

Table des matières

Résumé.....	ii
Remerciements.....	iv
Table des matières.....	v
Liste des tableaux.....	ix
Liste des figures	x
Liste des symboles	xiv
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1 Objectifs du travail de recherche.....	4
1.2 Méthodologie de recherche	4
1.3 Organisation du mémoire	5
Chapitre 2 - Les systèmes éoliens.....	7
2.1 Définition de l'énergie éolienne.....	7
2.2 Principaux composants d'une éolienne	8
2.3 Les différents types d'éoliennes	10
2.3.1 Éoliennes à axe vertical	10
2.3.2 Éoliennes à axe horizontal	12

2.4	Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz)	13
2.5	Fonctionnement optimal d'une éolienne	19
2.5.1	Système d'orientation des pales ou "Pitch Control".....	21
2.5.2	Système à décrochage aérodynamique ou "Stall Control"	22
2.6	État de l'art sur la conversion électromécanique	23
2.6.1	Système utilisant les machines asynchrones à cage (MAS)	23
2.6.2	Systèmes utilisant la machine synchrone	25
2.6.3	Systèmes utilisant la machine asynchrone à double alimentation	27
2.7	Conclusion.....	29
Chapitre 3 - Modélisation de la turbine éolienne à l'aide de la machine à courant continu		
3.1	Modélisation de la vitesse du vent	32
3.2	Modélisation de la turbine éolienne	34
3.2.1	Aérodynamique.....	34
3.2.2	Modèle dynamique de la turbine éolienne	36
3.3	Modélisation de la machine à courant continu	39
3.3.1	Partie électrique de la machine	40
3.3.2	Partie mécanique.....	40
3.4	Stratégie de commande de la machine à courant continu	41

3.5 Résultats de simulation des modèles de la turbine et de la machine à courant continu.....	43
3.6 Conclusion.....	46
Chapitre 4 - Commande optimale de la turbine.....	47
4.1 Les différents types de MPPT pour éolienne.....	47
4.1.1 Maximisation de la puissance sans la connaissance de la courbe C_p	48
4.1.2 Maximisation de la puissance avec la connaissance de la courbe C_p	50
4.1.2.1 Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse.....	50
4.1.2.2 Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.....	55
4.2 Commande de l'angle de calage.....	59
4.3 Conclusion.....	62
Chapitre 5 - Modélisation et commande de la machine asynchrone à double alimentation.....	64
5.1 Principe de fonctionnement de la MADA.....	65
5.2 Modélisation de la MADA.....	68
5.3 Commande vectorielle.....	75

5.4	Commande vectorielle directe en puissances active et réactive de la MADA.....	80
5.5	Modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance	83
5.6	Filtrage	87
5.6.1	Filtre du premier ordre.....	87
5.6.2	Filtre multi-variable	87
5.7	Résultats de simulation.....	88
5.8	Conclusion.....	96
Chapitre 6 - Conclusion générale.....		97
Références bibliographiques.....		100
Annexe A - Schémas blocs de simulation dans l'environnement Matlab/ Simulink/ SimPowerSystems		107
Annexe B – Tableaux des paramètres.....		113

Liste des tableaux

Tableau 3.1 Coefficients définissant l'évolution de C_p	35
Tableau B.1 Paramètres de la turbine	113
Tableau B.2 Paramètres de la MCC.....	114
Tableau B.3 Les gains des régulateurs de la MCC	115
Tableau B.4 Les paramètres pour l'actionneur des pales	115
Tableau B.5 Paramètres de la MADA	116
Tableau B.6 Paramètres du bus et des filtres	116

Liste des figures

Figure 2.1 Principe de la conversion d'énergie	8
Figure 2.2 Les éléments d'une éolienne [48].....	9
Figure 2.3 Éolienne type Savonius [11].....	11
Figure 2.4 Éoliennes type Darrieus [12].....	12
Figure 2.5 Éolienne à axe horizontal (3MW) [13].....	13
Figure 2.6 Tube de courant autour d'une éolienne [5]	16
Figure 2.7 Coefficient de puissance.....	18
Figure 2.8 Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable	21
Figure 2.9 Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau [5]	24
Figure 2.10 Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur – onduleur [5].....	25
Figure 2.11 Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur – hacheur – onduleur MLI [5].....	26
Figure 2.12 Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI [5].....	29
Figure 3.1 Profil de vent	33
Figure 3.2 Courbe de coefficient $C_p(\lambda, \beta)$	36
Figure 3.3 Modèle à une masse ramenée sur l'arbre rapide	38
Figure 3.4 Génération d'une vitesse de référence à partir du modèle de l'éolienne	38
Figure 3.5 Modèle de l'éolienne.....	39
Figure 3.6 Modèle électrique de la MCC à excitation séparée [5]	39
Figure 3.7 Schéma bloc du modèle de la MCC	41

Figure 3.8 Schéma bloc du régulateur	43
Figure 3.9 Schéma bloc de la turbine éolienne associée à la MCC	44
Figure 3.10 Profil de vitesse du vent	44
Figure 3.11 Puissance mécanique de la turbine	45
Figure 3.12 Vitesse de référence et vitesse mesurée de la MCC	45
Figure 4.1 Maximisation de puissance d'une éolienne [23]	49
Figure 4.2 Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation	52
Figure 4.3 Profil de vitesse du vent	53
Figure 4.4 Vitesse de rotation de la turbine	53
Figure 4.5 Puissance mécanique de la turbine	54
Figure 4.6 Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.....	56
Figure 4.7 Profil de vitesse du vent	57
Figure 4.8 Vitesse de rotation de la turbine	57
Figure 4.9 Puissance mécanique de la turbine	58
Figure 4.10 Schéma bloc pour la régulation de l'angle de calage	59
Figure 4.11 Schéma bloc du correcteur de puissance	61
Figure 4.12 Puissance mécanique de la turbine avec et sans « Pitch Control »	61
Figure 4.13 Variation de l'angle de calage β	62
Figure 5.1 Représentation de la MADA dans le repère triphasé [39].....	69
Figure 5.2 Transformation de Park [5]	71
Figure 5.3 Principe du contrôle vectoriel [5]	76
Figure 5.4 Schéma-bloc de la MADA à réguler	79
Figure 5.5 Commande vectorielle avec un seul régulateur.....	81
Figure 5.6 Régulation par un PI.....	81
Figure 5.7 Convertisseur statique MLI	83

Figure 5.8 Commande par hystérésis modulée	84
Figure 5.9 Principes de fonctionnement de Modulateur MLI à bande d'hystérésis	85
Figure 5.10 Schéma bloc du redresseur dans un repère fixe lié aux axes abc	86
Figure 5.11 Schéma bloc de l'onduleur de tension	86
Figure 5.12 Schéma bloc du FMV	88
Figure 5.13 Puissances actives statoriques de la MADA	90
Figure 5.14 Puissances réactives statoriques de la MADA	90
Figure 5.15 Courant rotorique de la MADA	91
Figure 5.16 Tension rotorique de la MADA	91
Figure 5.17 Tension du bus DC	92
Figure 5.18 Tension entre phase du CCR	92
Figure 5.19 Tensions des trois phases après filtrage (R, L)	93
Figure 5.20 Spectre harmonique de V_{abc} (RL)	93
Figure 5.21 Tensions des trois phases après filtrage (FMV)	94
Figure 5.22 Spectre harmonique de V_{abc} (FMV)	94
Figure 5.23 Tensions entre phase avant et après filtrage (R, L)	95
Figure 5.24 Tensions entre phase avant et après filtrage (FMV)	95
Figure A.1 Schéma bloc du système étudié	107
Figure A.2 Schéma bloc de la turbine éolienne	107
Figure A.3 Schéma bloc pour la régulation de l'angle de calage	108
Figure A.4 Schéma bloc de la MCC	108
Figure A.5 Schéma bloc de la MADA et sa commande	109
Figure A.6 Schéma bloc du redresseur	110
Figure A.7 Schéma bloc de l'onduleur	110
Figure A.8 Schéma bloc de commande MLI par hystérésis	111

Figure A.9 Signaux des modulantes sinusoïdales et de la porteuse triangle	111
Figure A.10 Signaux de sortie de la commande MLI par hystérésis	112
Figure A.11 Schéma bloc du FMV	112

Liste des symboles

Symbole	Description	Unité
A_i	Amplitude des composantes spectrales du vent	(m/s)
C_p	coefficient de puissance	sans unité
C_{pmax}	coefficient de puissance maximal	sans unité
C	Capacité du bus cc	(F)
C_q	coefficient du couple	sans unité
D_m	Débit massique d'air	(Kg/s)
e	Force électromotrice de la MCC	(V)
F	Force exercée par l'air sur le capteur éolien	(N)
FMV	Filtre multi-variable	
f_{mcc}	Coefficient de frottement de la MCC	(N.m/s)
f_p	Coefficient de frottement des pales	(N.m/s)
f_c	Fréquence de coupure du FMV	(Hz)
f_r	Fréquence du rotor	(Hz)
f_s	Fréquence du stator	(Hz)
f_m	fréquence de rotation du rotor	(Hz)
g	Glissement de la MADA	sans unité

i_{abcr}	Courants des trois phases rotoriques de la MADA	(A)
i_{abcs}	Courants des trois phases statoriques de la MADA	(A)
i_a	Courant induit de la MCC	(A)
i_e	Courant d'inducteur de la MCC	(A)
I_{ds}	Courant statorique suivant l'axe direct	(A)
I_{qs}	Courant statorique suivant l'axe quadratique	(A)
I_{dr}	Courant rotorique suivant l'axe direct	(A)
I_{qr}	Courant rotorique suivant l'axe quadratique	(A)
I_{Sa}	Courant d'entrée du	(A)
J_{mcc}	Inertie de la MCC	(kg.m ²)
J_p	Inertie des pales	(kg.m ²)
J_{Tr}	Inertie totale déplacée sur l'axe rapide de la génératrice	(kg.m ²)
J_{pz}	Inertie de la pale sur l'axe longitudinal Z	(kg.m ²)
K_i	Gain intégrateur	sans unité
K_p	Gain proportionnel	sans unité
L_a	Inductance de l'enroulement d'induit de la MCC	(H)
L_e	Inductance de l'enroulement d'excitation de la MCC	(H)
L_m	Inductance mutuelle de MCC	(H)
l_r	Inductance propre rotorique	(H)
l_s	Inductance propre statorique	(H)
M	Rapport de transmission du multiplicateur de la turbine	sans unité

M	Inductance mutuelle	(H)
M_r	Inductance mutuelle entre deux phases rotoriques	(H)
M_s	Inductance mutuelle entre deux phases statoriques	(H)
M_{rs}	Valeur maximale de l'inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique	(H)
MADA	Machine à double alimentation	
MCC	Machine à courant continu	
p_0	Pression atmosphérique	Pa
p_1	Pression en amont de l'éolienne	Pa
p_2	Pression en aval de l'éolienne	Pa
p	Nombre de paire de pôles	sans unité
P_0	Puissance incidente du vent	(W)
P_f	Puissance développée par une force Newtonienne	(W)
P	Variable de Laplace	sans unité
P_T	Puissance mécanique de la turbine éolienne	(W)
P_{mes}	Puissance active statorique mesurée	(W)
$P_{réf}$	Puissance active statorique de référence	(W)
Q_{mes}	Puissance réactive statorique mesurée	(VAR)
$Q_{réf}$	Puissance réactive statorique de référence	(VAR)
R_p	Rayon de pale de l'éolienne	(m)
R_a	Résistance de l'enroulement d'induit de la MCC	(Ω)
R_e	Résistance de l'enroulement d'excitation de la MCC	(Ω)
R_r	Résistance rotorique par phase	(Ω)

R_s	Résistance statorique par phase	(Ω)
S	surface balayée par les pales de la turbine éolienne	(m^2)
T_{em}	Couple électromagnétique de la turbine	($N \cdot m$)
$T_{emréf}$	Couple électromagnétique de référence de la turbine	($N \cdot m$)
$T_{emestimé}$	Couple électromagnétique estimé de la turbine	($N \cdot m$)
T_g	Couple électromagnétique de la génératrice	($N \cdot m$)
T_T	Couple aérodynamique de la turbine	($N \cdot m$)
T_{Tl}	Couple aérodynamique de la turbine sur l'axe lent	($N \cdot m$)
T_{Tr}	Couple aérodynamique de la turbine sur l'axe rapide	($N \cdot m$)
u_a	Tension d'induit de la MCC	(V)
V	Vitesse de vent	(m/s)
V_1	Vitesse de vent en amont de l'éolienne	(m/s)
V_2	Vitesse de vent en aval de l'éolienne	(m/s)
v_{abcr}	Tensions de trois phases rotoriques de la MADA	(V)
v_{abcs}	Tensions de trois phases statoriques de la MADA	(V)
V_e	Tension d'excitation de la machine MCC	(V)
V_{dc}	Tension du bus courant continu	(V)
V_{ds}	Tension statorique suivant l'axe direct	(V)
V_{qs}	Tension statorique suivant l'axe quadratique	(V)
V_{dr}	Tension rotorique suivant l'axe direct	(V)
V_{qr}	Tension rotorique suivant l'axe quadratique	(V)
β	Angle de calage des pales	($^\circ$)

λ	Vitesse spécifique (rapport de vitesse) de la turbine	sans unité
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale	sans unité
τ_i	Constante de temps de la boucle de courant de la MCC	(s)
τ_v	Constante de temps de la boucle de vitesse de la MCC	(s)
Ω_{tl}	Vitesse de rotation de la turbine sur l'axe lent	(rad/s)
Ω_{tr}	Vitesse de rotation de la turbine sur l'axe rapide	(rad/s)
Ω_m	Vitesse de rotation de la MADA	(rad/s)
Ω_{mcc}	Vitesse de rotation de la MCC	(rad/s)
$\Omega_{tréf}$	Vitesse de rotation de référence de la turbine	(rad/s)
φ_{abcr}	Flux rotoriques de la MADA	(Wb)
φ_{abcs}	Flux statoriques de la MADA	(Wb)
φ_e	Flux inducteur	(Wb)
φ_i	Phase initiale des composantes spectrales du vent	(rad)
φ_{ds}	Flux statorique suivant l'axe direct	(Wb)
φ_{qs}	Flux statorique suivant l'axe quadratique	(Wb)
φ_{dr}	Flux rotorique suivant l'axe direct	(Wb)
φ_{qr}	Flux rotorique suivant l'axe quadratique	(Wb)
ω_c	Pulsation de coupure du filtre FMV	(rad/s)
ω_i	Pulsation des composantes spectrales du vent	(rad/s)
ω_r	Pulsation rotorique	(rad/s)
ω_s	Pulsation statorique	(rad/s)

ω_m	vitesse angulaire de rotation du rotor	(rad/s)
θ	Angle électrique entre le stator et le rotor	(°)
θ_r	Angle de transformation de Park des grandeurs rotoriques	(°)
θ_s	Angle de transformation de Park des grandeurs statoriques	(°)
ρ	Masse volumique de l'air	(Kg/m ³)

Chapitre 1 - Introduction

L'augmentation aujourd'hui des appareils électroménagers et la consommation industrielle favorisent une demande importante d'électricité [1]. Dans les pays industrialisés cette demande est trop élevée, ce qui entraîne un recours systématique aux combustibles fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus, mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Il est à savoir que les sources de ces combustibles restent non renouvelables et limitées à long terme, ce qui engendre un coût prépondérant de ceux-ci [2], [3].

L'énergie de fission nucléaire, qui ne rejette directement pas de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident lié à leur exploitation sont très faibles, mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses [1], [2] (comme la catastrophe de Tchernobyl du 26 avril 1986 qui reste gravée dans la mémoire commune et celle de Fukushima au Japon en mars 2011). En plus, comme les combustibles fossiles, les réserves d'uranium ne sont pas renouvelables.

L'énergie éolienne apparaît clairement en bonne place parmi les énergies renouvelables, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme énergie d'appoint complémentaire aux autres sources telles l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, l'énergie thermique, etc. En plus, n'émet pas de gaz à effet de serre.

Aujourd'hui, beaucoup de travaux de recherche [1-9,15] portent sur l'intégration et les impacts de l'énergie éolienne sur les réseaux de distribution. Plusieurs technologies de génératrices éoliennes sont actuellement proposées sur le marché :

- ❖ la structure à base de machine asynchrone à cage connectée directement au réseau : solution simple et robuste, c'est la structure la plus ancienne. (éoliennes à vitesse fixe) [2].
- ❖ la structure à base de machine synchrone à aimants permanents ou à inducteur, connectée au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à environ 100% de la puissance nominale [3].
- ❖ la structure à base de machine asynchrone à double alimentation, pour laquelle le rotor est connecté au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à environ 30% de la puissance nominale. Le stator est quant à lui connecté directement au réseau (éoliennes à vitesse variable) [2], [3], [4], [5].

Afin de maximiser la puissance convertie, la vitesse de la turbine doit donc être adaptée par rapport à la vitesse du vent. C'est pourquoi les éoliennes de forte puissance raccordées aux réseaux moyenne et haute tension fonctionnent de plus en plus fréquemment à vitesse variable. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparées aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants [4], [5], [8] :

- ❖ Maximisation de la puissance car elle a une plage de vitesse variable.
- ❖ Un système simplifié d'orientation de pales car la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le

rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra seulement pour limiter la vitesse de la turbine ou la puissance générée en présence de vitesses de vent fort.

- ❖ Réduction de l'effort mécanique car la vitesse de la turbine est adaptée par un système d'orientation des pales.
- ❖ Elles réduisent le bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.
- ❖ Elles permettent une meilleure intégration aux réseaux électriques car elles ont une plus grande souplesse par l'électronique de puissance (contrôle possible en puissance active, réactive, en tension).

L'augmentation de la puissance éolienne installée dans le monde a un impact croissant sur le réseau électrique 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. La réalisation et la mise à disposition d'une plate-forme expérimentale contrôlable sans dépendance de la source naturelle du vent est très importante pour le développement et l'implantation de stratégies de commande avancée et d'algorithmes de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale, Maximum Power Point Tracking (MPPT) [6] [7] des éoliennes. C'est pourquoi le laboratoire « Conversion d'énergie électrique et Qualité de l'onde » de l'UQTR a conçu un système d'entraînement de machines électriques qui servira à émuler des éoliennes et étudier leur interconnexion sur les réseaux électriques. Ce système d'entraînement est composé d'un convertisseur courant alternatif (ca) - courant continu (cc) (Drive ABB DCS800), d'un moteur à courant continu excitation séparée (émulateur

de la turbine éolienne), d'un convertisseur ca-cc-ca (drive ABB ACS800) et d'une machine asynchrone à rotor bobiné (génératrice éolienne). Le présent projet de recherche portera sur cette installation.

1.1 Objectifs du travail de recherche

Ce projet vise à étudier les caractéristiques d'interconnexion d'une éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation à partir émulateur éolien. Le dispositif de renvoi d'énergie sur le réseau s'effectuera par le stator et le rotor de la machine asynchrone.

L'objectif principal est de développer une méthode de commande MPPT dans le but d'adapter la vitesse de la turbine par rapport à la vitesse du vent, afin de maximiser la puissance convertie, ceci permettra d'améliorer leur intégration aux réseaux électriques.

A partir des résultats de simulation, nous analyserons la qualité de la puissance générée par ce système, l'impact des éoliennes sur un réseau électrique.

1.2 Méthodologie de recherche

Nous suivrons la méthodologie suivante pour atteindre les objectifs fixés. Nous commencerons par une recherche bibliographique. Ensuite, nous modéliserons la turbine éolienne à l'aide d'une machine à courant continu (MCC). Par la suite, une technique de poursuite de puissance maximale « Maximum Power Point Tracking » (MPPT) et une stratégie de commande de l'angle de calage seront développées et implantées. Puis, une étude théorique de l'éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation sera effectuée puis validée par une étude de simulation avec Matlab/ Simulink/ SimPowerSystems. Enfin, le convertisseur de puissance ca-cc-ca commandé par la

modulation de largeur d'impulsion (MLI) par hystérésis sera modélisé et la conception d'un filtre multi-variable (FMV) sera effectuée. Le modèle du système complet sera développé dans l'environnement Matlab/ Simulink/ SimPowerSystems afin d'analyser l'intégration des éoliennes à base de MADA aux réseaux électriques.

1.3 Organisation du mémoire

Le mémoire est divisé suivant les étapes de la méthodologie de recherche. Le premier chapitre est l'introduction générale. Le second chapitre est consacré à des rappels sur les systèmes éoliens et les concepts physiques régissant leur fonctionnement. Ces rappels sont suivis par un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation de la turbine éolienne. Celle-ci est basée sur une machine à courant continu commandée de façon à reproduire le comportement mécanique d'une turbine éolienne.

Le quatrième chapitre est consacré à l'étude de quelques techniques MPPT et l'implémentation d'une de ces techniques dans le système éolien, suivi de la commande de l'angle de calage.

Le cinquième chapitre est consacré au fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation (MADA). Une modélisation dans un repère diphasé lié au champ statorique et une stratégie de commande vectorielle en puissances active et réactive statoriques sont proposées. Ces études sont suivies de la modélisation du convertisseur ca-cc-ca et du filtre multi-variable (FMV).

Les résultats obtenus dans ces études nous permettront de conclure sur les méthodes utilisées et d'envisager les perspectives et suites à donner à ce travail.

Chapitre 2 - Les systèmes éoliens

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des aérogénérateurs n'a cessé d'évoluer surtout au cours des dernières décennies [2], [4]. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (turbine à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des turbines sont de plus en plus performantes [1], [2], [4], [5]. De plus, les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones [5]. Ainsi dans ce chapitre nous allons énoncer en première partie une généralité sur les différents types d'éoliennes, ensuite nous allons nous intéresser plus particulièrement aux éoliennes rapides à axe horizontal qui sont non seulement les plus répandues, mais aussi les plus efficaces [2].

2.1 Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui permet de transformer une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [3], [4]. Cette conversion se fait en deux étapes :

- ❖ Au niveau de la **turbine (rotor)**, qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.

- ❖ Au niveau de la **génératrice**, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

Le fonctionnement général est illustré par la Figure 2.1.

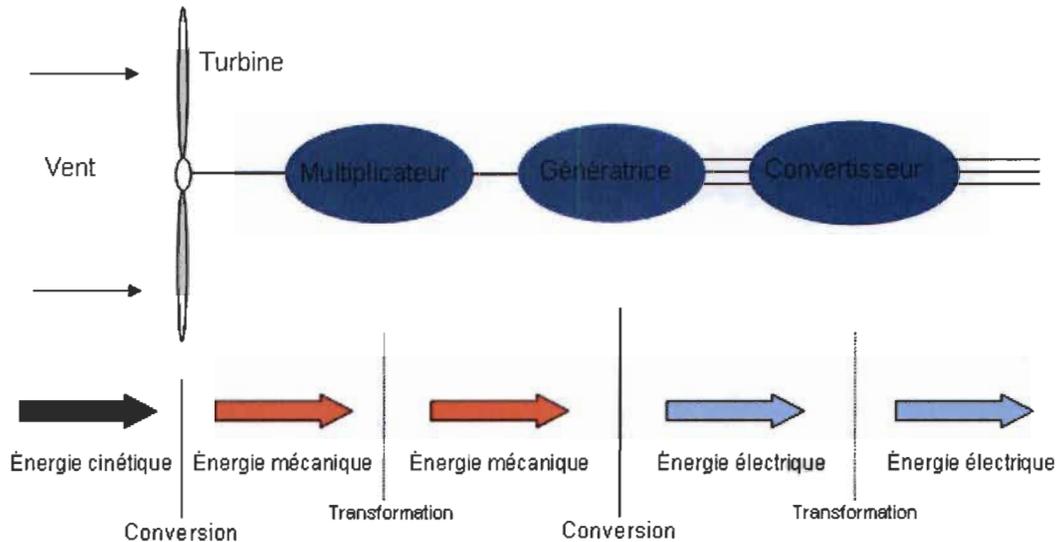


Figure 2.1 Principe de la conversion d'énergie

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, propre sans rejet atmosphérique, géographiquement diffuse et sa source (vent) plus important en hiver. Cependant, le captage et la conversion d'énergie sont complexes, les matériaux coûteux et la source d'énergie difficile à prévoir et reste aléatoire [4].

2.2 Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne «classique» est généralement constituée de trois éléments principaux [2], [4]:

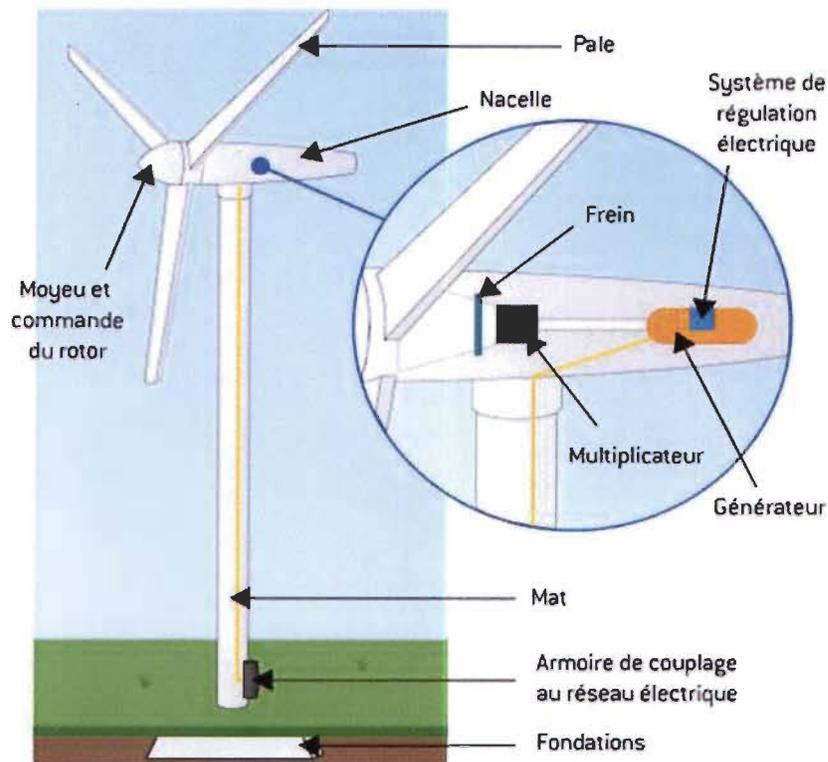


Figure 2.2 Les éléments d'une éolienne [48]

- ❖ **Le mât**, généralement un tube d'acier doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations au niveau du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW: diamètre de 90m, mât de 80 m de hauteur) [2], [4].
- ❖ **La nacelle**, comprend : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Tous ces éléments mécaniques permettent de coupler le rotor éolien au générateur électrique. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet

d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). En plus, un système de refroidissement par air ou par eau est souvent utilisé, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne [2], [4].

- ❖ **Le rotor**, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire et le bruit [4].

2.3 Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

2.3.1 *Éoliennes à axe vertical*

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années 1920, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [2], [5] :

- ❖ Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur (Figure 2.3) [5], [11], [23].

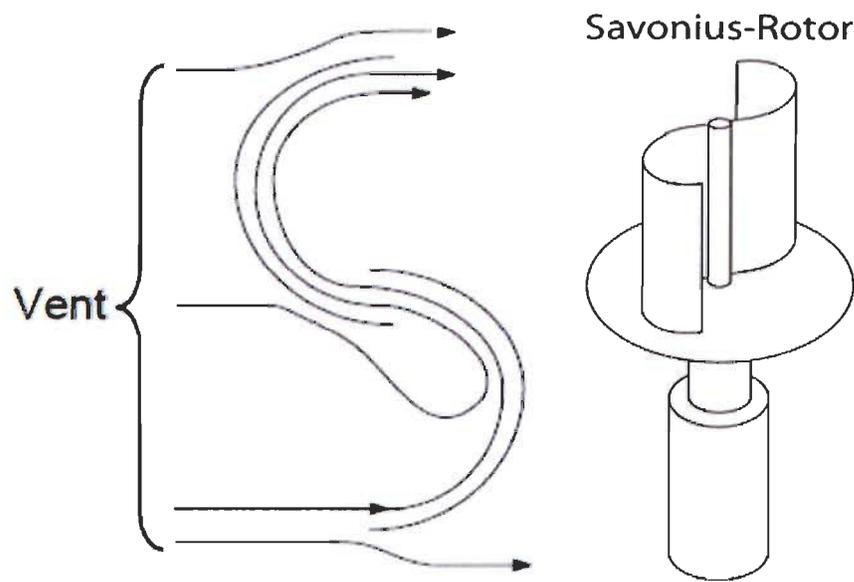


Figure 2.3 Éolienne type Savonius [11]

- ❖ Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 1930). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure 2.4) [2], [12], [16] est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du

dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas se déclencher d'elle-même. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur) [5].

Ces genres d'éoliennes ne sont quasiment plus utilisées, à cause des contraintes mécaniques au niveau du sol et occupent plus d'espace.

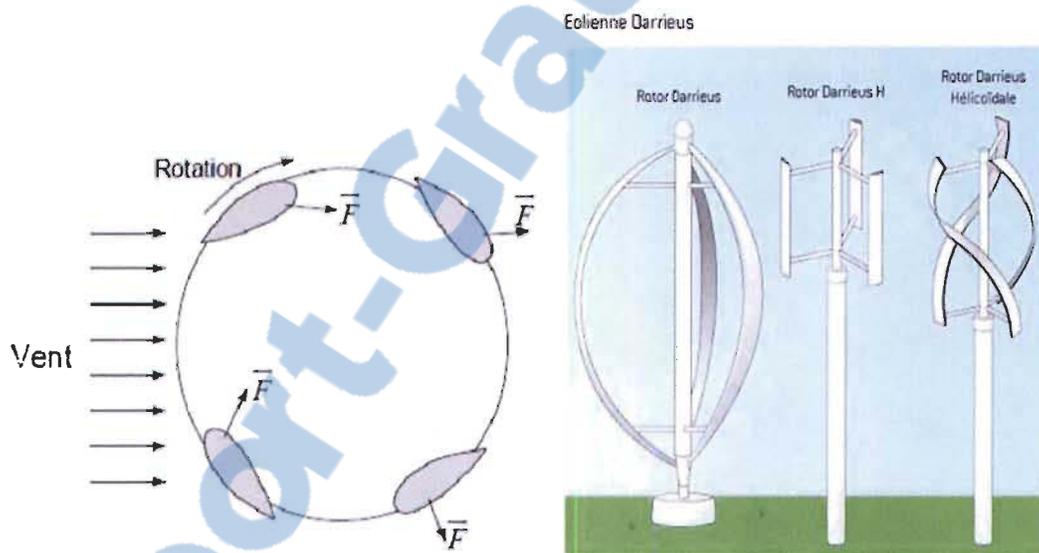


Figure 2.4 Éoliennes type Darrieus [12]

2.3.2 Éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées de façon aérodynamique à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol, mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de

pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. Ce type d'éoliennes a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité [2], [5], [10], [14]. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal (Figure 2.5) [13], [16].



Figure 2.5 Éolienne à axe horizontal (3MW) [13]

2.4 Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz)

Il est impossible de récupérer 100% de l'énergie du vent en énergie mécanique pour une éolienne. La théorie de Betz est une approche simplificatrice découverte en 1920 par le physicien allemand Albert Betz. Elle donne la quantité maximale d'énergie cinétique

que l'on peut extraire d'un flux d'air dans un domaine ouvert, indépendamment de l'éolienne utilisée [5], [16], [17]. Il a déterminé cette limite en considérant les hypothèses suivantes:

- ❖ On considère l'écoulement incompressible et stationnaire, et on raisonne en une dimension (1D) par tranches uniformes.
- ❖ On considère que l'air qui interagit avec le disque hélice de l'éolienne est constitué d'un cylindre à l'infini amont, et d'un cylindre à l'infini aval.
- ❖ On néglige l'interaction du vent environnant avec le sillage ainsi défini.

Betz calcule que :

- ❖ la puissance théorique maximale récupérable par un capteur éolien est égale à 16/27 de la puissance incidente du vent qui traverse l'éolienne ;
- ❖ cette limite sera atteinte lorsque la vitesse du vent sera divisée par trois entre l'amont et l'aval de l'éolienne.

La puissance incidente du vent est cinétique et dépend de la surface que le capteur éolien propose au vent, de la vitesse du vent et de la masse volumique de l'air. On peut regrouper ces résultats selon ces formules :

$$P_{\text{extraite}}^{\text{max}} = \frac{16}{27} P_{\text{incidente}} \quad (2.1)$$

Avec :

$$P_{\text{incidente}} = P_{\text{cinétique}} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_{\text{amont}}^3 \quad (2.2)$$

Lorsque :

$$V_{aval} = \frac{1}{3} V_{amont} \quad (2.3)$$

ρ : masse volumique de l'air (1,20 kg/m³ pour l'air à 20°C)

S : surface balayée par les pales de la turbine éolienne en m²

V_{amont} : vitesse incidente (amont) du vent en m/s

Cette démonstration repose sur les équations fondamentales de la mécanique des fluides (théorème de Bernoulli, théorème d'Euler) [16].

- pour toutes les variables suivantes, l'indice 1 correspond à l'entrée des pales et l'indice 2 correspond à la sortie

p : Pression

V : Vitesse de l'air

Dm : Débit massique d'air,

F : Force exercée par l'air sur le capteur éolien

P_f : Puissance développée par la force exercée.

Dans le cas examiné le débit massique est constant $Dm = \rho.S.V = cste$.

Considérons quatre points sur une même ligne de courant : un point en amont (sur S_1), un point «juste avant» le capteur éolien proprement dit, un autre «juste après», et un dernier en aval (sur S_2) :

Aux deux points loin du capteur éolien, sur S_1 et S_2 , la pression est égale à la pression atmosphérique p_0

Aux deux points proches du capteur, la section est égale à la surface S , comme le débit massique est constant la vitesse du vent est la même en ces deux points : V . En revanche il y a une discontinuité de pression entre ces deux points.

On applique le théorème de Bernoulli deux fois, d'une part entre l'amont et le point juste avant, d'autre part le point juste après et l'aval ; on a donc [5], [16]:

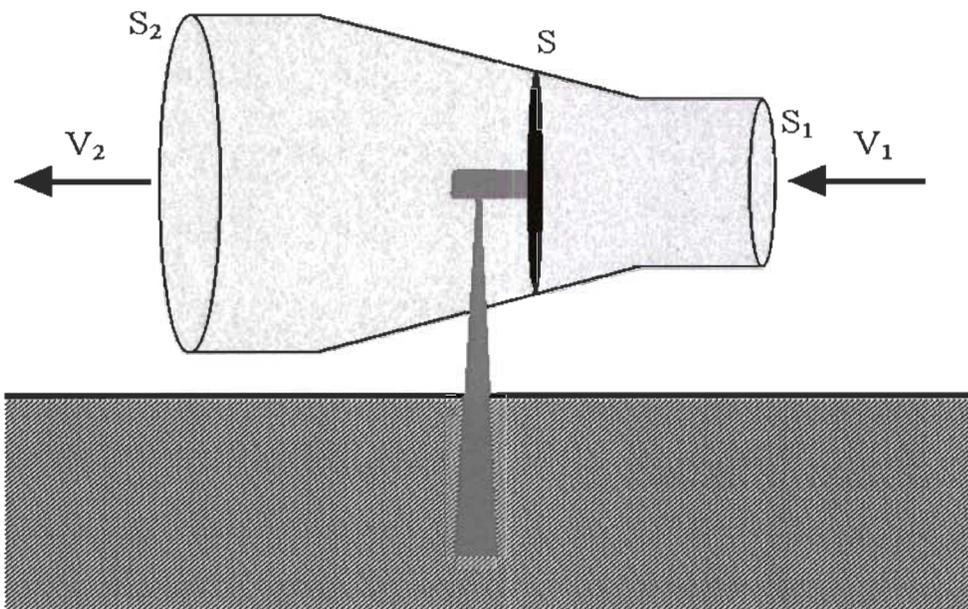


Figure 2.6 Tube de courant autour d'une éolienne [5]

$$\frac{p_0}{\rho} + \frac{V_1^2}{2} = \frac{p_1}{\rho} + \frac{V^2}{2} \quad (2.4)$$

$$\frac{p_0}{\rho} + \frac{V_2^2}{2} = \frac{p_2}{\rho} + \frac{V^2}{2} \quad (2.5)$$

La soustraction (2.4) - (2.5) donne

$$p_1 - p_2 = \frac{\rho}{2}(V_1^2 - V_2^2) \quad (2.6)$$

La force exercée par le vent sur le capteur est

$$F = (p_1 - p_2) \cdot S = \frac{\rho}{2} (V_1^2 - V_2^2) \cdot S = \rho \cdot S \cdot \frac{(V_1 + V_2)}{2} \cdot (V_1 - V_2) \quad (2.7)$$

Mais cette force peut aussi s'exprimer par application de la loi de Newton :

$$F = m \cdot \frac{dv}{dt} = Dm \cdot \Delta v = \rho \cdot S \cdot V \cdot (V_1 - V_2) \quad (2.8)$$

L'égalité des deux expressions (2.7) et (2.8) implique que $V = \frac{(V_1 + V_2)}{2}$ et la puissance développée par cette force est :

$$P_f = F \cdot V = \frac{\rho}{2} (V_1^2 - V_2^2) \cdot S \cdot V \quad (2.9)$$

Si on exprime cette puissance en fonction de $x = \frac{V_2}{V_1}$ (ratio de vitesse), du rendement C_p (coefficient de puissance) et de P_0 (la puissance incidente du vent non perturbé

$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3$) on obtient :

$$V = V_1 \cdot \frac{1+x}{2} \quad (2.10)$$

Et

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} (1-x^2)(1+x) \quad (2.11)$$

On peut alors tracer le coefficient de puissance C_p de l'éolienne en fonction du ratio de vitesse x

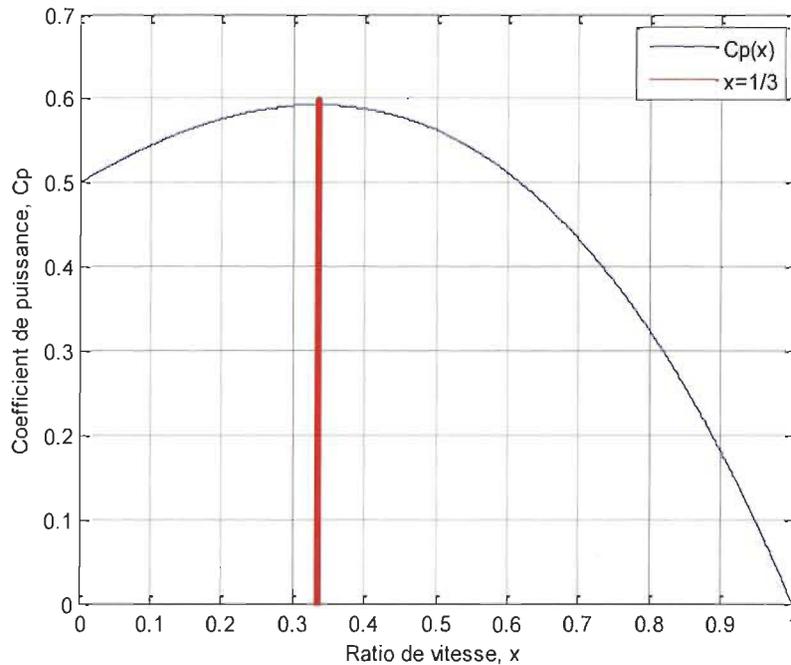


Figure 2.7 Coefficient de puissance

Le maximum est atteint pour $x = \frac{1}{3}$ et alors $C_p = \frac{16}{27}$. D'où la limite de Betz :

$$P_{\text{extracte}}^{\text{max}} = \frac{16}{27} P_{\text{incidente}}$$

Le calcul fait un certain nombre d'hypothèses qui font de ce maximum un majorant, et non un maximum atteignable. Des calculs modernes plus élaborés [17], [18] montrent que le maximum est plus bas. À la limite de Betz, le vent voit sa vitesse divisée par trois ; pour maintenir le même débit, la surface de sortie doit donc être multipliée par trois. On voit que la courbe du rendement est assez plate, ce qui signifie que le rendement reste assez bon même quand on s'éloigne significativement de l'optimum.

C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et

chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

On définit alors un coefficient de puissance de l'aérogénérateur par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P_{\text{extrate}}^{\text{max}}}{P_{\text{incidente}}} \quad (2.12)$$

On peut écrire donc :

$$P_{\text{extrate}}^{\text{max}} = C_p(\lambda) \cdot P_{\text{incidente}} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad (2.13)$$

$$\text{Avec : } \lambda = \frac{R_p \cdot \Omega_{II}}{V_1} \quad (2.14)$$

Ω_{II} : est la vitesse de rotation avant multiplicateur (axe lent) et R_p : est le rayon de pale de l'éolienne.

On note que ce coefficient de puissance C_p peut évoluer pour le même type de turbine en fonction du nombre des pales 1, 2, 3 et 4, mais sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0.59). Et pour la même turbine ce coefficient peut varier aussi en fonction de l'angle de calage qui indique le degré d'inclinaison des pales.

2.5 Fonctionnement optimal d'une éolienne

La relation (2.13) indique que la puissance éolienne captée est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Donc, il existe pour la puissance éolienne nominale P_n une vitesse du vent nominale pour laquelle l'aérogénérateur est bien dimensionné dans ses

divers éléments [5], [13], [19]. C'est pour cela que la turbine éolienne doit modifier ses paramètres, afin de maintenir la vitesse à sa valeur nominale et d'éviter toute destruction mécanique.

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable peut être défini selon trois zones, comme l'illustre la Figure 2.7 [2], [4], [5], [19], [20] :

- ❖ Zone 1 : 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.
- ❖ Zone 2 : le vent atteint une vitesse minimale V_{\min} 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 V_n correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique P_n et de la vitesse de rotation Ω_n .
- ❖ Zone 3 : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas endommager 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 V_{\max} , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci.

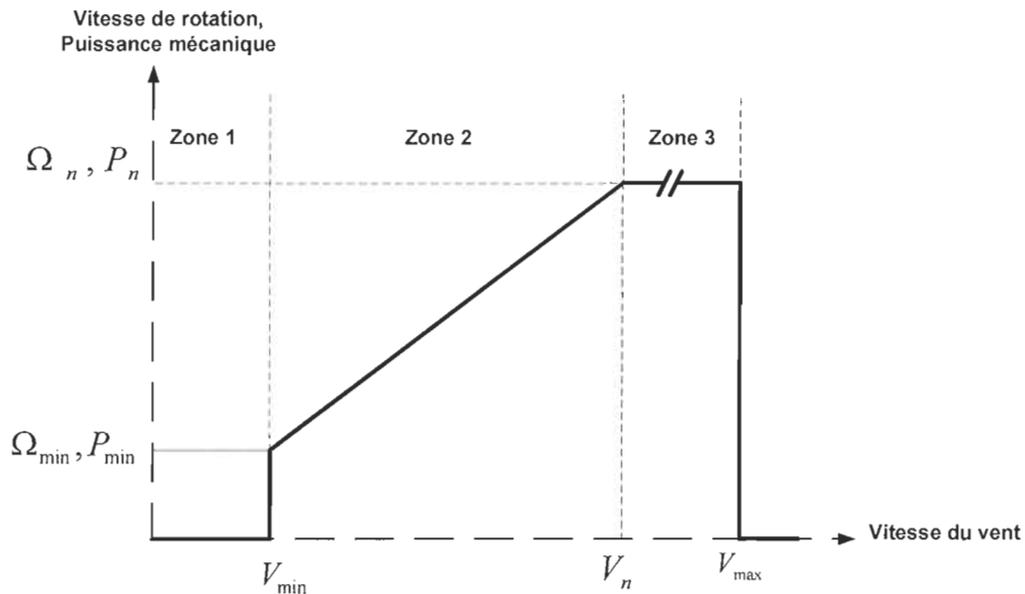


Figure 2.8 Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable

Pour contrôler la puissance aérodynamique capturée et la limiter lorsque la vitesse du vent est très élevée, on peut utiliser l'une des deux techniques de contrôle connues surtout dans les grandes turbines sous les noms de «Pitch Control» et «Stall Control».

2.5.1 Système d'orientation des pales ou "Pitch Control"

C'est un contrôle par variation de l'angle de calage des pales (pas des pales) autour de leur axe longitudinal en fonction de la vitesse du vent et de la puissance active à extraire.

En agissant par le Pitch Control, le coefficient de puissance C_p ne varie plus en fonction de λ comme précédemment mais en fonction de la vitesse du vent à vitesse de rotation constante, ce qui va permettre de maintenir la puissance constante dans la zone 3 à sa valeur maximale [5], [19], [21].

En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet certaines actions distinctes [19], [20] :

- ❖ L'optimisation du régime de conversion de l'énergie quand la vitesse du vent évolue entre V_{min} et V_n ;
- ❖ La régulation par limitation de la puissance pour une vitesse du vent supérieure à la vitesse nominale V_n ;
- ❖ La protection de l'éolienne contre les grandes vitesses du vent ($>V_{max}$) par la mise en drapeau des pales sans nécessité d'un système puissant de freinage pour les arrêts d'urgence.

2.5.2 *Système à décrochage aérodynamique ou "Stall Control"*

Cette méthode se base sur les caractéristiques mêmes du profil de pale en utilisant le procédé de décrochage aérodynamique. Les pales des éoliennes qui utilisent ce procédé, sont prévues pour décrocher à des vitesses de vents supérieures à la valeur nominale. Lorsque la vitesse du vent dépasse cette valeur, l'angle d'incidence devient important [5], [20]. Ce décrochage dépend notamment de l'angle de calage des pales qui peuvent être fabriquées avec un pas variable suivant la position le long de la pale et possèdent aussi un mécanisme de freinage en bout [19]. Cette technique a aussi quelques avantages [5], [19], [20] :

- ❖ Pas de système de contrôle d'angle de calage ;
- ❖ Construction plus simple et moins coûteuse du rotor ;
- ❖ Maintenance plus aisée et un contrôle simple et efficace de la puissance.

Cependant, ce système de contrôle 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 [5]. Certains aérogénérateurs utilisent un système hybride nommé le Stall Actif qui combine les

avantages des deux systèmes où le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minimale des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le cas du système de Pitch Control [19].

2.6 État de l'art sur la conversion électromécanique

La technologie des aérogénérateurs évolue dans le temps avec l'avancée de l'électronique de puissance. Ainsi, plusieurs technologies de génératrices éoliennes sont actuellement proposées sur le marché (éoliennes à vitesse fixe et variable). Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe.

2.6.1 Système utilisant les machines asynchrones à cage (MAS)

Les machines électriques asynchrones à cage sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses [20], [22], [23], [24]. Dans cette structure, le rotor de la machine est couplé à l'arbre de la turbine et ses enroulements sont court-circuités, tandis que le stator est directement connecté au réseau par l'intermédiaire d'un banc de condensateur assurant sa magnétisation (Figure 2.9).

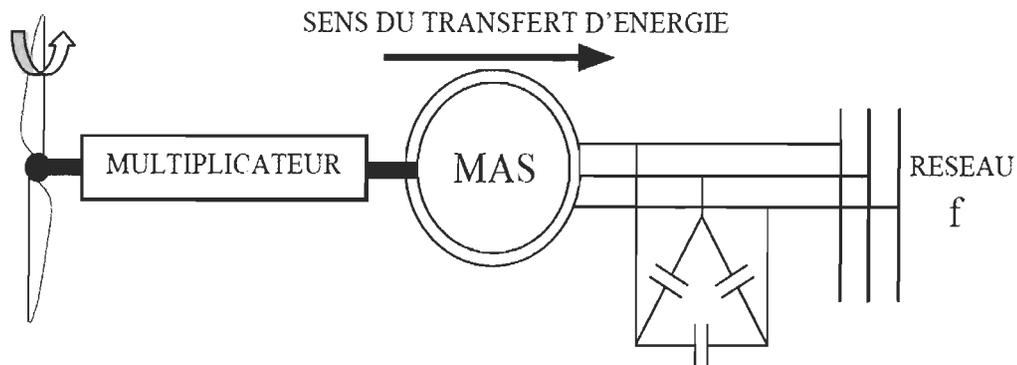


Figure 2.9 Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau [5]

La machine fonctionne sur une plage de vitesse très limitée à cause de son nombre de paires de pôles qui fixe. La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs [5]. La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau) permet de limiter la maintenance sur la machine.

L'avantage de cette structure est sa simplicité et son faible coût. Son principal inconvénient est d'une part l'impossibilité de fonctionnement à vitesse variable, ce qui réduit la puissance extraite du vent et d'autre part les problèmes d'accrochage/décrochage au réseau [20], [22]. En plus, ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau. Celui-ci peut-être toutefois amélioré par l'ajout d'un banc condensateur représentées sur la Figure 2.9 qui devient la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne [22].

L'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau permet un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la

machine électrique [24]. Comme l'indique la Figure 2.10, ceci entraîne une amélioration du rendement et de la qualité d'énergie du système éolien de la Figure 2.9. En plus, permet la machine de fonctionner à vitesse variable. Cependant, l'interface de l'électronique de puissance est dimensionnée pour la totalité de la puissance nominale ce qui engendre d'énorme perte. De plus, la présence des capacités est indispensable pour fournir l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau car le redresseur est unidirectionnel. Mais, on peut résoudre ce problème en utilisant un convertisseur bidirectionnel qui nous permettra de prendre l'énergie du réseau pour la magnétisation du rotor si nécessaire. Toutefois, cette solution alourdit le système éolien en termes de coût et de complexité de mise en œuvre. Ces inconvénients ont freiné le développement industriel de cette structure [5], [22], [23], [24].

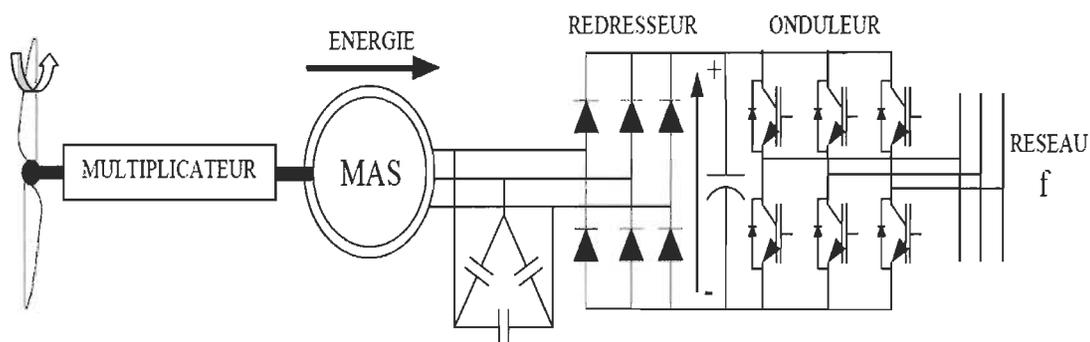


Figure 2.10 Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur – onduleur [5]

2.6.2 Systèmes utilisant la machine synchrone

C'est ce type de machine qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermiques, hydroélectriques ou nucléaires). De plus, dans leur fonctionnement en

générateur, le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si l'alternateur est connecté au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'utilisation de ces genres de machine dans le système éolien nécessite obligatoirement une interface d'électronique de puissance entre le stator et le réseau, car il est difficile de maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe afin de synchroniser celle-ci avec le réseau pendant la connexion (Figure 2.11) ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation [20], [21], [22], [23], [24], [25].

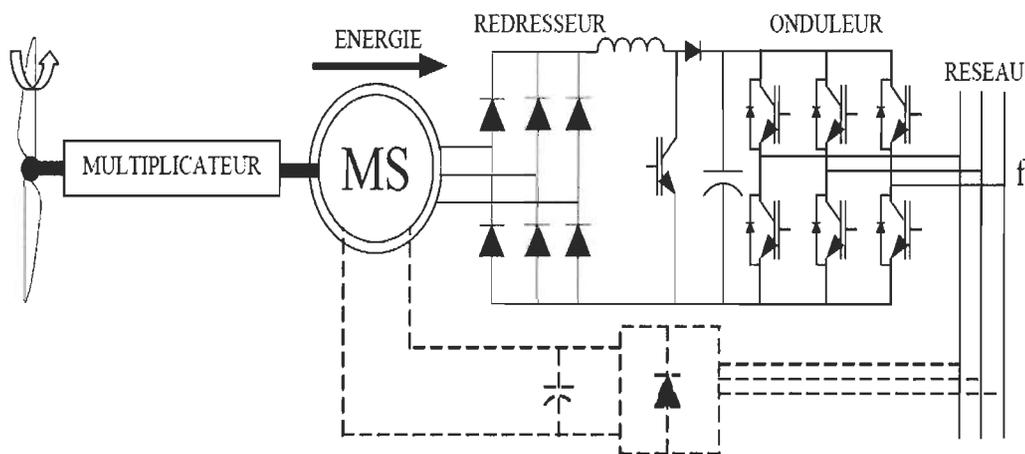


Figure 2.11 Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur – hacheur – onduleur MLI [5]

La Figure 2.11 présente une configuration classique d'interface de connexion d'une machine synchrone au réseau. Le convertisseur connecté au stator de la machine est un simple redresseur. Ce redresseur est normalement suivi d'un hacheur élévateur permettant de délivrer une tension suffisante à l'onduleur MLI pour les faibles vitesses de rotation. La présence de l'onduleur MLI permet de contrôler le facteur de puissance côté réseau

[2], [5]. Les principaux inconvénients pour cette structure sont : le surcoût (pour les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille [24]) et les convertisseurs sont dimensionnés pour la totalité de la puissance nominale de la machine et entraînent jusqu'à 3% de cette puissance de pertes.

2.6.3 Systèmes utilisant la machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Intégrée dans un système éolien, la machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes. Dans ce mémoire nous nous intéressons à la MADA structure de Scherbius avec convertisseurs à modulation de largeur d'impulsions (MLI) (Figure 2.12) [2], [4], [5], [15], [16], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25], [30]. Il existe d'autres structures. Par exemple, dans [5], [19], [23] est présentée la structure de la MADA à énergie rotorique dissipée. Cette technologie (Optislip de Vestas) permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance rotorique. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotorique dans les éléments résistifs. Dans [5], [19], [26] est présentée la MADA à structure de Kramer, cette structure est avantageuse parce qu'elle permet de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. Afin de respecter cette contrainte, le glissement est maintenu inférieur à 30%. L'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est

unidirectionnel (transfert d'énergie uniquement du rotor de la machine vers le réseau) donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures au synchronisme. Cette solution n'est plus utilisée au profit de la structure de Scherbius avec convertisseurs à IGBT. Les références [5], [19], [27] présentent la structure de Scherbius avec cycloconvertisseur, afin de permettre un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association redresseur-onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur, ainsi la plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure Kramer. Le principe du cycloconvertisseur est de prendre des fractions des tensions sinusoïdales du réseau afin de reproduire une onde de fréquence inférieure. Son utilisation génère par conséquent des perturbations harmoniques importantes qui nuisent au facteur de puissance du dispositif. Les progrès de l'électronique de puissance ont conduit au remplacement du cycloconvertisseur par une structure à deux convertisseurs à IGBT commandés en MLI [5]. Dans ces différentes structures les convertisseurs utilisés ne sont dimensionnés que pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensée par l'économie réalisée sur le convertisseur.

Dans notre cas, le stator de la génératrice est directement couplé au réseau alors que l'enroulement rotorique triphasé, bobine avec bagues collectrices y est connectée par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à environ 30% de la puissance nominale. Pour la grande majorité des éoliennes proposées sur le marché, cette interface est constituée de deux onduleurs de tension à interrupteurs commandables à la fermeture et à l'ouverture (en général ce sont des IGBT) (Figure 2.12).

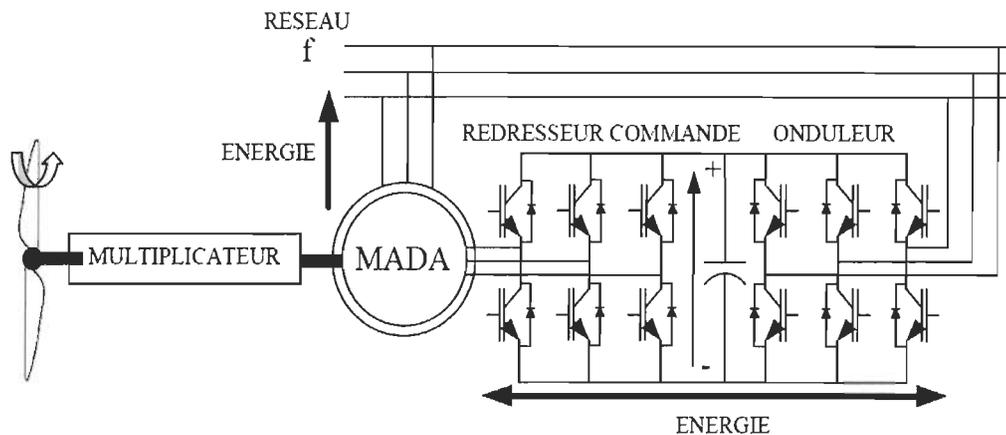


Figure 2.12 Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI [5]

Plusieurs études récentes, confirmées par des réalisations industrielles (Vestas, Gamesa, Enercon,...), montrent la viabilité de ce dispositif dans un système éolien à vitesse variable [14]. La bidirectionnalité du convertisseur rotorique autorise les fonctionnements hypersynchrone et hyposynchrone et le contrôle du facteur de puissance côté réseau. De plus, le fonctionnement hypersynchrone permet de produire de l'énergie du stator vers le réseau, mais également du rotor vers le réseau. La puissance totale ainsi produite peut alors dépasser la puissance nominale de la machine et le facteur de puissance de l'ensemble peut être maintenu unitaire [21]. L'inconvénient de cette structure est la nécessité d'une maintenance accrue et la difficulté de contrôle.

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté quelques généralités sur l'énergie éolienne. Après un rappel des notions de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les principaux composants d'une éolienne ont été décrits. Dans ce chapitre nous avons également parlé des différents types d'éoliennes à savoir les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal. On a présenté aussi la loi aérodynamique de Betz. On a

donné le principe des deux techniques de réglage de puissance «Pitch Control» et «Stall Control». Enfin, on a présenté l'état de l'art sur la conversion électromécanique à travers différentes structures de génératrice éolienne, parmi lesquelles on a choisi le système éolien à base de machine asynchrone à double alimentation (MADA structure de Scherbius avec convertisseurs MLI). Pour cette dernière, le stator est directement connecté au réseau électrique, tandis que le rotor est connecté par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance qui n'est dimensionnée qu'à 25-30% de la puissance nominale de la génératrice au lieu de 100% , ce qui est le cas des autres structures à savoir les éoliennes à base de machine asynchrone à cage et de machine synchrone connectée directement au réseau.

Dans les chapitres qui suivent nous allons étudier et modéliser toute la chaîne de production de l'énergie éolienne (énergie cinétique du vent en énergie électrique) à travers les équations et les concepts physiques régissant leur fonctionnement.

Chapitre 3 - Modélisation de la turbine éolienne à l'aide de la machine à courant continu

L'énergie éolienne tient actuellement le rôle de vedette. Elle est l'une des plus prometteuses, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application, de création d'emplois et de richesses [1]. Les éoliennes permettent de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [3]. Cependant, la prévision du vent s'avère très difficile parfois impossible et son profil est aléatoire (généralement fort en hiver et faible en été). Pour combler cette lacune, il faut équiper certaines éoliennes d'un système de stockage d'énergie, ou les utiliser comme énergie d'appoint (complémentaire) aux autres sources telles que l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, l'énergie thermique, etc.

Pour les recherches sur le développement et l'essai des stratégies de contrôle avancées et des algorithmes de suivi du point de fonctionnement à puissance maximale [7], [9], [19] la mise à disposition d'une plate-forme expérimentale contrôlable sans dépendance de la source naturelle du vent est très importante. Cependant, le développement et les essais de nouvelles technologies doivent être effectués en utilisant un banc d'essai isolé et contrôlé. Dans la littérature ce type de système existe, mais la majorité d'entre eux sont concentrés dans le contrôle et la modélisation de la génératrice.

Dans [28], une brève description des différents types de système de conversion d'énergie éolienne est présenté, mais ce document se réfère au problème de l'initialisation et ne signale pas la mise en œuvre d'un prototype. Dans [21] un examen des principaux types de générateurs et de convertisseurs statiques sont présentés.

Un émulateur éolien en utilisant un moteur à courant continu pour caractériser la turbine réelle est présenté dans [5] où les caractéristiques statiques et dynamiques sont modélisées. La mise en œuvre expérimentale est la meilleure de tous les documents examinés, mais il est possible d'améliorer les performances en utilisant un simple régulateur PI pour la commande linéaire à la place du filtre de Kalman.

Ce chapitre montre les étapes de la modélisation d'un émulateur physique de turbine éolienne. Les variations du vent sont d'abord reconstruites grâce à sa décomposition spectrale de Van der Hoven [5], [19], [31], [32]. Elles sont ensuite appliquées à un modèle de turbine éolienne de 3.7 kW dont les variations de vitesse ainsi obtenues sont appliquées en référence à une machine à courant continu (MCC). L'intérêt de cette étude est de pouvoir disposer d'un émulateur physique auquel nous pouvons coupler différentes génératrices électriques de façon à tester leur intégration et leur efficacité dans un système éolien et sur un réseau électrique.

3.1 Modélisation de la vitesse du vent

Dans le but de reproduire les caractéristiques de la vitesse du vent, il existe deux méthodes qui sont les mesures expérimentales à partir d'un site bien déterminé et la modélisation analytique à partir d'un modèle mathématique. Dans notre cas on utilisera la deuxième méthode pour sa flexibilité à envisager plusieurs scénarios. Parmi les méthodes les plus utilisées pour modéliser le vent, celle qui utilise la caractéristique spectrale de Van Der Hoven [5], [19], [24], [31], [32] est la plus répandue. La vitesse du vent V est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps [19].

$$V = f(t) \tag{3.1}$$

Cette fonction du vent peut être décomposée en une composante moyenne, variant lentement, et des fluctuations [19], [24] :

$$V = V_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin(\omega_i t + \varphi_i) \quad (3.2)$$

Tel que :

V_0 : est la composante moyenne ;

A_i , ω_i , et φ_i sont respectivement l'amplitude, la pulsation et la phase initiale de chaque composante spectrale fluctuante.

Sur la Figure 3.1 est montré un exemple de profil de vent reconstruit à partir de la caractéristique spectrale de Van der Hoven et c'est ce profil qui sera appliqué au système étudié dans ce mémoire. Son équation est donnée par :

$$V = 12 + 2 \sin\left(2.5t - \frac{\pi}{5}\right) + 2 \sin\left(4t - \frac{\pi}{3}\right) + 1.5 \sin\left(5.4t + \frac{\pi}{12}\right) + 0.5 \sin\left(2.5t - \frac{\pi}{12}\right) \quad (3.3)$$

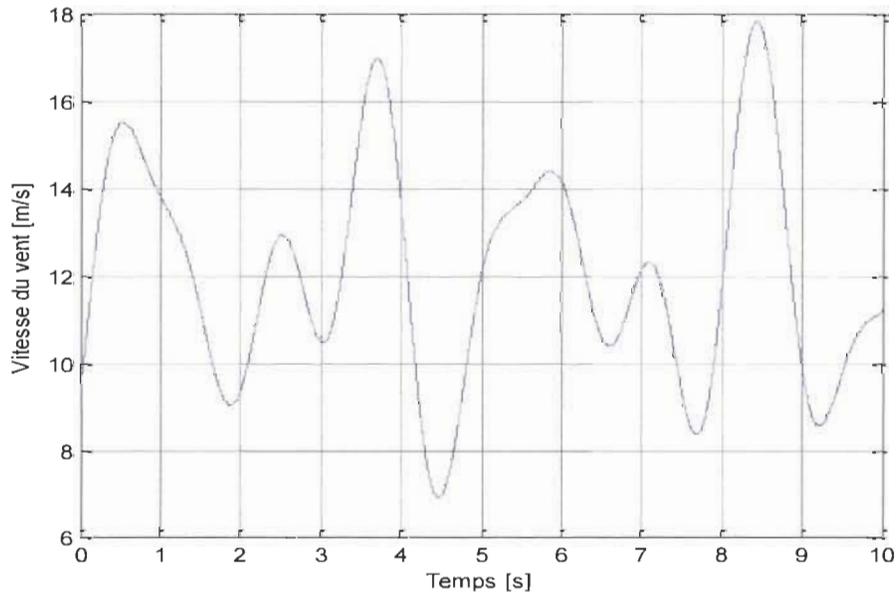


Figure 3.1 Profil de vent

3.2 Modélisation de la turbine éolienne

3.2.1 Aérodynamique

Précédemment, on a vu que la puissance produite par un vent traversant une surface S dépend du cube de la vitesse du vent V et de la densité de l'air ρ . Cette puissance est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot V^3 \quad (3.4)$$

$$\text{Où : } S = \pi \cdot R_p^2 \quad (3.5)$$

R_p : Rayon de la turbine (longueur de pale).

La puissance mécanique disponible sur le rotor P_T est généralement exprimée en utilisant le coefficient de puissance et est donnée par :

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot c_p(\lambda, \beta) \cdot V^3 \quad (3.6)$$

On retrouve dans la littérature plusieurs types de modélisation du coefficient de puissance, généralement valables pour une turbine particulière : chaque turbine a un comportement spécifique. Ainsi, tout le monde est confronté à ce problème de modélisation du coefficient de puissance. Néanmoins la modélisation utilisée dans ce travail apparaît dans d'autres références [2], [4], [5], [7]. Elle a l'avantage de se présenter sous la forme d'une seule équation, valable quel que soit l'angle de calage β et quel que soit le rapport de vitesse λ .

Le coefficient de la puissance C_p est en fonction du rapport de vitesse λ et de l'angle de calage des pales β (°). Celui utilisé a pour expression [2], [4], [5], [7] :

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda \quad (3.7)$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right) \quad (3.8)$$

$$\lambda = \frac{R_p \Omega_T}{v} \quad (3.9)$$

Où :

Ω_T : Vitesse de la turbine [rad/s].

$C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$ -coefficients dépendent de la turbine considérée et les valeurs [5] sont données dans le Tableau 3.1 Coefficients définissant l'évolution de C_p .

Tableau 3.1 Coefficients définissant l'évolution de C_p .

Coefficient	Valeur
C_1	0.5109
C_2	116
C_3	0.4
C_4	5
C_5	21
C_6	0.0068

Sur la Figure 3.2, plusieurs courbes sont distinguées, mais nous sommes intéressés à celle qui possède le plus haut sommet. Cette courbe est caractérisée par le point optimal ($\lambda_{opt}=8.1$; $C_{pmax}=0.475$; $\beta=0$) qui est le point correspondant au maximum du coefficient de puissance C_p et donc au maximum de la puissance mécanique récupérée. Nous remarquons que l'augmentation de β permet de réduire le coefficient C_p et par

conséquent, provoquer la diminution de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne.

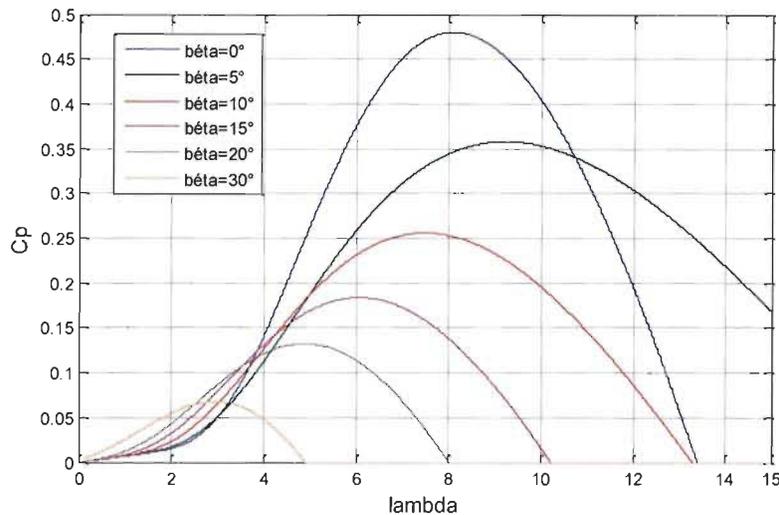


Figure 3.2 Courbe de coefficient $C_p(\lambda, \beta)$

La puissance aérodynamique de l'éolienne peut être aussi exprimée comme suit :

$$P_T = \Omega_T T_T \quad (3.10)$$

L'expression du couple aérodynamique T_T est alors donnée par :

$$T_T = \frac{1}{2} \rho \pi R_P^2 c_q(\lambda, \beta) V^3 \quad (3.11)$$

$c_q(\lambda, \beta)$ - est le coefficient du couple, son expression est donnée par :

$$c_q(\lambda, \beta) = \frac{c_p(\lambda, \beta)}{\Omega_T} \quad (3.12)$$

3.2.2 Modèle dynamique de la turbine éolienne

Le modèle dynamique de la turbine éolienne est le modèle à une masse [6] et est illustré par la Figure 3.3. Les hypothèses posées sont:

- ❖ On néglige l'inertie de l'axe lent et du multiplicateur par rapport à l'inertie des pales.
- ❖ Les frottements sont négligés.
- ❖ L'inertie de la génératrice peut être négligée devant celle de la turbine.

Le multiplicateur a pour objectif l'adaptation entre la vitesse de rotation de la turbine et celle de la génératrice. Dans le cas d'un multiplicateur idéal, le rapport de transmission peut être donné par:

$$M = \frac{T_{Tl}}{T_{Tr}} = \frac{\Omega_{Tr}}{\Omega_{Tl}} \quad (3.13)$$

Où : T_{Tl} , T_{Tr} - couples de la turbine sur l'axe lent et l'axe rapide.

Ω_{Tl} , Ω_{Tr} - vitesses de rotation de la turbine sur l'axe lent et rapide.

Alors, l'équation dynamique de la turbine éolienne est donnée par:

$$J_{Tr} \frac{d\Omega_{Tr}}{dt} = T_{Tr} - T_g \quad (3.14)$$

Avec :

$$J_{Tr} = \frac{J_p}{M^2} \quad (3.15)$$

Où : J_p - Inertie des pales.

J_{Tr} - Inertie totale déplacée sur l'axe rapide de la génératrice.

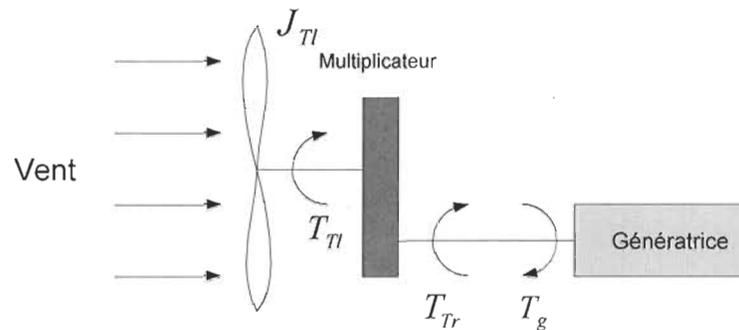


Figure 3.3 Modèle à une masse ramenée sur l'arbre rapide

On détermine la consigne de vitesse à envoyer au régulateur en utilisant le couple de la turbine sur l'axe rapide T_{Tr} et le couple électromécanique de la génératrice T_g . Ainsi, l'équation (3.13) devient alors :

$$\Omega_{Tr} = \int \frac{T_{Tr} - T_g}{J_{Tr}} . dt \quad (3.16)$$

L'expression (3.15) est représentée sous forme d'un schéma bloc comme suit

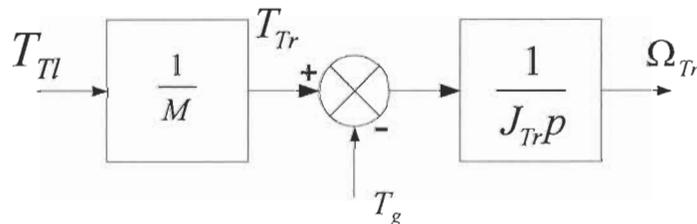


Figure 3.4 Génération d'une vitesse de référence à partir du modèle de l'éolienne

La Figure 3.5 montre le synoptique global du modèle de l'éolienne.

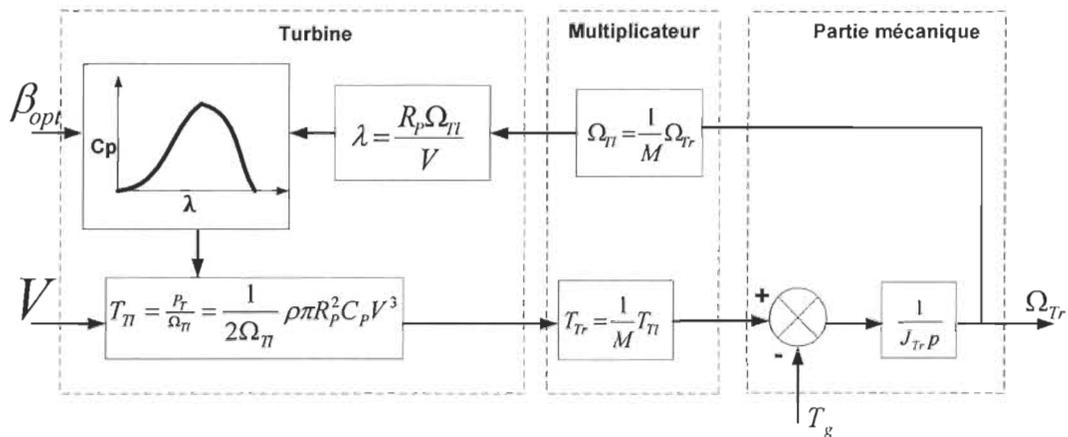


Figure 3.5 Modèle de l'éolienne

3.3 Modélisation de la machine à courant continu

La machine à courant continu peut être modélisée à travers les équations électriques, électromécaniques et mécaniques.

Le modèle électrique de la machine à courant continu à excitation séparée est donné sur la Figure 3.6.

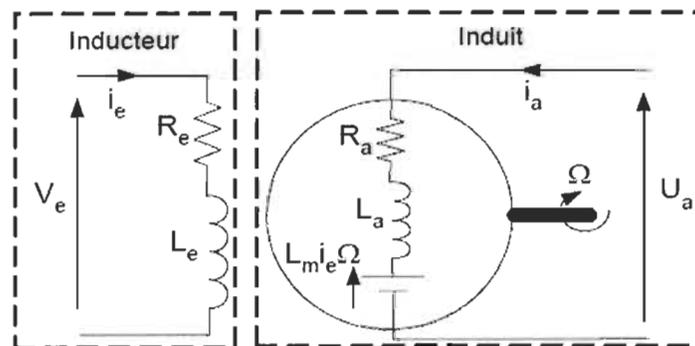


Figure 3.6 Modèle électrique de la MCC à excitation séparée [5]

3.3.1 Partie électrique de la machine

Prenant en compte la résistance R_a et l'inductance L_a du circuit d'induit, du collecteur, des balais et des connexions, et en les supposant toutes deux constantes (pas de variation due à l'échauffement ni à la saturation magnétique), l'équation de tension induite s'écrit :

$$u_a(t) = R_a i_a(t) + L_a \frac{di_a(t)}{dt} + e(t) \quad (3.17)$$

La tension induite $e(t)$, appelée force électromotrice (FEM) est proportionnelle à la vitesse angulaire $\Omega_{mcc}(t)$ et au flux inducteur $\Phi_e(t)$ qui à son tour est proportionnel au courant d'inducteur $i_e(t)$ et à l'inductance mutuelle L_m :

$$e(t) = \Phi_e(t) \Omega_{mcc}(t) \quad (3.18)$$

$$\Phi_e(t) = L_m i_e(t) \quad (3.19)$$

Équation (3.16) montre que $e(t)$ s'oppose à $u_a(t)$, c'est-à-dire que le moteur réagit en créant une FEM $e(t)$ tendant à équilibrer à $u_a(t)$. Le couple électromagnétique $T(t)$ développé a pour expression :

$$T(t) = \Phi_e(t) i_a(t) \quad (3.20)$$

3.3.2 Partie mécanique

Le moteur en rotation est décrit par l'équation mécanique suivante :

$$J_{mcc} \frac{d\Omega_{mcc}(t)}{dt} = T(t) - f_{mcc} \Omega_{mcc}(t) - T_r(t) \quad (3.21)$$

Où :

f_{mcc} - Coefficient de frottement.

T_r - Couple résistant.

J_{mcc} -Inertie de la machine à courant continu

Voilà en somme les équations régissant le fonctionnement du moteur. Mais pour mieux les exploiter, nous allons utiliser leurs transformées de Laplace.

Les transformées de Laplace des équations sont les suivantes :

$$u_a(t) = R_a i_a(t) + L_a \frac{di_a(t)}{dt} + e(t) \rightarrow V_a - E = R_a I_a + pL_a I_a \quad (3.22)$$

$$e(t) = \Phi_e(t) \Omega_{mcc}(t) \rightarrow E = \Phi_e \Omega_{mcc} \quad (3.23)$$

$$T(t) = \Phi_e(t) i_a(t) \rightarrow T = \Phi_e I_a \quad (3.24)$$

$$J_{mcc} \frac{d\Omega_{mcc}(t)}{dt} = T(t) - f_{mcc} \Omega_{mcc}(t) - T_r(t) \rightarrow T - T_r = f_{mcc} \Omega_{mcc} + pJ_{mcc} \Omega_{mcc} \quad (3.25)$$

Les transformées de Laplace obtenues nous permettent de modéliser le moteur sous forme de schéma bloc suivant :

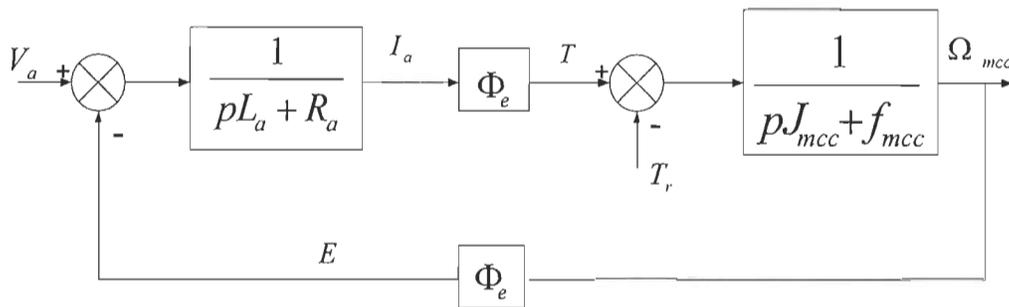


Figure 3.7 Schéma bloc du modèle de la MCC

3.4 Stratégie de commande de la machine à courant continu

À la sortie du modèle de la turbine on a une vitesse de rotation. Elle représente la vitesse de rotation de référence à laquelle on souhaite asservir la vitesse de rotation de la machine. L'objectif de la commande à réaliser est d'asservir la vitesse en dépit du couple résistant et ce au moyen des mesures du courant d'induit et de la vitesse de rotation de la

machine. Les régulateurs utilisés pour la commande du système seront du type proportionnel intégral (PI), pour sa simplicité et afin de réduire l'erreur statique.

Le régulateur comprendra deux structures en cascade : une boucle interne régulant le courant de la machine et une boucle externe contrôlant la vitesse de rotation de la machine (Figure 3.8). La boucle interne sera 10 fois plus rapide que la boucle externe afin d'avoir une bonne régulation. Les fonctions de transferts des régulateurs sont de la forme :

Pour la boucle de courant :

$$FT_{courant} = \frac{K_{pi} \cdot P + K_{ii}}{p} \quad (3.26)$$

Pour la boucle de vitesse :

$$FT_{vitesse} = \frac{K_{pv} \cdot P + K_{iv}}{p} \quad (3.27)$$

Et les paramètres de ces régulateurs sont déterminés par compensation de pôles :

$$K_{pi} = \frac{L_a}{\tau_i} \quad (3.28)$$

$$K_{ii} = \frac{R_a}{\tau_i} \quad (3.29)$$

$$K_{pv} = \frac{J_{mcc}}{\tau_v \cdot \Phi_e} \quad (3.30)$$

$$K_{iv} = \frac{f_{mcc}}{\tau_v \cdot \Phi_e} \quad (3.31)$$

τ_i - Constante de temps de la boucle de courant est fixée à 1ms.

τ_v - Constante de temps de la boucle de vitesse est fixée à 10ms.

La fonction de transfert de la MCC qui permet de mettre en évidence les régulateurs est de la forme :

$$FT_{mcc} = \frac{1}{pL_a + R_a} \cdot \frac{\phi_e}{pJ_{mcc} + f_{mcc}} \quad (3.32)$$

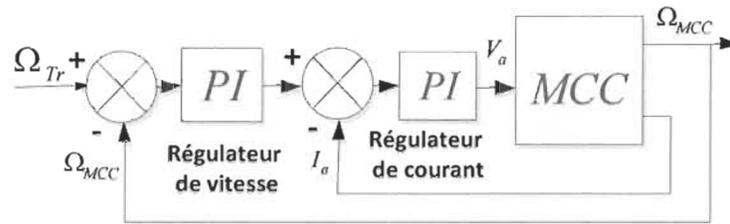


Figure 3.8 Schéma bloc du régulateur

3.5 Résultats de simulation des modèles de la turbine et de la machine à courant continu

Le schéma utilisé pour la simulation est représenté sur la Figure 3.9 et le modèle Simulink est présenté en Annexe A. La Figure 3.10 représente l'allure de la vitesse du vent reconstruite à partir de la caractéristique spectrale de Van der Hoven. La Figure 3.11 montre la puissance mécanique de la turbine. On voit bien, malgré que cette puissance est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, elle n'atteint pas la puissance nominale de la turbine (3.7 kW) même en cas de vent fort (environ 12 à 18 m/s). Cela est dû au fait que la vitesse de la turbine n'est pas adaptée à celle du vent (voir Figure 3.12). La Figure 3.12 montre respectivement la vitesse de la turbine qui est la vitesse de référence à laquelle on veut commander la MCC et la vitesse de la MCC. On voit bien que la vitesse de la turbine n'est pas adaptée à celle du vent, cependant il y a une bonne poursuite de la valeur de référence.

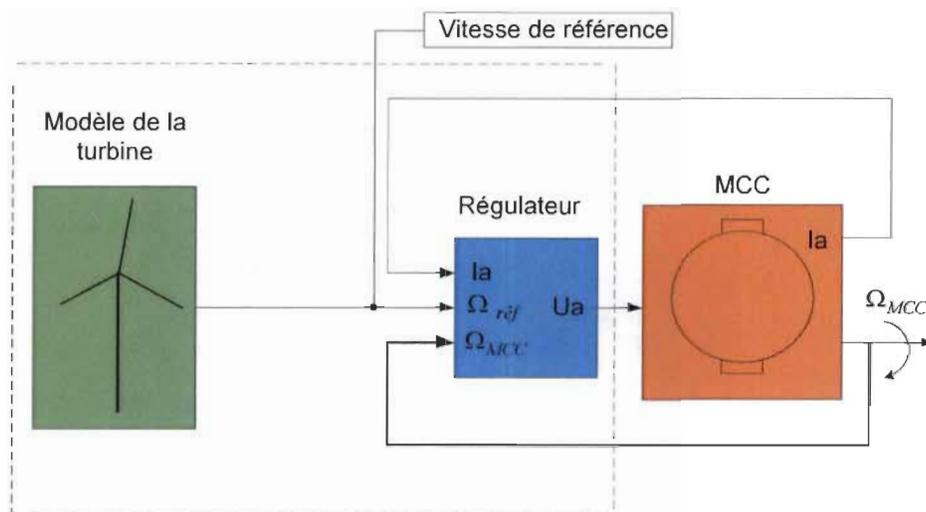


Figure 3.9 Schéma bloc de la turbine éolienne associée à la MCC

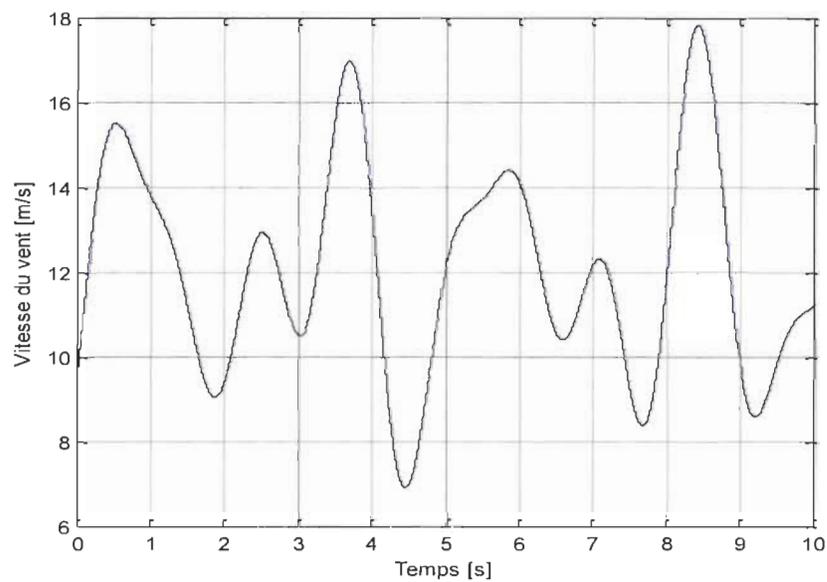


Figure 3.10 Profil de vitesse du vent

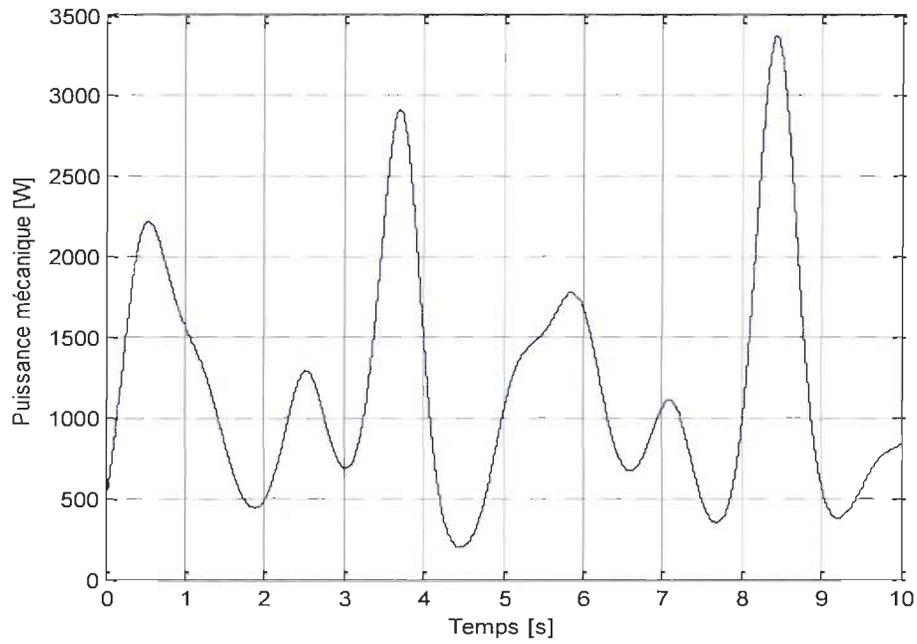


Figure 3.11 Puissance mécanique de la turbine

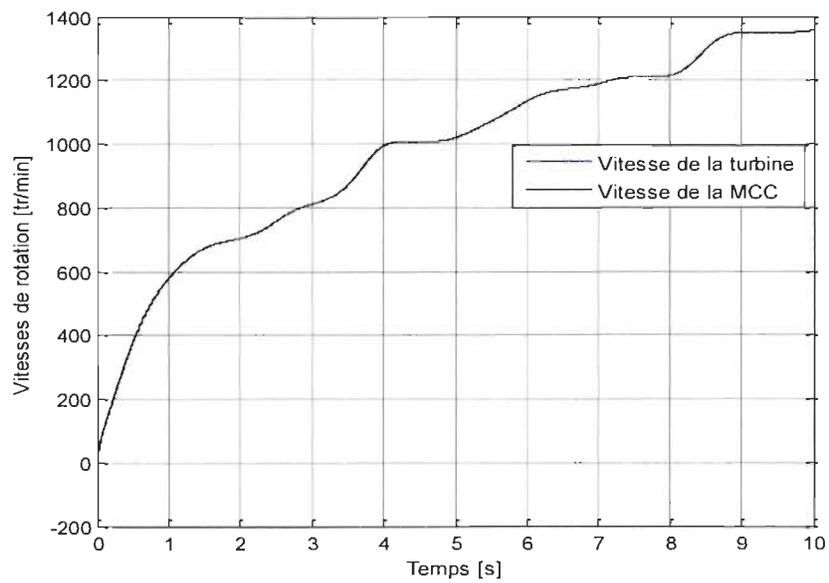


Figure 3.12 Vitesse de référence et vitesse mesurée de la MCC

3.6 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de décrire les étapes de modélisation d'une turbine éolienne dans le but d'entraîner une machine à courant continu destinée à reproduire les variations de vitesse d'une éolienne. Dans un premier temps, nous avons établi un modèle permettant de reproduire des variations de la vitesse du vent en se basant sur la décomposition spectrale de Van der Hoven. Ces variations de vent sont ensuite appliquées à un modèle de turbine de 3.7 kW utilisant les équations de base donnant le couple éolien en fonction de la densité de l'air, du coefficient de puissance de l'éolienne, de la vitesse du vent et de la longueur d'une pale. La vitesse de rotation de l'éolienne calculée en fonction de l'inertie est alors imposée comme référence à une machine à courant continu de même puissance. La MCC a été modélisée à son tour et elle a été commandée par un régulateur PI pour sa simplicité et afin de réduire l'erreur statique. Les résultats de simulation montrent une bonne poursuite de référence de vitesse. Cependant, en adaptant la vitesse de la turbine à celle du vent on peut extraire la puissance maximale de la turbine. Cette étude fera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 4 - Commande optimale de la turbine

L'utilisation des turbines éoliennes à vitesse variable permet de régler la variation de vitesse de la génératrice. Ceci s'avère très utile pour extraire le maximum de puissance lors de son fonctionnement. Le but de cette commande est la recherche permanente de ce maximum, technique que l'on retrouve sous le nom de « Maximum Power Point Tracking » (MPPT) dans la littérature [4], [5], [33]. Cette technique est aussi très utilisée dans les systèmes photovoltaïques [33], [34], [35] où la recherche du MPPT dans le plan courant-tension permet à terme de réduire le coût du kWh produit [4]. Cette optimisation de puissance se passe dans la zone 2 de la courbe de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable (Figure 2.8).

Pour contrôler la puissance aérodynamique capturée et la limiter lorsque la vitesse du vent est très élevée, on implantera une technique de commande optimale de l'angle de calage «Pitch Control».

Ce chapitre traite de la commande optimale de la turbine éolienne, à savoir la MPPT et la commande de l'angle de calage dans le cas où le vent est fort, la puissance mécanique doit être maintenue à sa valeur nominale afin de ne pas endommager l'éolienne.

4.1 Les différents types de MPPT pour éolienne

La puissance capturée par la turbine éolienne peut être maximisée en ajustant le coefficient C_p . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice. L'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc

nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance générée en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. Pour cela, on peut distinguer deux approches possibles [7], [23], [32]:

- ❖ La première, la moins classique, considère que la caractéristique C_p n'est pas connue ;
- ❖ La seconde façon d'agir, plus répandue, suppose que cette caractéristique de voilure est connue. Il suffit de suivre la courbe de puissance optimale comme caractéristique de charge pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

4.1.1 Maximisation de la puissance sans la connaissance de la courbe C_p

En l'absence de toute connaissance des caractéristiques de voilure, des algorithmes de comportement sont à tenir afin de converger vers le point optimal. Ces algorithmes dépendent des variations de puissance ΔP et de vitesse $\Delta \Omega$. Par exemple : si on mesure une augmentation de puissance ($\Delta P > 0$) suite à un incrément positif de vitesse, on doit continuer à accélérer la voilure ($\Delta \Omega_{réf} > 0$). On se situe alors sur la partie gauche de la cloche $P(\Omega)$ (Figure 4.1). L'utilisation d'un dispositif MPPT basé sur le principe des ensembles flous peut être réalisable [23], [32]. Le dispositif MPPT à base de mesure de changement de puissance électrique du bus DC (ΔP) et de vitesse de rotation ($\Delta \Omega$) propose un changement ($\Delta \Omega_{réf}$) de la consigne de vitesse de rotation de l'éolienne $\Omega_{réf}$ selon les équations (4.1) à (4.3) [23].

$$\Delta P = P[K] - P[K - 1] \quad (4.1)$$

$$\Delta\Omega = \Omega[K] - \Omega[K - 1] \quad (4.2)$$

$$\Omega_{réf}[K] = \Omega[K - 1] + \Delta\Omega_{réf}[K] \quad (4.3)$$

La Figure 4.1 donne un exemple d'une recherche dans le plan puissance – vitesse de rotation, pour une vitesse du vent donnée.

Exemple de règles :

Si $\Delta P > 0$ et $\Delta\Omega > 0$ alors $\Delta\Omega_{réf} > 0$

Si $\Delta P < 0$ et $\Delta\Omega > 0$ alors $\Delta\Omega_{réf} < 0$...

Ainsi, le changement de ΔP résultant de la variation de la vitesse de rotation est soit dans le sens positif soit dans le sens négatif. La valeur de ΔP peut aussi être petite ou au contraire grande. A partir de ce jugement la valeur de la consigne de vitesse est augmentée ou diminuée de façon petite ou respectivement grande dans le sens qui permet d'augmenter la puissance. Cette commande permet la recherche du point optimum en se basant sur les observations de l'expert [23].

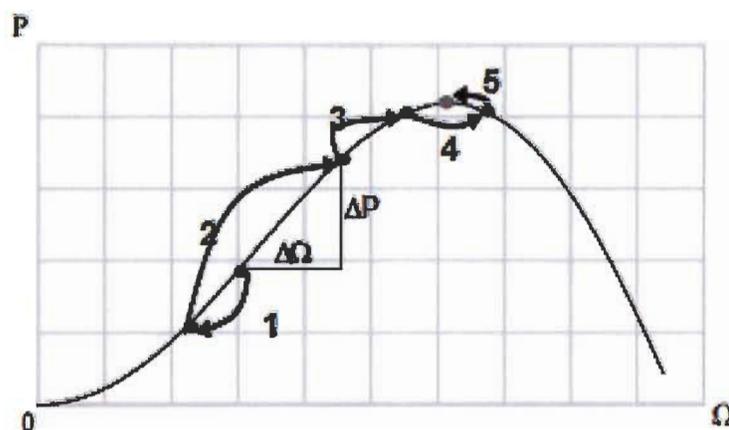


Figure 4.1 Maximisation de puissance d'une éolienne [23]

4.1.2 Maximisation de la puissance avec la connaissance de la courbe C_p

Une autre façon de procéder consiste en une recherche du point maximal de puissance en connaissant la courbe caractéristique C_p . Ces méthodes permettent de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide des mesures simples de vitesse de rotation, c'est-à-dire sans (ou avec) l'obligation d'utilisation des capteurs de vitesse du vent [23], [32]. Ces techniques diffèrent selon le type d'informations dont elles ont besoin pour délivrer la référence de vitesse. On peut classer ces techniques en deux familles, selon que la vitesse du vent est nécessaire ou non à la genèse de référence.

4.1.2.1 Maximisation de la puissance 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 [23], [32], [36]. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine (3.14), on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine:

$$J_{Tr} \frac{d\Omega_{Tr}}{dt} = T_m - T_{em} = 0 \quad (4.4)$$

L'équation (4.4) nous permet d'écrire :

$$T_m = T_{em} \quad (4.5)$$

L'équation précédant signifie que le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien et est défini par :

$$T_{emr\acute{e}f} = T_{Tr\acute{e}stim\acute{e}} \quad (4.6)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation :

$$T_{T_{estimé}} = C_{pmax} \cdot \frac{S \cdot \rho}{2 \cdot \Omega_{T_{estimé}}} \cdot V_{estimé}^3 \quad (4.7)$$

L'estimation de $\Omega_{T_{estimé}}$ vient de la vitesse mécanique de la turbine Ω_{Tr} :

$$\Omega_{T_{estimé}} = \Omega_{Tr} \quad (4.8)$$

La vitesse du vent estimée peut être donnée par l'équation suivante :

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{T_{estimé}} \cdot R_p}{\lambda_{opt}} \quad (4.9)$$

En se basant sur les équations précédentes, on peut alors écrire :

$$T_{emréf} = K \cdot \Omega_{Tr}^2 \quad (4.10)$$

Où K est une constante définie par :

$$K = \frac{C_{pmax} \cdot \pi \cdot \rho \cdot R_p^3}{2 \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (4.11)$$

Pour la zone de fonctionnement étudiée (Zone 2) et dans le cas du contrôle MPPT, le couple électromagnétique de référence est donc proportionnel au carré de la vitesse de rotation de la MADA. On peut alors obtenir le schéma de contrôle suivant.

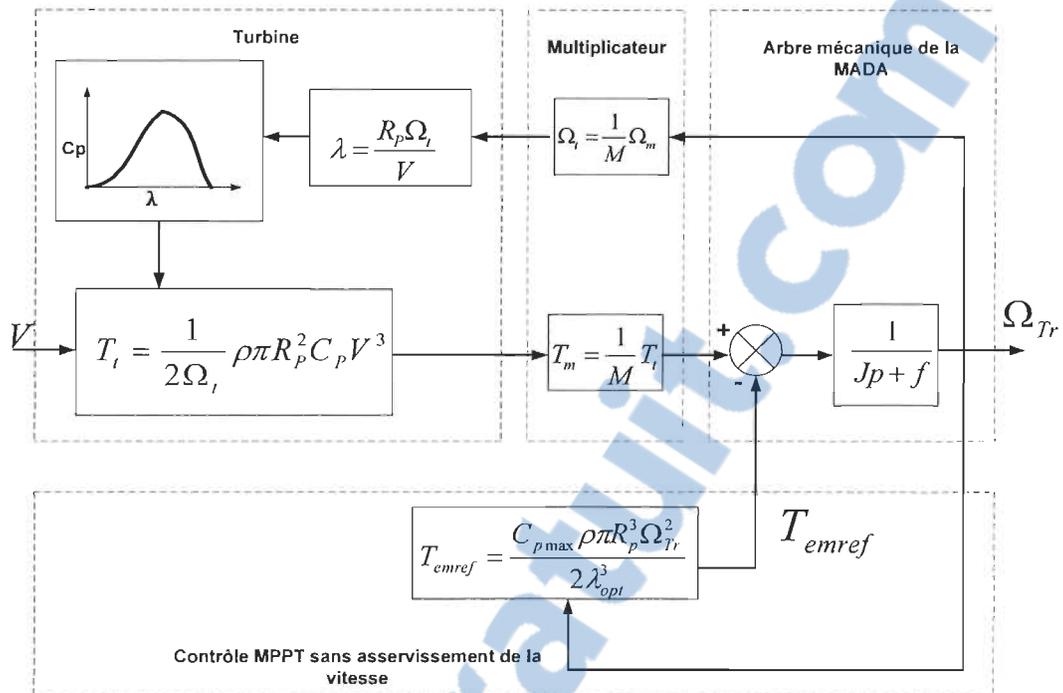


Figure 4.2 Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation

Après développement du système dans l'environnement Matlab/Simulink/SimPowerSystems (voir Annexe A) on aboutit aux résultats suivants :

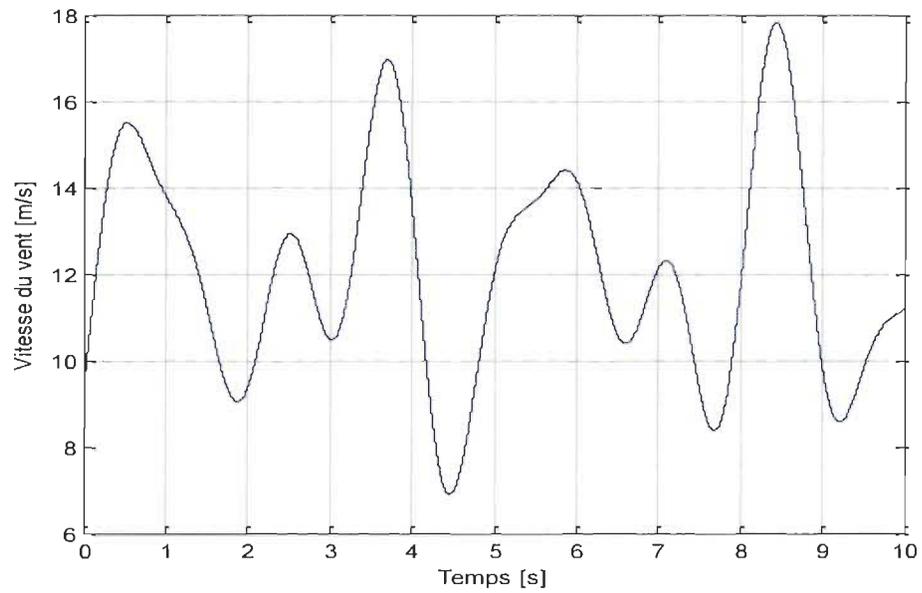


Figure 4.3 Profil de vitesse du vent

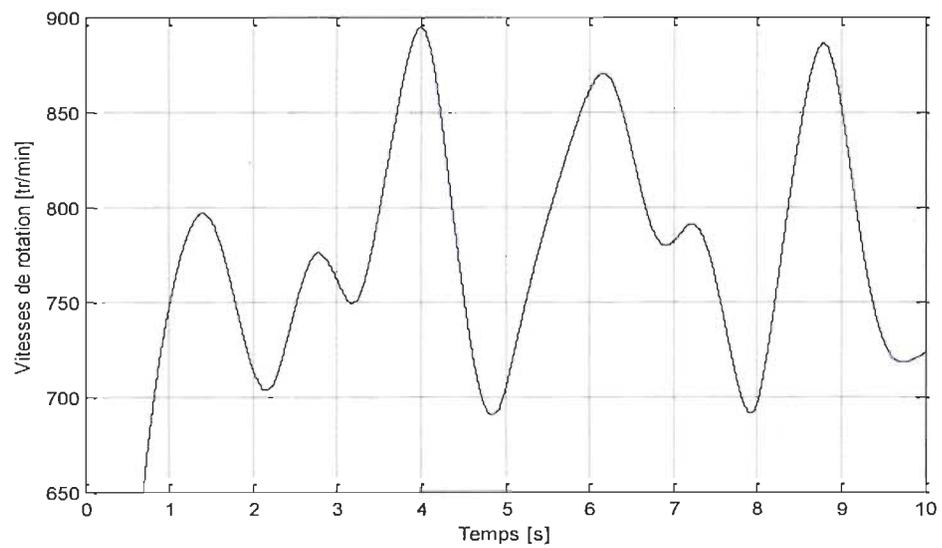


Figure 4.4 Vitesse de rotation de la turbine

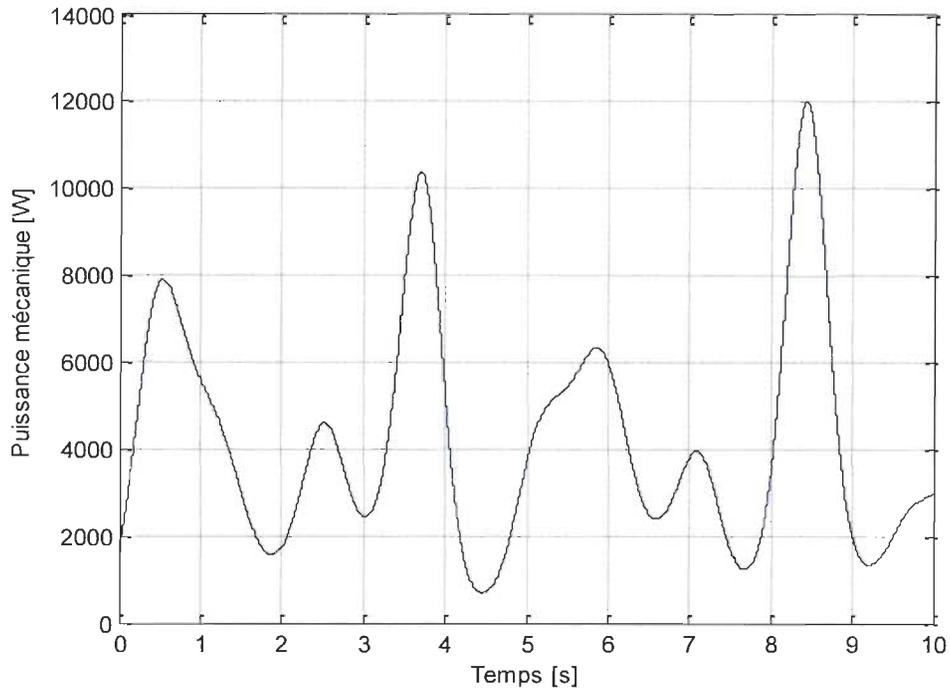


Figure 4.5 Puissance mécanique de la turbine

La Figure 4.3 représente l'allure de la vitesse du vent reconstruite à partir de la caractéristique spectrale de Van der Hoven. La Figure 4.4 montre la vitesse de rotation de la turbine. On voit bien que la vitesse de rotation est quasi adaptée à la vitesse du vent ce qui entraîne une augmentation très importante de la puissance (voir Figure 4.5). Cependant, la vitesse de rotation est inférieure à celle du synchronisme (environ 1800 tr/min). Ainsi, la MADA ne travaillera plus qu'à son mode hyposynchrone (la MADA absorbe la puissance du réseau), c'est-à-dire que le transfert d'énergie au réseau sera assuré par le stator et le rotor absorbera une partie de cette énergie, vu que la puissance totale produite par la MADA est la somme des puissances statoriques et rotoriques.

Cette méthode de contrôle permet de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide de la mesure simple de la vitesse de rotation Ω_{Tr} , c'est-à-dire sans utilisation de capteur

de vitesse du vent et réduit considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale. Cependant, cette façon de procéder exige du constructeur des essais de caractérisation (extérieur, soufflerie) ou des simulations du profil de pales, ce qui rend coûteuse cette méthode dans le domaine des éoliennes de petite puissance [32].

4.1.2.2 Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

Si on suppose que la génératrice est idéale, donc quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique T_{em} développé est à tout instant égal à sa valeur de référence $T_{emréf}$, (c'est-à-dire : $T_{emréf} = T_{em}$) [7], [32].

Cette technique d'extraction du maximum de puissance consiste à déterminer la vitesse de la turbine Ω_{Tr} qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Ainsi, on doit régler le couple électromagnétique sur l'arbre de la MADA de manière à fixer la vitesse de rotation de celle-ci à une vitesse de référence. Pour réaliser ceci, un asservissement de la vitesse de rotation de la MADA doit être effectué, comme le montre la Figure 4.6 [7], [23], [32], [36]. Alors, le couple électromagnétique de référence T_{emref} permettant d'obtenir une vitesse de rotation Ω_{Tr} égale à sa valeur de référence Ω_{mref} est obtenu en sortie du régulateur de vitesse et est déterminé par la relation suivante [7], [32] :

$$T_{emréf} = K_{PI} \cdot (\Omega_{mref} - \Omega_{Tr}) \quad (4.12)$$

Où K_{PI} : est le régulateur de vitesse de type PI.

Cette vitesse de référence Ω_{mref} dépend de la vitesse de la turbine à fixer Ω_{tref} pour maximiser la puissance extraite. La référence de la vitesse de la turbine correspond à

celle de la valeur optimale du ratio de vitesse λ_{opt} permettant d'obtenir la valeur maximale du C_{pmax} . Alors on peut écrire :

$$\Omega_{tref} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R_p} \quad (4.13)$$

Le schéma bloc de la commande est le suivant.

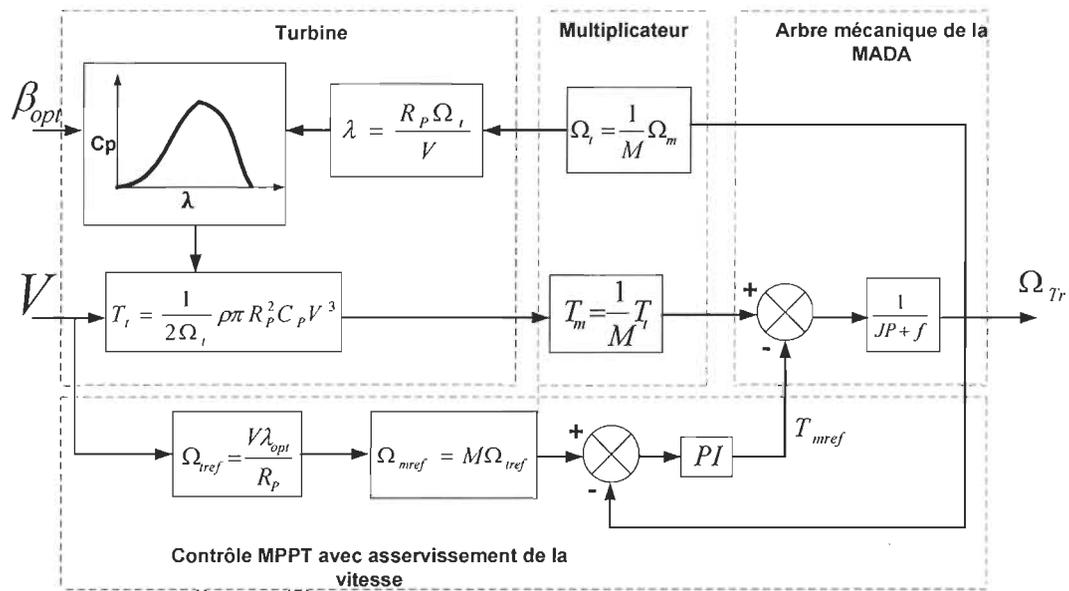


Figure 4.6 Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation

Après développement du système dans l'environnement Matlab/Simulink/SimPowerSystems (voir Annexe A) on aboutit à des résultats suivants :

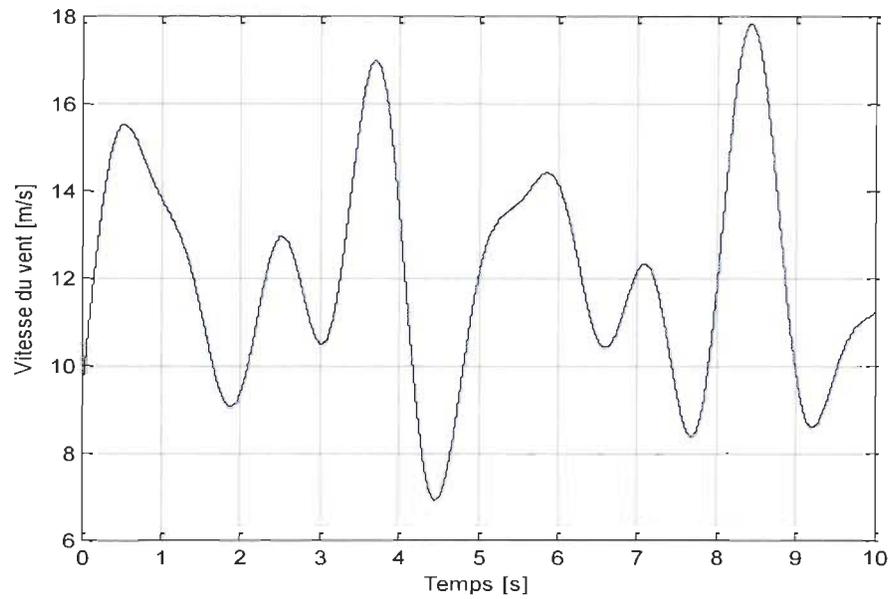


Figure 4.7 Profil de vitesse du vent

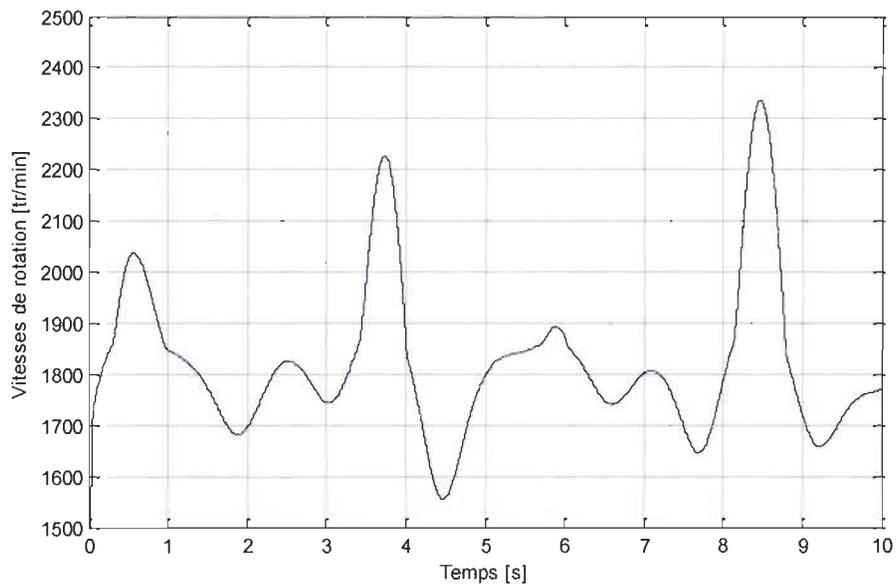


Figure 4.8 Vitesse de rotation de la turbine

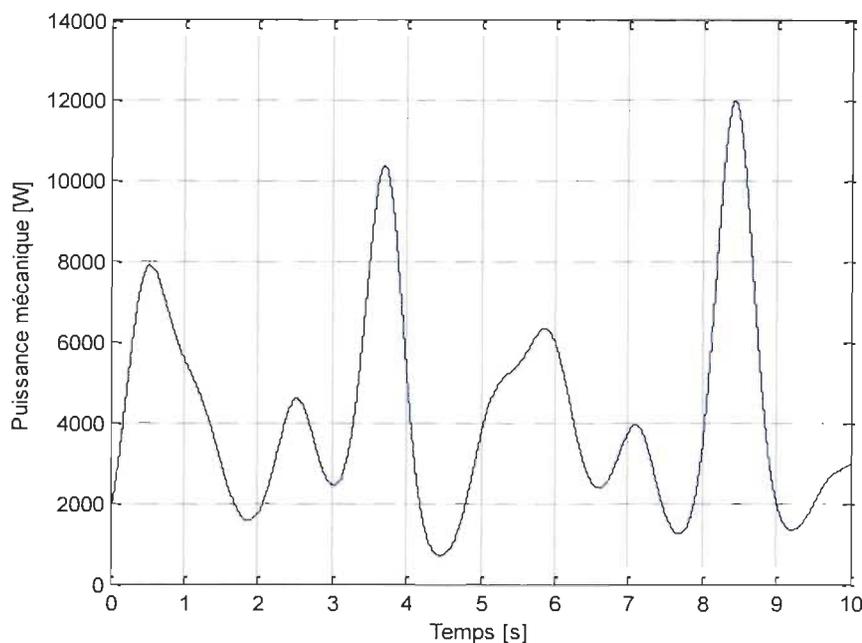


Figure 4.9 Puissance mécanique de la turbine

La Figure 4.8 montre la vitesse de rotation de la turbine. On remarque bien que cette vitesse est beaucoup plus adaptée à la vitesse du vent que dans le cas de la méthode précédente. En plus, la vitesse de rotation dépasse la vitesse du synchronisme de la MADA (environ 1800 tr/min), ceci favorise la machine à fonctionner en deux modes, à savoir en mode hyposynchrone (la MADA absorbe la puissance du réseau) et en mode hypersynchrone (la MADA fournit la puissance au réseau).

Cette méthode est simple. Cependant, elle dépend fortement de la mesure de la vitesse de vent, c'est-à-dire de la qualité de l'image du vent fournie par l'anémomètre. De plus, la fiabilité de la méthode tient de la justesse de la courbe programmée du lieu de la puissance maximale en fonction de la vitesse du vent (données constructeur) [32].

4.2 Commande de l'angle de calage

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance extraite en jouant sur l'angle de calage β des pales. Le mécanisme de positionnement des pales consiste à orienter les pales suivant un angle β_{ref} de référence par l'intermédiaire d'un système hydraulique ou électrique [4], [24]. Le choix de cet angle provient en général d'une boucle externe visant à réguler soit la vitesse de la turbine, soit la puissance mécanique générée. Avec un tel système, les pales sont tournées par un dispositif de commande appelé (Pitch control). Le mécanisme de commande calcule le couple à appliquer sur les pales pour atteindre l'angle β_{ref} voulu (Figure 4.10). Le principe peut être décrit par un modèle de premier ordre [4] :

$$\frac{\beta(P)}{T_{ref} - T_c} = \frac{1}{J_{pz} \cdot P + f_p} \quad (4.14)$$

Où : T_c – Couple résistant.

T_{ref} – Couple de référence appliqué sur les pales.

J_{pz} – Inertie de la pale sur l'axe longitudinal Z.

f_p – Coefficient de frottement.

P – Opérateur de Laplace

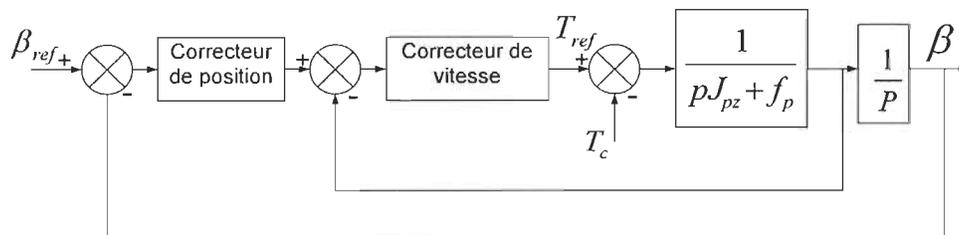


Figure 4.10 Schéma bloc pour la régulation de l'angle de calage

Le régulateur de vitesse est de type Proportionnel Intégral (PI). Il se présente avec une structure «anti Wind-up » sous la forme suivante [4] :

$$C_{V\beta} = \frac{K_{P\beta} \cdot P + K_{I\beta}}{P} \quad (4.14)$$

Les deux constantes $K_{P\beta}$ et $K_{I\beta}$ sont choisies de manière à atteindre une dynamique de l'ordre de 10ms et sont calculées par compensation de pôles.

Il existe deux choix différents pour le correcteur de position, vu la présence d'un intégrateur dans la chaîne directe : un correcteur de type Proportionnel (P) ou un correcteur de type Proportionnel Intégral (PI). La différence se fera sur l'erreur de poursuite, faible dans le premier cas et constant dans le second. Dans les deux cas, le réglage de ce correcteur conduit à l'hypothèse que la boucle de vitesse est plus rapide que la boucle de position. On a décidé de choisir correcteur de type Proportionnel (P), car une faible erreur statique de position d'angle β sera obtenue.

Les contraintes mécaniques s'exerçant sur les pales sont extrêmement élevées pour de fortes vitesses de vent. Ainsi, il faut veiller à limiter la puissance générée pour ne pas endommager la machine. La référence de l'angle de calage β_{ref} provient du contrôle de puissance mécanique P_T , régulée autour de sa puissance nominale. Tant que la vitesse du vent n'atteint pas sa valeur nominale (autour de 12m/s), le mécanisme d'orientation des pales n'intervient pas et β vaut 0. Au-delà, la régulation intervient et l'angle varie entre 0° et 20° [4]. Ainsi on obtient le schéma bloc de contrôle de puissance suivant.

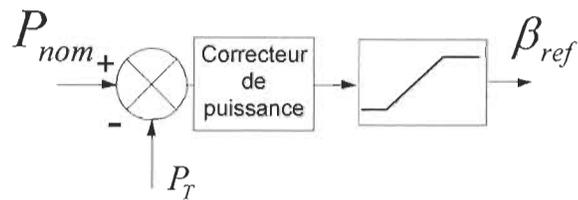


Figure 4.11 Schéma bloc du correcteur de puissance

La Figure 4.12 montre la puissance mécanique de la turbine avec et sans le contrôle de l'angle de calage. La Figure 4.13 montre la variation de l'angle de calage. On y remarque que la régulation intervient une fois que la puissance excède la nominale (3700W), au cas contraire l'angle est égal à 0.

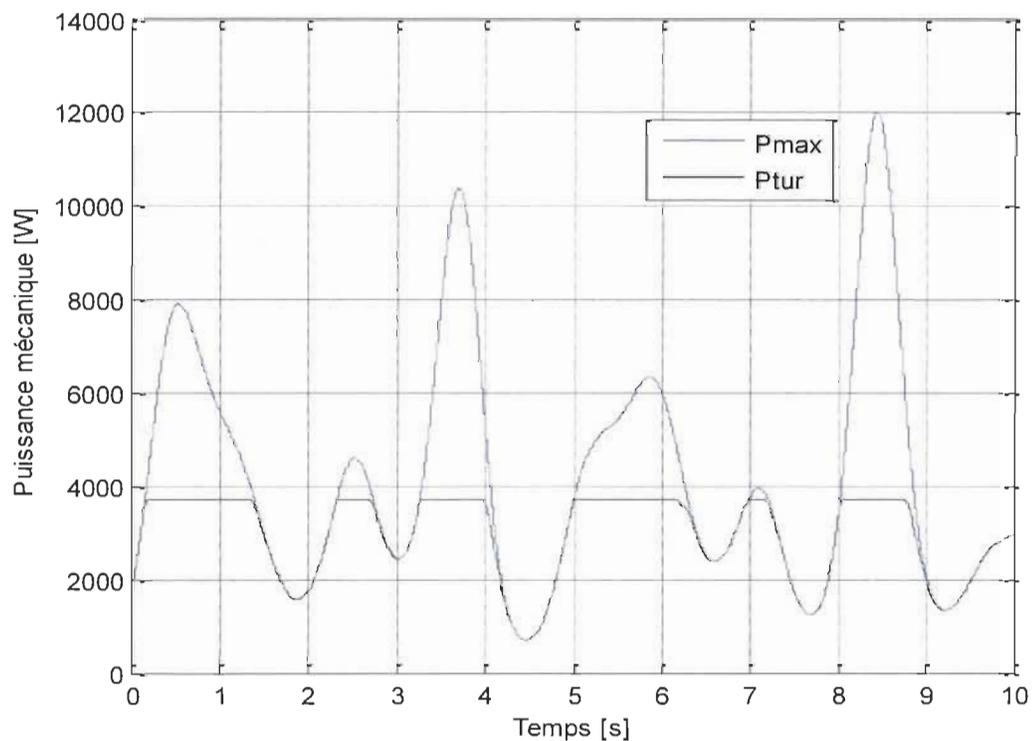


Figure 4.12 Puissance mécanique de la turbine avec et sans « Pitch Control »

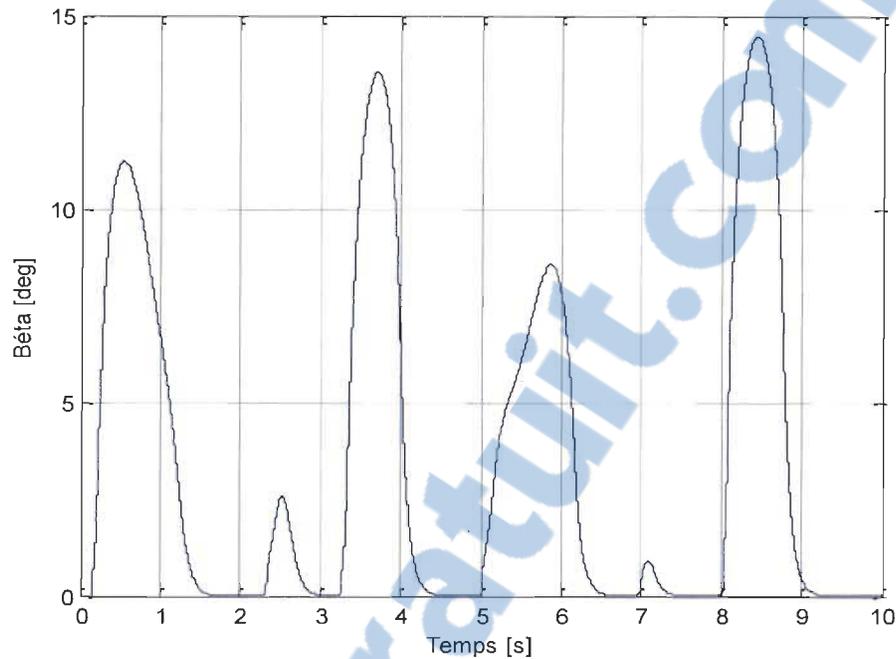


Figure 4.13 Variation de l'angle de calage β

4.3 Conclusion

Dans ce chapitre on a fait une étude d'optimisation de la turbine éolienne. A savoir un examen concis de quelques méthodes de contrôle MPPT (la méthode avec et sans capteur de vitesse) et la commande de l'angle de calage. Dans un premier temps, on a énuméré les différents types de MPPT pour éolienne. Les techniques avec et sans connaissance de la courbe caractéristique de la voilure ont été présentées. Dans la technique, où on ne connaît pas la courbe C_p , l'utilisation d'un dispositif MPPT basé sur le principe des ensembles flous peut être réalisée. Dans le second cas, deux techniques ont été envisagées, selon que la vitesse du vent est nécessaire ou non à la genèse de référence. La première consistait à maximiser la puissance sans asservissement de la vitesse. Cette méthode de contrôle a permis de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide de la

mesure simple de la vitesse de rotation Ω_{Tr} , c'est-à-dire sans utilisation de capteur de vitesse du vent. Cependant, cette façon de procéder exige du constructeur des approches coûteuses. Et la deuxième consistait à maximiser la puissance avec asservissement de la vitesse. L'avantage de cette méthode est sa simplicité et permet dans notre cas d'exploiter la MADA dans ces deux modes de fonctionnement (hyposynchrone et hypersynchrone). Cependant, elle dépend fortement de la mesure de la vitesse de vent, c'est-à-dire de la qualité de l'image du vent fournie par l'anémomètre.

Dans un second temps, nous avons implanté la commande de l'angle de calage pour limiter la puissance mécanique, afin de ne pas endommager la machine.

Chapitre 5 - Modélisation et commande de la machine asynchrone à double alimentation

Avant d'aborder la modélisation et la commande de la machine asynchrone à double alimentation (MADA), il est indispensable de faire un bref aperçu comparatif sur différentes structures de génératrices éoliennes vu dans le Chapitre 2 -. Plusieurs technologies de génératrices éoliennes sont actuellement proposées sur le marché [2], [3], [4], [5], [6] :

- ❖ la structure à base de machine asynchrone à cage connectée directement au réseau : solution simple et robuste, c'est la structure la plus ancienne. (éoliennes à vitesse fixe).
- ❖ la structure à base de machine synchrone à aimants permanents ou à inducteur, connectée au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à environ 100% de la puissance nominale.
- ❖ la structure à base de machine asynchrone à double alimentation, pour laquelle le rotor est connecté au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à environ 30% de la puissance nominale. Le stator est quant à lui connecté directement au réseau (éoliennes à vitesse variable).

La machine asynchrone à cage, a connu ces dernières années, grâce à l'évolution de l'électronique de puissance et la maîtrise des techniques de commande (vectorielle,

directe du couple, par mode glissant...) une croissance considérable; et elle est devenue la machine la plus utilisée surtout dans le domaine d'entraînement à vitesse variable car cette dernière présente l'avantage d'être plus robuste et moins coûteuse que les autres machines. Cependant celle-ci présente des inconvénients tels que la consommation de puissance active, un courant de démarrage élevé, une limitation de puissance, de même quelle présente des grandeurs non mesurables au niveau du rotor ce qui nécessite une commande plus compliquée [5].

La littérature atteste du grand intérêt accordé aujourd'hui à la MADA pour diverses applications : en tant que génératrice pour les énergies éoliennes ou en tant que moteur pour certaines applications industrielles comme le laminage, la traction ferroviaire ou encore la propulsion maritime [2], [4], [5], [15], [16], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25], [30], [36], [37], [38].

Ce chapitre traite de la modélisation et de la commande de la MADA, de la modélisation des convertisseurs de puissance courant alternatif-courant continu- courant alternatif (ca-cc-ca) et au filtrage actif des courants harmoniques présents sur le réseau électrique. Ces aspects contribuent activement à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique.

5.1 Principe de fonctionnement de la MADA

La MADA est une machine asynchrone à rotor bobiné avec l'enroulement du stator connecté directement au réseau et le rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Celui-ci est connecté au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance [5], [6].

Une fois 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 (fém.) dans les enroulements rotoriques.

Dans le cas où le nombre de paires de pôles du stator et du rotor sont identiques, la vitesse angulaire de rotation du rotor est définie par :

$$\omega_m = \omega_s \pm \omega_r = p\Omega_m \quad (5.1)$$

Avec : Ω_m est la vitesse mécanique du rotor;

« ω_s » et « ω_r » désigne les pulsation statoriques et rotoriques respectivement;

p est le nombre de paires de pôle.

Le signe plus (+) dans l'équation (5.1) signifie que le champ tournant créé par les enroulements du stator tourne dans le même sens que celui créé par les enroulements du rotor; c'est-à-dire que machine fonctionne en régime hyposynchrone ($\omega_m < \omega_s$).

Le signe moins (-) signifie que les champs tournant créés par les enroulements du stator et du rotor tournent dans des sens opposés; c'est-à-dire que la machine fonctionne en régime hypersynchrone ($\omega_m > \omega_s$) [2], [5], [6].

D'autre part, la relation qui relie la fréquence du stator et celle du rotor est donnée par :

$$f_s = f_r + pf_m \quad (5.2)$$

Avec f_m : fréquence de rotation du rotor.

Dans ce cas le glissement est défini par :

$$g = \frac{f_r}{f_s} = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (5.3)$$

D'après cette équation on peut distinguer quatre régimes de fonctionnement de la MADA [39] :

- ❖ Stationnaire ($g=1$) : le stator est alimenté directement par le réseau avec une fréquence f_s ; par conséquent, le rotor est siège d'une fém induite avec une fréquence f_r identique à f_s . Dans ce cas, la MADA se comporte simplement comme un transformateur.
- ❖ Hyposynchrone ($0 < g < 1$) : En tournant le rotor dans la direction du flux statorique, la fréquence f_r du rotor va commencer à décroître. Plus la vitesse du rotor s'approche de celle de synchronisme, plus f_r tend vers 0, de même la tension induite dans le rotor décroît linéairement et prend une valeur très faible pour une vitesse du synchronisme.
- ❖ Synchrone ($g=0$) : Lorsque la vitesse mécanique du rotor atteint la vitesse de synchronisme, la fréquence f_r du rotor s'annule. Dans ce cas, le rotor tourne avec la même vitesse que celle du flux statorique; donc le rotor ne voit aucun mouvement relatif par rapport à ce dernier, par conséquent il n'y a aucune tension induite dans les enroulements rotoriques.
- ❖ Hypersynchrone ($g < 0$) : Par d'avantage d'accélération, le flux rotorique rattrape le flux statorique et la fréquence du rotor devient négative selon les équations (5.2) et (5.3). Cette valeur négative signifie que l'ordre de succession de phase du rotor « a_r, b_r, c_r » s'inverse. L'augmentation de la

vitesse relative du rotor par rapport à celle du flux statorique mène à une augmentation de la tension induite du rotor.

5.2 Modélisation de la MADA

La modélisation de la machine électrique est une étape primordiale de son développement. Les progrès de l'informatique et des logiciels permettent de réaliser des modélisations performantes et d'envisager l'optimisation des machines électriques [5], [39].

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible via des collecteurs.

La représentation schématique de la MADA dans le repère triphasé est donnée par la Figure 5.1, θ est l'angle électrique entre l'axe de la phase « a_s » statorique et la phase « a_r » rotorique.

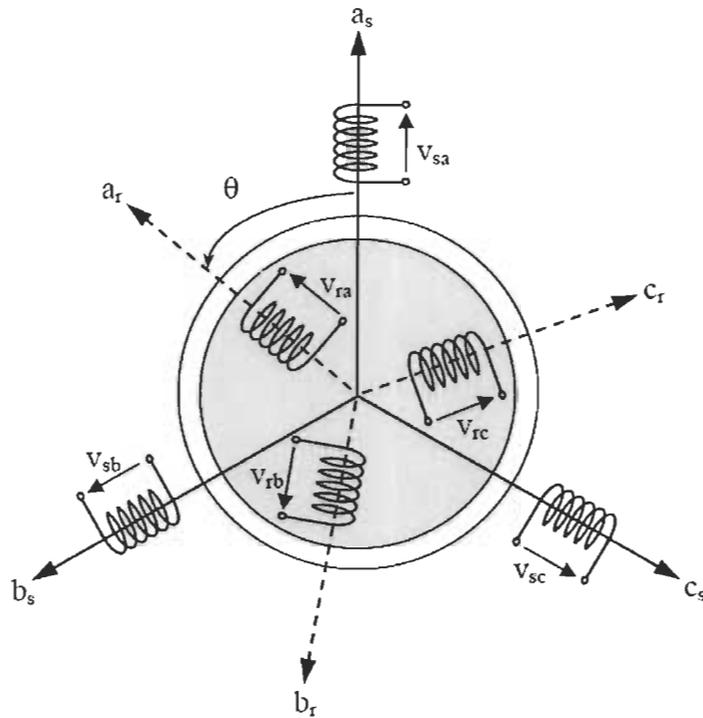


Figure 5.1 Représentation de la MADA dans le repère triphasé [39]

La loi de Faraday permet d'écrire [5], [39]:

$$v = Ri + \frac{d\varphi}{dt} \quad (5.4)$$

Pour les trois phases statoriques on résume cette équation par l'équation matricielle condensée :

$$[v_{abcs}] = R_s [i_{abcs}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{abcs}] \quad (5.5)$$

De même pour le rotor

$$[v_{abcr}] = R_r [i_{abcr}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{abcr}] \quad (5.6)$$

Avec R_s et R_r respectivement les résistances statorique et rotorique par phase.

Les flux statoriques et rotoriques s'expriment en fonction des courants en faisant intervenir les différentes inductances :

l_s, l_r : Inductances propres statorique et rotorique

M_s, M_r : Inductances mutuelles entre deux phases statoriques et deux phases rotoriques

M_{sr} : Valeur maximale de l'inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique.

L'expression des flux est alors donnée par :

$$\begin{cases} [\varphi_{abcS}] = L_s [I_{abcS}] + M [I_{abcR}] \\ [\varphi_{abcR}] = M [I_{abcS}] + L_r [I_{abcR}] \end{cases} \quad (5.7)$$

Avec :

$$\begin{cases} L_s = l_s - M_s \\ L_r = l_r - M_r \\ M = \frac{3}{2} M_{sr} \end{cases} \quad (5.8)$$

Où L_s, L_r et M représentent respectivement les inductances cycliques statorique, rotorique et magnétisante exprimées en fonction des inductances propres et mutuelles.

La transformation de Park nous permettra de passer d'un système triphasé abc vers un système diphasé $\alpha\beta$ puis vers le repère dq . Elle consiste à faire une transformation triphasé-diphasé suivie d'une rotation (Figure 5.2).

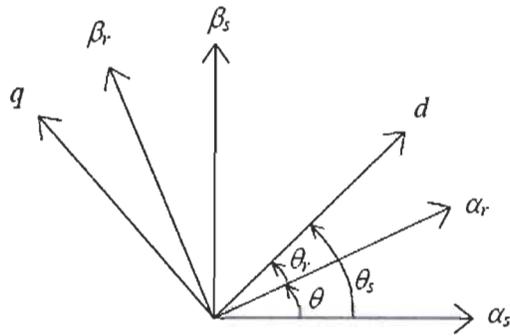


Figure 5.2 Transformation de Park [5]

θ_s - angle de transformation de Park des grandeurs statoriques.

θ_r - angle de transformation de Park des grandeurs rotoriques.

θ - angle électrique entre le stator et le rotor.

L'écriture du modèle de la machine asynchrone dans un repère diphasé tournant est obtenue en utilisant les transformations normées de Park et Concordia permettant la conservation de la puissance [5]. Mathématiquement parlant, le choix d'une matrice normée (Concordia) est souvent utilisé pour des raisons de symétrie et de transformation directe et inverse. Nous avons alors :

$$[X_{dq}] = P(-\theta)T_{32}^t[X_{abc}] \quad (5.9)$$

Avec : $P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$ - La matrice de rotation.

Et : $T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$ - La matrice normée (Concordia).

En appliquant ces transformations aux tensions ainsi qu'aux flux statoriques et rotoriques, nous obtenons le modèle électrique diphasé d'une machine asynchrone [2], [5], [6], [37], [39], [47] :

Notons $\omega_s = \dot{\theta}_s$ que nous appellerons pulsation statorique, $\omega_r = \dot{\theta}_r$ la pulsation rotorique et $\omega = \omega_s - \omega_r = p\Omega = \dot{\theta}$ la pulsation mécanique.

Nous pouvons alors écrire :

❖ Équations électriques

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} \\ V_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} - \omega_r \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} + \omega_r \varphi_{dr} \end{cases} \quad (5.10)$$

❖ Équations des flux

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s I_{ds} + M I_{dr} \\ \varphi_{qs} = L_s I_{qs} + M I_{qr} \\ \varphi_{dr} = L_r I_{dr} + M I_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r I_{qr} + M I_{qs} \end{cases} \quad (5.11)$$

❖ Équation de puissance et de couple

Selon Park, la puissance électrique statorique instantanée de la machine s'écrit [2] :

$$p(t) = \frac{3}{2} (V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs}) \quad (5.12)$$

En remplaçant V_{ds} et V_{qs} par leurs valeurs, la relation précédente multipliée par dt devient:

$$dW_{es} = \frac{3}{2} R_s (I_{ds}^2 + I_{qs}^2) dt + \frac{3}{2} (d\varphi_{ds} I_{ds} + d\varphi_{qs} I_{qs}) + \frac{3}{2} \omega_s (\varphi_{ds} I_{qs} - \varphi_{qs} I_{ds}) dt \quad (5.13)$$

L'énergie électrique fournie au stator pendant le temps dt se décompose ainsi en trois termes :

- ❖ Le premier représente l'énergie perdue par effet Joule au stator ;
- ❖ Le second représente la variation d'énergie magnétique statorique ;
- ❖ Le troisième représente l'énergie dW_t transférée du stator au rotor à travers l'entrefer par l'intermédiaire du champ tournant.

Avec :

$$dW_t = \frac{3}{2} \omega_s (\varphi_{ds} I_{qs} - \varphi_{qs} I_{ds}) dt$$

$$= \frac{3}{2} R_r (I_{dr}^2 + I_{qr}^2) dt + \frac{3}{2} (d\varphi_{dr} I_{dr} + d\varphi_{qr} I_{qr}) + \frac{3}{2} \omega_r (\varphi_{ds} I_{qs} - \varphi_{qs} I_{ds}) dt \quad (5.14)$$

L'énergie transitant à travers l'entrefer est donc composée de trois termes :

- ❖ L'énergie perdue par effet Joule au rotor;
- ❖ La variation d'énergie magnétique rotor;
- ❖ L'énergie dW_{mec} transformable en énergie mécanique.

Le couple électromagnétique développé par le champ tournant s'obtient en divisant le troisième terme de l'équation (5.13) par $\Omega_s dt$:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p (I_{qs} \varphi_{ds} - I_{ds} \varphi_{qs}) \quad (5.15)$$

Le couple mécanique s'obtient en divisant le dernier terme de (5.14) par $\Omega_r dt$:

$$T_{mec} = \frac{3}{2} p (I_{qs} \varphi_{ds} - I_{ds} \varphi_{qs}) = \frac{3}{2} p (I_{dr} \varphi_{qr} - I_{qr} \varphi_{dr}) = T_r + f \Omega_r + J \frac{d\Omega_r}{dt} \quad (5.16)$$

T_r : Couple résistant

Ω_r : Vitesse de rotation du rotor de la machine;

J : Moment d'inertie de l'ensemble machine et turbine éolienne;

f : Coefficient de frottement.

En explicitant les flux statoriques et rotoriques en fonction des inductances, on vérifie que :

$$T_{mec} = T_{em} = \frac{3}{2} p M_{sr} (I_{qs} I_{dr} - I_{ds} I_{qr}) = p M (I_{qs} I_{dr} - I_{ds} I_{qr}) \quad (5.17)$$

Cette relation très importante met en évidence le fait que le couple résulte de l'interaction de composantes des courants statoriques et rotoriques en quadrature [2].

Le couple électromagnétique est obtenu à l'aide d'un bilan de puissance. Il résulte plusieurs expressions toutes égales :

$$T_{em} = p (I_{qs} \varphi_{ds} - I_{ds} \varphi_{qs}) \quad (5.18)$$

$$T_{em} = p (I_{dr} \varphi_{qr} - I_{qr} \varphi_{dr}) \quad (5.19)$$

$$T_{em} = p M (I_{qs} I_{dr} - I_{ds} I_{qr}) \quad (5.20)$$

$$T_{em} = p \frac{M}{L_s} (I_{qr} \varphi_{ds} - I_{dr} \varphi_{qs}) \quad (5.21)$$

$$T_{em} = p \frac{M}{L_r} (I_{qs} \varphi_{dr} - I_{ds} \varphi_{qr}) \quad (5.22)$$

Quelle que soit l'une des expressions ci-dessus, on constate que le couple électromagnétique résulte de l'interaction d'un terme de flux et d'un terme de courant. Bien-sûr, ces expressions rappellent le couple de la machine à courant continu. Le problème posé ici est de pouvoir contrôler indépendamment l'un de l'autre le terme de flux et le terme de courant. C'est justement en cela que réside la commande vectorielle.

L'expression (5.21) nous permettra d'utiliser la commande vectorielle directe avec orientation du flux statorique.

5.3 Commande vectorielle

La commande vectorielle fut une révolution historique pour la machine asynchrone. Cette technique consiste à ramener le comportement de la machine asynchrone, du point de vue variation de vitesse, à celui du moteur à courant continu, en effectuant un découplage entre le flux et le couple électromagnétique [49].

Cependant, la formule du couple électromagnétique est complexe, elle ne ressemble pas à celle d'une machine à courant continu où le découplage naturelle entre le réglage du flux et celui du couple rend sa commande aisée. On se retrouve confronté à une difficulté supplémentaire pour contrôler ce couple.

La commande vectorielle vient régler ce problème de découplage des réglages du flux à l'intérieur de la machine de celle du couple. Il existe plusieurs types de contrôles vectoriels, nous n'aborderons dans ce chapitre que la commande vectorielle directe avec orientation du flux statorique. Mais d'abord le principe de la commande vectorielle. Nous avons vu que le couple s'exprime dans le repère dq comme un produit croisé de courant ou de flux. Si nous reprenons l'écriture de (5.21):

$$T_{em} = p \frac{M}{L_s} (I_{qr} \varphi_{ds} - I_{dr} \varphi_{qs}) \quad (5.21)$$

On s'aperçoit que si l'on élimine le deuxième produit, alors le couple ressemblerait fort à celui d'une MCC. Il suffit, pour ce faire, d'orienter le repère dq de manière à annuler la composante de flux en quadrature. C'est-à-dire, de choisir convenablement

l'angle de rotation de Park de sorte que le flux rotorique soit entièrement porté sur l'axe direct (d) et donc d'avoir $\varphi_{qs} = 0$. Ainsi $\varphi_{ds} = \varphi_s$ uniquement [5] (Figure 5.3).

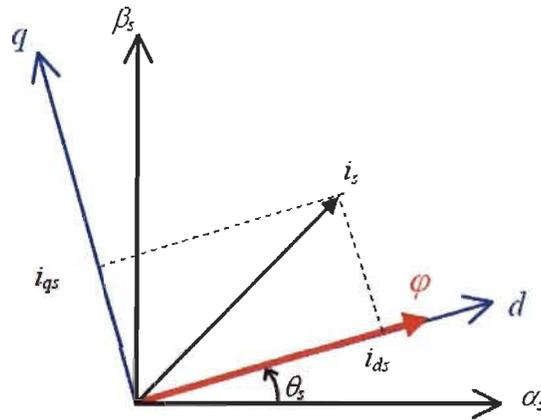


Figure 5.3 Principe du contrôle vectoriel [5]

L'équation (5.21) devient alors:

$$T_{em} = p \frac{M}{L_s} I_{qr} \varphi_{ds} \quad (5.23)$$

Dans l'hypothèse où le flux φ_{ds} est maintenu constant (ce qui est assuré par la présence d'un réseau stable connecté au stator), le choix du repère diphase rend le couple électromagnétique produit par la machine et par conséquent la puissance active uniquement dépendante du courant rotorique d'axe q . Et pour les machines de moyenne et forte puissance utilisées dans les éoliennes, on peut négliger la résistance statorique tout en considérant le flux statorique constant [2], [5], [37].

Dans ce paragraphe, nous considérons que la MADA fonctionne en mode hypersynchrone, ce qui permet un transfert optimal de puissance en utilisant la commande vectorielle directe avec orientation du flux statorique [2], [5], [37]. A cet effet nous allons, donc déterminer les équations qui lient les puissances actives et réactives

statoriques aux grandeurs rotoriques sur lesquelles nous agissons pour commander la machine.

Sous ces hypothèses ($\varphi_{ds} = \varphi_s$ et $R_s = 0$), l'équation (5.5) devient :

$$[v_{abcs}] \approx \frac{d}{dt} [\varphi_{abcs}] \quad (5.24)$$

Et on peut alors écrire que :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = V_s = \omega_s \varphi_{ds} \end{cases} \quad (5.25)$$

$$\begin{cases} \varphi_s = L_s I_{ds} + M I_{dr} \\ 0 = L_s I_{qs} + M I_{qr} \end{cases} \quad (5.26)$$

A partir de l'équation (5.26), nous pouvons alors écrire les équations liant les courants statoriques aux courants rotoriques :

$$\begin{cases} I_{ds} = \frac{\varphi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} I_{dr} \\ I_{qs} = -\frac{M}{L_s} I_{qr} \end{cases} \quad (5.27)$$

Dans un repère diphasé quelconque, les puissances active et réactive statoriques d'une machine asynchrone s'écrivent [2], [5], [37], [40] :

$$\begin{cases} P = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \end{cases} \quad (5.28)$$

L'adaptation de ces équations au système d'axes choisi et aux hypothèses simplificatrices effectuées dans notre cas ($V_{ds} = 0$) donne :

$$\begin{cases} P = V_s I_{qs} \\ Q = V_s I_{ds} \end{cases} \quad (5.29)$$

En remplaçant les courants statoriques par leurs valeurs de l'équation (5.27) dans l'équation (5.29) nous obtenons les expressions suivantes pour les puissances active et réactive statoriques :

$$\begin{cases} P = -V_s \frac{M}{L_s} I_{qr} \\ Q = V_s \frac{\varphi_s}{L_s} - V_s \frac{M}{L_s} I_{dr} \end{cases} \quad (5.30)$$

En tirant $\varphi_{ds} = \frac{V_s}{\omega_s}$ de l'équation (5.25), l'expression de la puissance réactive devient :

$$Q = \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} - \frac{V_s M}{L_s} I_{dr} \quad (5.31)$$

Par ailleurs, on pourrait exprimer les tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques, pour cela exprimons d'abord les flux rotoriques d'après les équations (5.11) en remplaçant les courants statoriques par leur expression de l'équation (5.27) :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} + \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \\ \varphi_{qr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr} \end{cases} \quad (5.32)$$

Ces expressions des flux rotoriques d'axe d et q sont alors intégrées aux expressions des tensions rotoriques diphasées de l'équation (5.10). Nous obtenons alors :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{dI_{dr}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{dI_{qr}}{dt} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} + g \omega_s \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \end{cases} \quad (5.33)$$

V_{dr} et V_{qr} sont les composantes diphasées des tensions rotoriques à imposer à la machine pour obtenir les courants rotoriques voulus.

À partir des équations (5.30), (5.31) et (5.33) on obtient le schéma bloc ci-dessous de la MADA à réguler.

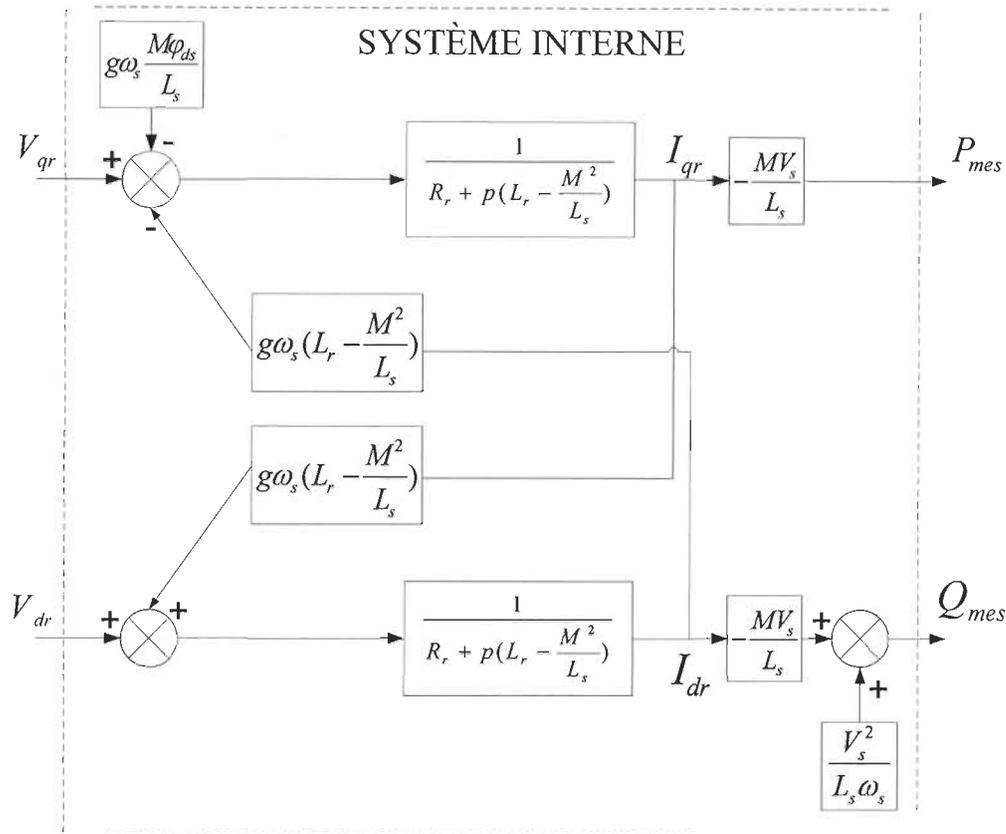


Figure 5.4 Schéma-bloc de la MADA à réguler

Dans ce schéma nous avons fait apparaître des fonctions de transfert du premier ordre pour les deux axes liant les tensions rotoriques aux puissances active et réactive statoriques. Ce qui nous permet de mettre en place une commande vectorielle, étant donné 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 q rotorique et la puissance réactive pour l'axe d rotorique. 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 [2].

5.4 Commande vectorielle directe en puissances active et réactive de la MADA

Pour simplifier la commande de la MADA, nous considérons que la tension du réseau est stable, ce qui nous permet d'utiliser une seule boucle de régulation sur chaque axe avec un régulateur indépendant. Toutefois nous allons négliger les termes de couplage entre les deux axes, qui apparaît dans la Figure 5.4 à cause du faible glissement et l'influence des termes de couplage entre les deux axes en $\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)$ est minime. Une synthèse adéquate des régulateurs permettra de les compenser [2], [5].

Par contre le terme $g\omega_s \frac{MV_s}{\omega_s L_s}$ n'est pas négligeable car elle entraîne une erreur de traînage, vu qu'elle représente la force électromotrice dépendante de la vitesse de rotation.

Nous allons utiliser les régulateurs PI (Proportionnel-Intégral) en raison de leur performance et de leur rapidité de calcul et sa fonction de transfert est de la forme :

$$F_T = \frac{1+pT_n}{pT_i} \quad (5.34)$$

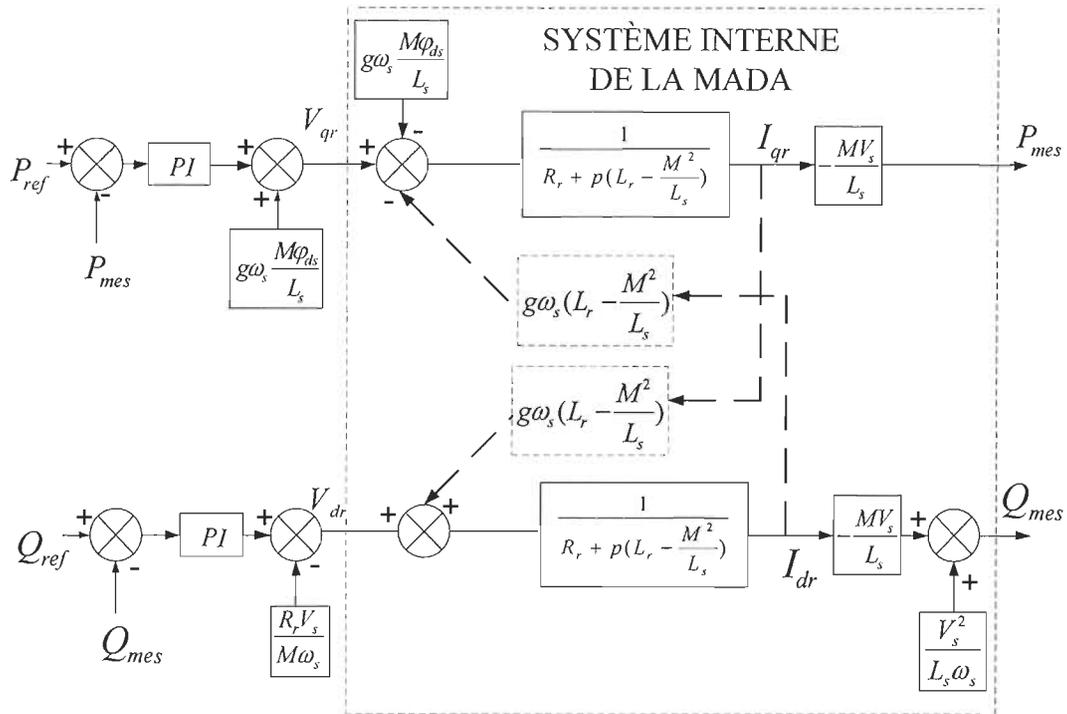


Figure 5.5 Commande vectorielle avec un seul régulateur

Le schéma ci-dessous montre la boucle de régulation du système corrigé par le PI, T_n et T_i représentent respectivement la constante de temps du régulateur.

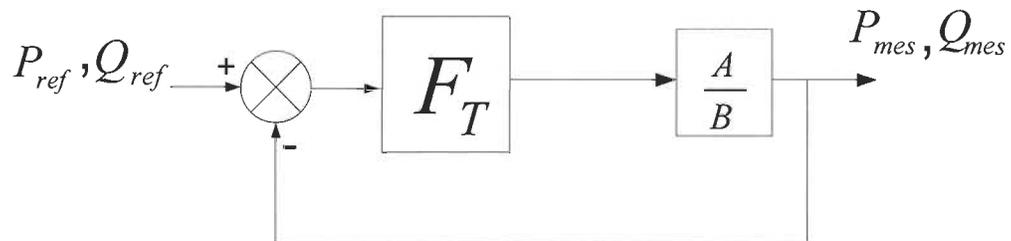


Figure 5.6 Régulation par un PI

Les valeurs de A et B sont: $A = MV_s$ et $B = R_r L_s + p L_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)$

La fonction de transfert du système en boucle ouverte est donnée par :

$$F_{TO}(p) = \frac{1+pT_n}{pT_i} \frac{\frac{MV_s}{R_r L_s}}{1+p \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{R_r}} \quad (5.35)$$

Par la méthode de compensation des pôles on trouve :

$$T_n = \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{R_r} \quad (5.36)$$

En remplaçant (5.36) dans (5.35) la fonction de transfert en boucle ouverte devient alors :

$$F_{TO}(p) = \frac{\frac{MV_s}{R_r L_s}}{pT_i} \quad (5.37)$$

En boucle fermée, on obtient la fonction de transfert suivante :

$$F_{TF}(p) = \frac{F_{TO}(p)}{1+F_{TO}(p)} = \frac{1}{1+\tau_r p} \quad (5.38)$$

$$\text{Avec : } \tau_r = \frac{T_i R_r L_s}{MV_s}$$

τ_r est le temps de réponse du système que l'on se fixe de l'ordre de 10 ms, alors la constante de temps d'intégration est :

$$T_i = \frac{MV_s \tau_r}{R_r L_s} \quad (5.39)$$

Il est à noter qu'il existe d'autres méthodes de régulation bien plus performante qui assure une grande robustesse de la commande de la MADA. Parmi ces méthodes, nous pouvons citer : la méthode LQG (Linéaire Quadratique Gaussienne) basée sur la minimisation d'un critère quadratique et pouvant introduire un observateur de KALMAN [5], [15] ; la méthode RST (polynomial dont le régulateur est calculé par placement des pôles robustes) [5], [15]; la commande par mode glissant [40].

5.5 Modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs MLI sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture (Figure 5.7). La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée [42]. La Figure 5.7 présente aussi un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor IGBT et d'une diode en antiparallèle. Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur C de tension V_{dc} . Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (L, R) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau électrique [43].

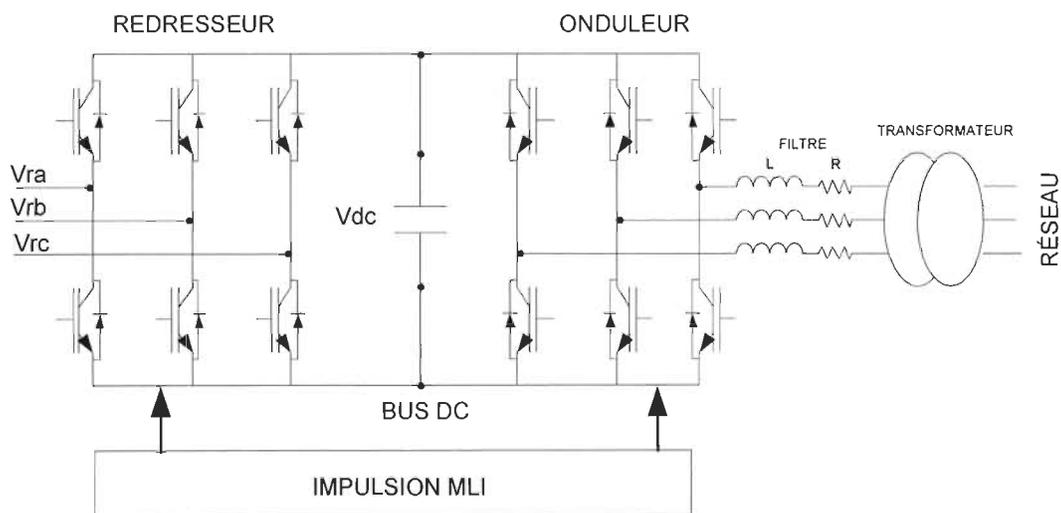


Figure 5.7 Convertisseur statique MLI

On peut faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation en modélisant le redresseur par un ensemble d'interrupteurs idéaux, ces interrupteurs étant complémentaires, leur état est défini par la fonction suivante [44] :

$$S_j = \begin{cases} 1, & \overline{S_j} = 0 \\ 0, & \overline{S_j} = 1 \end{cases} \quad ; \quad j=a, b, c \quad (5.40)$$

Ces interrupteurs sont commandés par la MLI par hystérésis modulée (Figure 5.8). Le contrôle par hystérésis modulée est très couramment utilisé [42], [45], [46] de par sa simplicité et sa robustesse ce qui n'est pas le cas pour les MLI à échantillonnage naturel, dont les propriétés dynamiques peuvent être limitatives et la réponse du système est plus lente lors d'un changement brutal des valeurs de référence [45]. En plus, permet de contrôler la fréquence de commutations de semi-conducteurs pour réduire les harmoniques dans les signaux générés.

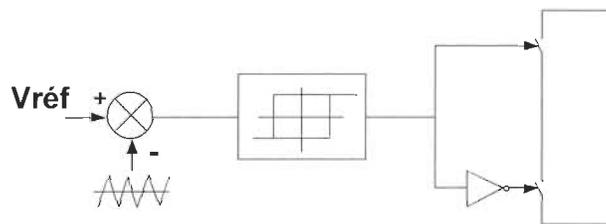


Figure 5.8 Commande par hystérésis modulée

Le comparateur à hystérésis fonctionne selon le principe expliqué en Figure 5.9, l'interrupteur s'ouvre si l'erreur devient inférieure à $-H/2$, et il se ferme si cette dernière est supérieure à $+H/2$, où H représente la fourchette (ou largeur) d'hystérésis. Si l'erreur est maintenant comprise entre $-H/2$ et $+H/2$ (c'est-à-dire, qu'elle varie à l'intérieur de la fourchette d'hystérésis), l'interrupteur ne commute pas [42], [44].

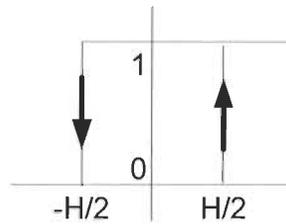


Figure 5.9 Principes de fonctionnement de Modulateur MLI à bande d'hystérésis

Puis les tensions de phase d'entrée et le courant de sortie peuvent être écrits en fonction de S_j , de la tension du bus continu V_{dc} et les courants d'entrée I_{Sa} , I_{Sb} , I_{Sc} :

$$I_{Sa} + I_{Sb} + I_{Sc} = 0 \quad (5.41)$$

Les tensions d'entrée entre phases du redresseur peuvent être décrites par [42], [44] :

$$\begin{cases} U_{Sab} = (S_a - S_b)V_{dc} \\ U_{Sbc} = (S_b - S_c)V_{dc} \\ U_{Sca} = (S_c - S_a)V_{dc} \end{cases} \quad (5.42)$$

D'où on peut déduire les tensions simples :

$$\begin{cases} U_{Sa} = \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} V_{dc} \\ U_{Sb} = \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} V_{dc} \\ U_{Sc} = \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (5.43)$$

Finalement, on déduit l'équation de couplage des cotés alternatif et continu:

$$[V_{rabc}] = R_r [I_{rabc}] + L_r \frac{d}{dt} [I_{rabc}] + [U_{Sabc}] \quad (5.44)$$

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = (S_a I_{Sa} + S_b I_{Sb} + S_c I_{Sc}) - I_{dc} \quad (5.45)$$

A partir des équations (5.43, 5.44 et 5.45) on peut représenter le schéma bloc du redresseur :

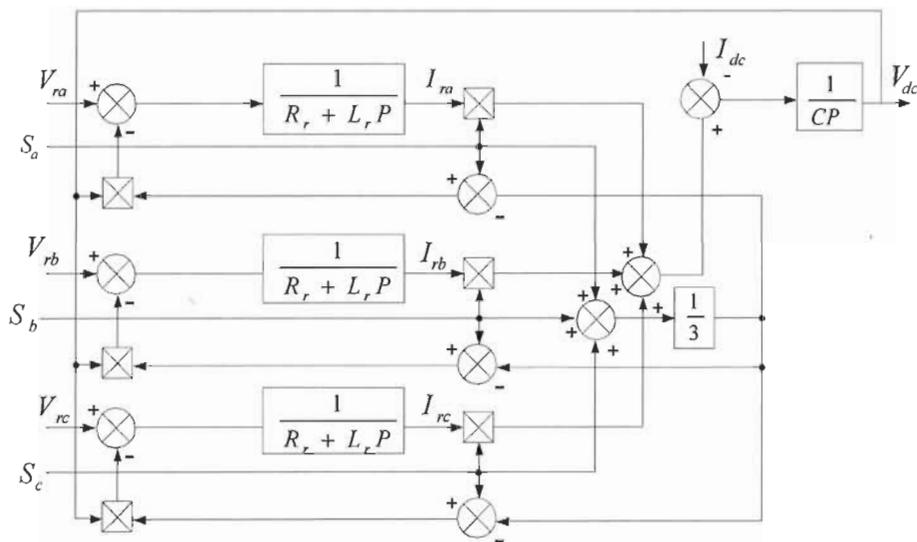


Figure 5.10 Schéma bloc du redresseur dans un repère fixe lié aux axes abc

L'onduleur de tension est modélisé par la relation (5.43) et son schéma bloc est le suivant :

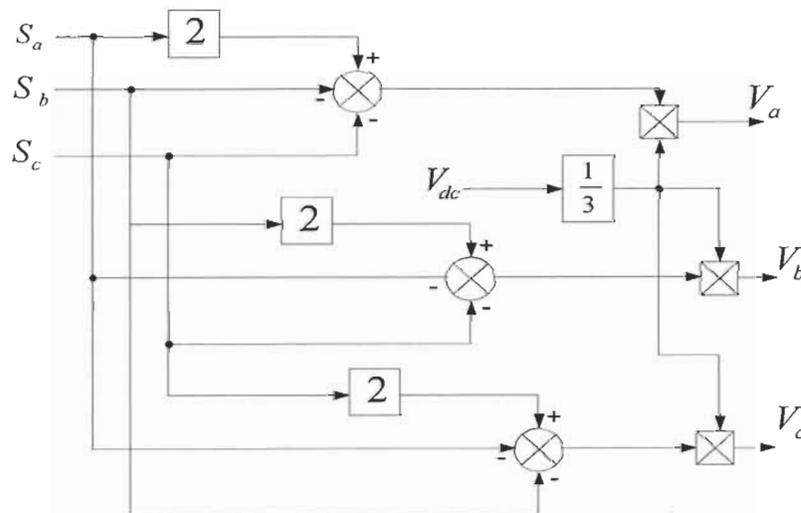


Figure 5.11 Schéma bloc de l'onduleur de tension

5.6 Filtrage

5.6.1 Filtre du premier ordre

Ce type de filtre existe dans la littérature [6], [36], [45], [46]. Il est composé d'une inductance L de résistance interne R , comme le montre la Figure 5.7. Un tel filtre ne permet pas de satisfaire simultanément les deux critères de dimensionnement du filtre de sortie. En effet, seule une valeur relativement faible de L peut assurer la dynamique du courant. Malheureusement, une valeur faible de L permet à la majorité des composantes dues aux commutations de se retrouver côté réseau et par conséquent d'affecter les installations et les équipements électriques. Inversement, une valeur relativement élevée de L va empêcher ces composantes de se propager sur le réseau électrique mais affectera la dynamique du filtre actif et dégradera alors la qualité de compensation [45]. Pour ces raisons, un nouveau type de filtre d'extraction nommé ici filtre multi-variable (FMV) a été adapté.

La fonction de transfert du filtre (L , R) est donnée par l'équation suivante :

$$F(P) = \frac{1}{R+LP} \quad (5.46)$$

5.6.2 Filtre multi-variable

Ce filtre sélectif présente l'avantage que les composantes fondamentales et harmoniques directes ou inverses des signaux d'entrée (tension ou courant) peuvent être extraites directement selon les axes $\alpha\beta$, sans déphasage. De plus, ce filtre présente une atténuation importante pour toutes les autres pulsations différentes de celle de coupure (ω_c). La fonction de transfert de ce filtre est la suivante [36], [45], [46]:

$$F(P) = \frac{\hat{V}_{\alpha\beta}}{V_{\alpha\beta}} = K \frac{(P+K)+j\omega_c}{(P+K)^2+\omega_c^2} \quad (5.47)$$

Où K est la constante du filtre; ω_c la pulsation de coupure du filtre (rad/s); $\hat{V}_{\alpha\beta}$ et $V_{\alpha\beta}$ sont respectivement les tensions à la sortie et à l'entrée du filtre dans le repère $\alpha\beta$.

Les tensions à la sortie de l'onduleur V_{abc} sont transformées en $V_{\alpha\beta}$ par changement de repère (Concordia ou Clark). Puis selon les axes $\alpha\beta$, les expressions liant les composantes $\hat{V}_{\alpha\beta}$ en sortie du FMV aux composantes d'entrée $V_{\alpha\beta}$ sont les suivantes [36], [46]:

$$\begin{cases} \hat{V}_\alpha(P) = \left(\frac{K}{P} [V_\alpha(P) - \hat{V}_\alpha(P)] - \frac{\omega_c}{P} \hat{V}_\beta(P) \right) \\ \hat{V}_\beta(P) = \left(\frac{K}{P} [V_\beta(P) - \hat{V}_\beta(P)] - \frac{\omega_c}{P} \hat{V}_\alpha(P) \right) \end{cases} \quad (5.48)$$

Le schéma bloc du FMV est présenté à la Figure 5.12.

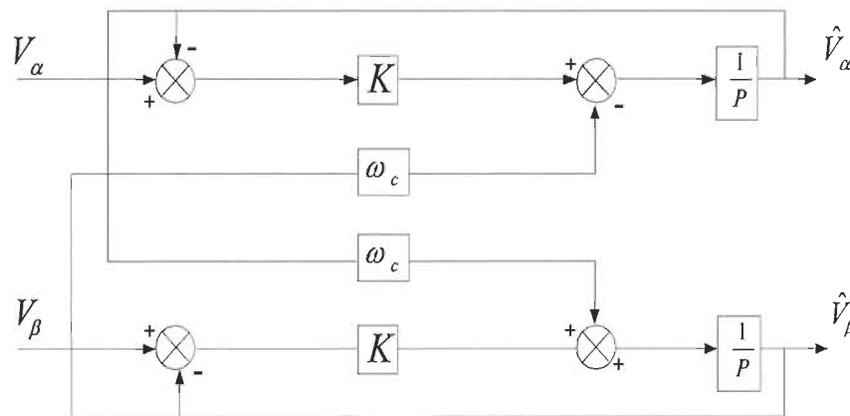


Figure 5.12 Schéma bloc du FMV

5.7 Résultats de simulation

Les schémas Simulink des modèles sont présentés en Annexe A. Sur les Figure 5.13 et Figure 5.14 sont montrées respectivement les puissances active et réactive statoriques

de la MADA avec leurs références. 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.

Les Figure 5.15 et Figure 5.16 montrent respectivement le courant et la tension rotorique. Dans ces figures, l'intervalle entre 4 et 4.2 secondes correspond à l'état de transition dû à la variation de vitesse de vent par conséquent de la vitesse de rotation de la MADA. Pour éliminer ces états de transition, la tension rotorique est redressée par un redresseur à commande MLI par hystérésis modulé et la tension du bus DC est présentée dans la Figure 5.17. La Figure 5.18 montre la tension d'un bras à la sortie du convertisseur côté réseau (CCR). Les tensions du CCR sont filtrées avant d'être connecté au réseau. Les Figure 5.19 et Figure 5.21 montrent respectivement les tensions du CCR après passage dans les filtres RL et FMV. On voit bien que les trois tensions après filtrage RL contiennent un nombre important d'harmonique (THD=4.28% voir Figure 5.20) d'où la dégradation des signaux à la sortie du filtre. En plus, le signal à la sortie de ce filtre n'est pas en face avec celui d'entrée voir Figure 5.23. Par contre, l'utilisation du filtre FMV vient résoudre ce problème. On voit bien que sur la Figure 5.21 les signaux obtenus sont sans harmoniques (THD=0.31% voir Figure 5.22) d'où la qualité des signaux. En plus, sur la Figure 5.24 on voit bien que les tensions d'entrée et de sortie sont en phase d'où l'avantage du filtre FMV sur le filtre RL.

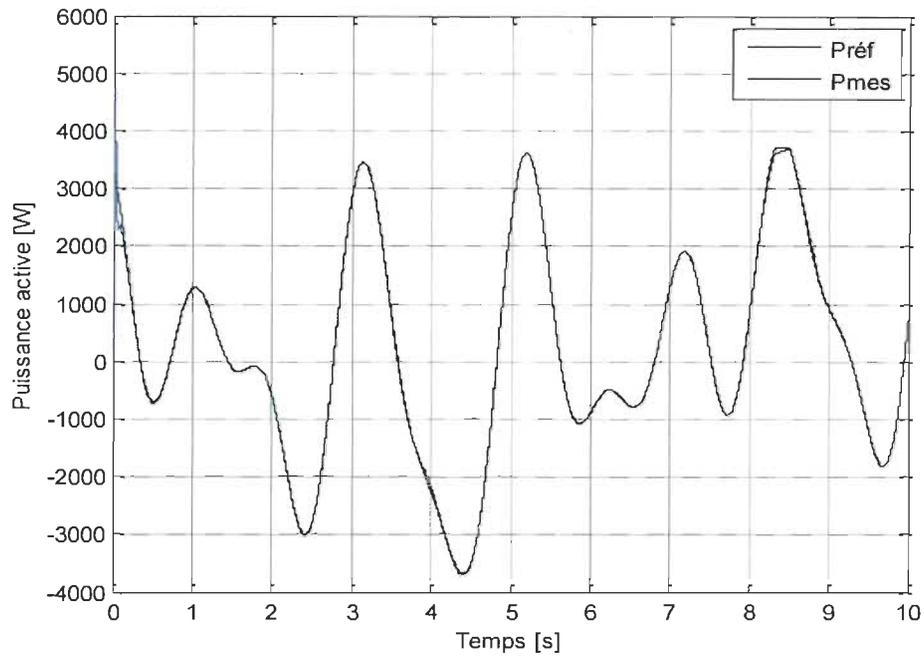


Figure 5.13 Puissances actives statoriques de la MADA

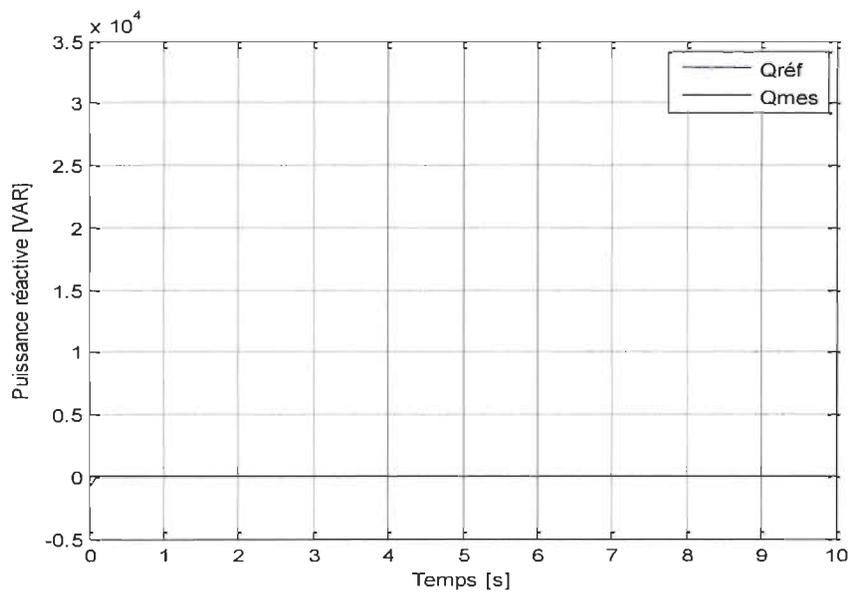


Figure 5.14 Puissances réactives statoriques de la MADA

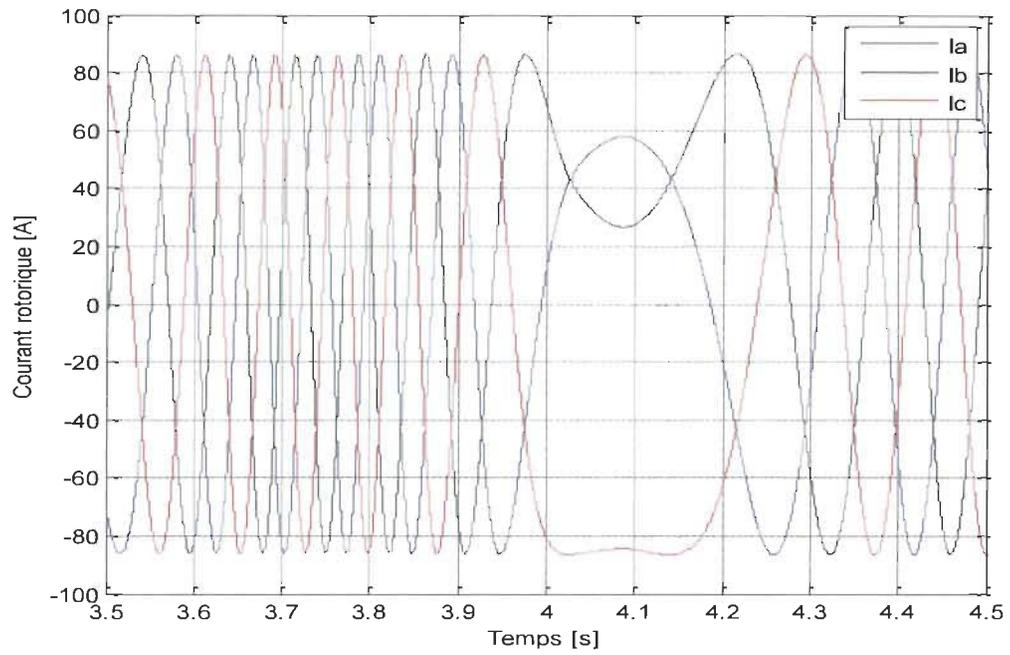


Figure 5.15 Courant rotorique de la MADA

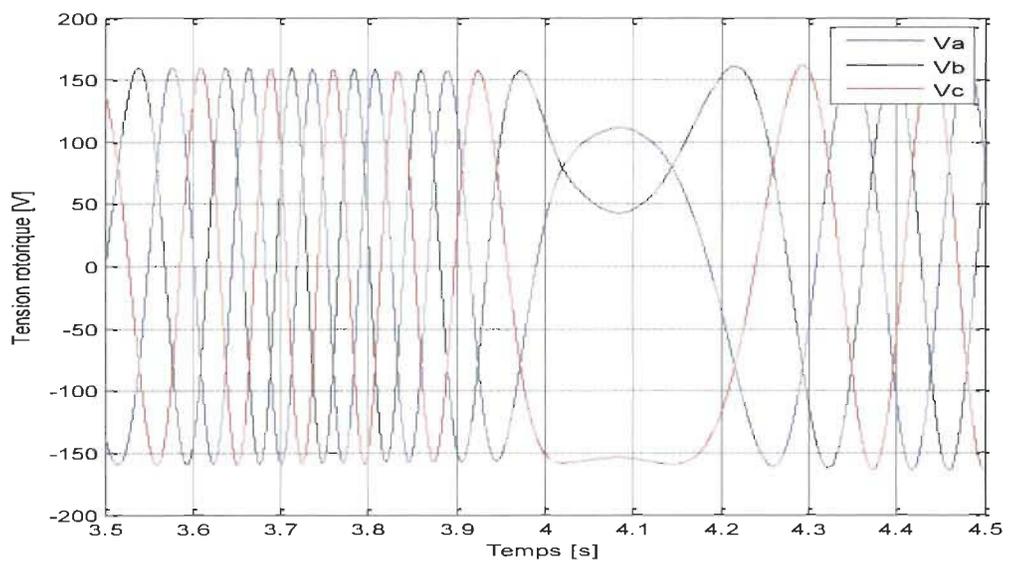


Figure 5.16 Tension rotorique de la MADA

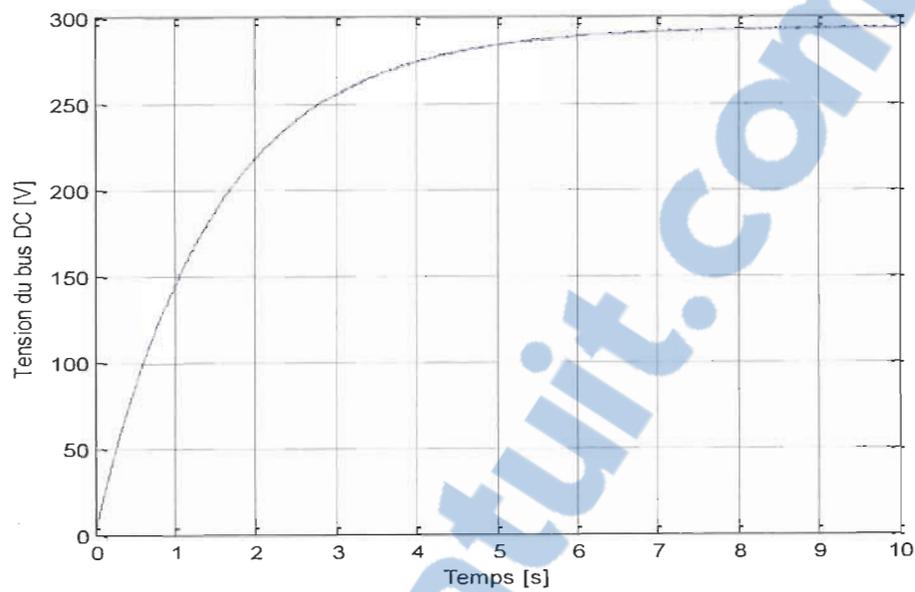


Figure 5.17 Tension du bus DC

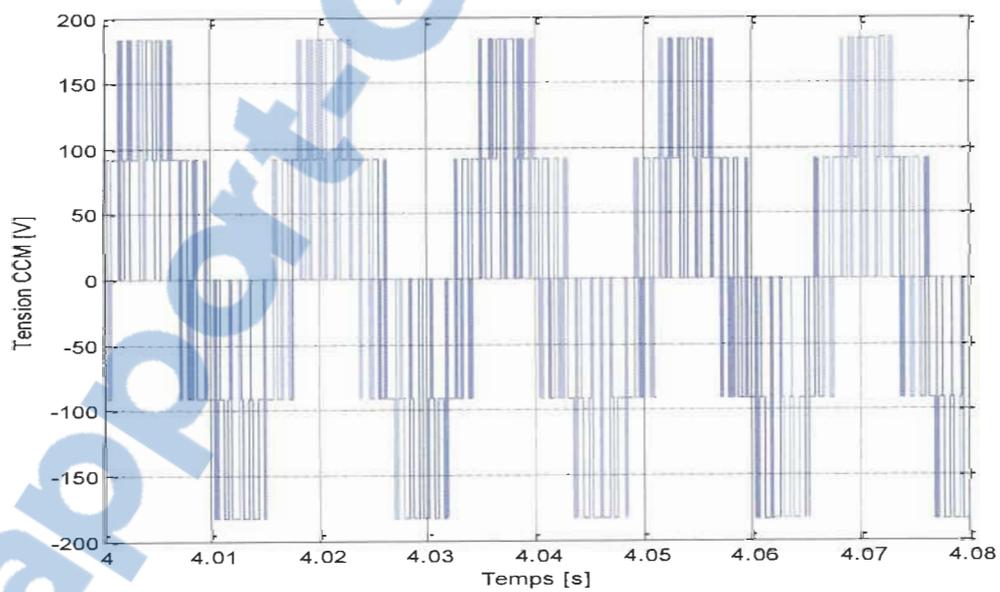


Figure 5.18 Tension entre phase du CCR

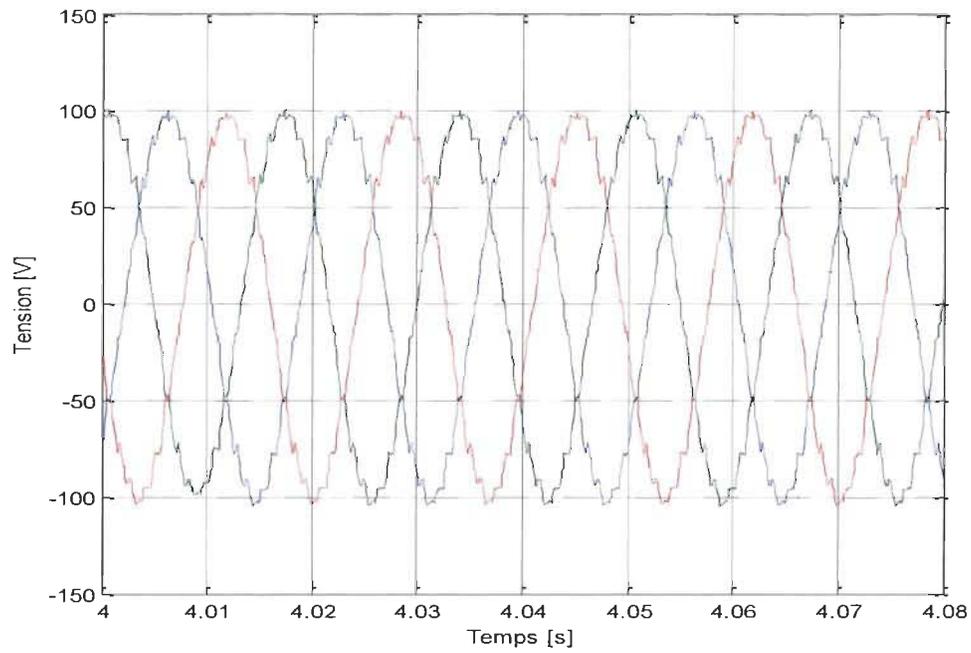


Figure 5.19 Tensions des trois phases après filtrage (R, L)

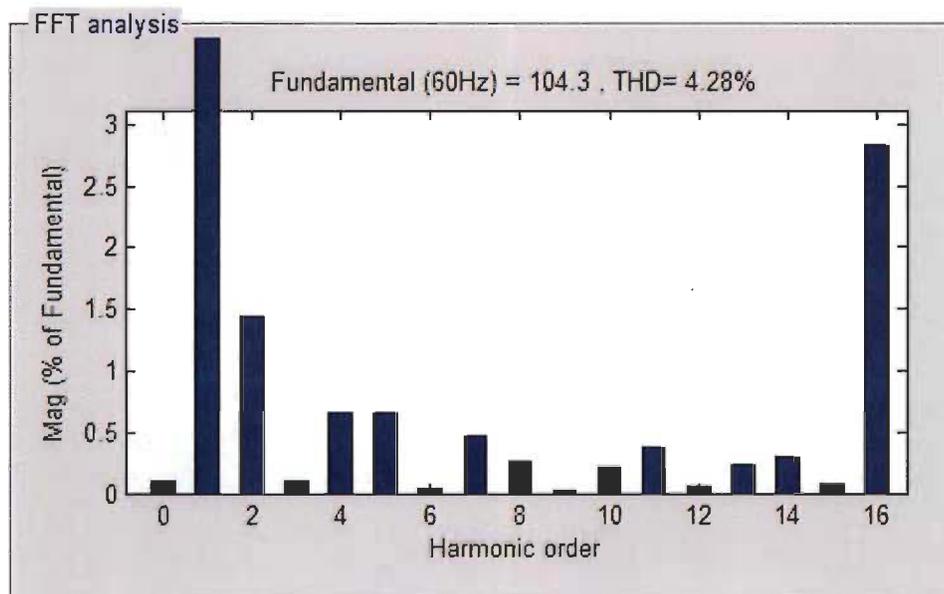


Figure 5.20 Spectre harmonique de V_{abc} (RL)

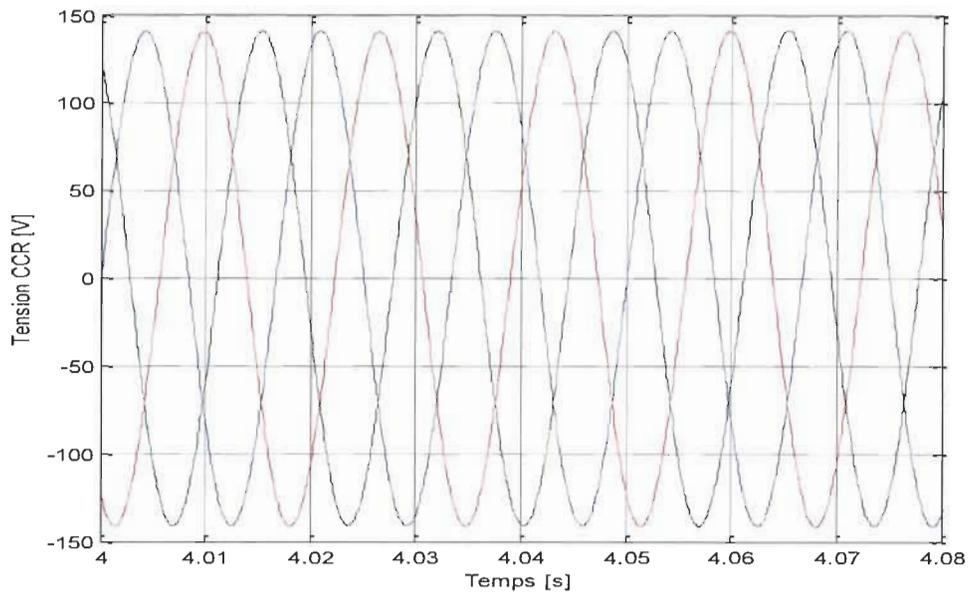


Figure 5.21 Tensions des trois phases après filtrage (FMV)

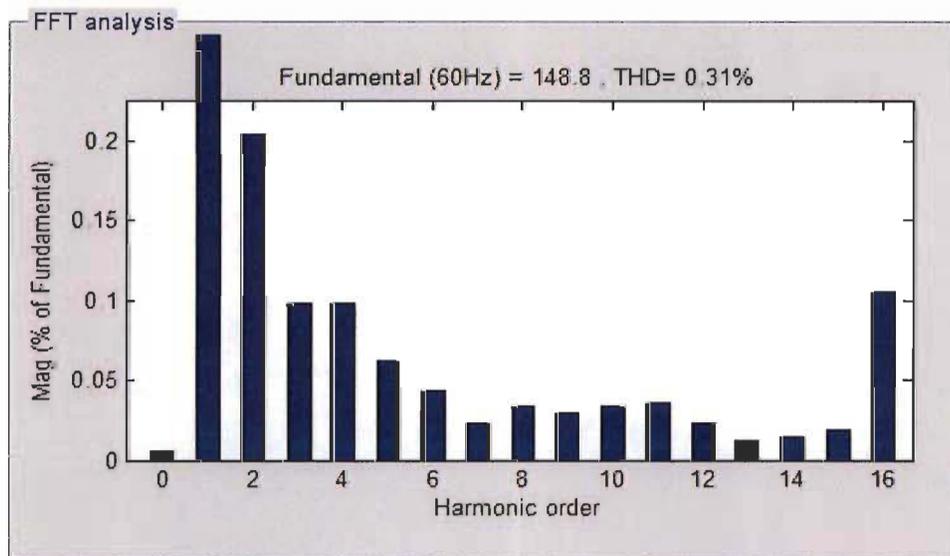


Figure 5.22 Spectre harmonique de V_{abc} (FMV)

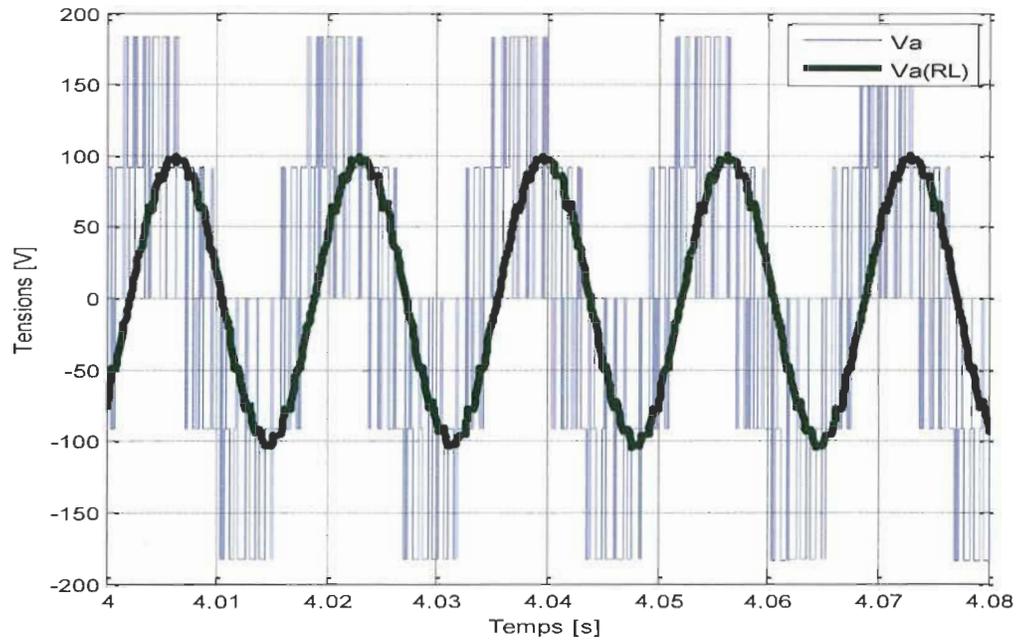


Figure 5.23 Tensions entre phase avant et après filtrage (R, L)

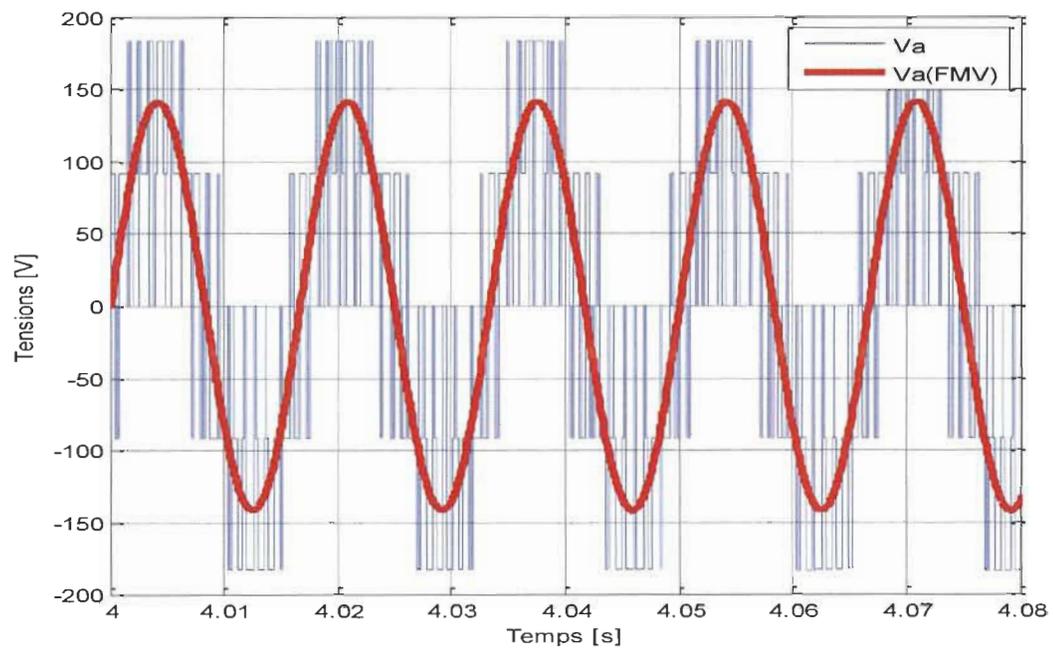


Figure 5.24 Tensions entre phase avant et après filtrage (FMV)

5.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit en premier le principe de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation en fonctionnement génératrice, puis nous avons établi son modèle à l'aide de ses équations électriques et de flux dans le système d'axe dq lié au synchronisme. Nous avons aussi développé la méthode de commande vectorielle en puissance de la machine à savoir, la commande directe en puissances active et réactive. Les résultats de simulation montrent que la commande vectorielle élaborée réalise un bon découplage de réglage des puissances statoriques à partir du rotor et une bonne poursuite des valeurs de références imposées. Puis, les convertisseurs statiques ont été modélisés et commandés par hystérésis. Enfin, l'utilisation du filtre FMV au point de connexion montre de meilleurs résultats par rapport au filtre RL.

Chapitre 6 - Conclusion générale

Les problématiques abordées dans ce mémoire nous ont permis d'étudier les modes de fonctionnement des machines asynchrones à double alimentation utilisées dans les systèmes éoliens, quelques méthodes de commande optimale à savoir la technique MPPT et le contrôle de l'angle de calage, ainsi que la modélisation d'une chaîne de production d'énergie éolienne à partir d'un émulateur.

La première partie de ce travail a été consacrée à des rappels sur les systèmes éoliens et les concepts physiques régissant leur fonctionnement. Ces rappels ont été suivis par un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices éoliennes, parmi lesquelles la machine asynchrone à double alimentation a été choisie. Pour cette dernière, le stator est directement connecté au réseau électrique, tandis que le rotor est connecté par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance qui n'est dimensionnée qu'à 25-30% de la puissance nominale de la génératrice au lieu de 100% , ce qui est le cas des autres structures à savoir les éoliennes à base de machine asynchrone à cage et de machine synchrone connectée directement au réseau.

La seconde étude menée dans ce rapport concerne la modélisation d'un émulateur de turbine éolienne par l'intermédiaire d'un modèle de turbine éolienne et d'une machine à courant continu. Cette étude avait pour but d'entraîner une machine à courant continu destinée à reproduire les variations de vitesse d'une éolienne. Les résultats de simulation montrent une bonne poursuite de référence de vitesse. Cependant, la puissance extraite n'est pas maximale même pour des vents forts, vu que la vitesse de la turbine n'a pas été adaptée à celle du vent. La technique MPPT (la maximisation de la puissance avec

asservissement de la vitesse) établie vient résoudre ce problème. L'avantage de cette méthode sur les autres est sa simplicité et permet dans notre cas d'exploiter la MADA dans ces deux modes de fonctionnement (hyposynchrone et hypersynchrone). Cependant, elle dépend fortement de la mesure de la vitesse de vent.

La dernière partie de ce mémoire a été consacrée au fonctionnement, à la modélisation et à la commande de la MADA, ainsi qu'à la modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance. Les résultats de simulation montrent que la commande vectorielle réalise un bon découplage de réglage des puissances statoriques à partir du rotor et une bonne poursuite des valeurs de références imposées. L'utilisation du filtre FMV au point de connexion donne de meilleurs résultats par rapport au filtre RL.

Comme perspectives pour la suite de ces travaux on peut citer :

- ❖ Réalisations pratiques pour valider les modèles développés, car lors cette réalisation la drive DCS800 a été endommagée. Cette validation consistait à commander les drives ABB partir d'une interface LabVIEW pour plus de flexibilité, car le logiciel (Windows drive light) fourni par la compagnie est limité et ne permet pas de commande au-delà de celles préprogrammées.
- ❖ Établissement d'un modèle qui lèvera certaines hypothèses simplificatrices et tiendra compte des résistances du circuit statorique, la saturation magnétique de la MADA, les inerties de l'axe lent et du multiplicateur au niveau de la turbine, etc.
- ❖ Réactions de la génératrice en présence de déséquilibres du réseau, des creux de tensions et des fluctuations.
- ❖ Intégration de la MADA dans un parc éolien mixte avec ou sans stockage.

❖ Réalisation du filtre multi-variable.

Références bibliographiques

- [1] O. GERGAUD, *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*, Thèse (2002), École Normale Supérieure de Cachan, France.
- [2] I. S. NOUHOU, *Étude du Générateur Asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne*, Thèse (2007), École Nationale Polytechnique, Algérie.
- [3] L. Chan, « Systèmes de conversion de l'énergie éolienne ». IEEE Canadian Review-Summer, Été 2002, pp. 1-5.
- [4] N. LAVERDURE, *L'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*, Thèse (2005), Institut national polytechnique de Grenoble, France.
- [5] F. POITIERS, *Étude 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 n° ED 0366-125 (2003), École Polytechnique de l'Université de Nantes, France.
- [6] B. Boukhezzar, *Les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable*, Thèse N°8212 (2006), Université Paris XI, France.
- [7] I. Hamzaoui, et al., "Improvement of the performances MPPT system of wind generation," in Electronics, Communications and Photonics Conference (SIECPC), 2011 Saudi International, 2011, pp. 1-6.

- [8] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse «Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie», J3eA Vol.5 hors serie1 (2000), journée de la section Électrotechnique du club EEA.
- [9] Ovando, R.I.; Aguayo, J.; Cotorogea, M., «Emulation of a Low Power Wind Turbine with a DC motor in Matlab/Simulink», Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE, Publication 2007, Page(s): 859 – 864.
- [10] REDJEM Radia, *Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne*, mémoire de magister, (2009), Université Mentouri de Constantine, Algérie.
- [11] Rotor de Savonius de : http://fr.wikipedia.org/wiki/Rotor_de_Savonius, (accédé le 20 avril 2012).
- [12] Darrieus wind turbine at: http://en.wikipedia.org/wiki/Darrieus_wind_turbine, (accessed April 20, 2012).
- [13] ENERCON Wind energy converters, ENERCON Wind brochure, http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf, (accessed April 20, 2012).
- [14] B. MULTON, G. ROBIN, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, “Le Génie Électrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne”, congrès Jeunes Chercheurs en Génie Électrique 2003, SAINT NAZAIRE : France (2003).
- [15] F. POITIERS, M. MACHMOUM, R. LE DOEUFF & M.E. ZAIM, “Control of a Doubly-Fed Induction Generator for Wind Energy Conversion Systems”, International Journal of Renewable Energy Engineering, 2001.

- [16] Frank Kreith and D. Yogi Goswami, Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy, Pages 22-1–22-30, Ltd, 2007.
- [17] Hartwanger, D., Horvat, A., "3D Modelling of A Wind Turbine Using CFD," NAFEMS UK Conference 2008, Engineering Simulation: Effective Use and Best Practice, Cheltenham, UK, June 10–11, 2008, Proceedings.
- [18] Gorban' A.N., Gorlov A.M., Silantyev V.M., "Limits of the Turbine Efficiency for Free Fluid Flow," Journal of Energy Resources Technology - December 2001 - Volume 123, Issue 4, pp. 311-317.
- [19] TOUAL Belkacem, *Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Éolien à Vitesse Variable*, mémoire de magister, (2010), Université de Batna, Algérie.
- [20] B. MULTON, X. ROBOAM, B. DAKYO, C. NICHITA, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, «Aérogénérateurs électriques», Techniques de l'ingénieur, D3 960, France.
- [21] Marques J, Pinheiro H, Grundling H, Pinheiro J, Hey H., «A survey on variable-speed wind turbine system,» In: Proceedings of Brazilian conference of electronics of power, vol. 1, 2003. p. 732–8.
- [22] S. BELAKEHAL, *Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Énergies Renouvelables*, Thèse (2010), Université de Constantine, Algérie.
- [23] A. MIRECKI, *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*, Thèse N°2213 (2005), Institut national polytechnique de Toulouse, France.

- [24] H. CAMBLONG, *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable*, Thèse N°2003-22 (2003), École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, France.
- [25] Y. Amirat, M. E. H. Benbouzid, B. Bensaker, and R. Wamkeue, «Generators for Wind Energy Conversion Systems: State of the Art and Coming Attractions, » *Journal of Electrical Systems* vol. 3-1, pp. 26-38, 2007.
- [26] L. Refoufi et al., "Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 14, pp. 333-339, 1999.
- [27] G. A. Smith and K. A. Nigim, "Wind-energy recovery by a static Scherbius induction generator," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, vol. 128, pp. 317-324, 1981.
- [28] J. G. Sloomweg, *et al.*, "Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations," in *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*, 2001, p. 6 pp. vol.4.
- [29] H. M. Kojabadi, *et al.*, "Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter-controlled induction motor," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 547-552, 2004.
- [30] D. ABDELHAKIM, *Contrôle des puissances active et réactive de la machine asynchrone à double alimentation*, Thèse (2010), Université de Batna, Algérie.

- [31] Y. Liu and J. Wang, "A large time scale wind velocity simulation method," in *Computer Design and Applications (ICDDA), 2010 International Conference on*, 2010, pp. V4-282-V4-286.
- [32] A. SADEK, *Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien*, mémoire de magister (2009), Université de Batna, Algérie.
- [33] Tahar TAFTICHT, *Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien*, Thèse (2006), Université du Québec à Trois-Rivières, Canada.
- [34] G. J. Yu, *et al.*, «A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms», in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 2002, pp. 1531-1534.
- [35] F. Ansari, *et al.*, «Control of MPPT for photovoltaic systems using advanced algorithm EPP», in *Power Systems, 2009. ICPS '09. International Conference on*, 2009, pp. 1-6.
- [36] A. 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 (2010), Université Henri Poincaré, Nancy 1, France.
- [37] M. K. Das, *et al.*, "Control of a grid connected doubly-fed induction generators for wind energy conversion," in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International*, 2009, pp. 1-5.
- [38] L. Weiwei, *et al.*, "Research on Wind Turbine Emulation based on DC Motor," in *Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on*, 2007, pp. 2589-2593.

- [39] DENDOUGA Abdelhakim, *Contrôle des puissances active et réactive de la machine à double alimentation (DFIM)*, Thèse (2010), Université de Batna, Algérie.
- [40] M. Adjoudj, *et al.*, "Commande par mode glissant d'une machine asynchrone à double alimentation montée dans une éolienne," *Revue « Nature et Technologie »*, n° 02/Janvier 2010. Pages 27 à 34, Algérie.
- [41] A. BOYETTE, *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne*, Thèse (2006), Université Henri Poincaré, Nancy 1, France.
- [42] F. Kendouli *et al.*, «Modélisation, simulation et contrôle d'une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation». *Revue des Énergies Renouvelables* Vol. 14 N°1 (2011) 109 – 120, Algérie.
- [43] M. A. E. Alali, *Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électrique basse tension*, Thèse (2002), Université Louis Pasteur – Strasbourg 1, France.
- [44] M. Malinowski, *Sensorless Control Strategies for Three-Phase PWM Rectifiers*, Thesis (2001), Warsaw University of Technology, Poland.
- [45] M. M. ABDUSALAM, *Structure et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales*, Thèse (2008), Université Henri Poincaré, Nancy 1, France.
- [46] M. Abdusalam, *et al.*, "Study and experimental validation of harmonic isolation based on High Selectivity Filter for three-phase active filter," in *Industrial*

Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on, 2008, pp. 166-171.

- [47] BECKER Florent, «*Émulation d'une chaîne éolienne de conversion d'énergie*» Mémoire de Master Systèmes Embarqué et énergie (2011), Université Henri Poincaré, Nancy I, France.
- [48] Les éléments d'une éolienne (accessed April 20, 2012) source: <http://eolienne.comprendrechoisir.com/comprendre/eolienne-pour-particulier>.
- [49] TOUFOUTI Riad, *Contribution de la commande directe du couple de la machine asynchrone*, Thèse, (2008), Université Mentouri de Constantine, Algérie.

Annexe A - Schémas blocs de simulation dans l'environnement Matlab/ Simulink/ SimPowerSystems

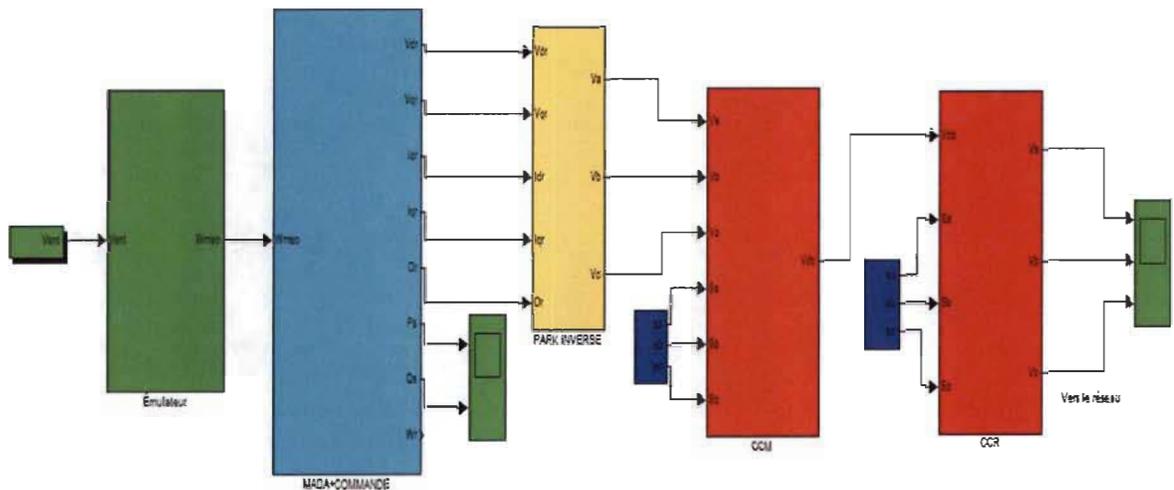


Figure A.1 Schéma bloc du système étudié

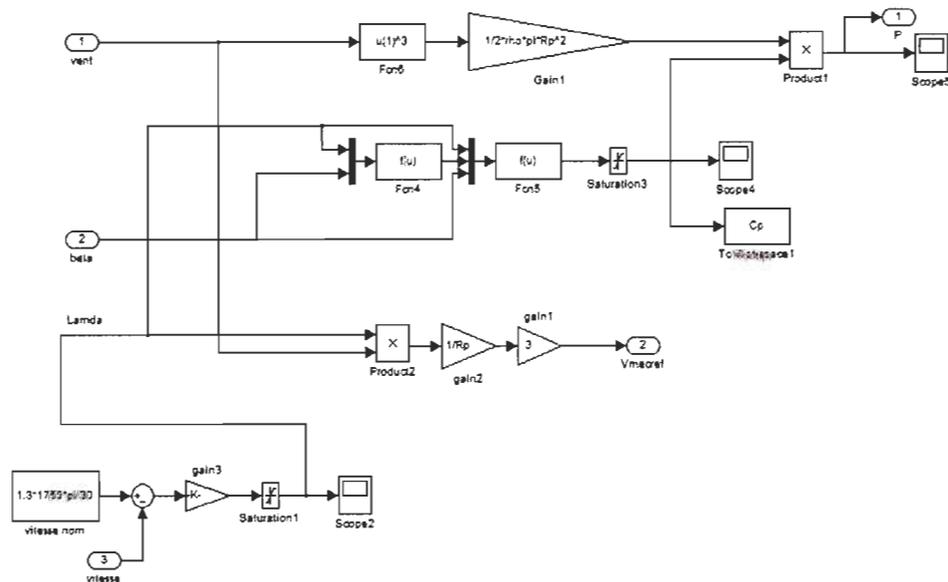


Figure A.2 Schéma bloc de la turbine éolienne

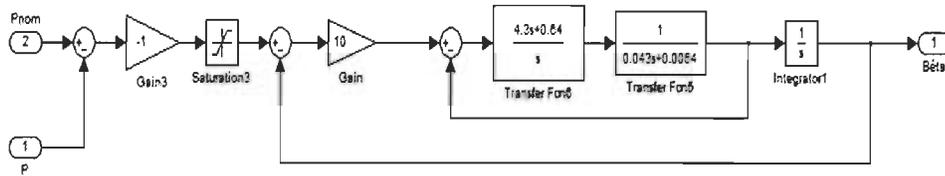


Figure A.3 Schéma bloc pour la régulation de l'angle de calage

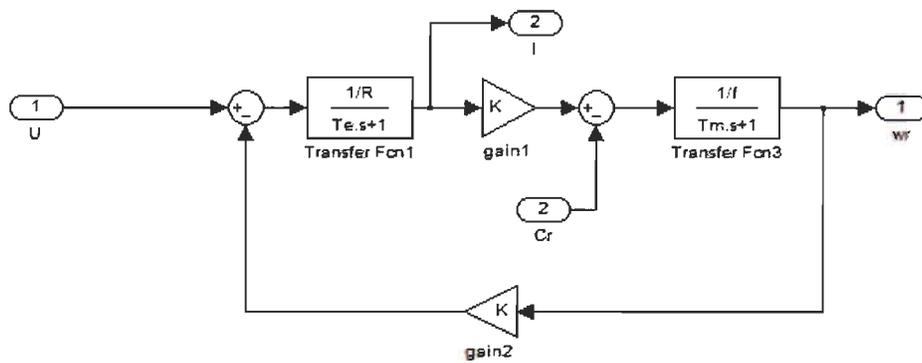


Figure A.4 Schéma bloc de la MCC

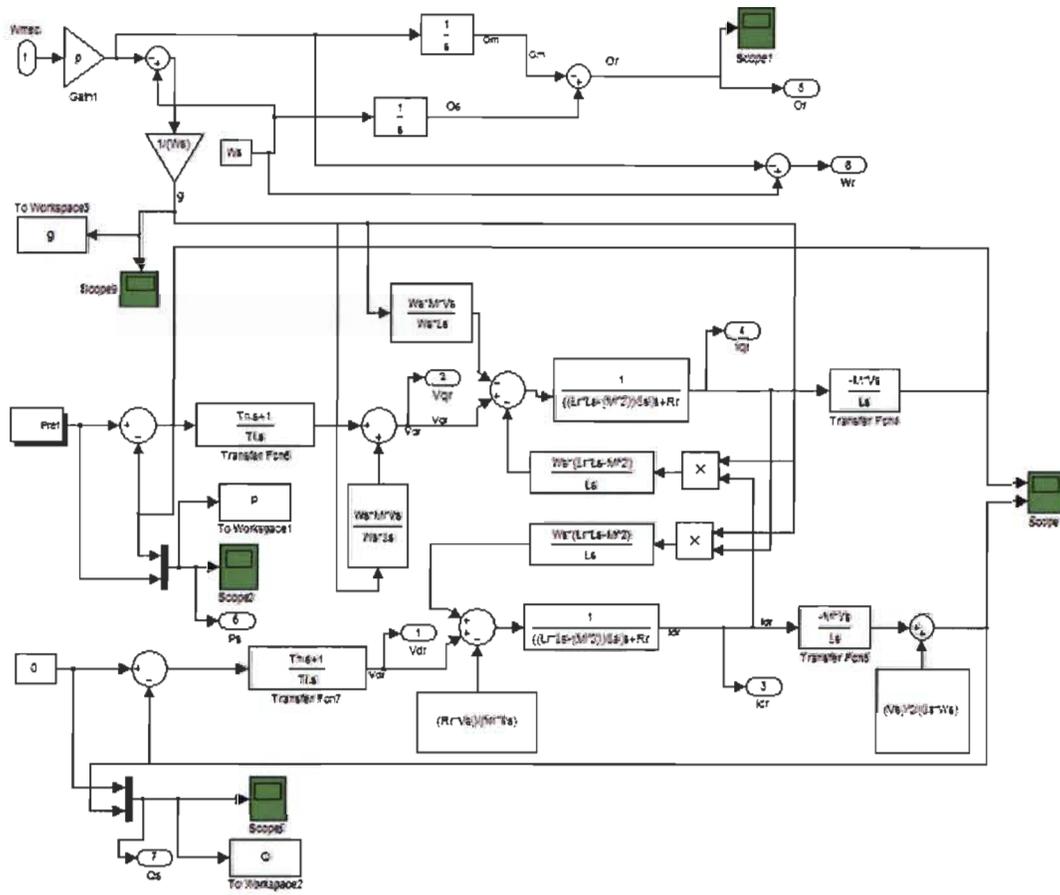


Figure A.5 Schéma bloc de la MADA et sa commande

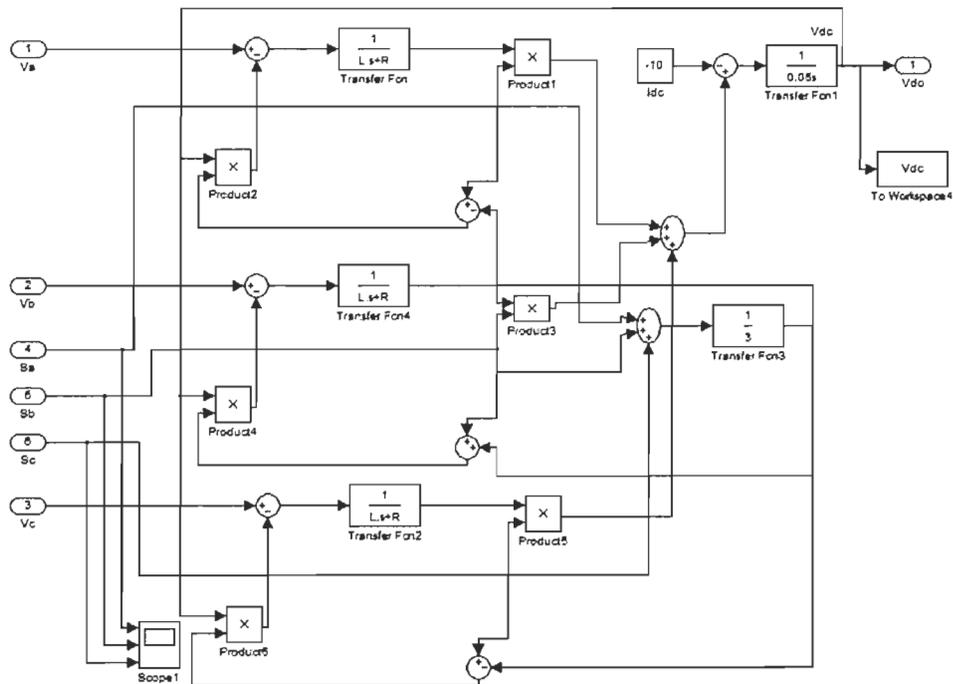


Figure A.6 Schéma bloc du redresseur

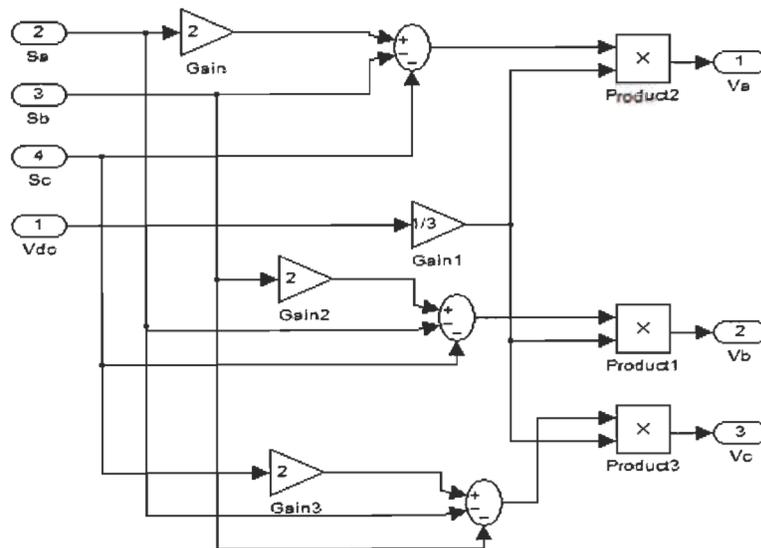


Figure A.7 Schéma bloc de l'onduleur

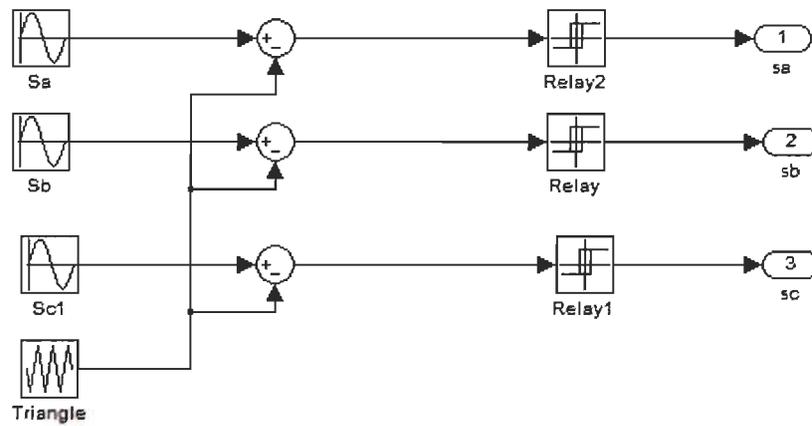


Figure A.8 Schéma bloc de commande MLI par hystérésis

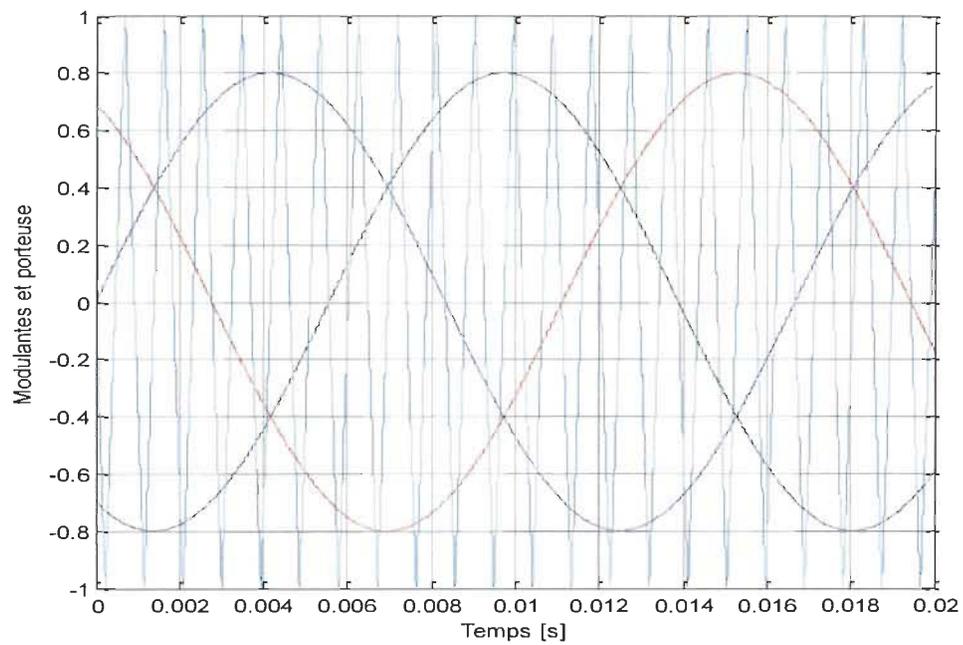


Figure A.9 Signaux des modulantes sinusoïdales et de la porteuse triangle

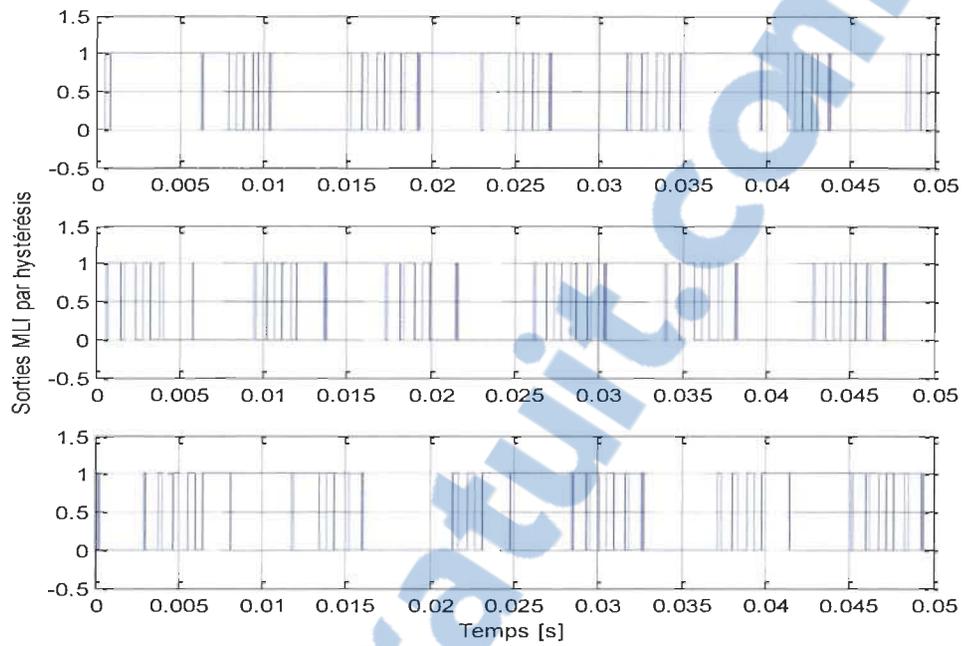


Figure A.10 Signaux de sortie de la commande MLI par hystérésis

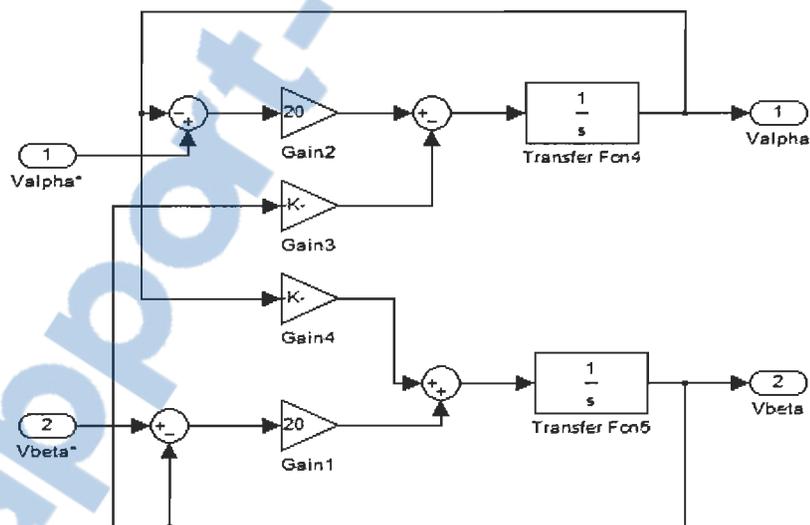


Figure A.11 Schéma bloc du FMV

Annexe B – Tableaux des paramètres

Tableau B.1 Paramètres de la turbine

Paramètre	valeur
R_p	1.5m
ρ	1.25 Kg/m ³
M	3
J_{Tl}	3 * 2.72Kg.m ²
P_n	3.7KW

Tableau B.2 Paramètres de la MCC

Paramètre	Valeur
P_n	3.7 kW
Ω_n	1750 tr/min
V_n	220V
R_a	2.58 Ω
L_a	0.028 H
L_m	0.948 H
R_e	281.3 Ω
L_e	156 H
J_{mcc}	0.02215 kg.m ²
f_{mcc}	0.006 N.m/s

Tableau B.3 Les gains des régulateurs de la MCC

Paramètre	Valeur
K_{ii}	2580
K_{pi}	28
K_{iv}	0.5357
K_{pv}	1.9777

Tableau B.4 Les paramètres pour l'actionneur des pales

Paramètre	Valeur
J_{pz}	$0.043 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
f_p	$0.00645 \text{ N} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
$K_{p\beta}$	4.3
$K_{I\beta}$	0.645
K_{β}	10
K_v	-1

Tableau B.5 Paramètres de la MADA

Paramètre	valeur
P_n	3.7 kW
Ω_n	1800 tr/min
V_n	220 V
R_r	0.92 Ω
R_s	0.43 Ω
$L_r=L_s$	4 mH
M	6.78 mH
p	2

Tableau B.6 Paramètres du bus et des filtres

Paramètre	valeur
Bus DC	
C	0.005 F
Filtre RL	

R	1Ω
L	0.0027 H
Filtre FMV	
K	20
f_c	60 Hz