones de roue libre (T_0 et T_7) d'une manière uniforme entre phase et neutre. Vu que l'onduleur triphasé est formé de trois bras indépendants, la MLI triphasé utilise trois modulantes de même amplitude et décale de $\frac{2\pi}{3}$ l'une par rapport à l'autre. Enfin les signaux de commande des interrupteurs de l'onduleur (T_1 jusqu'à T_6) sont déterminés à partir de l'intersection entre une porteuse et la modulante.

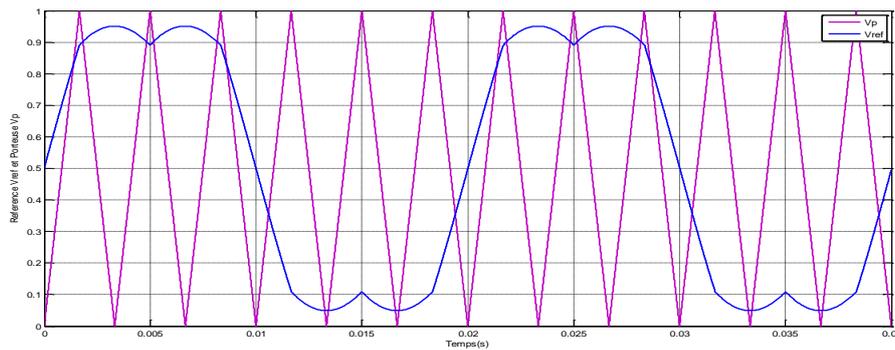


Figure 3.25 Signal de référence V_{ref} et celui de la porteuse V_p .

3.9 Génération des courants rotoriques de référence

Dans le cas de la commande découplée des puissances la composante quadratique du courant rotorique de référence peut être facilement déduite à partir de l'équation (3.34) de la manière suivante :

$$I_{qr_ref} = -\frac{2}{3} \frac{L_s}{MV_{qs}} P_{s_ref} \quad (3.83)$$

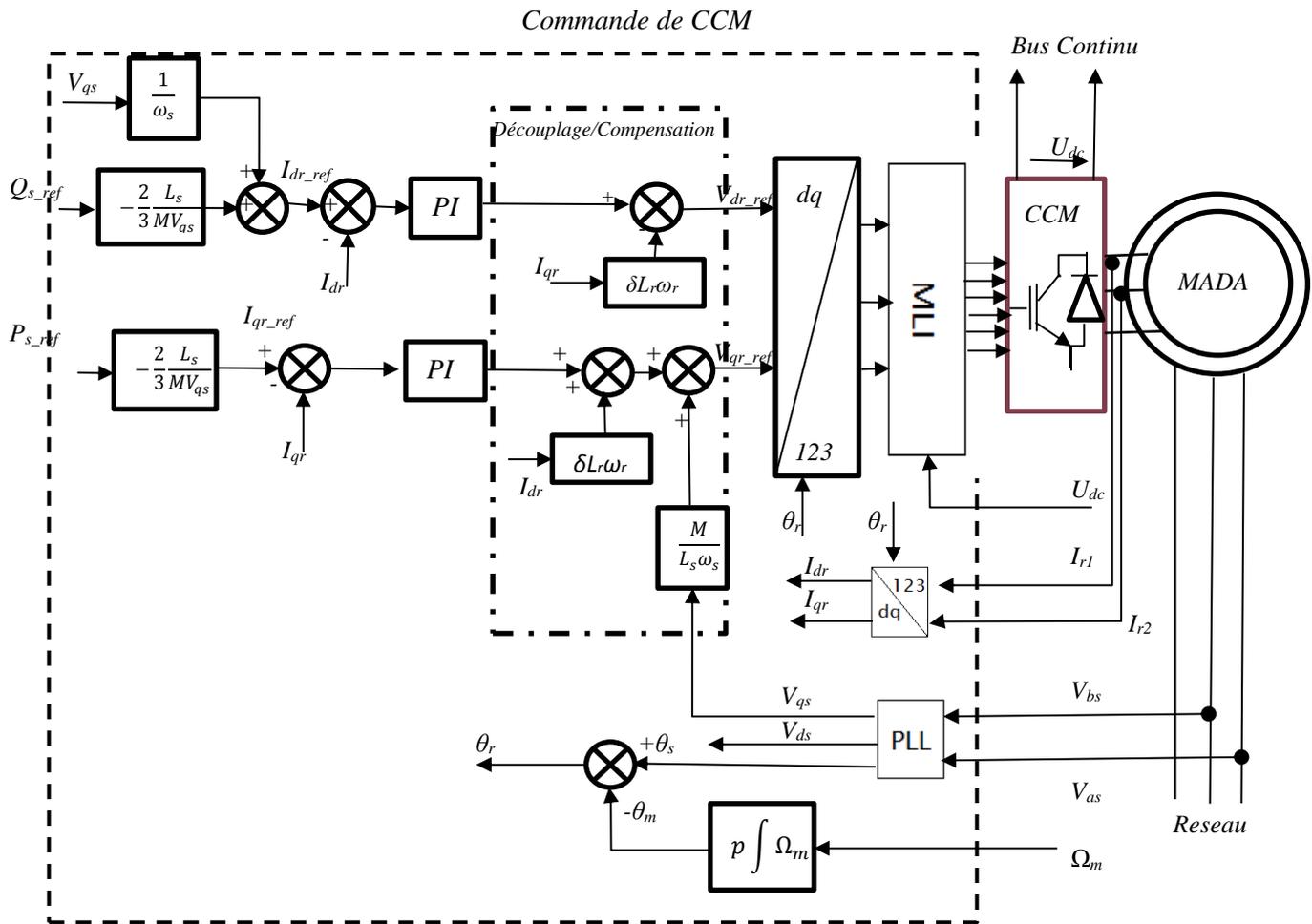


Figure 3.26 Schéma général de la commande pour la MADA.

De la même façon, on observant l'équation (3.35), nous remarquons que la puissance réactive de la MADA peut être contrôlée par action sur la composante directe du courant rotorique. Ainsi la composante directe du courant rotorique de référence est générée comme suite :

$$I_{dr_ref} = \frac{V_s}{M\omega_s} - \frac{2}{3} \frac{L_s}{V_s M} Q_s \quad (3.84)$$

La Figure (3.26) représente le schéma bloc de la commande du CCM. Cette commande permet de contrôler indépendamment les courants rotoriques d'axes dq et donc les puissances active et réactive statorique de la MADA.

3.10 Modélisation et commande du convertisseur de puissance côté réseau

Afin de pouvoir disposer d'une tension continue pour alimenter l'onduleur qui pilote la machine asynchrone à double alimentation, nous avons choisi d'utiliser un redresseur à modulation de largeur d'impulsion, [12, 13,14] pour deux raisons principales :

- utiliser un redresseur réversible en courant afin de permettre le transfert de la puissance de glissement entre le rotor et le réseau, ce qui permet les fonctionnements en hyper ou hypo synchronisme.
- ce redresseur réversible en courant va pouvoir être aussi utilisé pour le stockage et le déstockage d'énergie grâce à l'unité de stockage connectée en parallèle sur le bus continu.

La stratégie de contrôle de ce type des convertisseurs, est considérée par plusieurs auteurs, deux principales stratégies sont proposées ; la commande scalaire [33,34] et la commande vectorielle [35, 36, 37,39]. Les régulateurs utilisés en stratégie de la commande scalaire sont des PI ou régulateurs à hystérésis, dont le calcul est relativement difficile. Ils présentent, également, une mauvaise dynamique. En plus les puissances active et réactive sont dépendantes pendant le transitoire [39].

La Figure (3.27) donne le schéma de principe du redresseur de tension triphasé alimentant le bus continu. Ce bus est entièrement géré par le redresseur, la valeur de la capacité de filtrage doit être suffisante afin d'avoir une tension stable et fixe quel que soit le fonctionnement de la génératrice asynchrone double alimentation [15, 16,17].

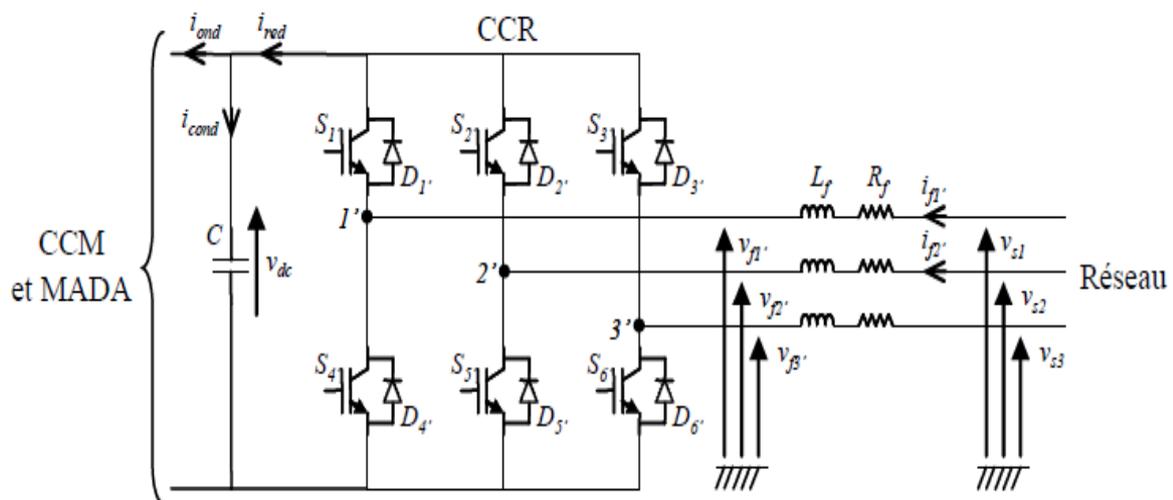


Figure 3.27 Connexion du CCR au réseau électrique.

Dans la partie suivante, on présente une étude détaillée du convertisseur côté réseau où on présente le modèle, la commande vectorielle et le calcul des régulateurs pour le convertisseur côté réseau.

Pour déduire le modèle dynamique du système, on va diviser l'étude du convertisseur en trois parties ; le coté alternatif, la partie discontinue composée par les interrupteurs et le coté continu. Dans ce contexte, la fonction des interrupteurs est d'établir un lien entre le coté alternatif et le coté continu.

Les équations décrivant le coté alternatif sont données par :

$$\begin{cases} V_{as} = R_f I_{fa} + L_f \frac{dI_{fa}}{dt} + V_{fa} \\ V_{bs} = R_f I_{fb} + L_f \frac{dI_{fb}}{dt} + V_{fb} \\ V_{cs} = R_f I_{fc} + L_f \frac{dI_{fc}}{dt} + V_{fc} \end{cases} \quad (3.84)$$

Avec :

I_{ond}, I_{red} : respectivement les courants modulés par le CCM et le CCR,

I_{cond} : le courant traversant le condensateur,

V_{dc} : la tension du bus continu (tension aux bornes du condensateur),

T_i, T_i', D_i, D_i' : respectivement les transistors IGBT et les diodes connectées en antiparallèle ($i \in \{a, b, c\}$),

V_{si} : Les tensions simples du réseau électrique,

V_{fi} : Les tensions simples modulées par le CCR,

R_f et L_f : respectivement la résistance et l'inductance du filtre RL,

I_{fi} : Les courants circulant à travers le filtre RL.

A l'entrée du redresseur, les tensions composées sont données par :

$$\begin{cases} V_{fab} = (S_a - S_b)U_{dc} \\ V_{fbc} = (S_b - S_c)U_{dc} \\ V_{fca} = (S_c - S_a)U_{dc} \end{cases} \quad (3.85)$$

Où : S_a, S_b, S_c sont les états des interrupteurs k_a, k_b, k_c .

On peut alors déduire Les tensions simples de la manière suivante :

$$\begin{cases} V_{fa} = f_a \cdot U_{dc} \\ V_{fb} = f_b \cdot U_{dc} \\ V_{fc} = f_c \cdot U_{dc} \end{cases} \quad (3.86)$$

Avec

$$\begin{cases} f_a = \frac{2S_a - (S_b + S_c)}{3} \\ f_b = \frac{2S_b - (S_a + S_c)}{3} \\ f_c = \frac{2S_c - (S_b + S_a)}{3} \end{cases} \quad (3.87)$$

La tension à l'entrée du redresseur peut être écrite comme suite :

$$V_{fi} = U_{dc} \left(S_i - \frac{1}{3} \sum S_i \right) \quad (3.88)$$

Par ailleurs, on peut écrire le courant du bus continu comme :

$$I_{con} = C \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (3.89)$$

Le courant dans la capacité peut s'écrire aussi :

$$I_{con} = I_{red} - I_{ond} \quad (3.90)$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = S_a i_{fa} + S_b i_{fb} + S_c i_{fc} - I_{ond} \quad (3.91)$$

Donc, pour le coté alternatif du redresseur on peut écrire :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{fa}}{dt} + R_f i_{af} = V_{as} - U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} \sum_{i=a}^c S_i \right) = V_{as} - U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L_f \frac{di_{fb}}{dt} + R_f i_{bf} = V_{bs} - U_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} \sum_{i=a}^c S_i \right) = V_{bs} - U_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L_f \frac{di_{fc}}{dt} + R_f i_{cf} = V_{cs} - U_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} \sum_{i=a}^c S_i \right) = V_{cs} - U_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \end{cases} \quad (3.92)$$

3.10.1 Stratégie de commande du convertisseur

L'objectif du contrôle du convertisseur coté réseau consiste à réguler la tension du bus continu et à contrôler les puissances active et réactive transitant à travers ce dernier. Le facteur de puissance peut être fixé à 1 en imposant simplement une puissance réactive nulle. Un contrôle vectoriel avec l'orientation du repère de Park selon le vecteur de tension réseau est utilisé pour permettre un découplage entre le contrôle de la puissance active et réactive.

Ceci conduit à écrire :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = V_s \end{cases} \quad (3.93)$$

Le diagramme du contrôle du convertisseur coté réseau Figure (3.28) est composé de deux étages :

- Un étage de contrôle de puissance,
- Un étage de contrôle de courant.

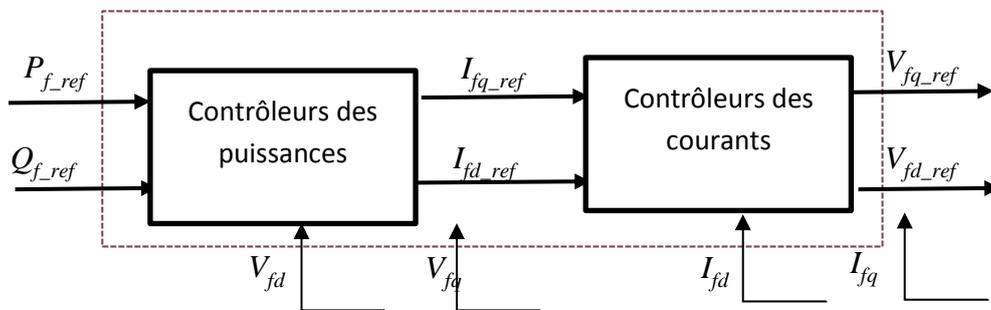


Figure 3.28 Diagramme du contrôle du convertisseur coté réseau.

3.10.2 Contrôle des puissances active et réactive coté réseau

Les puissances active et réactive transitant à travers le convertisseur coté réseau, peuvent être exprimées en utilisant les composantes de Park des tensions apparaissant au niveau du filtre (v_{fd} , v_{fq}) et les courants traversant le filtre (i_{fd} , i_{fq}) :

$$\begin{cases} P_f = \frac{3}{2}(V_{fd}I_{fd} + V_{fq}I_{fq}) \\ Q_f = \frac{3}{2}(V_{fq}I_{fd} - V_{fd}I_{fq}) \end{cases} \quad (3.94)$$

En négligeant les pertes dans le filtre de courant, les expressions suivantes peuvent être écrites :

$$\begin{cases} V_{fd} = V_{ds} = 0 \\ V_{fq} = V_{qs} = V_s \end{cases} \quad (3.95)$$

Les expressions des puissances actives P_f et réactive Q_f peuvent être simplifiées comme suit :

$$\begin{cases} P_f = \frac{3}{2}V_{fq}I_{fq} \\ Q_f = \frac{3}{2}V_{fq}I_{fd} \end{cases} \quad (3.96)$$

Les courants de référence (I_{fd_ref} , I_{fq_ref}) qui permettent d'imposer les puissances de référence (P_{f_ref} , Q_{f_ref}) sont alors donnés par :

$$\begin{cases} I_{fq_ref} = \frac{2}{3} \frac{P_{f_ref}}{V_s} \\ I_{fd_ref} = \frac{2}{3} \frac{Q_{f_ref}}{V_s} \end{cases} \quad (3.97)$$

Le bloc diagramme du contrôle des puissances est montré dans la Figure (3.29).

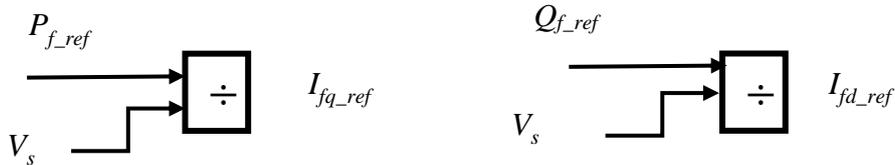


Figure 3.29 Diagramme de contrôle des puissances côté réseau.

3.10.3 Contrôle des courants coté réseau

Le contrôle vectoriel des courants est effectué en utilisant le référentiel de Park synchronisé avec la tension réseau [9]. Les équations électriques du filtre (R_f , L_f) connecté au réseau peuvent être simplifiées dans ce référentiel comme suit :

$$\begin{cases} V_{fd} = -R_f I_{fd} - L_f \frac{dI_{fd}}{dt} + e_{fd} \\ V_{fq} = -R_f I_{fq} - L_f \frac{dI_{fq}}{dt} + e_{fq} \end{cases} \quad (3.98)$$

Ou :

$$\begin{cases} e_{fd} = \omega_s L_f I_{fq} \\ e_{fq} = -\omega_s L_f I_{fd} + V_{qs} \end{cases} \quad (3.99)$$

Le modèle de la liaison du CCR au réseau dans le repère dq suivant le champ tournant statorique nous montre que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants circulant dans le filtre $R_f L_f$ étant donné, qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec pour chacun son propre régulateur. Les grandeurs de référence pour ces régulateurs seront les courants dans le filtre $R_f L_f$ d'axes dq . Le schéma bloc des boucles de régulation des courants d'axes dq est décrit à la Figure (3.30). Les correcteurs utilisés sont de type PI. Dans ces schémas blocs de régulation apparaissent les termes de compensation et de découplage des axes dq .

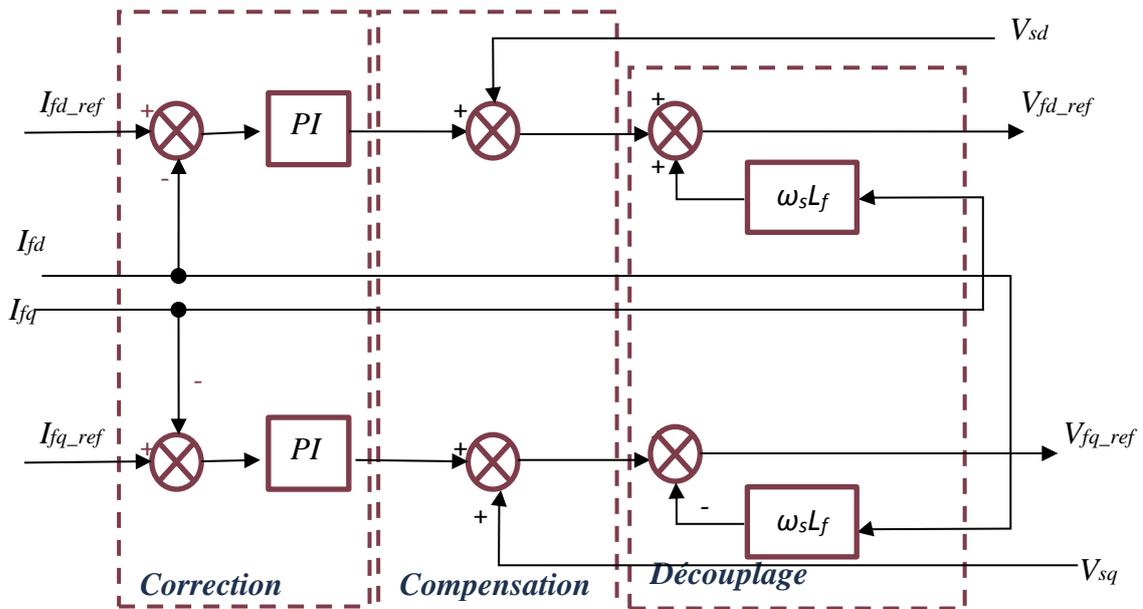


Figure 3.30 Diagramme de contrôle des courants du convertisseur coté réseau.

Les courants de référence I_{fq_ref} et I_{fd_ref} sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique Figure (3.25).

3.10.4 Contrôle de la tension du bus continu

A partir de l'équation (3.100), nous pouvons exprimer les puissances mises en jeu sur le bus continu :

$$\begin{cases} P_{red} = U_{dc}I_{red} \\ P_{cond} = U_{dc}I_{cond} \\ P_{ond} = U_{dc}I_{ond} \end{cases} \quad (3.100)$$

Ces puissances sont liées par la relation :

$$P_{red} = P_{cond} + P_{ond} \quad (3.101)$$

Si l'on néglige l'ensemble des pertes Joule devant la puissance échangée entre le rotor de la MADA et le réseau électrique (pertes dans le condensateur, le convertisseur et le filtre $R_f L_f$), on peut alors écrire :

$$P_f = P_{red} = P_{cond} + P_{ond} \quad (3.102)$$

En réglant la puissance P_f , il est alors possible de contrôler la puissance P_c dans le condensateur et donc de réguler la tension du bus continu. Pour ce faire, les puissances P_{ond} et P_c doivent être connues afin de déterminer P_{f_ref} .

La référence de puissance pour le condensateur est liée au courant de référence circulant dans le condensateur :

$$P_{cond_ref} = U_{dc}I_{cond_ref} \quad (3.103)$$

La régulation de la tension du bus continu s'effectue alors par une boucle externe (par rapport à la boucle interne de régulation des courants), permettant de maintenir une tension constante sur le bus continu, avec un correcteur PI générant le courant de référence I_{cond_ref} dans le condensateur.

Le schéma bloc du contrôle du bus continu est montré dans la Figure (3.31)

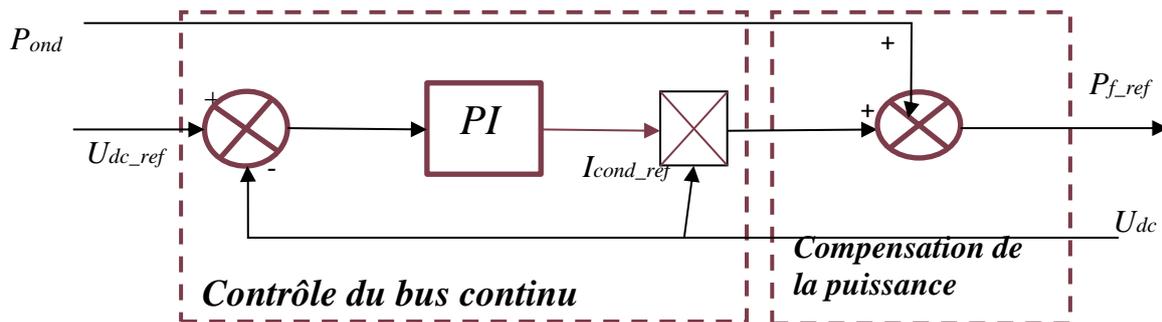


Figure 3.31 Contrôle du bus continu.

A la Figure (3.31) apparaît la puissance disponible P_{ond} correspondant à la puissance rotorique : c'est une perturbation vu de la régulation et elle sera compensée dans la chaîne de régulation. La Figure (3.32) représente le schéma bloc de la commande du CCR. Ce schéma bloc inclut les termes de découplage et de compensation afin de pouvoir contrôler indépendamment les courants d'axes dq circulant dans le filtre $R_f L_f$ et les puissances active et réactive échangées entre le CCR et le réseau.

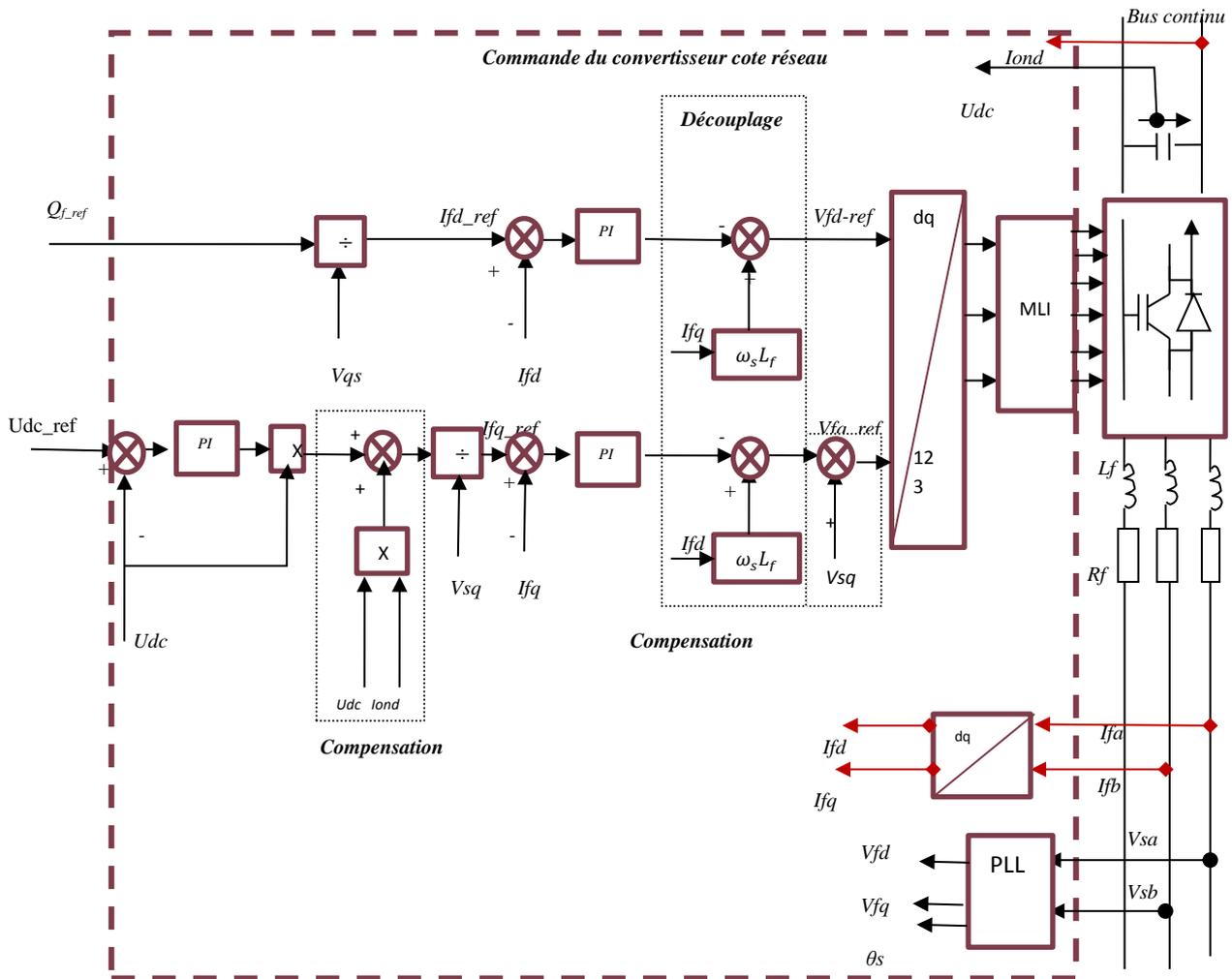


Figure 3.32 Schéma bloc de la commande du CCR.

3.11 Résultats de simulations

Pour réaliser la simulation de la MADA, nous avons utilisé le logiciel Matlab-Simulink à l'aide duquel nous avons modélisé toutes les parties du système à savoir, la génératrice, la turbine, le redresseur, l'onduleur, la commande MLI et SVM, les régulateurs et divers composants nécessaires à la commande. Afin de valider les commandes étudiées, nous présentons deux points de fonctionnement : l'un en mode hyposynchrone et l'autre en mode hypersynchrone. Pour ces simulations, nous considérons que le système éolien fonctionne dans la zone de fonctionnement optimal (Zone 2), c'est-à-dire qu'il produit le maximum de puissance en fonction de la vitesse du vent.

Durant cet essai la vitesse de rotation mécanique de la MADA passe de 1370tr/min à 1900tr/min correspondant à la vitesse de vent allant de 8m/s à 11m/s, comme il est présenté sur la Figure (3.33), le couple électromagnétique est toujours négative vue que la machine fonctionne en génératrice, il augmente lorsque la vitesse augmente.

D'après la Figure (3.34) la puissance active statorique générée par le générateur aussi augmente si la vitesse du vent augmente mais par un signe moins qui explique le fonctionnement de la MADA en mode générateur. La puissance réactive est maintenue à zéro

pour garantir un facteur de puissance unitaire sur le côté statorique. Ces résultats montrent qu'il y a bien un bon découplage entre la puissance active et réactive statorique. Il est clair que la puissance active statorique suit ses valeurs désirées pendant toutes les variations de la vitesse du vent.

La Figure (3.35) des composantes des courants rotorique I_{dr} et I_{qr} montre que le courant I_{qr} suit la puissance active et que celui I_{dr} suit la puissance réactive, il est presque à zéro. Nous constatons également qu'au régime hyposynchrone, la MADA consomme de la puissance active et réactive à travers son rotor ($P_r > 0$ et $Q_r > 0$), tandis que qu'au régime hypersynchrone la MADA fournit de la puissance active et réactive à travers son rotor ($P_r < 0$ et $Q_r < 0$). Ceci peut s'expliquer par le fait qu'au régime hypersynchrone, la totalité de la puissance mécanique (P_m) fournie à la MADA est transmise aux réseaux aux pertes près. Donc une partie de cette puissance correspond à $gP_m / (1-g)$ est transmise au rotor Figure (3.38).

On remarque que la tension du bus continu, présente un léger dépassement, puis se stabilise sur sa valeur de référence imposée par la commande, les courants de phase sont pratiquement sinusoïdaux que ce soit pour le stator ou rotor. D'après les Figures (3.39b) et (3.38d), qui montrent respectivement les spectres d'harmoniques d'une phase du courant statorique et du courant rotorique pour les deux cas de commande SMLI et SVMLI, on constate que ces courants ont un bon THD dans le cas de la SVMLI (où THD = 2.37% pour le courant statorique et THD = 3.45% pour le courant rotorique) comparé au cas de la SMLI (où THD = 3.47% pour le courant statorique et THD = 4.63% pour le courant rotorique) qui explique l'amélioration de la qualité des courants injectés au réseau par la diminution des harmoniques, autre remarque est que le courant rotorique durant une transition du régime hyposynchrone au régime hypersynchrone se fait d'une façon douce.

La dernière remarque à faire est que les puissances active et réactive ainsi que les courants directs et en quadrature du filtre restent inchangés avec le changement de la vitesse du vent.

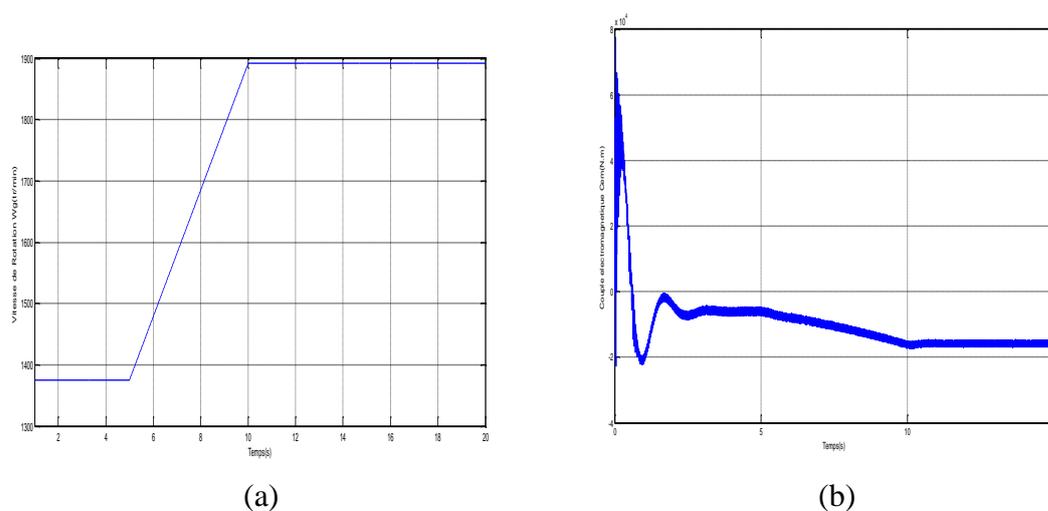
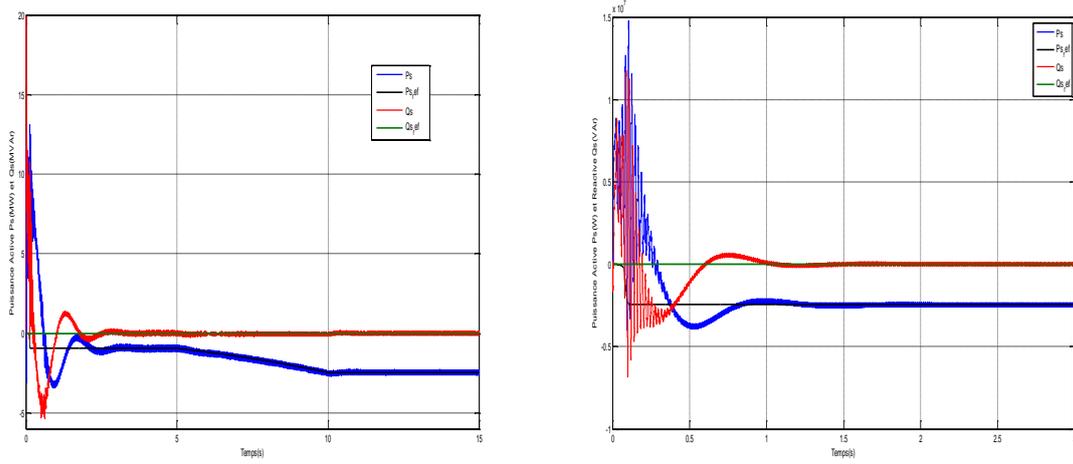


Figure 3.33 Variation de la vitesse du rotor (a) et Couple électromagnétique (b) avec le changement de régime.



(a) (b)
 Figure 3.34 Contrôle découplé des puissances actives et réactives.
 (a) SMLI
 (b) SVMLI

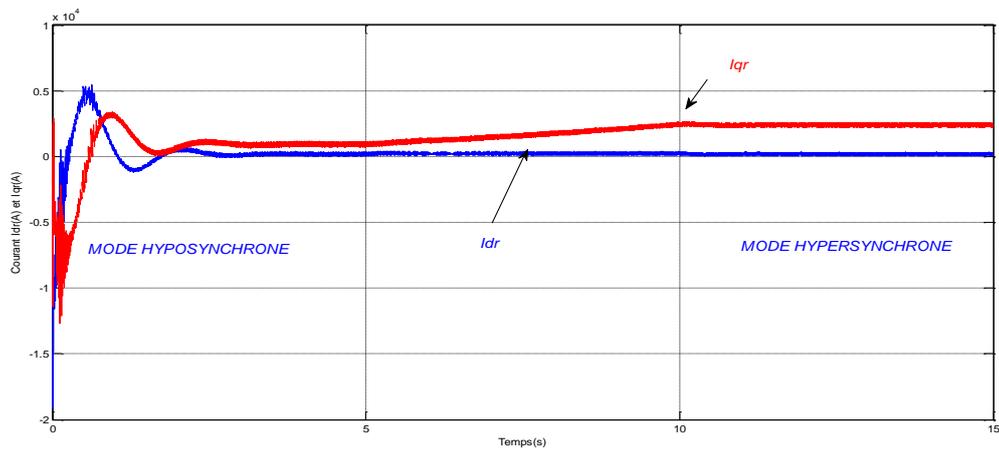


Figure 3.35 Courants rotoriques en quadrature dq pour les deux régimes.

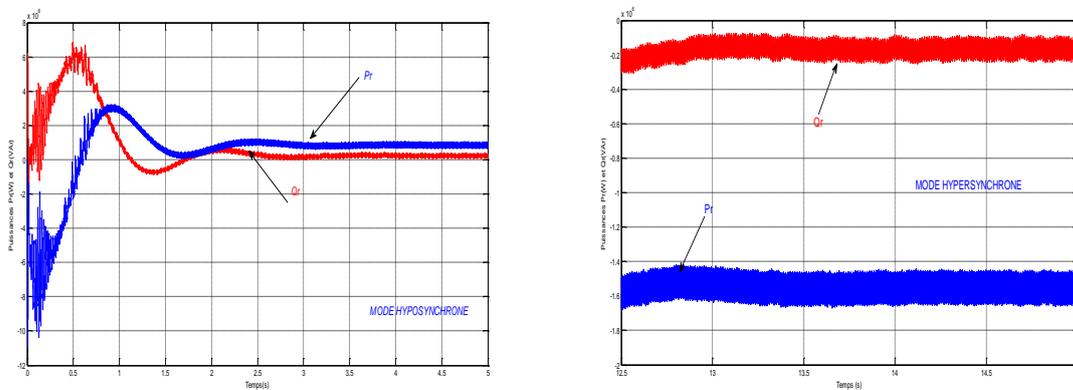


Figure 3.36 Puissances rotoriques active et réactive pour les deux régimes.

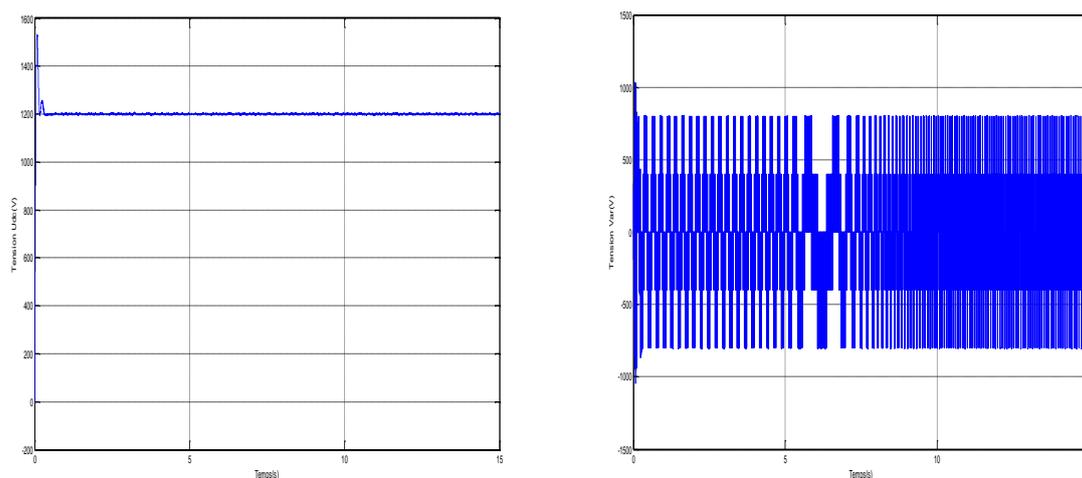


Figure 3.37 Tensions pour les deux régimes : (a) continue U_{dc} et (b) U_r .

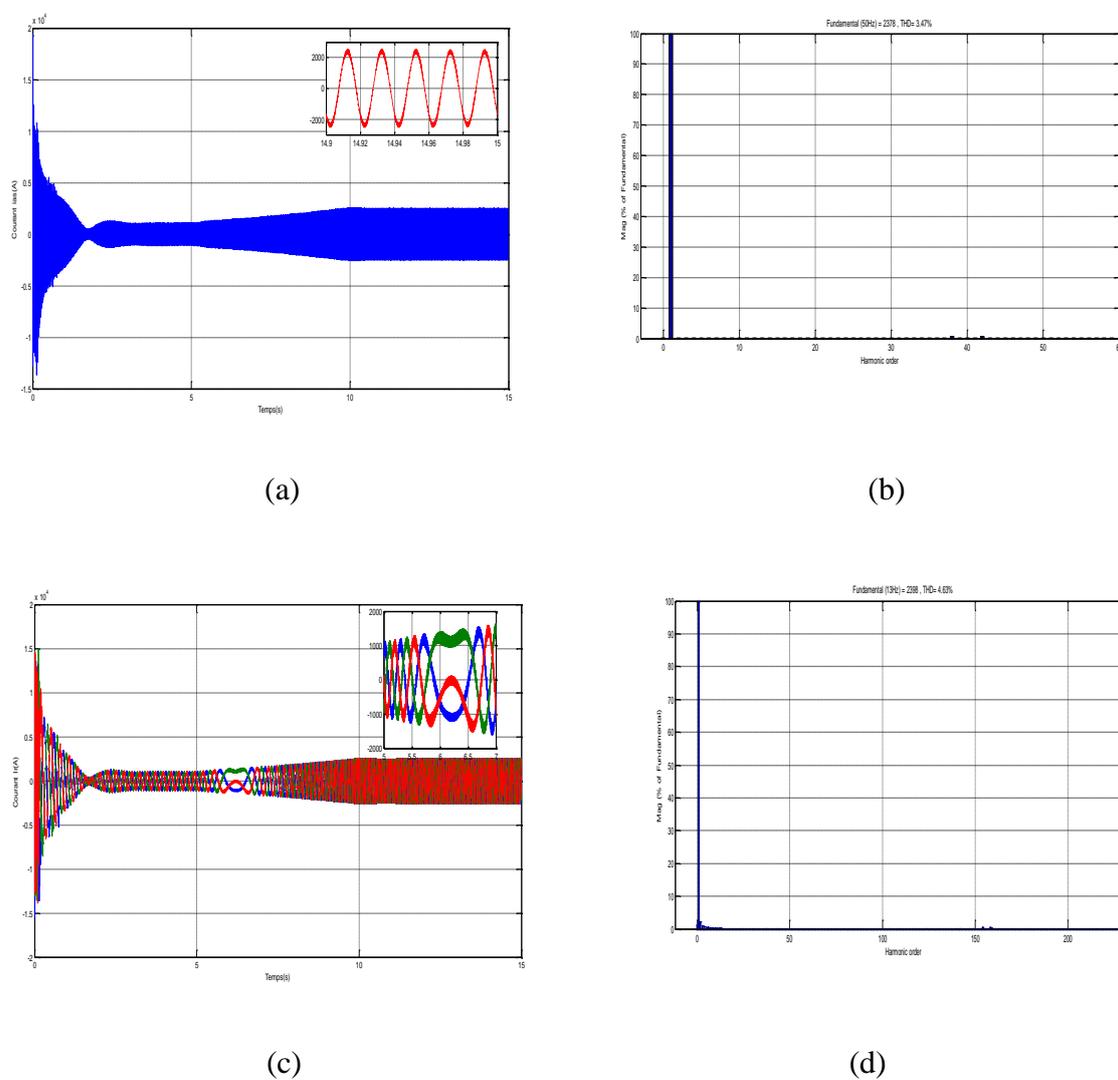
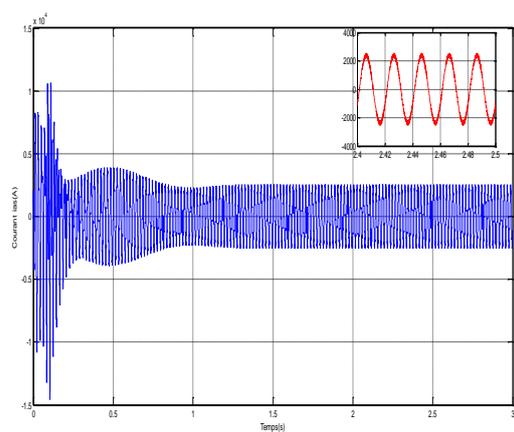
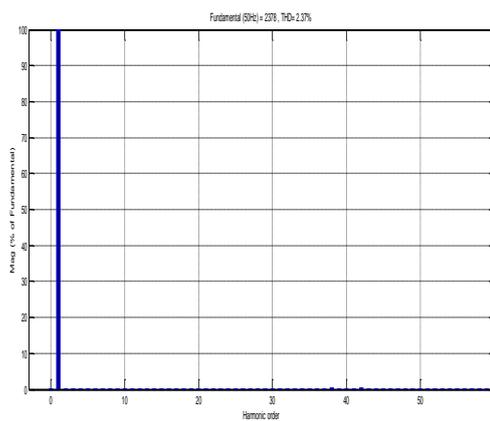


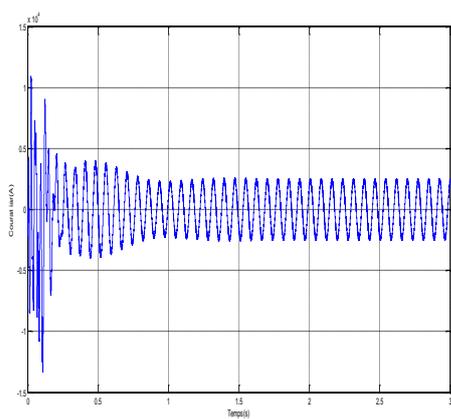
Figure 3.38 Courants statorique avec SMLI (a) et Spectre Harmonique (b).
Courants rotorique avec SMLI (c) et Spectre Harmonique (d).



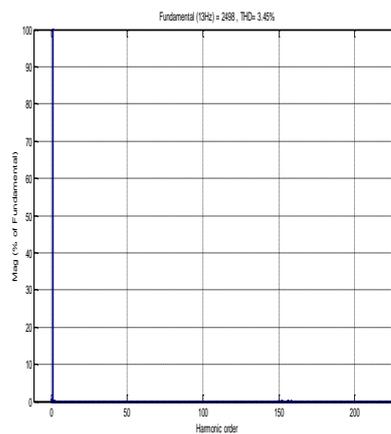
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure 3.39 Courants statorique avec SVMLI (a) et Spectre Harmonique (b).
Courants rotorique avec SVMLI (c) et Spectre Harmonique (d).

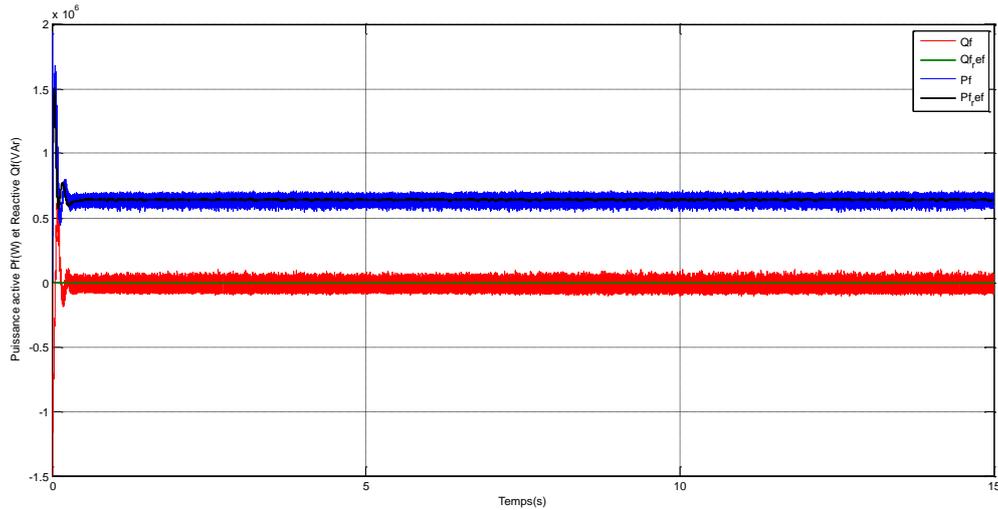


Figure 3.40 Puissances rotoriques active et réactive du filtre.

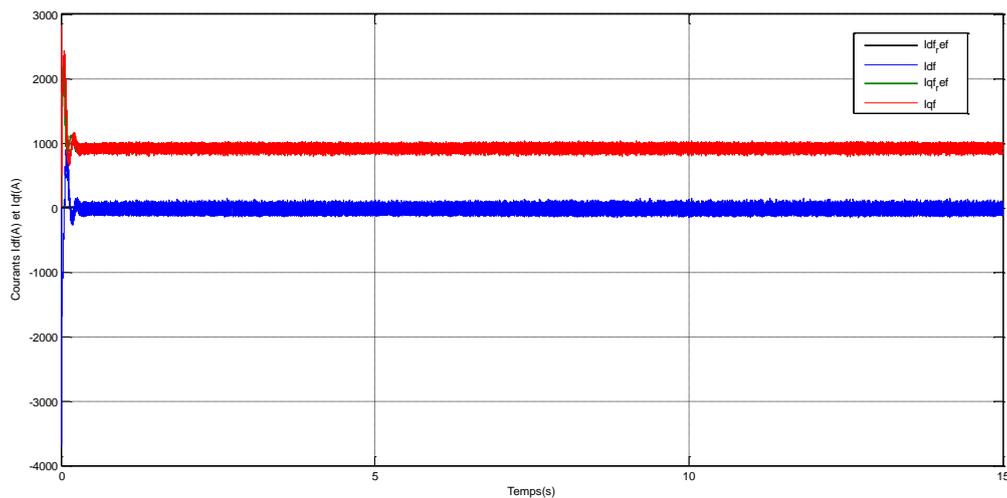


Figure 3.41 Courants du filtre en quadrature dq.

3.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé la modélisation et la commande du système de conversion éolienne basé sur la machine asynchrone à double alimentation (MADA) en mode générateur pour la régulation de la puissance active et réactive statorique avec la commande MPPT de la turbine pour extraire le maximum de la puissance générée par le générateur. Ainsi, on a choisi une des trois méthodes présentées pour le contrôle du générateur asynchrone à double alimentation qui a été implantée sous Matlab/Simulink afin de visualiser les résultats de simulation. La méthode indirecte considérée est sans boucles des puissances où les courants rotoriques sont utilisés pour assurer un contrôle indépendant des puissances active et réactive

tout en garantissant un fonctionnement optimal de l'éolienne. Durant cette étude nous avons considéré que l'éolienne se situait dans sa zone de fonctionnement optimale.

Enfin, afin de valider la modélisation et la commande globale du système éolien, nous avons effectué des simulations pour deux points de fonctionnements : l'un en mode hyposynchrone et l'autre en mode hypersynchrone. Les résultats obtenus ont montré que les puissances actives et réactives du système éolien pouvaient être contrôlées de façon indépendante tout en garantissant une puissance active optimale fournie au réseau électrique quel que soit le mode de fonctionnement. L'utilisation de la technique MLI vectorielle (SVMLI) avec la comparaison de résultats par la technique classique SMLI conduite à une amélioration de la qualité d'énergie injectée au réseau.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Arnaud Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », thèse de doctorat, université de Nancy, décembre 2006.
- [2] F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau », Thèse de Doctorat, de l'Université de Nantes, 2003.
- [3] Paul-Etienne VIDAL, « Commande non-linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation », Thèse doctorat, L'institut National Polytechnique de Toulouse 2004.
- [4] R. Abdessamed, M. Kadjoudj, "Modélisation des machines électriques," Presses de l'Université de Batna, 1997.
- [5] B. Rabelo, W. Hofmann, J.L. Silva, R.G. Oliveira, S.R. Silva, « Reactive Power Control in Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines »,
- [6] Brice Beltran, « Contribution à la Commande Robuste des Eoliennes à Base de Generatrices Asynchrones Double Alimentation : Du Mode Glissant Classique au Mode Glissant d'Ordre », Thèse de Doctorat, Université de Bretagne occidentale - Brest, 2010.
- [7] [Lesenne, 1981] : J. Lesenne, F. Notelet, G. Séguier, "Introduction à l'électrotechnique approfondie", *Technique et documentation*, Paris, ISBN 2-85206-089-2, 1981.
- [8] Arnaud Gaillard, « Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, Avril 2010.
- [9] Salama el Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de Doctorat, Université de Lille1, Decembre 2004.
- [10] P.K. Gayen , D. Chatterjee , S.K. Goswami, « Stator side active and reactive power control with improved rotor position and speed estimator of a grid connected DFIG (doubly-fed induction generator) », *Energy Journal*, Vol 89, September 2015, 461-472.
- [11] Wei Qiao, « Dynamic Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators Driven by Wind Turbines », *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, Page 1-8.
- [12] A. Gaillard, P. Poure, S. Saadate, M. Machmoum, « Variable speed DFIG wind energy system for power generation and harmonic current mitigation », *Renewable Energy*, Volume 34, Issue 6, June 2009, Pages 1545-1553.

- [13] Zamanifar M, Fani B, Golshan MEH, Karshenas HR, « Dynamic modeling and optimal control of DFIG wind energy systems using DFT and NSGA-II ». *Electric Power Systems Research* 2014; 108: 50-58.
- [14] Barambones O, Durana JMG, Kremers E, « Adaptive robust control to maximizing the power generation of a variable speed wind turbine », *International Conference on Renewable Energy Research and Applications IEEE, ICRERA 2013; Madrid, Spain, 20-23 October*.
- [15] Khouloud Bedouda, Mahieddine Ali-rachedi, Tahar Bahi, Rabah Lakel, Azzeddine Grid, « Robust Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Turbine Under Sub-Synchronous Operation Mode »
- [16] Boukhezzar B, Siguerdidjane H, « Nonlinear control with wind estimation of a DFIG variable speed wind turbine for power capture optimization », *Energy Conversion and Management* 2009; 50: 885-892.
- [17] Ghennam T, Berkouk EM, François B, « Modeling and Control of a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Based Wind Conversion System », *IEEE International conference on power engineering, energy and electrical drives (POWERENG) 2009; March 18-20*.
- [18] K. Ghedamsi, D. Aouzellag, « Improvement of the performances for wind energy conversions systems », *Electrical Power and Energy Systems*, 32, (2010), 936–945.
- [19] Sung-Tak Jou, Sol-Bin Lee, Yong-Bae Park, and Kyo-Beum Lee, « Direct Power Control of a DFIG in Wind Turbines to Improve Dynamic Responses », *Journal of power electronics*, Vol 9, N°5, September 2009.
- [20] Dongdong Li, Lu Wang, Yun Wang, Kaikai Wang, Chensheng Ye, « The Study of Maximum Power Point Tracking Control for DFIG based on PSCAD »; *Journal of International Council on Electrical Engineering* Vol. 2, No. 3, pp. 326~333, 2012.
- [21] Abdel Ghani Aissaoui, Ahmed Tahour, Mohamed Abid, Najib Essounbouli, Frederic Nollet, « Power Control Of Wind Turbine based on Fuzzy Controllers », *Journal of Energy* , 42 (2013) 163 – 172.
- [22] Youssef Bekakra, « Contribution A l'Etude Et A La Commande Robuste D'un Aérogénérateur Asynchrone A Double Alimentation », *Thèse Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, Octobre 2014*.

- [23] Djilali Kairous, « Modélisation, Simulation Et Commande D'un Système Éolien A Machine Asynchrone A Double Alimentation », Thèse Doctorat, Université Des Sciences Et De La Technologie d'Oran- Mohamed Boudiaf, Février 2013.
- [24] A. Boyette, Ph. Poure and Sh. Saadate, "Direct and indirect control of a doubly fed induction generator wind turbine including a storage unit", IECO'06, November 2006, Paris.
- [25] Y. Bekakra D. Ben Attous, "Sliding mode controls of active and reactive power of a DFIG with MPPT for variable speed wind energy conversion ", Australian Journal of Basic and Applied Sciences, Vol. 5, No. 12, pp. 2274-2286, 2011.
- [26] Zerzouri Nora, Labar Hocine, « Active and Reactive Power Control of a Doubly Fed Induction Generator », International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS). Vol. 5, No. 2, October 2014, pp. 244~251.
- [27] E. Bogalecka, « Power control of a double fed induction generator without speed or position sensor », Compte rendu de conférence IEE. (Fifth European Conference on Power Electronics and Applications), Vol. 8, September 1993. Pages 224 à 228.
- [28] S. El Aimani, « Modelling and simulation of doubly fed induction generator for variable speed wind turbines integrated in a distribution network », 10th European Conference on Power Electronics and Application, Toulouse, France, 2003.
- [29] R. S. Pena, J. C. Clare, G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back to back PWM converters and its applications to variable-speed wind-energy generation," IEE Proceedings, Electrical Power Applications, Vol. 143, No. 3, pp. 231-241, May 1996.
- [30] Amor Khlaief, « Contribution à La Commande Vectorielle Sans Capteur Mécanique Des Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) », Thèse Doctorat, Ecole Supérieure Des Sciences Et Technologies Tunisie, Juillet 2012.
- [31] F. Boumaraf, L. Khetta, R. Abdessemed, M.L. Bendaas, « Powers And Torque Ripple Minimization of Doubly Fed Induction Generator in Wecs Using Space Vector Modulation », Acta Tehnica Corviniensis, Bulletin Of Engineering Tome Vii [2014].
- [32] Aicha Daoud and Fatma Ben Salem, « Direct Power Control of a Doubly Fed Induction Generator Dedicated to Wind Energy Conversions », Signals and Devices (SSD), 2014 11th International Multi-Conference, Pages 1-8.
- [33] J.W. Dixon, B. T. Ooi, « Indirect control of a Unity Power Factor Sinusoidal current Boost Type Three-phase Rectifier », IEEE Transaction on Industrial electronics, Vol.35, No.4, 1988, pp.508-515.

- [34] J.Rodriguez, E. Wiechmann, « High power Factor Rectifiers », EPE conference, Spain, Vol.2, 1995, Pp.670-676.
- [35] C.T.Rim N.S.Choi, G.C.Cho,G.H. Cho, « A Complete DC and AC Analysis of Three-phase Current PWM Rectifier Using d-q Transformation », IEEE Transactions on Power electronics, Vol.9, No4,1994, pp.390-396.
- [36] S.R. jones, R. Jones, « A Control Strategy for sinusoidal supply side Converters », IEE Colloquium on developments in real Time control for Induction motor drives, DIGEST No 1993/024, 1993.
- [37] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, « Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation », IEE Proc. Electr. Power Appl., vol. 143, pp. 231–241, May 1996.
- [38] N.R.Zargary, G. Joos, « Performance Investigation of a Current-controlled Voltage regulated PWM Rectifier in rotating and stationary Frames », IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.42, No.4, 1995, Pp396-401.
- [39] Ruben S. Pena Guinez, “Vector Control Strategies for a Doubly-fed Induction Generator Driven by Wind Turbine”, PhD Thesis, University of Nottingham, March1996.

CHAPITRE 4

DIAGNOSTIC DE DÉFAUT D'ENGRENAGE PAR L'ANALYSE SPECTRALE DE LA PUISSANCE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

4.1 Introduction

De nos jours, l'énergie éolienne est de plus en plus dirigée vers une source d'utilité majeure, la fiabilité et la qualité de l'énergie du système de conversion de l'énergie éolienne est soulignée pour une utilisation rentable. Par conséquent dans le système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE) de nombreux défauts se produisent souvent avec une faible fiabilité qui rend les coûts de maintenance et d'entretien élevés. Il y a principalement deux façons de réduire les coûts. Une est de réduire le coût de fabrication et d'installation, et un autre moyen important est de réduire les coûts de l'entretien et maintenance. Toutefois la méthode la plus efficace et la plus pratique est la surveillance d'état et le diagnostic de défaut, car elle permet d'obtenir une utilisation rentable. Le système de surveillance et de diagnostic avec des algorithmes de détection de défaut intégré peut permettre une alerte précoce des défauts pour éviter des pannes majeures des composants. De nombreux défauts peuvent être détectés tandis que le composant défectueux est encore inopérable, actions de réparation nécessaires peuvent être planifiées dans le temps. En outre, la surveillance peut également observer l'état de fonctionnement de la turbine éolienne dans des conditions extrêmes, comme le givrage ou l'oscillation de la tour, puis prendre les mesures appropriées pour prévenir les dommages à la turbine éolienne. De cette façon, les coûts globaux d'entretien et de maintenance et les temps peuvent être considérablement réduits, de sorte que la sécurité, la fiabilité et la compétitivité du SCEE peuvent être grandement améliorées [1,2]. En raison de l'importance de la surveillance et de diagnostic pour SCEE, il est très nécessaire de connaître les principales composantes de défaut de SCEE et les méthodes de surveillance et diagnostic existants, ainsi que certains problèmes doivent être étudiés.

La turbine éolienne est composée de nombreux sous-systèmes, tels que les pales du rotor et le système de hauteur, plaque tournante, la structure (tour, fondation et nacelle), le train d'entraînement, boîte de vitesses, générateur, le système électrique, système de contrôle, capteurs, freins mécaniques du système hydraulique, etc., comme montré sur la figure 1 et chaque sous-système est constitué de plusieurs composants. Pendant le processus de fonctionnement de la turbine éolienne, la vitesse du vent change en permanence, là où il y a une forte rafale de vent, les composants de la chaîne éolienne seront affectés par une charge impulsive. La charge variant dans le temps va être transférée à chaque composante de la chaîne de transmission, causant une grande influence pour sa durée de vie, et engendre toutes sortes de défauts qui apparaîtront dans le système éolien [3].

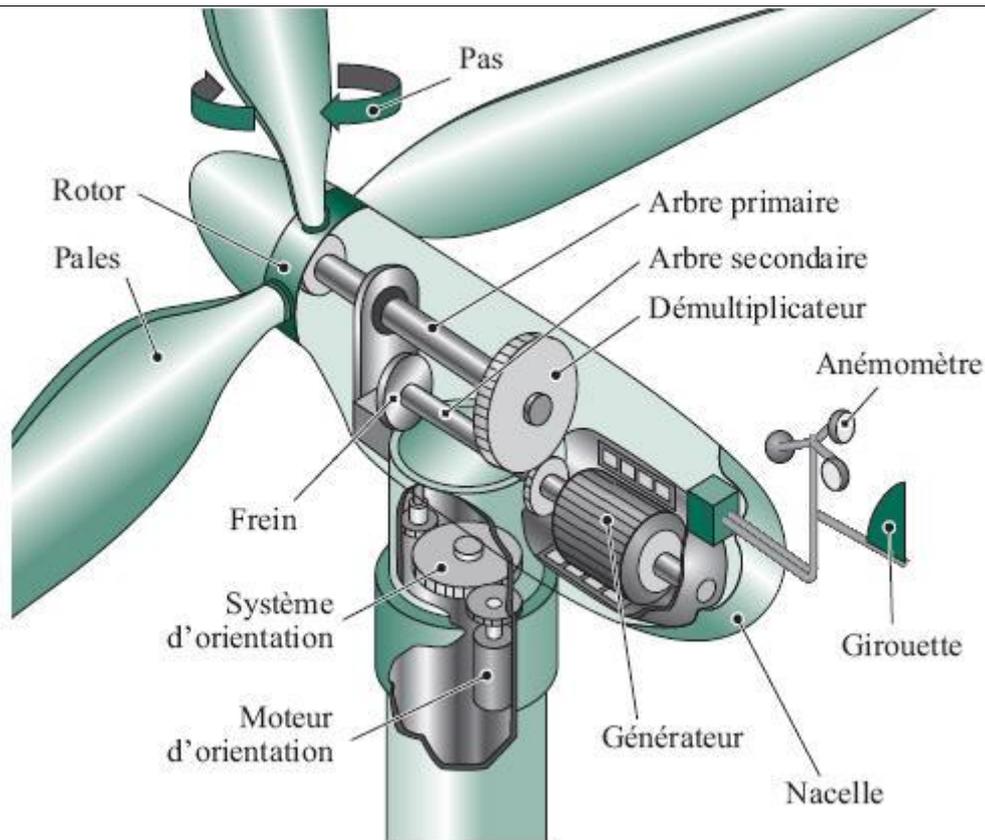


Figure 4.1 Principales composantes d'une éolienne.

La surveillance de fonctionnement joue donc un rôle industriel primordial. En effet, en intervenant au cours des phases du cycle de vie des systèmes de production, la surveillance contribue non seulement à la réduction des coûts de fonctionnement et à l'amélioration de la disponibilité, de la qualité et de la sûreté des équipements de production, mais également à la limitation des conséquences des pannes qui peuvent être catastrophiques sur le plan des biens et des vies humaines. La surveillance mène également au diagnostic de défauts consistant à partir de défauts détectés, à localiser les éléments défaillants, à identifier les causes qui provoquent ces défauts et éventuellement à isoler les défaillances et/ou les défauts qui affectent un système. Donc, la conception des systèmes de conversion d'énergie éolienne qui est en considérable évolution nécessite de prendre en considération des fonctions telles que la surveillance, la supervision et d'inclure des aides à la gestion de production, à la gestion technique et à la maintenance.

D'autre part, en plus d'un système de maintenance efficace, une commande robuste doit être employée pour la commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne en conditions saines et défectueuses afin d'empêcher l'aggravation de leurs détériorations en cas de défaillance. Ainsi il serait intéressant si la commande reste tolérante au défaut en aidant les turbines éoliennes à produire une certaine énergie à partir du temps où un défaut est détecté au prochain service prévu de maintenance.

Ce chapitre est consacré en premier sur un rappel des notions de sûreté, de surveillance et de diagnostic de fonctionnement d'un système. En effet, quelques méthodes de diagnostic développées dans la littérature sont citées. Dans la deuxième section, on présente le diagnostic

basée sur l'analyse de la puissance. La procédure de diagnostic de défauts est basée sur l'utilisation de l'algorithme *FFT* qui est employé pour analyser en fréquence les groupes choisis contenant l'information utile de défaut.

4.2 Notions Fondamentales de La Surveillance

La survie des compagnies industrielles dépend de plusieurs facteurs : continuité de production ; assurance de quantité ; garantie de la qualité ; prix concurrentiels des produits temps de production ; flexibilité ; sûreté opérationnelle et sûreté environnementale. Pour réaliser ces buts, les opérations industrielles doivent se fonder sur les systèmes et les équipements sûrs. La sûreté de fonctionnement se caractérise par l'étude statique et dynamique des systèmes du point de vue prévisionnel, opérationnel et expérimental, en tenant compte des aspects de probabilités et de conséquences liées aux défaillances [4]. La sûreté de fonctionnement peut être définie par l'aptitude d'une entité à satisfaire une ou plusieurs fonctions requises dans des conditions données. Cette définition peut être prolongée pour des opérations industrielles, à leurs caractéristiques de fiabilité et de conception d'entretien. Par conséquent, la sécurité s'impose et devient un paramètre primordial pour l'industrie. En effet, l'absence d'une stratégie de sûreté de fonctionnement, en comptant les manques de pièces de rechange à un moment critique, peut induire des frais directs et indirects importants [5]. Ces frais peuvent être liés à la production (arrêt de l'installation, perte de production...) ou à la maintenance (commandes en urgence, dégâts secondaires...). En plus, lors des arrêts et des remises en service et compte tenu des erreurs humaines inévitables, ces interventions peuvent nuire à la fiabilité [6, 7, 8]. De ce fait, la surveillance et le diagnostic des systèmes mécaniques sont devenus l'une des préoccupations majeures des industriels. La démarche "sûreté de fonctionnement" s'appuie sur quelques notions de base, qui se sont précisées au cours de l'évolution de cette discipline. Afin d'illustrer le principe d'une fonction sûreté de fonctionnement, il est indispensable de présenter quelques terminologies.

4.2.1 Terminologie et Définition

- **Défaut** : Un défaut est une anomalie de fonctionnement d'un système physique. On appelle défaut tout écart entre la caractéristique observée sur le dispositif et la caractéristique théorique. Cet écart est idéalement nul en absence de défaut. Les défauts peuvent apparaître au niveau des capteurs, des actionneurs ou au niveau du système lui-même. Un défaut n'implique pas nécessairement une défaillance. La notion de défaut inclut celle de défaillance ; un défaut n'altère pas nécessairement le fonctionnement d'un système physique mais peut présager d'une défaillance à venir.

- **Dégradation** : une dégradation représente une perte de performance d'une des fonctions assurées par un équipement si les performances sont au-dessous du seuil d'arrêt défini dans les spécifications fonctionnelles de cet équipement, il n'y a plus dégradation mais défaillance.

-Défaillance : Altération ou empêchement de l'aptitude d'une entité fonctionnelle à accomplir une fonction désirée aboutit à un écart entre la caractéristique mesurée et la caractéristique de référence requise. Ce dernier représente une défaillance (anomalie) qui implique l'existence d'un défaut affectant avec des impacts significatifs la fonction requise du système dont les causes sont définies par les circonstances liées à la conception, la fabrication ou le mode d'emploi. D'autre part, le défaut n'ayant pas d'impacts significatifs sur la fonction requise peut laisser l'aptitude à assurer une fonction requise du système bien conservé. Si une défaillance peut conduire à une cessation de l'exécution de la mission principale du système, ce dernier est déclaré en état de panne. Ainsi, la panne est toujours le résultat d'une défaillance. La défaillance peut être partielle si le système ne peut accomplir qu'une partie des fonctions requises ou ne peut les accomplir qu'avec des performances limitées, comme elle peut être complète entraînant l'incapacité totale de l'entité à accomplir toutes les fonctions requises.

- Panne : Une panne est l'incapacité d'une entité (composant ou système) à assurer une fonction requise. La différence entre la panne et la défaillance est que la défaillance correspond à un événement et la panne à un état. Sur le plan temporel, la défaillance correspond à une date et la panne à une durée comprise entre la date d'occurrence de la défaillance et la date de fin de réparation. Donc, la panne peut être permanente nécessitant une action de réparation indispensable, comme elle peut être intermittente étant le résultat d'une dégradation partielle et progressive d'un composant du système. Le système dans ce cas peut retrouver son fonctionnement nominal après la présence de la panne. Cependant, sans réparation, la dégradation partielle ou progressive d'un composant du système peut aboutir à une panne permanente. Par conséquent, une panne résulte toujours d'une défaillance.

- Symptôme, Observation, Mesure : un symptôme correspond à l'ensemble d'observations au travers duquel le système de détection identifie le passage du système dans un dysfonctionnement. Les observations correspondent à l'ensemble d'informations obtenues à partir du comportement ou du fonctionnement réel du système. Une mesure est une observation élémentaire reflétant une seule grandeur physique. Cette mesure est obtenue par l'intermédiaire de capteurs et représentée par une variable dont le contenu est l'image d'une grandeur physique.

4.2.2 Maintenance

Selon la norme NF X60-010, la maintenance est définie comme « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé ». L'objectif de la maintenance est généralement le remplacement ou la réparation d'équipements usés ou défectueux. Elle s'effectue le plus souvent hors-ligne selon trois approches différentes : La maintenance corrective intervient après la détection et la localisation d'un défaut ; la maintenance préventive est-elle le plus souvent systématique. Cependant, la maintenance conditionnelle, qui est une alternative à la maintenance systématique, est basée sur la surveillance en continu de l'évolution du système, afin de prévoir

un dysfonctionnement avant qu'il n'arrive ; elle impose donc des traitements en ligne, au moins en partie.

4.2.3 Principe de la surveillance

La surveillance et le diagnostic sont des actions réalisées manuellement ou automatiquement, destinés à observer l'état d'un bien ou d'un service et à détecter l'apparition d'une éventuelle défaillance. Les informations nécessaires à ses actions peuvent provenir de grandeurs physiques directement prélevées sur le système ou reconstituées à partir de mesures indirectes.

- **La surveillance** : La surveillance est un dispositif passif, informationnel qui analyse l'état du système et fournit des indicateurs. La surveillance consiste notamment à détecter et classer les défaillances en observant l'évolution du système puis à les diagnostiquer en localisant les éléments défaillants et en identifiant les causes premières. La surveillance a l'objectif d'attirer l'attention de l'opérateur de supervision sur l'apparition d'un ou plusieurs événements susceptibles d'affecter le bon fonctionnement de l'installation, comme le dépassement d'un seuil de sécurité (niveau d'eau, vibration, surcharge...) [9]. Donc, la surveillance permettait de décider de la nécessité d'une inspection ou d'une réparation préventive afin d'éviter sa défaillance en améliorant la sûreté de fonctionnement d'une entité à laquelle ils sont appliqués. Dans le monde de la surveillance, deux fonctions principales sont trouvées qu'ils sont la détection et le diagnostic.

- **Détection** : Pour détecter les défaillances du système, il faut être capable de classer les situations observables comme étant normales ou anormales. Cette classification n'est pas triviale, étant donné le manque d'information qui caractérise généralement les situations anormales. Une simplification communément adoptée consiste à considérer comme anormale toute situation qui n'est pas normale. Cette fonction peut être considérée comme un élément distinct de la fonction de diagnostic et plutôt une entité de la surveillance [10], comme elle peut être considérée comme une information primordiale et indissociable du diagnostic [11].

- **Diagnostic** : L'objectif de la fonction diagnostic est de rechercher les causes et de localiser les organes qui ont entraîné une observation particulière. Cette fonction se décompose en deux fonctions élémentaires : localisation et identification. A partir de l'observation d'un état anormal, la fonction diagnostic est chargée de retrouver le défaut qui en est à l'origine. Ce problème est difficile à résoudre. En effet si, pour un défaut donné, il est facile de prédire la panne résultante, la démarche inverse qui consiste à identifier le défaut à partir de ses effets, est beaucoup plus ardue. Une défaillance peut généralement être expliquée par plusieurs défauts. Il s'agit alors de confronter les observations pour fournir la bonne explication voire.

4.3 Conception d'un dispositif de surveillance

La mise en place d'une démarche de surveillance présente différentes étapes que nous proposons de synthétiser ci-après.

4.3.1 Etape 1 – Recherche de signatures des défaillances

Dans la mise en place d'un dispositif de surveillance, l'une des premières étapes consiste à s'intéresser aux phénomènes et aux situations critiques pouvant mettre en péril la fonction, l'environnement et la mission du système. Ceci amène alors à s'interroger sur les phénomènes pouvant conduire à une situation critique et sur les conséquences des défauts à forte probabilité d'occurrence. Cette réflexion fait partie intégrante de la démarche de surveillance. Il est donc important de bien connaître l'objet à surveiller afin d'appréhender au mieux son comportement, en l'absence et en présence de défauts. Dans ce contexte, la surveillance est toujours totalement dépendante de la connaissance du système étudié et de l'état des sciences concernées. La difficulté pour le concepteur est alors d'être à priori capable de spécifier quels sont les éléments les plus sensibles d'une installation, à travers quelles grandeurs va-t-on être le plus à même d'observer les effets des défauts et comment vont se manifester les défauts sur ces grandeurs. Ce dernier point, que l'on nomme recherche de signatures des défaillances, constitue une étape majeure dans la mise au point d'un dispositif de surveillance. Cette recherche peut être menée par différents moyens. Elle peut se nourrir d'un retour d'expérience sur des produits défaillants, ou simplement des connaissances "théoriques" du processus. Il est également possible de faire appel à des outils de modélisation, de simulation ou encore à des essais expérimentaux.

4.3.2 Etape 2 – Mise au point de méthodes de surveillance (détection)

Les connaissances capitalisées au cours de l'**étape 1** permettent de disposer d'information sur le comportement du système en cas de défaut, sur ses défaillances les plus probables, les plus critiques et sur les signes de leur manifestation. L'étape de mise au point de méthodes de surveillance (détection) se nourrit de ces éléments, les exploite, pour mettre au point des techniques permettant de mettre en évidence, au cours du fonctionnement du système, les prémices ou l'occurrence d'un défaut. Les méthodes de surveillance (détection) s'appuient généralement sur des mesures directes ou indirectes de grandeurs liées au système en fonctionnement. L'objectif est de chercher l'apparition de signatures des défauts surveillés et de générer automatiquement, c'est-à-dire sans recours à l'expertise humaine, des indicateurs informant de cette apparition.

4.3.3 Etape 3 - Diagnostic des défaillances

L'étape de diagnostic nécessite des techniques efficaces appliquées sur les données issues de la surveillance en permettant d'extraire les informations concernant l'état de fonctionnement. Elle consiste à analyser ces données pour tenter d'identifier, de localiser, d'isoler et de caractériser la ou les causes probables de la défaillance. Ces derniers vont permettre le suivi dans le temps de l'évolution de la sévérité de la défaillance afin de cibler les moyens d'action possibles pour le contenir. Ce suivi constituant le niveau le plus élevé dans la surveillance et son objectif est la qualification, la quantification et la prédiction en termes d'habilité. De

nombreuses études s'intéressent aux techniques de diagnostic qui sont de plus en plus nombreuses et de plus en plus pointues pouvant utiliser toutes les connaissances disponibles sur leur relation de cause à effet.

4.3.4 Etape 4 - Prise de décision

Enfin, l'étape décisionnelle intervient pour appliquer les actions les plus appropriées afin de répondre aux exigences du cahier des charges de sûreté de fonctionnement (maintien de la fonction, sécurisation, maintenance,...).

4.4 Classification des méthodes de diagnostic

Dans le milieu industriel, il existe une grande variété de méthodes de diagnostic dont le principe général repose sur une comparaison entre les données observées au cours du fonctionnement du système et les connaissances acquises sur son comportement normal et ses comportements de défaillance [12-13]. En effet, l'utilisation des connaissances sur le comportement normal et défaillant du système permet de caractériser les défaillances par leurs symptômes ou leurs effets. Les méthodes de diagnostic qui sont proposées constamment dans la littérature peuvent être classées selon plusieurs critères tels que la connaissance (méthodes internes ou externes), le raisonnement (méthodes inductives ou déductives), la nature de l'information disponible (méthodes quantitatives ou qualitatives), la dynamique du système (continu, discret ou hybride), la structure de prise de décision (centralisée, décentralisée ou distribuée). La synthèse de l'existant de ces méthodes de diagnostic est exhaustive. Dans la suite, on présente avec un choix arbitraire une des classifications existantes dont le but est de montrer la richesse des possibilités qui s'offrent au concepteur du système de diagnostic. Nous référons le lecteur aux travaux suivants pour avoir plus de détails [14, 15].

4.4.1 Méthodes internes

Ces méthodes impliquent une connaissance approfondie du fonctionnement sous forme de modèles validés expérimentalement en s'appuyant sur le suivi d'évolution des paramètres caractéristiques du système étudié ou sur la différence entre le modèle et le processus (méthode des résidus). Une comparaison entre les paramètres mesurés ou calculés et ceux associés à un mode de fonctionnement normal (sain) nous renseigne sur la présence éventuelle d'un défaut. Ces différences jouant un rôle primordial dans la procédure de diagnostic en conditionnant la qualité de la prise de décision sont appelées résidus. Ces résidus sont alors utilisés comme entrées d'un processus de détection des défauts. Ces méthodes de diagnostic internes comprennent la méthode du modèle, les méthodes d'identification de paramètres et les méthodes d'estimation du vecteur d'état.

4.4.2 Méthodes externes

Les méthodes externes supposent qu'aucun modèle n'est disponible pour décrire les relations de causalité. La seule connaissance, dont on dispose, est l'expertise humaine. Cette connaissance est associée aux défaillances après interprétation des différentes signatures. Les méthodes de diagnostic externe regroupent plusieurs familles telles-que : les réseaux de neurones artificiels, les systèmes experts, la reconnaissance des formes et le traitement du signal.

a- Signaux utilisés pour la surveillance des systèmes électromécaniques

En règle générale, la surveillance et le diagnostic par approche signal exigent l'analyse des signaux contenant des informations spécifiques (symptômes) qui caractérisent la dégradation de l'entraînement. Les chercheurs classent principalement ces paramètres comme mécaniques (vibrations, acoustiques, fluctuations de vitesse), électromécaniques (courants, couples, flux de fuites électromagnétiques, ondes, décharges partielles), thermique et chimique (la surveillance des particules d'huile isolante, l'analyse des gaz).

b- Traitement du signal

Cette méthode dite 'sans modèle' se base sur le traitement et l'analyse des signaux d'acquisitions fournis généralement par les capteurs en extrayant les informations les plus utiles et les plus pertinentes à des fins de diagnostic, en effet, la mesure d'un signal indique des oscillations qui peuvent être harmoniques, de nature stochastique ou les deux simultanément dont la variation peut être reliée aux défauts. Ces signaux peuvent être dépendants ou indépendants du temps, monodimensionnels (exemple : signaux vibratoires, signaux de température) ou bidimensionnels dont les informations contenues restent intactes car l'analyse est indépendante par rapport aux fluctuations internes du système.

Le diagnostic d'une défaillance avec cette méthode s'effectue généralement en deux étapes, la première consiste à la détection du fonctionnement défaillant ensuite on identifie la cause de la défaillance à l'aide d'un raisonnement logique basant sur un écart par comparaison aux signatures observées dans les domaines temporels, fréquentiels et/ou statistiques. Ainsi le traitement du signal joue un rôle important pour caractériser les divers modes de fonctionnement par des signatures. Les techniques de traitement du signal incluent des outils de représentation fréquentielle, temps-fréquence et temps-échelle aussi diverses que la transformée rapide de Fourier FFT, le STFT [17], la transformée en ondelettes [18], la représentation de Wigner-Ville [19] et la transformée de Hilbert-Huang [20].

c- Technique de traitement du signal

Généralement, l'objectif principal de techniques de traitement du signal appliqués au diagnostic consiste à calculer la quantité d'énergie (ou de puissance) contenue dans les différentes composantes fréquentielles du signal (avec représentation fréquentielle, temps-fréquence ou temps-échelle). Il s'agit à cet effet d'extraire et d'exploiter ces informations

fréquentielles pertinentes pour diagnostiquer les défaillances quand l'apparition d'une défaillance sur un système surveillé engendre une modification d'harmoniques au niveau des spectres des signaux.

La transformation la plus anciennement étudiée est la transformation de Fourier (1822) permettant d'explorer la composition fréquentielle du signal avec une meilleure résolution fréquentielle possible mais sans aucune information où ses fréquences sont localisées dans le temps. Cependant, cette transformation n'était pas toujours satisfaisante surtout pour les signaux non stationnaires (dont la fréquence varie au cours du temps) pour lesquels une représentation temps-fréquence est souvent incontournable. La première transformation en temps-fréquence a été découverte par Gabor aux années 1940 en consistant à découper le signal en différents morceaux (fenêtre) de longueur fixe étant étudié séparément par l'analyse de Fourier. Toutefois, cette technique (*STFT*) a l'inconvénient majeur d'avoir une fenêtre de longueur fixe incapable d'analyser simultanément des phénomènes dont les échelles de temps sont différentes. Une autre analyse du traitement du signal portant le nom «analyse en ondelettes» a été proposée la première fois en 1982 par J.Morlet était fondée sur un concept d'échelle qui est peu différent de celui de fréquence. Cette analyse permet de effectuer une analyse robuste, impliquant des fenêtres d'analyse de longueurs dynamiques et mènent à de différentes applications.

L'objectif de cette partie est de présenter la théorie de l'*FFT* afin de l'appliquer pour le diagnostic de défauts dans la boîte de vitesse dans une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

4.5 Théorie de la Transformée de Fourier

Classiquement, la méthode la plus utilisée afin de caractériser les origines des défauts à partir des spectres est la Transformée de Fourier Rapide (son appellation anglo-saxonne : Fast Fourier Transform *FFT*). Cette transformation se prêtant à l'analyse des phénomènes stationnaires des systèmes en régimes permanents donne la description du signal temporel dans le domaine fréquentiel avec une résolution fréquentielle constante sur une échelle linéaire de fréquence. La découverte de cette transformation, en 1965 par Cooley et Tukey [21] a été d'une importance majeure pour le traitement du signal car elle a permis d'envisager l'analyse spectrale numérique de signaux de longue durée en des temps raisonnablement courts. L'idée de base de la transformée de Fourier vient de la série de Fourier démontrant que toute fonction périodique $x(t)$ de période T_p , peut se représenter par la somme d'une série de fonctions sinusoïdales de périodes $T_p, T_p/2, \dots, T_p/k \dots$ que l'on peut écrire sous la forme d'un développement :

$$x(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cdot \cos \frac{2\pi n t}{T_p} + b_k \cdot \sin \frac{2\pi n t}{T_p} \quad (4.1)$$

Où les coefficients a_0, a_k et b_k ont les expressions suivantes :

$$a_0 = \frac{1}{T_p} \int_0^T x(t) dt \quad (4.2)$$

$$a_k = \frac{2}{T_p} \int_0^T x(t) \cdot \cos \frac{2\pi n t}{T_p} dt \quad (4.3)$$

$$b_k = \frac{2}{T_p} \int_0^T x(t) \cdot \sin \frac{2\pi kt}{T_p} dt \quad (4.4)$$

L'ensemble des valeurs des coefficients a_k et b_k forme le spectre de fréquences de la fonction $x(t)$. Un formalisme plus simple est possible en utilisant des fonctions exponentielles imaginaires, à savoir :

$$x(t) = \sum_{k=1}^{\infty} C_k e^{\left(\frac{2i\pi kt}{T}\right)} \quad (4.5)$$

$$C_k = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) e^{-\frac{2i\pi kt}{T}} dt \quad (4.6)$$

Donc, la décomposition de la fonction $x(t)$ peut être réalisée comme une somme de sinus (cosinus) de périodes multiples de la période de base de cette fonction. Les coefficients représentent l'énergie de chacune des fréquences élémentaires. En conséquent, l'analyse *FFT* met en évidence des périodicités du signal et le calcul de l'énergie contenue dans le signal pour chacune des fréquences. Aussi, la notion de transformée de Fourier peut être étendue à des fonctions non périodiques (aléatoire par exemple). La fréquence $1/T$ du terme fondamental tend alors vers 0, et les fréquences des différents harmoniques se rapprochent pour donner à la limite une fonction continue du variable $f=1/T$. La fonction $x(t)$ (appelée aussi la transformée de Fourier inverse de $x(f)$) n'est plus représentée par une somme de composantes de fréquences discrètes, mais par une intégrale sur toutes les valeurs des fréquences $x(f)$ qui est appelée la transformée de Fourier de la fonction $x(t)$:

$$x(t) = \int_{-\infty}^{\infty} x(f) e^{\frac{2i\pi ft}{T}} dt \quad (4.7)$$

L'énorme avantage est que $x(f)$ peut se déduire de $x(t)$ par une expression comparable et qui donne les valeurs de C_k lorsque $x(t)$ est périodique

$$x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-\frac{2i\pi ft}{T}} dt \quad (4.8)$$

Physiquement, la plupart des signaux réels d'un système sont analogiques par nature (force, contrainte, amplitude, accélération, tension, pression, etc.). Ces signaux peuvent être traités analogiquement à l'aide de filtres par exemple dont les signaux d'entrée et de sortie sont alors analogiques. Toutefois, pour des raisons de simplicité, de précision, de stockage de l'information, de flexibilité, etc., ces signaux sont enregistrés et traités par des processeurs numériques sous une forme numérique à l'aide des convertisseurs analogiques numériques (CAN) et numériques-analogiques (CNA). Ces derniers faisant intervenir trois actions successives : l'échantillonnage à période fixe T_e , la quantification du signal et son codage.

Pour le calcul de la FFT, on considère une portion du signal numérisé (Fenêtrage temporel). Donc, le traitement commence par le remplissage d'une mémoire de taille donnée (le nombre d'échantillons est généralement un nombre N de puissance de 2) étant la base

temporelle d'analyse. Ces N échantillons temporels sont ensuite passés dans un algorithme de calcul de la transformée de Fourier rapide. Alors, un problème physique se pose. En effet, le signal que l'on cherche à mesurer est un signal physique, réel, non prédictible. Il est a priori non périodique, et même s'il l'était, sa période ne serait pas celle définie par la fréquence d'échantillonnage que nous avons choisie (en fait de période $N/F_e =$ longueur du bloc temporel ; avec $N =$ nombre de points dans le bloc de calcul et $F_e =$ fréquence d'échantillonnage).

Le fait de limiter la durée d'observation à un bloc de longueur donnée ou que la formulation de Fourier recommande, de travailler sur un temps infiniment long, sauf si la fonction est périodique, aucune mémoire n'est suffisamment importante pour accueillir la totalité du signal [22], entraîne comme conséquence de considérer notre signal comme périodique, de période égale à la durée d'observation (longueur du bloc temporel). Cette périodisation artificielle crée des discontinuités dans le signal temporel. De telles discontinuités dans le domaine physique correspondent à des énergies infinies. Par conséquent, puisque le résultat du calcul étant l'énergie contenue dans chacune des bandes, le résultat sera erroné. Heureusement, puisque le signal considéré n'est pas continu mais numérisé, la discontinuité ne se traduit pas par un saut à énergie infinie mais par un saut de pente plus ou moins raide, donc une énergie plus ou moins importante qui vient s'ajouter au signal. Donc, l'erreur commise est alors proportionnelle à la "hauteur" de la discontinuité. En fait, l'analyseur a regardé le signal avec une fenêtre d'observation rectangulaire, c'est-à-dire, c'est comme on a ouvert les yeux de l'analyseur à un moment donné dans la vie du signal, que ses yeux sont restés ouverts pendant la durée d'observation et que brutalement, ils se sont refermés à la fin de l'observation. Ainsi, l'analyseur n'a respecté aucune périodicité.

Pour éviter les dégâts d'une telle fenêtre, d'autres fenêtres temporelles, qui servent à rendre le signal périodique sur la durée d'analyse, sont alors utilisées. Pour ce faire on va multiplier le signal temporel dans la mémoire par une fonction temporelle périodique, de période égale à la durée d'examen du signal, qui commence par 0 et fini par 0. Les fenêtres utilisées en analyse spectrale sont nombreuses. On ne présente ici que celles les plus fréquemment appliquées à l'enregistrement d'un signal. Elles sont définies comme suit :

❖ Rectangulaire :

Cette fenêtre ne modifie pas l'enregistrement ; c'est celle que l'on utilisera dans le cas des signaux transitoires ou non permanents et, dans le cas de signaux périodiques, lorsque l'on est sûr que le nombre de périodes enregistrées est un entier.

$$W(n) = 1 \quad (4.9)$$

❖ Hanning :

La fenêtre en cosinus, dite de Hanning, est mathématiquement la plus simple et elle offre de bons résultats dans le cas de composantes spectrales pas trop proches. Elle est exprimée par la relation suivante :

$$W(n) = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (4.10)$$

❖ Hamming :

La fenêtre en cosinus relevé, dite de Hamming, n'élimine pas complètement l'étalement spectral. Elle offre en contrepartie une meilleure définition spectrale mais ne permet pas de voir des composantes spectrales de faible amplitude. Elle est exprimée par la relation (4.11).

$$W(n) = 0.54 - 0.46 \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (4.11)$$

❖ Blackman

La fenêtre de Blackman, constituée de deux cosinus, atténue très fortement les effets de bord et permet ainsi de bien distinguer des raies spectrales proches et de faible amplitude.

$$W(n) = 0.42 - 0.5 \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) + 0.08 \cos\left(\frac{4\pi n}{N}\right) \quad (4.12)$$

Tel que ($n = 0, 1, 2, \dots, N-1$)

L'analyse *FFT* est une opération par bloc temporel qui nécessite des compromis permanents (choix de la résolution, de la fenêtre d'observation,...). Sa résolution temporelle R_T dépend de la longueur du signal utilisé pour le calcul de la *FFT* ($R_T = N * D_t$ avec D_t = période ou intervalle d'échantillonnage en seconde (s)) tandis que sa résolution fréquentielle (finesse d'analyse du spectre R_f (Hz)) égale $1/R_T$.

4.6 Diagnostic de défauts d'engrenage par analyse spectrale

4.6.1 Topologie usuelle du multiplicateur de vitesse

Les multiplicateurs de vitesse à engrenages pour les éoliennes de grande puissance sont en général composés de plusieurs étages de multiplication mis en cascade pour pouvoir atteindre des rapports de multiplication r_m importants, compris entre 60 et 100 pour les aérogénérateurs dans la gamme du MW. Chaque étage est généralement constitué soit d'un train à engrenages planétaire, aussi nommé épicycloïdal, soit d'un train parallèle. Le schéma de la Figure (4.3) (a) présente les éléments principaux d'un train planétaire et celui de la Figure (4.3) (b) celle d'un train parallèle simple [23].

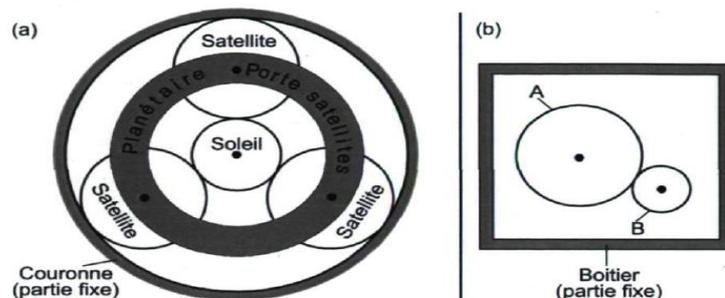


Figure 4.2 Trains d'engrenages : (a) type planétaire et (b) type parallèle.

Les trains planétaires présentent des rapports de réduction ou de multiplication relativement élevés et ils sont beaucoup plus compacts qu'un train parallèle qui ne possède qu'un seul point de transmission du couple entre les deux axes de rotation. Dans un train planétaire, les efforts sont répartis entre plusieurs points de contact entre les satellites et le soleil : sur la Figure (4.2) (a) on constate qu'il existe 3 points de contact car il y a 3 satellites. Par rapport aux trains parallèles, les trains planétaires présentent un coût et une masse fortement inférieurs pour un même couple nominal. Dans le cas des aérogénérateurs, la couronne du train planétaire est maintenue fixe et la multiplication de vitesse se fait entre la porte planète ou planétaire et le soleil". Comme le rapport de multiplication total nécessaire dans les grands aérogénérateurs utilisant la MADA doit être compris entre $r_m = 60$ et $r_m = 100$, le multiplicateur de vitesse doit posséder un minimum de 3 étages connectés en cascade. Selon les informations disponibles en [24] et en [25], les structures de train d'engrenages employées dans les grands aérogénérateurs correspondent aux principales combinaisons suivantes :

- Structure multi-étages de type parallèle.
- Structure simple étage planétaire couplé à deux étages parallèles.
- Structure à deux étages planétaires couplés à un étage parallèle.

Le multiplicateur de vitesse transforme la basse vitesse du rotor à de grande vitesse. Parce que la boîte de vitesses fonctionne sous l'environnement hostile, variation de vitesse et variation de la charge, il est très enclins à obtenir des défauts dans le long terme, y compris les engins principalement défaut d'engrenage et défaut de roulements. Pour l'engrenage on distingue principalement deux catégories de défauts [44]. Les défauts affectant toutes les dents, usure, piqûres, et ceux localisés sur des dents particulières, fissuration, écaillage. Les défauts localisés sur des dents particulières conduisent rapidement à la rupture de celles-ci, contrairement aux défauts tels que l'usure normale. Les défauts de roulement sont usure, fissures, etc. le Tableau.1 montre la distribution des défaillances et des temps d'arrêt pour chaque composant de la boîte de vitesse pour les centrales éolienne suédois selon les données statistiques.

Composants	Nombre de défaillances (N)	Moyenne du temps d'arrêt (h)
Roulements	41	562
Roues dentées	3	272
Arbre	0	0
Ecaillage	8	52
Circuit d'huile	13	26
Autres	44	230

Tableau 4.1 Distribution des défaillances et des temps d'arrêt pour chaque composant de la boîte de vitesse pour les centrales éolienne suédois.

La boîte de vitesse de la turbine est un contributeur majeur de l'entretien du bruit des machines. Une des raisons est la maille de dents de roues dentées. Le bruit de la structure générée par le maillage de la dent se propage à travers les roulements, à la boîte de vitesses et après à la nacelle, et enfin ce bruit rayonne dans l'environnement. Le bruit de la turbine est un problème beaucoup

plus grave dans les applications éoliens communautaires où les éoliennes sont situées dans les endroits où les gens vivent et travaillent.

4.6.2 Représentation des forces exercées sur le multiplicateur de vitesse

Les trois pales d'éoliennes génèrent trois forces identiques décalées entre elles de 120° . Les conditions d'asymétries peuvent découler de l'inégalité des forces ou de déphasage. Cependant, il y a certaines situations qui peuvent causer les problèmes d'asymétries [26]. La plupart d'entre eux serait une perte de dents dans la boîte de vitesse [27]. Et, ils sont intrinsèquement soumis à des forces de contact dynamique avec des amplitudes élevées. Dans la région à proximité des surfaces de contact, le stress des dents est localement très élevé. Ainsi, après un certain temps de fonctionnement le défaut croit et il sera localisé par le temps. Compte tenu de la configuration de la boîte de vitesses, Figure (4.4), lorsque l'une de ces dents rompt l'éolienne ne tourne pas en roue libre pendant ce temps.

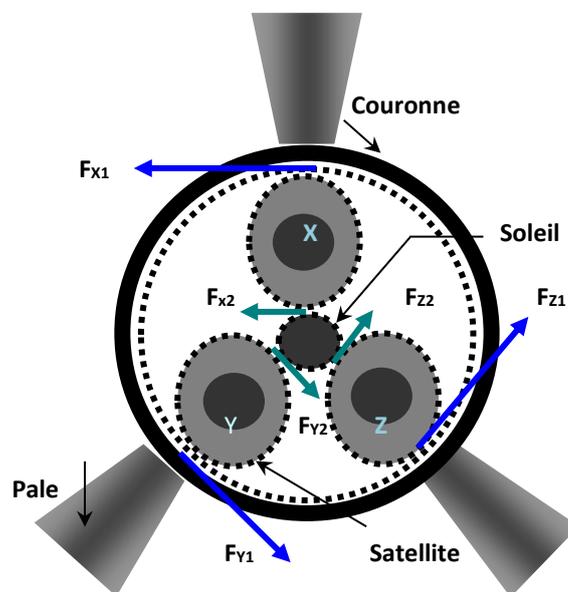


Figure 4.3 Configuration de la boîte de vitesses.

La construction du multiplicateur dans le cas sain, permet de représenter les forces exercées équilibrées dans le temps et l'espace Figure (4.3). Mais avec la perte d'une dent au cours de son passage, la force qui s'exerce normalement devienne zéro. Par conséquent, l'arbre du générateur éolien sera soumis à des forces non équilibrées Figure (4.4). Cette considération n'a jamais été prise en compte ; elle est aussi la cause de la vibration [28].

Chaque partie de la boîte de vitesses a son propre signature de signal de défaut, détectée grâce à la comparaison avec les données. Mais le développement analytique des couples des pales peut faire une relation entre la vitesse du vent et de l'emplacement de défaut dans la boîte de vitesses. La première partie de ce travail est de faire un modèle d'une perte de la dent [29, 30], qui peut être aussi bien qu'à la couronne, engrenage planétaire ou soleil. Pour ce faire une

technique de composantes symétriques est proposée permettant une redistribution fictive des forces équilibrées [31].

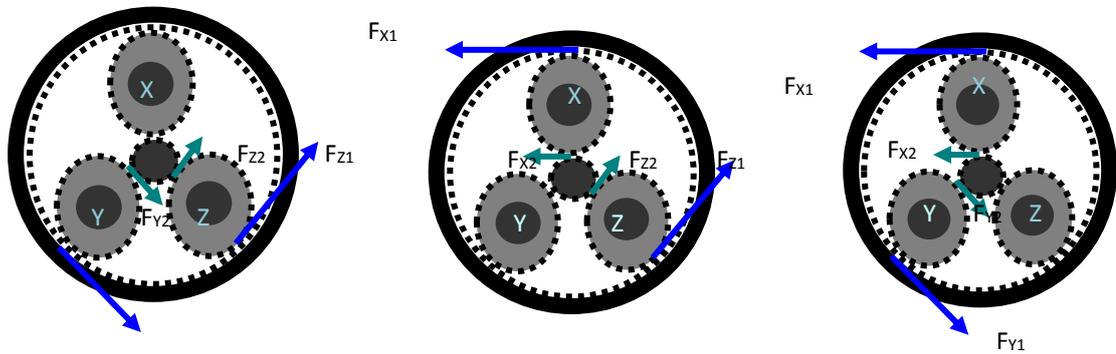


Figure 4.4 Distribution des forces déséquilibrées dans la boîte de vitesse.

4.6.3 Symétrie des composants du système

Le système de production d'énergie éolienne fonctionne en vigueur trois pales équilibrées. Lorsqu'une perte de dent d'engrenage se produit, le système passe d'un état d'équilibre à un état de déséquilibre. En raison de la modélisation difficile de défauts dans les boîtes de vitesses d'éoliennes, les chercheurs utilisent un modèle empirique [31], ou une base de données de concepteur, dont jamais l'effet de ce type de défauts dans le déséquilibre des forces est considéré. Par la méthode des composantes symétriques, un ensemble de forces déséquilibrées peut être résolu dans les systèmes de force équilibrée en nombre égal au nombre d'engrenage planétaire impliqués. La base de cette technique d'analyse est une transformation de trois forces en un deuxième ensemble de forces (4.13). Ce deuxième ensemble est connu comme les composantes symétriques, peut être exprimée en termes des composantes positives, négatives et zéro séquence.

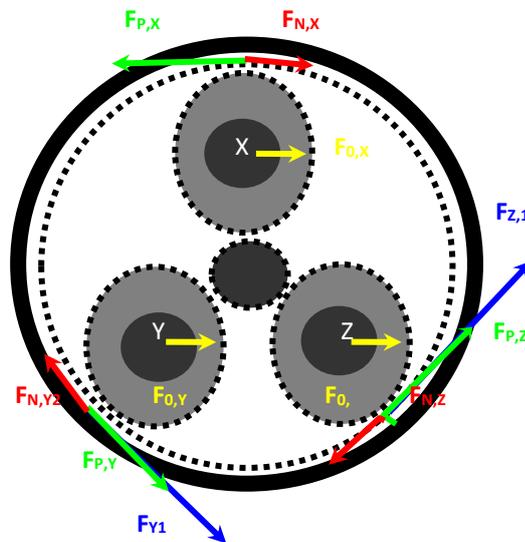


Figure 4.5 Composantes symétriques présentant la redistribution des forces.

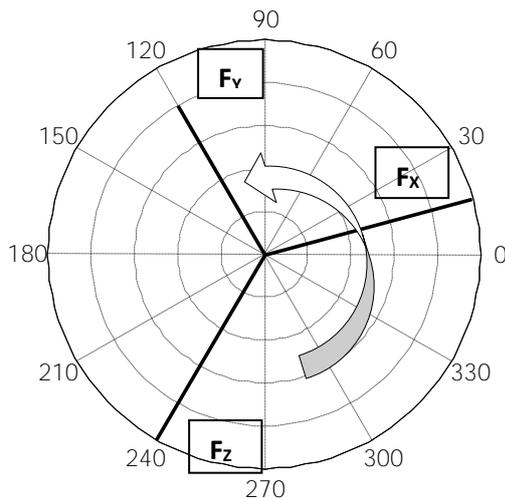
La transformation est définie comme suite :

$$\begin{bmatrix} F_{P,X,1,2} \\ F_{N,X,1,2} \\ F_{0,X,1,2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{X,1,2} \\ F_{Y,1,2} \\ F_{Z,1,2} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

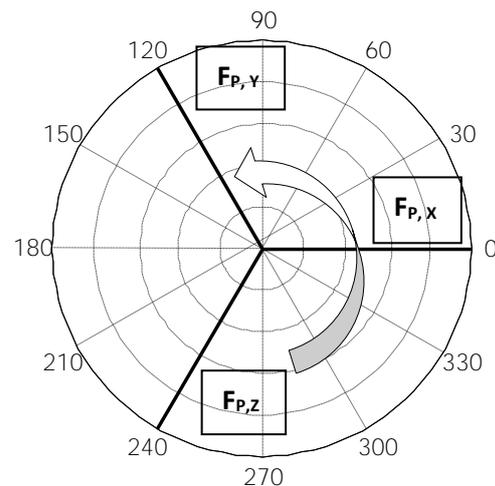
Où le nombre complexe a est : $a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$, les indices 1,2 représentent respectivement l'arbre lent et rapide.

Les trois composantes variables (la force) $F_{P,X}$, $F_{N,X}$, $F_{0,X}$ sont appelés, respectivement, séquence positive, séquence négative et la séquence zéro. Ils sont appelés composantes symétriques parce que, pris séparément, ils se transforment en un ensemble de forces symétriques. $F_{N,X}$ est appelée force de séquence négative parce que la séquence de forces est inversée. Notez que la séquence négative défini est encore équilibré, car les composantes de force ont toujours la même amplitude $\{|F_{P,X}| = |F_{P,Y}| = |F_{P,Z}|; |F_{N,X}| = |F_{N,Y}| = |F_{N,Z}|; |F_{0,X}| = |F_{0,Y}| = |F_{0,Z}|\}$ et sont séparés par 120° . La seule différence entre la séquence positive et négative est le sens de rotation Figure (4.5). La conséquence de ce déséquilibre conduit à la création de couples antagonistes et aux vibrations de la nacelle. Avec le temps, il va conduire à un mauvais alignement de la boîte de vitesses à l'arbre de générateur qui va obliger la chaîne à s'arrêter. Si les trois forces sont égales $\{F_{X,1,2} = F_{Y,1,2} = F_{Z,1,2}\}$ (symétrique) le négatif et zéro séquences sont nuls, seule la séquence positive existe (4.14), $F_{P,X,1,2} = F_{X,1,2}$ de sorte que le couple de la turbine prend la valeur $C_{1,2} = 3F_{X,1,2}R_{1,2}$

$$\begin{bmatrix} F_{P,X,1,2} \\ F_{N,X,1,2} \\ F_{0,X,1,2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 3 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{X,1,2} \\ F_{Y,1,2} \\ F_{Z,1,2} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$



Asymétries des forces des pales



Séquence Positive

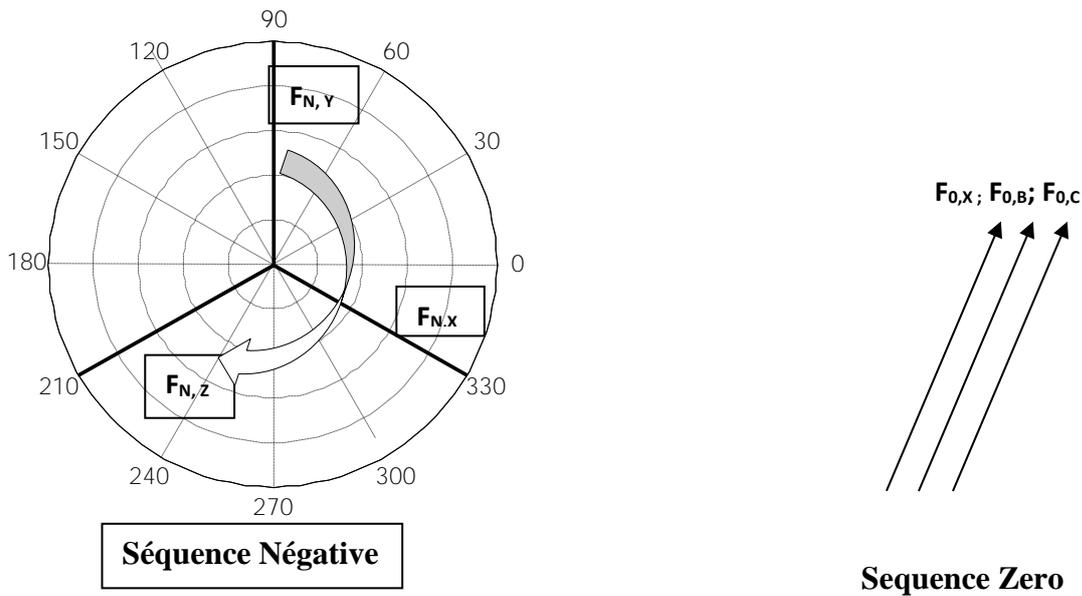


Figure 4.6 Représentation des vecteurs des composantes symétriques.

Et en cas de déséquilibre les séquences positives, négatives et zéro apparaissent Figure (4.6) La séquence zéro $C_{0,1,2}$ ne produit pas de couple ; la séquence négative $C_{N,1,2}$ développe un couple supposé en tant que couple de freinage et la composante positive $C_{p,1,2}$ représente le couple de la génératrice. Le couple résultant est montré dans (4.15).

$$C_{1,2} = 3C_{P,1,2} - 3C_{N,1,2} \quad (4.15)$$

Par conséquent, la puissance éolienne produite (4.16) est réduite, le bruit et les vibrations vont augmenter en raison de la séquence négative.

$$S_L = C_{1,2}\omega_{1,2} \quad (4.16)$$

En examinant cette dernière relation de la puissance, nous pouvons dire que le couple résultant est une conséquence de l'effondrement du courant et / ou de la tension en fonction du mode de connexion de la turbine au réseau électrique. Mais La vitesse de rotation influe sur l'évolution de la fréquence de défaut, de façon implicite sur la signature des défauts. La répartition des forces en fonction de la localisation de défauts est résumée dans le Tableau 4.2. En raison de la haute pression et la friction appliquée sur les dents qui est le faible maillon de la boîte de vitesses d'un générateur éolien. Comme la taille des turbines ont augmentées, la conception des boîtes de vitesses capable de gérer le couple généré par les pales plus longues et plus lourdes devient un problème. En cas de défaut, le chargement de la turbine (force et direction) est variable Figure (4.5) provoque un défaut d'alignement de la boîte de vitesses avec les arbres de générateur et conduit à l'arrêt. Ainsi, si une dent cassée situé dans la boîte de vitesses, la fréquence et la durée du défaut seront caractérisées par une direction. C'est l'amplitude et le déphasage qui peut nous informer de la nature et de la position du défaut.

Force	Sequence Positive $F_{P,X}$		Sequence Negative $F_{N,X}$		Sequence Zero $F_{0,X}$	
	amplitude	déphasage	amplitude	déphasage	amplitude	déphasage
0	1	0	0	0	0	0
$F_{X,I}$	2/3	0	-1/3	0	-1/3	0
$F_{Y,I}$	2/3	0	1/3	60°	1/3	-60°
$F_{Z,I}$	2/3	0	1/3	-60°	1/3	60°

Tableau 4.2 Répartition des forces lors de défaut.

L'avantage des composantes des vecteurs symétriques est le calcul instantané dans le temps et la détection en ligne. Pour plus de commodité, nous allons désigner N_R , N_S et N_P le nombre de dents sur les engrenages.

N_R -Nombre de dents de la couronne

N_S -Nombre de dents de la roue soleil

N_P -Nombre de dents à engrenages planétaires (satellite)

La première contrainte à un engrenage planétaire pour fonctionner correctement est que toutes les dents ont le même écart de la dent. Cela garantit une transmission mécanique efficace sans frottement.

La deuxième contrainte est :

$$N_R = 2 \times N_P + N_S \quad (4.17)$$

Le déséquilibre causé par une dent cassée Figure (4.7) à :

- La couronne est répétée 3 fois pour chaque tour de la pale,
- Roue planétaire est répété 68/26 fois pour chaque tour de la pale,
- Roue soleil est répété 3 (68/16) fois pour chaque tour de la pale.

La fréquence d'apparition de défaut des dents cassé est quantifiée par le rapport entre le nombre de dents formant la couronne et le pignon concerné (4.18). En outre, la durée du défaut (4.19) dépend de la vitesse de rotation de l'engrenage, en plus du nombre de dents total Figure (4.7).

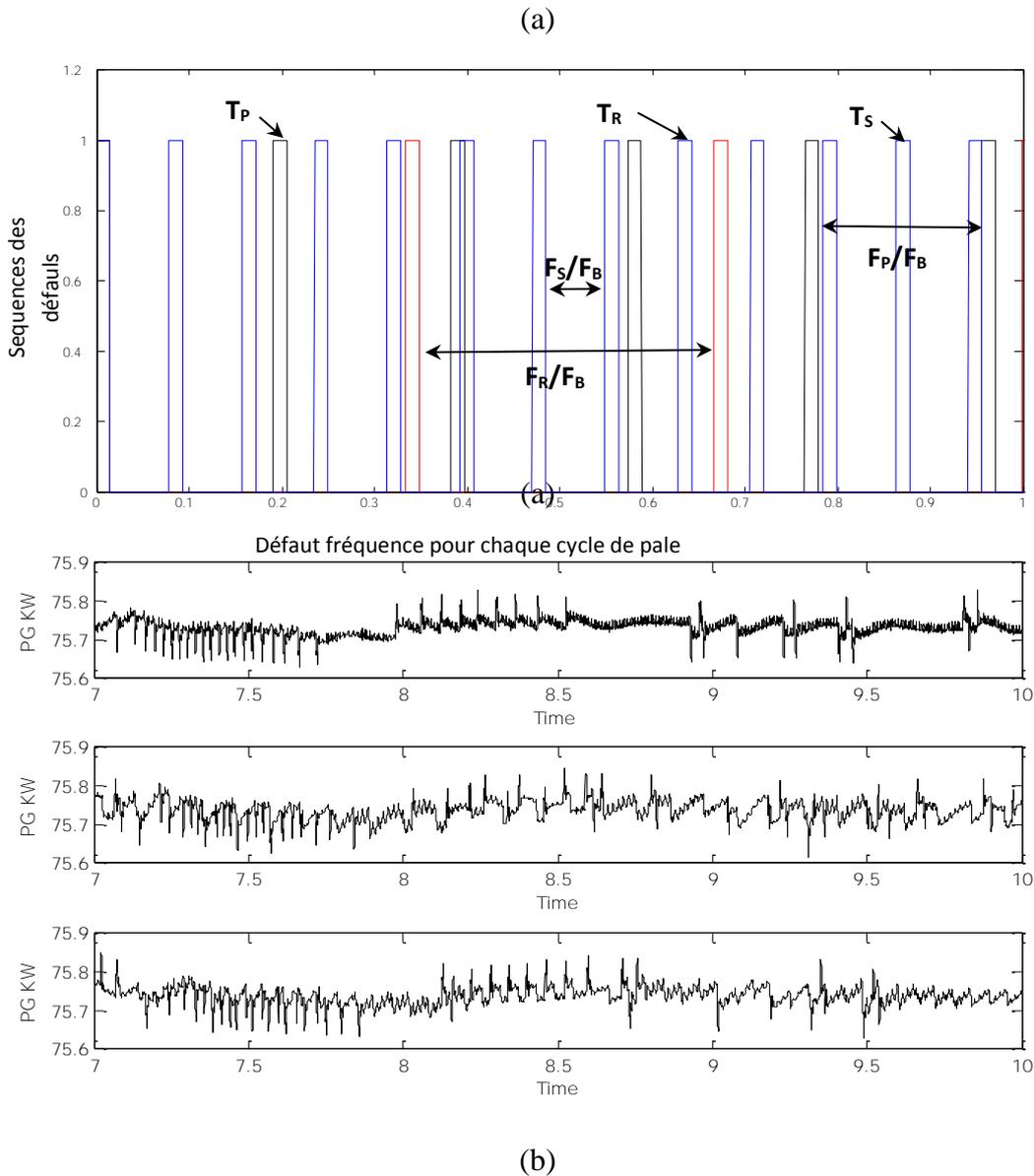


Figure 4.7 Séquences des défauts pour chaque cycle de pales.

L'analyse des vibrations est la technique dominante utilisée pour les programmes de maintenance prédictive. Cette technique utilise le bruit ou les vibrations créées par l'équipement mécanique pour détecter les problèmes de la machine. La fréquence des engins de maillage est la vitesse à laquelle les dents d'engrenage engager ensemble dans le point de roulement et il est égal au nombre de dents sur les temps de l'engin de vitesse de rotation de l'engrenage.

La relation entre la période de rotation de l'arbre F_B et de la période de la dent d'engrènement est :

$$F_R = \frac{F_B}{K_R}; F_P = \frac{K_P F_B N_P}{N_R}; F_S = \frac{K_S F_B N_S}{N_R} \quad (4.18)$$

$K_R = 3$, $K_p = 2$ et $k_s = 3$ sont le nombre de vitesses de contact respectivement couronne, planétaire et soleil.

La période de temps écoulé entre le moment où une dent va dans le maillage et le moment où il sort de maillage est appelée la période de dent d'engrenage, T_R , T_P et T_S .

$$T_R = \frac{3}{F_B N_R}; T_P = \frac{N_R}{F_B N_P^2}; T_S = \frac{3N_R}{F_B N_S^2} \quad (4.19)$$

Où

- F_B : Fréquence de la pale
- F_R : Fréquence de défaut de la couronne
- F_P : Fréquence de défaut de la roue satellite
- F_S : Fréquence de défaut de la roue soleil
- T_R : Durée de la panne de la couronne
- T_P : Durée de défaut de la roue planétaire
- T_S : Durée de la panne de la roue soleil

Ces forces engrenant génèrent des vibrations [32] qui sont transmis à d'autres parties de la machine où ils peuvent être mesurés. Plusieurs ouvrages traitant ce genre de défauts en utilisant des capteurs sonores à l'intérieur de la nacelle, le bruit peut être produit par divers mécanismes. Une source de bruit la plus simple vibration de surface, la turbulence du vent, bruit des pales en passant par l'air et le bruit de bord, chacun d'eux a sa propre onde. Donc, les ondes se propagent dans différentes directions qui font compliquer le diagnostic. Le bruit peut être divisé en deux types, le bruit mécanique et le bruit aérodynamique. Dans ce travail, nous proposons d'éliminer l'effet aérodynamique et d'analyser la source de bruit mécanique seulement. Alors, au lieu d'utiliser le capteur de son, l'appareil de mesure de la puissance éolienne de sortie est utilisé.

Au cours du passage à travers la dent cassée, la force efficace atteinte effondre 2/3 de la force normalement transmise à travers les pales. Dans ce court laps de temps la puissance moyenne générée par le vent diminue avec la même proportion. Ce défaut est cyclique ; grâce à l'analyse spectrale, il semble que des pics harmoniques apparaissent [33]. Compte tenu de la difficulté consistant à placer un ou plusieurs capteurs à l'intérieur de la boîte de vitesses, il est proposé d'analyser la forme d'onde de puissance active et réactive instantanée [34] Figure (4.7a, b).

Pourquoi les puissances, et non pas les courants, par exemple ?

Pour détecter un défaut, nous devons le rendre visible. Ensuite, l'utilisation de deux composantes sinusoïdales en interaction (la puissance dans le cas de la tension et du courant) permet la détection du défaut après une analyse spectrale [35].

Le courant est principalement influencé par l'énergie éolienne par l'intermédiaire du couple de la pale (4.20), mais la tension est influencée principalement par le flux magnétique

et la vitesse du rotor (4.21). Les deux, la vitesse du rotor et le couple dépendent de l'état de santé des dents.

$$I = C / k\phi \quad (4.20)$$

$$V = k\phi\omega \quad (4.21)$$

De sorte que leur effet cumulatif stimule la signature des défauts, pour qu'elle soit beaucoup plus importante.

- La puissance harmonique instantanée

La puissance instantanée produite par l'éolienne connectée au réseau peut être écrite comme suit :

$$s_L(t) = \sqrt{3}.v_L(t).i_L(t) \quad (4.22)$$

Ainsi, dans sa forme de composants d'harmoniques :

$$s_L = \sqrt{3}. \begin{bmatrix} v_{L1} & v_{L2} & \cdot & v_{Lh} & \cdot & v_{Ln} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ \cdot \\ i_{Lh} \\ \cdot \\ i_{Ln} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

La forme développée est :

$$s_L = \sqrt{3}.v_{L1}.i_{L1} + \sqrt{3}.v_{L1} \cdot \begin{bmatrix} i_{L2} \\ i_{L3} \\ \cdot \\ i_{Lh} \\ \cdot \\ i_{Ln} \end{bmatrix} + \sqrt{3}.i_{L1} \begin{bmatrix} v_{L2} \\ v_{L3} \\ \cdot \\ v_{Lh} \\ \cdot \\ v_{Ln} \end{bmatrix} + \sqrt{3}. \begin{bmatrix} v_{L2} & v_{L3} & \cdot & v_{Lh} & \cdot & v_{Ln} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L2} \\ i_{L3} \\ \cdot \\ i_{Lh} \\ \cdot \\ i_{Ln} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Il ne faut pas confondre entre les multiples harmoniques de la fréquence du réseau avec les harmoniques générées par le défaut. Parce qu'en plus ces harmoniques sont inférieures à la fréquence fondamentale, mais ils ne sont pas des nombres entiers (sous-harmoniques).

En général, la forme d'onde de tension est très pauvre en harmoniques [36], ainsi, on peut supposer que seulement une composante fondamentale.

$$s_L(t) \approx \sqrt{3}.v_{L1}(t).i_{L1}(t) + \sqrt{3}.v_{L1}(t) \cdot \sum_{h=2}^n i_{Lh}(t) \quad (4.25)$$

L'interaction entre les courants harmoniques et la tension du réseau d'alimentation génère également d'autres types d'énergie.

$$i_{Lh} = I_{Lh} \cos(h\omega t + \alpha_h) \quad (4.26)$$

$$S_{L,h}(t) = \sqrt{3}V_{L1}(t) \cdot \sum_{h=2}^n i_{Lh}(t) \quad (4.27)$$

$$S_{L,h}(t) = \sqrt{3}V_{L1} \sum_{h=2}^n [I_{Lh} \cdot \cos(\omega t) \cdot \cos(h\omega t + \alpha_h)] \quad (4.28)$$

$$S_{L,h}(t) = \sqrt{3}V_{L1} \sum_{h=2}^n [I_{Lh} \cdot \cos((h-1)\omega t + \alpha_h)] + \sqrt{3}V_{L1} \sum_{h=2}^n [I_{Lh} \cdot \cos((h+1)\omega t + \alpha_h)] \quad (4.29)$$

Selon cette expression (4.29), il peut être extrait deux nouveaux types de puissance :

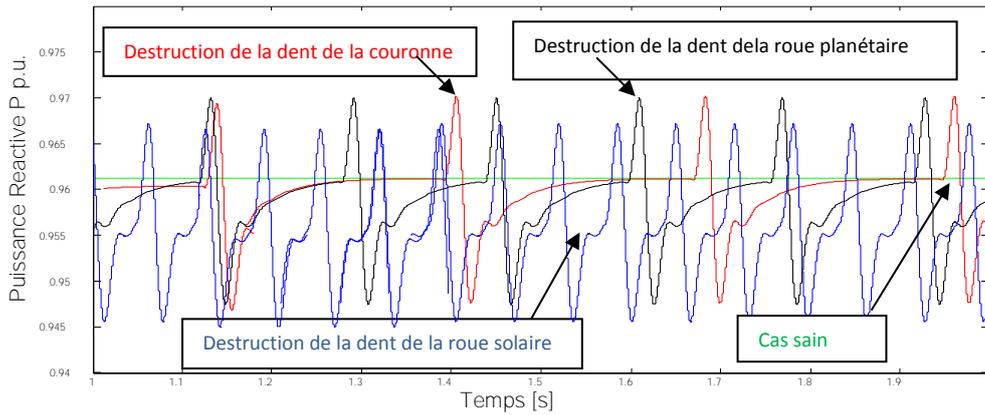
- Puissance active harmonique

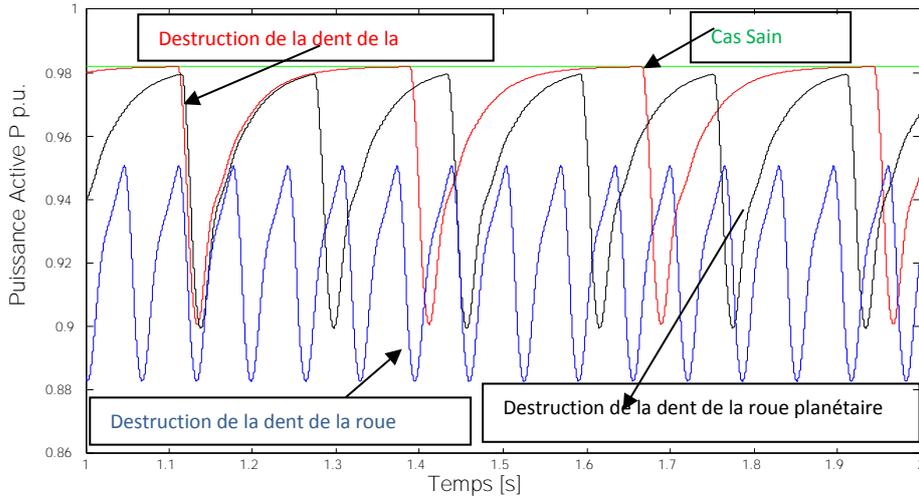
$$P_{L,h}(t) = \sqrt{3}V_{L1} \sum_{h=2}^n I_{Lh} \cdot [\cos((h-1)\omega t) + \cos((h+1)\omega t)] \cdot \cos(\alpha_h) \quad (4.30)$$

- Puissance réactive harmonique

$$Q_{L,h}(t) = -\sqrt{3}V_{L1} \sum_{h=2}^n I_{Lh} \cdot [\sin((h-1)\omega t) + \sin((h+1)\omega t)] \cdot \sin(\alpha_h) \quad (4.31)$$

(a)





(b)

Figure 4.8 Onde de puissance provoquée par une détérioration des dents de l'engrenage.

Les composantes symétriques permettent de mesurer les couples instantanées contre une mesure moyenne du couple pour chaque tour des pales. L'effet sur la puissance instantanée est donc facilement évalué et souligné. Ainsi, la transformation de Fourier discrète (DFT) est exacte, et son application pour un signal discret $y(nt)$ est donnée par :

$$Y(k) = \sum_{n=0}^{N-1} y[nt] e^{-j\frac{2\pi}{N}nk} \quad (4.32)$$

Où $k = 0, 1, \dots, N-1$, et N est le nombre d'échantillons

$$Y = \begin{bmatrix} y(0)e^{-j\frac{2\pi}{N}0,0} & y(1)e^{-j\frac{2\pi}{N}1,0} & \dots & y(N-1)e^{-j\frac{2\pi}{N}(N-1),0} \\ y(0)e^{-j\frac{2\pi}{N}1,1} & y(1)e^{-j\frac{2\pi}{N}1,1} & \dots & y(N-1)e^{-j\frac{2\pi}{N}(N-1),1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ y(0)e^{-j\frac{2\pi}{N}1,(N-1)} & y(1)e^{-j\frac{2\pi}{N}1,(N-1)} & \dots & y(N-1)e^{-j\frac{2\pi}{N}(N-1),(N-1)} \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

Pour évaluer toutes les valeurs données $Y(k)$, la DFT nécessite des opérations $N \times N$ et le nombre $N \times N$ pour être stocker dans la mémoire (4.33). Puisque $e^{-j\frac{2\pi}{N}nk}$ est périodique et symétrique, la matrice Y peut être divisée en deux matrices simplifiées pair et impair comme suite :

$$\begin{aligned}
 Y(2n+1) &= Y(1) + Y(3) + \dots + Y(N-1) \\
 Y(2n) &= Y(0) + Y(2) + \dots + Y(N-2)
 \end{aligned}
 \tag{4.34}$$

Cette dernière formulation réduit le nombre de calcul à $N / 2$ opérations. Cela améliore le temps de calcul de l'algorithme DFT et la mémoire nécessaire à la détermination des composants harmoniques. Donc, au moment de défaut, nous aurons une fréquence centrale entourée par des paires de fréquences à la droite et à gauche avec une même distance (4.30-4.31). Bien que les amplitudes des oscillations de la puissance active instantanée soient supérieures à celle de la puissance réactive, nous pensons que l'analyse des défauts de la puissance réactive est préférable, Parce que la défaillance qui apparaît sur la puissance active est sous forme d'ondes de choc Figure (4.8b). Par contre sur la puissance réactive elles sont plus proches de l'oscillation Figure (4.8a), de sorte qu'elles peuvent être caractérisées par une fréquence et amplitude [37]. En effet, l'emplacement de la dent cassée influence la répartition du couple qui varie dans la boîte de vitesses. Sachant que la vitesse du vent est variable, le spectre d'harmonique de signature de défaut change. Cette vitesse permet la rotation des pales (4.35), en d'autre terme fréquence de rotation des pales (4.36)

$$\omega_B = V_B / R_B \tag{4.35}$$

$$F_B = \omega_B / 2\pi \tag{4.36}$$

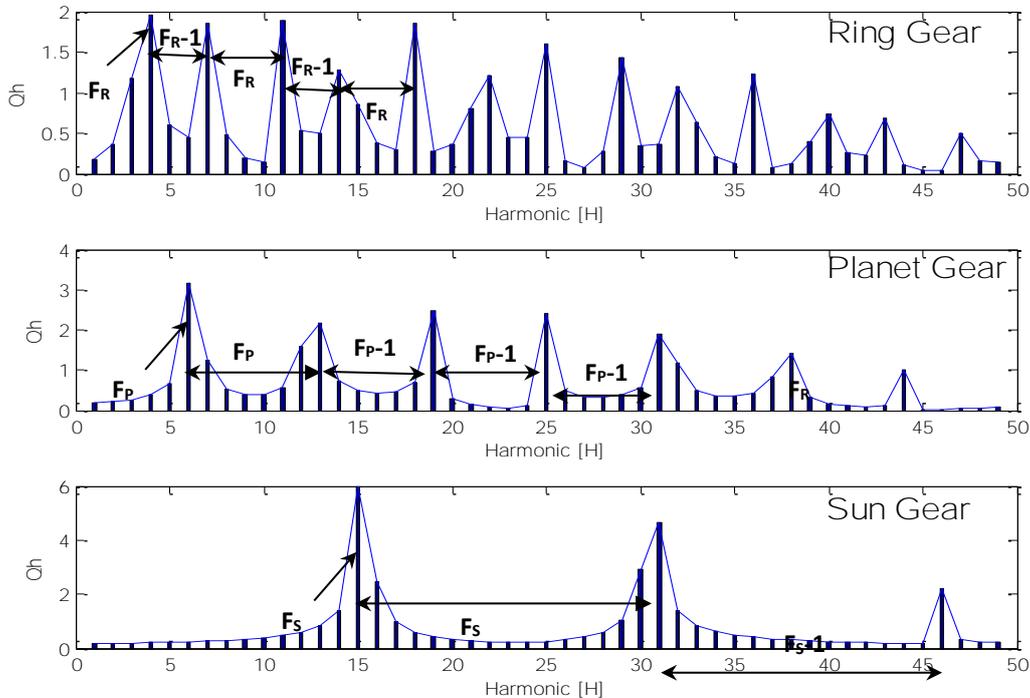


Figure 4.9 Spectre Harmoniques avec signature de défaut.

Et appliquant la relation (4.19) pour une vitesse du vent, on peut constater que la signature des défauts maintient le même rapport entre la fréquence de défaut et F_B .

Si $F_{Fault} / F_B = N_R / 3$ le défaut est situé dans la couronne

$F_{Fault} / F_B = N_P^2 / N_R$ Le défaut est situé dans l'engrenage planétaire

$F_{Fault} / F_B = N_S^2 / (3N_R)$ Le défaut est situé dans la roue solaire

Contrairement à d'autres défauts qui peuvent affecter l'éolienne, les défauts à l'intérieur de la boîte de vitesses se manifestent par des sous-harmoniques [38]. Pour une vitesse de vent de 10m/s, la première fréquence centrale est respectivement $FR = 3,6$ Hz ; $FP = 6,3$ Hz et $FPS = 15,3$ Hz. Ainsi, la quantité de rayons entre deux harmoniques successives peut définir l'emplacement de la défaillance dans la boîte de vitesses [38, 39] Figure (4.9). Dans la simulation la vitesse du vent est utilisée comme base de temps pour DFT. La valeur du rapport de la première fréquence harmonique significative nous informe sur l'état de la boîte de vitesses dans le cas sein, et l'emplacement de la dent cassée dans cas échéant. Cette information peut être utilisée comme une alerte d'avertissement qui sera transmis par un programme de supervision de l'opérateur. La signature de défaut [40] dans la couronne ou la roue solaire est évidente car il n'y a qu'une seule couronne et un pignon soleil. Mais pour l'engrenage planétaire, nous devons avoir un autre paramètre pour définir exactement lequel des trois trains planète est en défaut. Heureusement, la modélisation par la méthode des composantes symétriques permet la mesure de la composante homopolaire $F_{0,x}$ qui exerce une pression sur l'arbre, ce qui conduit à une excentricité opposée à l'engrenage planétaire dans une faute Tableau 2. Comparé aux autres résultats trouvés dans d'autres documents, où les défauts de boîte de vitesse de la turbine sont détectés comme un défaut global à l'intérieur du dispositif entier. Notre proposition permet de définir l'emplacement de la dent à l'intérieur de la boîte de vitesses cassé de la turbine.

4.7 conclusion

La détection précoce de défaut permet l'ordonnancement, réduisant ainsi les pertes économiques. Un des éléments les plus difficiles à détecter dans l'éolienne est le défaut dans la boîte de vitesses, en raison de son inaccessibilité. La modélisation basée sur la méthode des composantes symétriques associées à la technique dans le domaine fréquentiel permet une identification du capteur, moins précis du diagnostic à l'intérieur de la boîte de vitesses. Et une évaluation instantanée est possible, parce que la relation entre la puissance instantanée et la localisation de défaut est souligné. En fait, par le procédé de la quantification des composantes symétriques d'une force utile, la force antagoniste et les responsables de l'excentricité de l'arbre sont possibles. La combinaison de l'analyse spectrale permet la séparation de la signature des défauts dans la boîte de vitesses par rapport aux autres défauts des dispositifs à l'intérieur de la nacelle.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Mengyan Nie, Ling Wang, “Review of condition monitoring and fault diagnosis technologies for wind turbine gearbox”, 2nd International Through-life Engineering Services Conference Procedia CIRP 11 (2013) 287 – 290.
- [2] Wei Qiao and Dingguo Lu, “A Survey on Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis—Part I: Components and Subsystems”, IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 62, No. 10, October 2015.
- [3] T. W. Verbruggen, “Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring,” ECN Wind Energy, Petten, The Netherlands, Tech. Rep. ECN-C-03-047, Apr. 2003.
- [4] Faiza Kamoun Carfi, « Surveillance des systèmes électroniques de puissance embarqués dans le véhicule électrique-Méthodes et outils », THÈSE de doctorat, collaboration entre l’université de Sfax et l’Ecole Centrale de Lille, 11 Décembre 2014.
- [5] L. Gel ders et al, la gestion des pièces de rechange et la sous-traitance : quelques directives pratiques, Revue Française de gestion industrielle, Vol .22, N°3.
- [6] A.Tomache, Communication SME-ERCE, Symposium sur la maintenance industrielle, AEIDIAP. Alger, 21-23, janvier 2001.
- [7] A.Boulonger, C.Pachaud, Diagnostic vibratoire en maintenance préventive, Dunod, Paris 1988.
- [8] Chaib Rachid, « Contribution à l’optimisation de la Maintenance Conditionnelle par l’analyse Vibratoire », THÈSE de doctorat, Département de génie mécanique, Faculté des Sciences de l’ingénieur, Université Mentouri de Constantine.
- [9] Combacau, M., P. Berrut, F. Charbonnaud et A. Khatab. 2000, «Réflexions sur la terminologie : Surveillance - supervision», Groupement pour la recherche en Productique, Systèmes de Production Sûrs de Fonctionnement.
- [10] Valette, R., J. Cardoso et D. Dubois. 1989. “Monitoring manufacturing systems by means of petri nets with imprecise markings”, Dans IEEE Conférence Intelligent Control, NY, p. 233–238.
- [11] Combacau, M., P. Berrut, F. Charbonnaud et A. Khatab. 2000, «Refexions sur la terminologie : Surveillance - supervision», Groupement pour la recherche en Productique, Systèmes de Production Sûrs de Fonctionnement.

- [12] Yu Yang , Dejie Yu, Junsheng Cheng “A fault diagnosis approach for roller bearing based on IMF envelope spectrum and SVM” *Measurement* 40 (2007); pp. 943–950.
- [13] Fafa Chen, Baoping Tang, Renxiang Chen “A novel fault diagnosis model for [gearbox](#) based on wavelet support vector machine with immune genetic algorithm” *Measurement*, In Press, Corrected Proof, Available online 26 June (2012).
- [14] Isermann, R. 1984, «Process fault detection based on modeling and estimation methods—a survey», *Automatica*, vol. 20, no 4, p. 387–404.
- [15] Willsky, A. 1976, «A survey of design methods for failure detection in dynamic systems», *Automatica*, vol. 12, no 6, p. 601–611.
- [16] Zemouri, M. R. 2003, « Contribution à la surveillance des systèmes de production à l’aide des réseaux de neurones dynamiques : Application à la maintenance. », thèse de doctorat, l’Université de Franche-Comté.
- [17] F. Hlawatsch, G.F. Boudreaux-Bartels, “Linear and quadratic time–frequency signal representations”, *IEEE Signal Process. Mag.* 9 (1992)21–67.
- [18] V.K. Madisetti, D.B. Williams, *The Digital Signal Processing Hand-book*, CRC Press, Boca Raton, FL, 1998.
- [19] X.G. Xia, V.C. Chen, “A quantitative SNR analysis for the pseudo Wigner–Ville distribution”, *IEEE Trans. Signal Process.* 47 (1999) 2891–2894.
- [20] Espinosa, A.G.; Rosero, J.A.; Cusido, J.; Romeral, L.; Ortega, J.A., “Fault Detection by Means of Hilbert–Huang Transform of the Stator Current in a PMSM With Demagnetization” *Energy Conversion*, *IEEE Transactions on*, vol.25, no.2, pp.312-318, June 2010.
- [21] James W. Cooley, Peter A. W. Lewis, and Peter W. Welch, "Historical notes on the fast Fourier transform," *Proc. IEEE*, vol. **55** (no. 10), p. 1675–1677 (1967).
- [22] M. etique et F. Mudry, livre, «Traitement de signal (Signaux et Systèmes) », Haute Ecole D’Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud, mars 2006, Yverdon-les-Bains.
- [23] Davide Aguglia « Conception Globale Des Générateurs Asynchrones À Double Alimentation Pour Éoliennes », Thèse de doctorat, Faculté Des Sciences et De Génie Electrique Université Laval, Québec, 2010.
- [24] Bywaters G., John V., Lynch J., Mattila P., Norton G., Stowell J., Salata M., La-bath O., Chertok A., Hablanian D., “Northern power systems windPACT drive train alternative design

study report”, Rapport du NREL (National Renewable Energy Laboratory), octobre 2004. 404 pages.

[25] Hau E., Wind turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2nd, Édition Springer - Verlag Berlin Heidelberg, 2006. 783 pages.

[26] W.Y. Liu, W.H. Zhang, J.G. Han, G.F. Wang “A new wind turbine fault diagnosis method based on the local mean decomposition” Renewable Energy Volume 48, December (2012), pp. 411–415.

[27] Tomasz Barszcz, Robert B. Randall “Application of spectral kurtosis for detection of a tooth crack in the planetary gear of a wind turbine” Mechanical Systems and Signal Processing, 23 (2009), pp. 1352–1365.

[28] Slim Soua, Paul Van Lieshout, Asanka Perera, Tat-Hean Gan, Bryan Bridge “Determination of the combined vibrational and acoustic emission signature of a wind turbine gearbox and generator shaft in service as a pre-requisite for effective condition monitoring” Renewable Energy, Volume 51, March 2013, pp. 175-181.

[29] Yi Guo, Robert G. Parker “Dynamic [modeling](#) and analysis of a spur [planetary](#) gear involving tooth wedging and bearing clearance nonlinearity “ European Journal of Mechanics - A/Solids, Volume 29, Issue 6, November–December (2010), pp. 1022-1033.

[30] Marek Florkowski, Jakub Furgał “Modelling of winding failures identification using the [frequency response analysis](#) (FRA) method “ Electric Power Systems Research, Volume 79, Issue 7, July (2009), pp. 1069-1075.

[31] W.G. Morsi, M.E. El-Hawary “On the application of wavelet transform for [symmetrical components](#) computations in the presence of stationary and non-stationary power quality disturbances” Electric Power Systems Research, Volume 81, Issue 7, July (2011), pp. 1373-1380.

[32] N. Saravanan, S. Cholairajan, K.I. Ramachandran “Vibration-based fault diagnosis of spur bevel gear box using fuzzy technique” expert Systems with Applications, 36 (2009), pp. 3119–3135.

[33] Chuan Li, Ming Liang “Time–frequency signal analysis for [gearbox](#) fault diagnosis using a generalized synchrosqueezing transform” Mechanical Systems and Signal Processing, Volume 26, January (2012), pp. 205-217.

[34] Zhipeng Feng, Ming Liang, Yi Zhang, Shumin Hou “Fault diagnosis for wind turbine planetary gearboxes via demodulation analysis based on ensemble empirical mode

decomposition and energy separation” *Renewable Energy* Volume 47, November (2012), pp. 112–126.

[35] Xiaoyu Zhou, Dongfang Luo “Research of Amplitude-Frequency Domain Parameters Analysis for Condition Detection and Fault Diagnosis” *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology* 4(19): pp. 3787-3790, 2012.

[36] Zhu. Xuejun, Chenf Yu. ”The research of intelligent fault diagnosing methods based on FTA” *Microcomputer Information*, 21 (6) (2005), pp. 123–124.

[37] Liu Wenyi , Wang Zhenfeng, Han Jiguang, Wang Guangfeng” Wind turbine fault diagnosis method based on diagonal spectrum and clustering binary tree SVM “ *Renewable Energy* Volume 50, February 2013, pp. 1–66.

[38] N. Saravanan, V.N.S. Kumar Siddabattuni, K.I. Ramachandran “Comparative study on classification of features by SVM and PSVM extracted using Morlet wavelet for fault diagnosis of spur bevel gear box” *expert Systems with Applications*, 35 (2008), pp. 1351–1366.

[39] HossamA. Sajid Hussain, Gabbar “A novel method for real time gear fault detection based on pulse shape analysis” *Mechanical Systems and Signal Processing*, 25 (2011), pp. 1287–1298.

[40] Yonghua Jiang, Baoping Tang, Yi Qin, Liu. Wenyi “Feature extraction method of wind turbine based on adaptive Morlet wavelet and SVD” *Renewable Energy*, 36 (2011), pp. 2146–2153.

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de cette thèse était la mise en œuvre d'une démarche de diagnostic pour les boîtes de vitesse dans des chaînes de conversion d'énergie éolienne. Nous nous sommes basés sur l'analyse des puissances et plus particulièrement la puissance réactive délivrée par la machine asynchrone à double alimentation en utilisant la nouvelle méthode de diagnostic basé sur les composantes symétriques en adoptant un traitement du signal par la *FFT* pour l'élaboration de notre démarche.

Dans le contexte des énergies renouvelables, un état de l'art de la génération éolienne est présenté, on rappelle les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique et les différents types d'éoliennes avec les machines électriques utilisées dans cette conversion d'énergie, enfin une analyse des différents types de défauts dans la chaîne de conversion d'énergie éolienne qui sont rapportés dans la littérature est prise en considération.

Puis, nous nous sommes intéressées à la modélisation des trois parties essentielles de la turbine éolienne qui représente les caractéristiques aérodynamiques principales de la turbine, le multiplicateur et l'arbre. Et après nous avons construit un dispositif de commande de l'ensemble afin de faire fonctionner l'éolienne de manière à extraire le maximum de puissance de l'énergie du vent. Les algorithmes de maximisations de puissance ont été validés par des résultats de simulation sous Matlab/Simulink.

L'étude de la machine asynchrone à double alimentation est divisée en trois parties, dans la première partie, nous avons étudié la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation, fonctionnant en génératrice. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi dont la complexité a été réduite. Nous avons constaté que le modèle de la machine asynchrone à double alimentation est un système à équations différentielles dont les coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de le simplifier. La deuxième partie est réservée au développement d'un modèle pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive statoriques en partant de la commande vectorielle de la MADA à flux statorique orienté. Dans cette partie, nous avons présenté une étude théorique dans laquelle nous avons exprimé les puissances active et réactive statoriques en fonction des tensions rotoriques afin d'envisager un pilotage de la machine par le rotor au moyen d'un onduleur à deux niveaux. Suivant la prise en compte des couplages entre les axes ou non, trois méthodes ont été analysées. De plus, dans la dernière partie, le stator du générateur est directement connecté au réseau et le rotor relié au réseau par l'intermédiaire des convertisseurs électroniques bidirectionnels (convertisseur côté rotor CCR et convertisseur côté stator CCS) séparés par un bus continu où sa tension continue contrôlée par régulateur de type PI pour assurer la transmission de la

puissance entre le rotor du générateur et le réseau. L'utilisation de la technique MLI vectorielle (SVM) pour contrôler l'onduleur qui alimente le MADA, vu ses avantages plus meilleurs que ceux de la commande classique MLI, a permis d'obtenir des courants sinusoïdaux par conséquence des puissances produites sans pollution.

Avant d'entamer le diagnostic du défaut, nous avons rappelé et citez quelques termes de la sûreté de fonctionnement .Puis, nous avons présenté un état de l'art d'une techniques de surveillance, c'est l'analyse spectrale.

Ensuite nous avons proposé une nouvelle méthode de modélisation d'un défaut qui peut apparaitre lors du fonctionnement de la chaine de conversion éolienne au niveau de sa boite de vitesse qui lie la partie mécanique de la turbine à la partie électrique, c'est le cas de la machine asynchrone à double alimentation, cette technique est basée sur la méthode de décomposition symétrique des forces appliquée sur les pales de la turbine et par là sur les roue dentées de la boite de vitesse par analogie des tensions déséquilibrés dans un réseau électrique . Cette méthode est exploitée pour l'analyse spectrale de la puissance réactive délivrée par la MADA et par conséquent de déterminer les composantes et les raie. Il a été prouvé que cette proposition permet une localisation précise de la dent cassée et la roue concernés à l'intérieur de la boîte de vitesses.

Annexe

Les différents paramètres électriques et mécaniques du système éolien étudié sont :

Caractéristiques techniques d'éolienne

- Coefficient maximal de puissance : $C_{p_max} = 0,45$
- Vitesse spécifique optimale : $\lambda_{opt} = 8,1$
- Moment d'inertie : $J_t = 1,4 \cdot 10^6 \text{ kg.m}^2$
- Longueur de la pale : $R = 45\text{m}$
- Gain du multiplicateur de vitesse : $G = 100$
- Densité d'air : $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$
- Nombre de pale : 3
- Vitesse du vent nominale : $V_n = 12 \text{ m/s}$
- Vitesse du vent de démarrage : $V_{min} = 3.8 \text{ m/s}$
- Vitesse du vent de l'arrêt : $V_{max} = 25\text{m/s}$

Paramètres de la MADA

- Puissance nominales : 3 MW
- Tension statorique et rotorique : $U_s = U_r = 690\text{V}$
- Fréquence d'alimentation : 50 Hz
- Résistance statorique : $r_s = 2,97 \text{ m}\Omega$
- Résistance rotorique : $r_r = 3,82 \text{ m}\Omega$
- Inductance cyclique statorique : $L_{\sigma s} = 121 \mu\text{H}$
- Inductance cyclique rotorique : $L_{\sigma r} = 57,3 \mu\text{H}$
- Inductance cyclique mutuelle : $L_m = 12,12 \text{ mH}$
- Le nombre de paires de pôles : $p = 2$
- Moment d'inertie : $J_g = 114 \text{ Kg.m}^2$

Filtre

- Résistance du filtre : $R_f = 0,075\Omega$
- Inductance du filtre : $L_f = 0,75 \text{ mH}$

Convertisseur

- Type de convertisseur : IGBT à modulation de fréquence
- Fréquence de commutation : 2KHz
- Condensateur du bus continu : 38mF

- Tension du bus continu : 1200V

Réseau électrique

- Tension : $U=690V$
- Fréquence : 50Hz

Paramètres de la boîte de vitesse planétaire d'une turbine éolienne de puissance 550 KW

	Soleil	Bague	Couronne	Planétaire
Masse (kg)	51	4	1.330	114
Moment d'inertie	61.1	2.484	314.7	51.9
Number de dents	16	68	-	26
Rotor diam. (mm)	202	980	-	329
Pitch diam. (mm)	224	952	-	364