

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département: Génie Electrique
Ref :.....



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم الهندسة الكهربائية
المرجع:.....

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat en sciences en Electrotechnique

Intitulé

**Modélisation et commande d'un système de conversion
d'énergie éolienne à base d'une MADA**

Présentée par :

Azzouz TAMAARAT

Soutenue publiquement le 08/12/2015

Devant le jury composé de:

BETKA Achour	Professeur	Univ. Biskra	Président
BENAKCHA Abdelhamid	Professeur	Univ. Biskra	Rapporteur
ABDESSEMED Rachid	Professeur	Univ. Batna	Examineur
NACERI Farid	Professeur	Univ. Batna	Examineur
CHENNI Rachid	Professeur	Univ. Constantine	Examineur
BOUREK Amor	Maître de Conférences	Univ. Biskra	Examineur

Abstract: Wind power is an affordable, efficient and abundant source of electricity. With the development of wind power technology, variable speed constant frequency wind turbine has become the mainstream today. This work is a contribution to the study of this type of energy.

In this thesis, a study analysis of a complete wind energy conversion system is presented (in the first area where the pitch angle is not applied), the system based on a doubly fed induction generator (DFIG) and connected to the fixed grid frequency. A vector control with stator flux orientation of the DFIG is also used to control independently the active and reactive powers between the stator and the grid. The proposed controller generates the references rotor voltages required to guarantee their desired reference values. The complete system is modeled and simulated in the MATLAB and Simulink. Comparison studies have been performed between the conventional PI controller, fuzzy logic and fuzzy self-tuning PI controller to investigate its dynamic and static performances. Electrical machinery, especially induction machines have a non-linear dynamics, and the control of these machines by conventional controllers is not always effective, which justifies the use of fuzzy logic. The results show that, the fuzzy self-tuning PI controller which has been proposed. Therefore, compared with conventional controller this type has more advantages and the control performance is greatly improved by using this type of control. To maximize the use of wind energy, the MPPT control is indispensable for optimization the conversion of energy. Due to various factors, the MPPT control maybe constitute one of the most attractive solutions to achieve this optimization.

Keywords: *Wind power, Doubly Fed Induction Generator (DFIG), Vector control, Active power, Reactive power, Maximum Power Point Tracking (MPPT); Fuzzy logic.*

Résumé: L'énergie éolienne est une source abordable, efficace et abondante d'électricité. Le développement de la technologie éolienne à vitesse variable et à fréquence constante est devenu un domaine d'intérêt majeur aujourd'hui. Ce travail est une contribution à l'étude de la génération de ce type d'énergie.

Dans ce travail, une étude analytique complète d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne est présentée (dans la première zone de fonctionnement où l'angle de calage des pales est nul). Le système est basé sur une machine asynchrone à double alimentation (MADA) et relié au réseau de fréquence constante. Une commande vectorielle basée sur l'orientation du flux statorique de la machine est appliquée pour contrôler indépendamment les puissances active et réactive entre le stator et le réseau. Le contrôleur proposé génère les tensions de référence rotoriques nécessaires pour garantir leurs valeurs souhaitées. L'ensemble du système éolien et sa commande ont été modélisés et simulés en utilisant le logiciel Matlab. Des études comparatives ont été réalisées entre les commandes à base des régulateurs utilisés à cet effet (PI classique, flou et PI adaptatif par la logique floue) pour évaluer leurs performances en régimes dynamique et statique. Les machines électriques, notamment les machines à induction, possèdent une dynamique non linéaire. Pour cela, la commande de ces machines par des contrôleurs conventionnels n'est pas toujours efficace. Ceci justifie l'utilisation de la logique floue. Les résultats montrent que, la commande PI adaptative proposée permet d'obtenir des performances de contrôle nettement améliorées, surtout par rapport à la commande PI conventionnelle. Pour capter le maximum de puissance dans une turbine éolienne, un algorithme de commande (MPPT) doit être utilisé pour optimiser la conversion d'énergie. A cause de différents facteurs, la commande MPPT floue peu constitué l'une des solutions les plus attractives pour arriver à cette optimisation.

Mots clés: *Eolienne; Machine asynchrone à double alimentation (MADA); Commande vectorielle; Puissance active; Puissance réactive; Extraction de la puissance maximale (MPPT); Logique floue.*

Remerciements

Les travaux présentés dans cette thèse ont été effectués au sein du laboratoire de Génie Electrique de Biskra (**LGEB**), faculté des sciences de l'ingénieur de l'Université Mohamed Khider, Biskra, sous la direction du Pr. **Zouzou Salah Eddine**, à qui je présente l'expression de ma profonde gratitude pour tous les encouragements qu'il m'a prodigué pendant toute la durée de ce travail.

A l'issue de ce travail je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué, chacune à leur manière, à l'accomplissement de cette thèse.

Tout d'abord, je tiens à remercier vivement Monsieur **BENAKCHA Abdelhamid**, Maître de Conférences à l'Université de Biskra, pour avoir dirigé ce travail, pour ses grandes compétences scientifiques ainsi que pour ses conseils, ses remarques toujours constructives.

Mes sincères remerciements aux messieurs les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en participant au jugement de ce travail.

Je tiens particulièrement à remercier Monsieur **BETKA achour**, professeur à l'université de Biskra, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Je suis très reconnaissant aux membres du jury: Monsieur **BOUREK Amor**, Maître de Conférences à l'université de Biskra, Monsieur **ABDESSEMED Rachid** professeur à l'université de Biskra, Monsieur **NACERI Farid** professeur à l'université de Batna et Monsieur **CHENNI Rachid** professeur à l'université de Biskra, qui m'ont fait l'honneur d'accepter d'examiner et d'évaluer ce travail.

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des acronymes et des symboles

Introduction générale 1

Chapitre I :

Principes de conversion de l'énergie éolienne

I.1	Introduction	6
I.2	Etat de l'art sur l'énergie éolienne	6
I.2.1	Inconvénients et avantages de l'énergie éolienne	7
I.2.2	Eoliennes à vitesse variable	8
I.2.3	Éoliennes à axe horizontal	8
I.2.4	Constitution d'une éolienne à axe horizontal	9
I.2.6	Le vent	11
	<i>I.2.6.1 Variabilité temporelle</i>	11
	<i>I.2.6.2 Variabilité spatiale</i>	11
	<i>I.2.6.3 Mesure de la vitesse du vent</i>	12
	<i>I.2.6.4 Pylônes de mesure</i>	12
I.2.7	Energie éolienne en Algérie	13
	<i>I.2.7.1 Gisement éolien en Algérie</i>	13
	<i>I.2.7.2 Carte des vents en Algérie</i>	14
	<i>I.2.7.3 Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie</i>	15
	<i>I.2.7.3 Production mondiale d'électricité éolienne</i>	17
I.2.5	Notions théoriques sur l'éolienne à axe horizontal	18
I.3	Différents systèmes de conversion électromagnétique de l'énergie éolienne à vitesse variable	23
I.3.1	Avantages des éoliennes fonctionnant à vitesse variable	23
I.3.2	Machine asynchrone à cage (MAS)	24
I.3.3	Machine synchrone (MS)	24
I.3.4	Machines asynchrones à double alimentation (MADA)	25
	<i>I.3.4.1 Modes de fonctionnement de la MADA</i>	26
I.3.5	Machine synchrone à aimants permanents (MSAP)	28
I.4	La connexion au réseau	31
I.5	Conclusion	31

Chapitre II :

Modélisation des éléments de la chaîne de conversion

II.1	Introduction	33
II.2	Modélisation des éléments de l'éolienne	33
II.2.1	Modèle généralisé d'une MADA	34

II.2.2 Mise en équation de la partie électrique dans le plan a, b, c	35
II.2.3 Modèle généralisé de la machine asynchrone dans le repère de <i>Park</i>	38
II.2.4 Calcul du couple électromagnétique	41
II.3 Partie mécanique	41
II.3.1 Modélisation	42
II.3.2 Approximation numérique	45
II.4 Convertisseurs de puissance	49
II.4.1 Modulation de largeur d'impulsion (MLI)	49
II.4.2 Construction du convertisseur directionnel	50
II.4.3 Modèle du filtre	54
II.4.4 Modélisation du bus continu	57
II.5 Conclusion	58

Chapitre III:

Commande des puissances actives et réactive par les trois régulateurs PI, flous et PI adaptatif

III.1 Introduction	60
III.2 Généralités sur les régulateurs classiques (PI) et les régulateurs flous	61
III.2.1 Principaux objectifs de la commande	61
III.2.2 Description des régulateurs PI	62
III.2.2.1 Méthodes d'optimisation pour le réglage de contrôleurs PI	63
III.2.3 Logique floue	64
III.2.3.1 Régulateur flou	64
III.2.3.2 Avantages et inconvénients de la commande floue	65
III.2.3.3 Théorie des ensembles flous	65
III.2.4 Structure d'un régulateur flou	67
III.3 Commande par logique floue	69
III.3.1 Ensembles flous (Fonctions d'appartenance)	70
III.3.2 Inférence floue	70
III.3.3 Defuzzification	72
III.4 Commande adaptative par logique floue	73
III.4.1 Description du mécanisme d'adaptation d'un régulateur classique par la logique floue	73
III.4.2 Liens entre l'évolution des paramètres du PI et les performances désirées	75
III.5 Commande vectorielle	76
III.6 Résultats de simulation et interprétation	80
III.7 Conclusion	83

Chapitre IV :

Stratégie de la commande d'une chaîne de conversion éolienne basée sur la MADA

IV.1 Introduction	85
IV.2 Stratégie de la commande	86

IV.2.1	Contrôle des puissances active et réactive d'une MADA	87
IV.2.2	Commande vectorielle par le convertisseur CCR	87
IV.2.2	Commande vectorielle par le convertisseur CCS	87
IV.2.3.1	Contrôle des transites des puissances à travers le rotor de la MADA	88
IV.2.3.2	Contrôle de la tension du bus continu	89
IV.2.4	Fonctionnement en première partie des zones de fonctionnement	87
IV.2.5	Optimisation de la conversion énergétique	91
IV.3	Résultats de simulation et interprétation	96
IV.4	Comparaison entre différentes méthodes MPPT	104
IV.4.1	Commande par un rapport de vitesse optimal (Tip Speed Ratio - TSR)	104
IV.4.2	Commande en couple optimal (Optimal torque control - OTC)	104
IV.4.3	Perturbation et observation (P&O) ou (Hill Climb - HC)	105
IV.4.3	MPPT basées sur le principe de la logique floue (Fuzzy Logic Control - FLC)	106
IV.5	Structure de base d'une commande MPPT floue	106
IV.6	Résultats de simulation et interprétations	110
IV.7	Conclusion	113
	Conclusion générale	114
	Références bibliographiques	117
	Annexe	125

Liste des figures

Chapitre I: Principes de conversion de l'énergie éolienne

Figure I. 1: Exemples d'éoliennes à axe vertical et à axe horizontal	8
Figure I. 2: Composante d'une éolienne	9
Figure I. 3: Variations temporelles de la vitesse du vent	11
Figure I. 4: Outils de mesure de la vitesse du vent	12
Figure I. 5: Station de mesure du vent	13
Figure I. 6: Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)	14
Figure I. 7: Photo d'une première éolienne installée en Algérie	15
Figure I. 8: La ferme éolienne à Adrar	16
Figure I. 9: Prévision de développement des énergies renouvelables en Algérie	16
Figure I. 10: Tube de courant autour d'une éolienne	18
Figure I. 11: Coefficient de puissance $C_p(\lambda)$ pour différents types des turbines éoliennes	19
Figure I. 12: Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance	21
Figure I. 13: Zones de fonctionnement avec contrôle de l'angle de calage (pitch control)	22
Figure I. 14: Eolienne utilisant la MAS	24
Figure I. 15: Système éolien basé sur la machine synchrone	24
Figure I. 16: Machine asynchrone à rotor bobiné	25
Figure I. 17: Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation	25
Figure I. 15: Modes de fonctionnement de la MADA	26

Chapitre II : Modélisation des éléments de la chaîne de conversion

Figure II. 1: Schéma synoptique du modèle et d'une commande de la chaîne de conversion étudiée	34
Figure II. 2: Représentation de la machine asynchrone triphasée dans l'espace électrique	34
Figure II. 3: Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique	38
Figure II. 4: Représentation des enroulements de la machine de <i>Park</i>	40
Figure II. 5: profil du vent pour une durée de 500 s	42
Figure II. 6: Modèle d'une turbine éolienne	43
Figure II. 7: Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne	44
Figure II. 8: Schéma bloc du modèle d'une turbine éolienne	44
Figure II. 9: Courbes C_p , P_m , C_c et C_m obtenues à partir de l'approximation numérique (II.33)	46
Figure II. 10: Représentation de la variation du coefficient de puissance dans l'espace $C_p(\lambda, \beta)$	46
Figure II. 11: Courbes de simulation obtenues à l'aide du modèle de la fig II.8	48
Figure II. 12: le signal de porteuse et les signaux de références (modulantes)	49
Figure II. 13: Commande MLI par modulation «sinus - triangulaire»	50
Figure II. 14: Schéma électrique d'un convertisseur MLI triphasé	51
Figure II. 15: La tension simple d'une phase à la sortie de l'onduleur	53
Figure II. 16: Tension composée à la sortie de l'onduleur	54
Figure II. 17: Schéma équivalent d'un filtre dans le repère (d, q)	56
Figure II. 18: Courant de la phase (a) après le filtrage	56
Figure II. 19: Schéma équivalent pour le circuit du bus continu	57

**Chapitre III: Commande des puissances actives et réactive par les trois régulateurs
PI, flous et PI adaptatif**

Figure III. 1: Schéma fonctionnel d'un processus réglé	61
Figure III. 2: Réponse d'un procédé asservi à un échelon de consigne	62
Figure III. 3: comparaison d'un ensemble classique et d'un ensemble flou	65
Figure III. 4: fonction caractéristique	66
Figure III. 5: fonction d'appartenance	66
Figure III. 6: fonction d'appartenance, variable et terme linguistique	66
Figure III. 7: Structure d'un régulateur flou	67
Figure III. 8: defuzzification par centre de gravité	68
Figure III. 9: Schéma synoptique d'un régulateur flou des puissances active et réactive	69
Figure III. 10: Ensembles flous de l'erreur et la variation d'erreur	70
Figure III. 11: Evolution de l'erreur et la variation de l'erreur avec la réponse de système à commander	71
Figure III. 12: Principe d'adaptation du PI par la logique floue	74
Figure III. 13: Forme de la fonction d'appartenance pour les grandeurs suivantes: $E, \Delta E, \Delta K_p, \Delta K_i$	74
Figure III. 14: Principe de la commande vectorielle	76
Figure III. 15: Référentiel diphasé (d,q) lié au champ tournant statorique	77
Figure III. 16: Schéma-bloc de la MADA	79
Figure III. 17: Schéma bloc de la commande vectorielle de la MADA	80
Figure III. 18: Suivi de consigne de puissances active et réactive	81

**Chapitre IV : Stratégie de la commande d'une chaîne de conversion éolienne
basée sur la MADA**

Figure IV. 1: Schéma synoptique pour le modèle de la chaîne de conversion étudiée et sa commande	86
Figure IV. 2: Commande du convertisseur côté réseau CCS	89
Figure IV. 3: Caractéristique statique ; puissance éolienne par rapport la vitesse de rotation de l'axe lente et la courbe de la puissance maximale	90
Figure IV. 4: Schéma fonctionnel de commande avec l'asservissement de la vitesse à charge partielle	92
Figure IV. 5: Dispositif de commande avec l'asservissement de la vitesse	95
Figure IV. 6: Profil du vent	96
Figure IV. 7: Evolution des grandeurs mécaniques de la chaîne de conversion	97
Figure. IV.8: Evolution des puissances active et active dans le stator de la MADA	98
Figure. IV.9: Evolution des puissances active et réactive dans le stator de la MADA	99
Figure. IV.10: Erreur entre les puissances active et réactive et leurs références	100
Figure. IV.11: Evolution de déphasage entre le courant et la tension statorique suivant le signe et la valeur de l'énergie réactive entre le stator de la machine et le réseau	100
Figure. IV.12: Variation des grandeurs rotorique suivant le glissement de la machine	101
Figure. IV. 13: Evolution de la tension du busse continu et de puissance réactive dans le rotor de la MADA	102
Figure IV. 14: MPPT à vitesse de vent fixe	105
Figure IV. 15: Structure du contrôleur MPPT flou	107
Figure IV. 16: Fonctions d'appartenances des différentes variables linguistiques	107
Figure IV. 17: Processus MPPT pour suivre les points de la puissance maximale	108
Figure IV. 18: Schéma synoptique de contrôle pour suivre le point de la puissance maximale en utilisant la logique floue	110
Figure IV. 19: Profil du vent	110
Figure IV. 20: Comparaison des performances entre deux méthodes d'optimisation (TSR et FLC)	111

Liste des tableaux

Tableau I.1: Les catégories des éoliennes selon leurs puissances	9
Tableau I.2: Puissance éolienne installée dans le monde de 2001 à la fin de 2013 (en MW)	17
Tableau I.3: Principaux types de machines électriques utilisées dans la construction des éoliennes	29
Tableau I.4: Comparaison du volume et du poids du système éolien pour différents types de générateurs	30
Tableau I.5: Comparaison du coût et du rendement du système éolien pour quatre types de générateurs	30
Tableau II.1: Table de vérité d'un onduleur commandé par MLI	52
Tableau.III.1: Matrice d'inférence du régulateur flou pour 5 sous ensembles flous	72
Tableau.III.2: Règles d'inférence pour ajuster les deux paramètres proportionnel et intégral de PI	75
Tableau IV.1: Comparaison entre différentes techniques MPPT	106
Tableau IV.2: Table des décisions floues dans la commande MPPT floue	108

Liste des acronymes et des symboles

<i>MADA</i>	Machine asynchrone à double alimentation.
<i>M.L.I</i>	Modulation de largeur d'impulsions.
<i>CCS</i>	Convertisseur côté statorique.
<i>CCR</i>	Convertisseur côté rotorique.
<i>IGBT</i>	Insulated Gate Bipolar Transistor.
<i>f.m.m</i>	Force magnétomotrice.
<i>MPPT</i>	Maximum Power Point Tracking.
<i>MAS</i>	Machine asynchrone à cage.
<i>MS</i>	Machine synchrone.
<i>MSAP</i>	Machine synchrone à aimants permanents.
<i>TSR</i>	Tip Speed Ratio.
<i>OTC</i>	Optimal torque control.
<i>HC</i>	Hill Climb.
<i>P&O</i>	Perturbation et observation.
<i>FLC</i>	Fuzzy Logic Control.
<i>PI</i>	Proportionnel intégral.
<i>CF</i>	Contrôle flou.
<i>RLF</i>	Régulateur par logique floue.
<i>S</i>	Section de la surface active balayée par les pales.
ρ	Densité de l'air.
V_v	Vitesse du vent
P_v	Puissance du vent.
P_m	Puissance mécanique.
λ	Rapport d'avance (vitesse de l'extrémité des pales sur la vitesse du vent).
Ω_1	Vitesse de rotation avant le multiplicateur.
Ω_2	vitesse de rotation après le multiplicateur.
<i>R</i>	Rayon des pales de l'aérogénérateur.
C_p	Coefficient de puissance.
β	Angle de calage des pales.
C_T	Couple théorique capté par la turbine éolienne.
.	

C_c	Coefficient de couple.
λ_{opt}	Rapport de vitesse optimal.
C_{pmax}	Coefficient de puissance maximal.
N_{nom}	Vitesse de rotation nominale.
P_{nom}	Puissance nominale.
K	Gain du multiplicateur.
f	Coefficient des frottements mécaniques.
J_{turb}	Moment d'inertie de l'arbre de la turbine.
J_g	Moment d'inertie de l'arbre de la génératrice.
J	Moment d'inertie total ramené sur le rotor de la génératrice.
ω_s	Pulsation du réseau (pulsation statorique).
ω_r	Pulsation des grandeurs électriques au rotor.
ω_e	Pulsation électrique entre les bobinages statorique et rotorique.
f_r	Fréquence rotorique.
f_s	Fréquence statorique.
Ω_s	Vitesse angulaire de synchronisme.
Ω_{mec}	Vitesse angulaire du rotor de la MADA.
Ω_{turb}	Vitesse angulaire de la turbine.
Ω_{ref}	Vitesse de référence.
$\tilde{\Omega}_{turb}$	Vitesse estimée de la turbine.
θ	Angle entre le repère statorique et le repère rotorique.
θ_s, θ_r	Angle du stator et du rotor avec l'axe (d, q)
g	Glissement du rotor par apport au stator de la machine.
N	Vitesse de rotation en (tr/min).
P	Nombre de paires de pôles.
t	Temps.
P	Opérateur de Laplace.
C_{em}	Couple électromagnétique.
C_g	Couple sur l'arbre du générateur.
C_{turb}	Couple sur l'arbre de l'hélice.
C_{mec}	Couple mécanique.
C_{vis}	Couple des frottements visqueux.
C_{em-reg}	Couple électromagnétique de réglage.

\tilde{C}_{turb}	Couple estimé de la turbine.
\tilde{C}_g	Couple estimé sur l'arbre de la génératrice.
\tilde{V}_V	Vitesse estimé du vent.
C_Ω	Correcteur de vitesse.
P_{aer}	Puissance aérodynamique.
P_s	Puissance active échangée entre le stator de la machine et le réseau.
P_r	Puissance active transmise par le rotor de la machine électrique.
P_{s-ref}	Puissance active de référence à travers le stator.
Q_{s-ref}	Puissance réactive de référence à travers le stator.
Q_s	Puissance réactive échangée entre le stator de la machine et le réseau.
R_s	Résistance d'une phase statoriques.
R_r	La résistance d'une phase rotoriques.
l_s	Inductance propre d'une phase statorique.
l_r	Inductance propre d'une phase rotorique.
L_s	Inductance cyclique d'une phase statorique.
L_r	Inductance cyclique d'une phase rotorique.
M_{sr}	Inductance mutuelle cyclique entre les enroulements statorique et rotorique.
m_s	Inductance mutuelle des enroulements statoriques.
m_r	Inductance mutuelle des enroulements rotoriques.
M_{max}	valeur maximale des coefficients d'inductance mutuelle Stator-Rotor.
M	Inductance magnétisante de la MADA.
R_f	Résistance d'un filtre.
L_f	Inductance d'un filtre.
c	Valeur de la capacité sur le bus continu.
i_c	Courant traversant le condensateur.
i_{red}	Courant à la sortie du redresseur MLI.
i_{ond}	Courant à l'entrée de l'onduleur MLI.
u_c	Tension aux bornes du condensateur (tension du bus continu).

v_{ab}, v_{bc}, v_{ca}	Tensions composées modulées par le convertisseur MLI.
v_{an}, v_{bn}, v_{cn}	Tensions simples modulées par le convertisseur MLI.
f_1, f_2, f_3	Séquences pour les signaux de commande des interrupteurs.
v_{md} et v_{mq}	Composantes directe et en quadrature des tensions modulées à la sortie e l'onduleur.
v_s	Tension instantanée des phases statoriques.
v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}	Tensions simples triphasées au stator de la machine.
v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}	Tensions simples triphasées au rotor de la machine.
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}	Courants dans les enroulements statoriques de la machine.
i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}	Courants dans les enroulements rotoriques de la machine.
$\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$	Flux propres circulant dans les enroulements du stator de la machine.
$\Phi_{ra}, \Phi_{rb}, \Phi_{rc}$	Flux propres circulant dans les enroulements du rotor de la machine.
$[P(\theta)]$	Matrice de transformation de Park.
d, q	Composantes de Park directe et en quadrature.
$[v_{sdqo}], [v_{rdqo}]$	Vecteurs tensions statorique et rotorique dans le repère de Park.
$[i_{sdqo}], [i_{rdqo}]$	Vecteurs courants statoriques et rotoriques dans le repère de Park.
$\Phi_{sdqo}, [\Phi_{rdqo}]$	Vecteurs flux statoriques et rotoriques dans le repère de Park.
k_p, k_i	Gain proportionnel et intégral pour le régulateur PI.
$y(t)$	Signal de mesure.
$r(t)$	Signal de consigne.
$u(t)$	Signal de commande.
$e(t)$	Erreur de mesure.
$\Delta e(t)$	Variation de l'erreur.
$e(t-1)$	Erreur de l'état précédente.
$E, \Delta E, U$	Les valeurs normalisées d'erreur, la variation de l'erreur et celle de la commande.
$G_e, G_{\Delta e}, G_u$	Gains de normalisation.
$\Delta K_p, \Delta K_i$	Les valeurs normalisées de l'action proportionnelle et intégrale pour Le PI adapté.
K_{p0}, k_{i0}	Les paramètres de régulation PI adaptatif à l'état initial.
$P_{aéro}$	Puissance aérodynamique captée par la turbine éolienne.
$P_{élec}$	Puissance électrique produite par la génératrice.
Δp	Somme des pertes.
P_{Js}	Pertes Joule dans les enroulements du stator.
P_{Jr}	Pertes Joule dans les enroulements du rotor.
P_{frot}	Pertes mécaniques par frottements et ventilation.

Introduction générale

L'énergie éolienne est une source d'énergie utilisée depuis des siècles. Dans un premier temps, cette énergie n'a été exploitée que dans les domaines mécaniques. L'exemple le plus connu est le moulin à vent utilisé par le meunier pour la transformation du blé en farine. On peut citer les nombreux moulins à vent servant à l'assèchement des polders en Hollande [1]. Par la suite, ce type d'énergie a servi à produire l'électricité. Au 16^{ème} siècle, elle a été utilisée pour pomper de l'eau et couper le bois [2].

C'est en 1891 que le danois *Paul La Cour* construisit pour la première fois une turbine à vent générant de l'électricité [3]. A la suite de la fabrication du premier aérogénérateur, les ingénieurs danois améliorèrent cette technologie durant les 1^{ère} et 2^{ème} guerres mondiales pour faire face à la pénurie d'énergie électrique. Malgré certains succès technologiques obtenus à cette époque, l'intérêt pour l'exploitation de l'énergie éolienne à grande échelle déclina à la fin de la 2^{ème} guerre mondiale. C'est principalement la crise pétrolière de 1974 qui a relancé les études et les expériences sur les éoliennes.

Depuis les années 1990, l'amélioration de la technologie des éoliennes a permis de construire des aérogénérateurs de plus de 5 MW et le développement d'éoliennes de 10 MW est en cours. Actuellement les aérogénérateurs produisent une faible quantité d'électricité mondiale selon les sites, mais le taux de croissance est élevé et 10 % de l'énergie électrique pourraient être d'origine éolienne vers 2020 [4].

L'intégration des systèmes éoliens au sein des systèmes énergétiques du point de vue prix nécessite l'amélioration de leur efficacité, à savoir la réduction des coûts d'opération et de maintenance, ainsi que l'augmentation de la puissance captée du vent. Aujourd'hui, cette filière d'énergie connaît un développement rapide sur les plans technique et économique.

Le système étudié ici est constitué d'un aérogénérateur tripales, à axe horizontal, connecté au réseau par une machine asynchrone à double alimentation (MADA). Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé, alors que les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance AC-AC bidirectionnels en courant. Ce type de machines peut présenter quelques avantages dans le domaine de production de l'énergie éolienne à vitesse variable par rapport à d'autres types de machines à induction. Les générateurs basés sur les machines à double alimentation deviennent de plus en plus populaires pour les éoliennes à vitesse variable.

Dans le cas où les éoliennes sont connectées au réseau par des convertisseurs de puissance à travers une seule voie, toute la puissance produite transite par le convertisseur. L'inconvénient principal de ce type de connexion est le surcoût introduit par l'incorporation des convertisseurs. Ce coût dépend de la taille des convertisseurs de fréquence ainsi que de leurs systèmes de refroidissement. L'utilisation des machines asynchrones à rotor bobiné permet de minimiser ces facteurs car la plus grande partie de la puissance est directement distribuée au réseau par le stator et environ 25% de la puissance totale passe par les convertisseurs de puissance à travers le rotor, ce qui présente un intérêt économique par la minimisation des pertes et, par conséquent, la minimisation du coût de ce type d'énergie. Un autre avantage de la MADA est l'optimisation de la conversion de l'énergie éolienne en agissant sur la commande de la chaîne éolienne de sorte que la vitesse de rotation du rotor s'adapte à la vitesse du vent (optimisation de la vitesse spécifique). En plus, les éoliennes basées sur la MADA permettent de contrôler les échanges de puissance réactive avec le réseau et le problème de consommation de l'énergie réactive ne se pose pas avec ce type de générateur. En effet, ce type de machine peut fournir cette puissance et ainsi aider à répondre aux demandes de puissance réactive à d'autres composants du réseau électrique [5].

Pour fonctionner, cette conversion a besoin des algorithmes de commande permettant au système d'avoir une bonne gestion. Il faut donc mettre des lois de commande pour piloter l'énergie entre les différents éléments de ce système.

Un système de commande de haute performance demande en général une bonne réponse en régulation et en poursuite, qui doit être insensible (sinon peu sensible) aux variations des conditions d'opération et des paramètres du procédé. Au cours des dernières décennies, plusieurs méthodes de commande avancées ont été développées pour commander les processus de génération de l'énergie électrique. Cependant, les performances du système de commande n'ont pas toujours été assurées à cause de la complexité des algorithmes de commande et des caractéristiques non-linéaires des systèmes à commander. Les techniques de commande classique de type PI ou PID couvrent une large gamme dans les applications industrielles. Ce sont des techniques de commande linéaires et présentent l'intérêt de la simplicité de mise en œuvre et la facilité de la synthèse des gains des régulateurs. Au cours du temps, ces applications sont devenues moins efficaces, notamment si les processus à commander ont des structures complexes et non-linéaires. De plus, l'application de ces techniques exige la connaissance des différents paramètres du modèle de la machine. Cela peut influencer sur le fonctionnement du processus et peut entraîner une robustesse médiocre face à la variation de ces paramètres et des dépassements importants lors des régimes transitoires [6].

Trouver le remplaçant de ces techniques classiques est le souci constant de plusieurs chercheurs car cela implique un compromis entre la robustesse d'un côté et le coût d'un autre côté. La commande intelligente est un vocabulaire qui est apparu ces dernières décennies et occupe une large place dans les domaines de recherche moderne. Elle est basée sur l'utilisation de l'intelligence artificielle qui permet de reproduire le raisonnement humain [7]. La logique floue, les réseaux de neurones et les algorithmes génétiques sont les grandes familles qui constituent l'intelligence artificielle.

La logique floue est l'une des branches importantes de l'intelligence artificielle. Les bases théoriques de cette logique ont été établies en 1965 par le Professeur *Lotfi Zadeh* [8]. Puis, cette technique devient très dominante dans plusieurs domaines industriels. Le réglage par logique floue ne traite pas une relation mathématique bien définie, mais utilise des inférences avec plusieurs règles, se basant sur des variables linguistiques. Ainsi, il est possible de tenir compte des expériences acquises par les opérateurs d'un processus technique [9].

L'intégration de la logique floue dans la commande adaptative classique est aussi une solution forte intéressante pour assurer une régulation optimale qui répond aux exigences de l'utilisateur. Même dans un environnement difficile et variable, il est nécessaire de développer un mécanisme d'adaptation des gains du PI permettant d'incorporer un certain degré d'intelligence dans la stratégie de régulation [10].

Le travail présenté dans cette thèse concerne l'application de quelques stratégies de commandes à un système de conversion de l'énergie éolienne équipé d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA). Pour cela, on a utilisé trois types de régulateurs des puissances active et réactive à travers le stator de cette machine et le réseau: un régulateur PI conventionnel et un régulateur à base de la logique floue. La logique floue est ensuite employée pour concevoir le troisième régulateur. Dans cette configuration, un mécanisme d'adaptation basé sur la logique floue est conçu pour l'adaptation et la supervision des paramètres du régulateur PI classique.

Les résultats de simulation obtenus par ces régulateurs seront comparés afin de juger des performances de la régulation dans les deux régimes de fonctionnement (transitoire et permanent).

Ce travail est structuré comme indiqué ci-dessous.

Le premier chapitre rappelle les notions élémentaires de fonctionnement d'un système éolien et les équations principales pour décrire la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ces rappels sont suivis par un bref résumé sur la conversion électromagnétique à travers les différents types des génératrices utilisées et les convertisseurs qui leurs sont associés.

Le deuxième chapitre consiste en la modélisation séparée des éléments de la chaîne de conversion (la partie mécanique, la MADA et les convertisseurs électroniques). Des résultats de simulation sont obtenus. Cette simulation est importante, car elle permet de tester les parties du modèle indépendamment afin de comprendre le comportement de ses éléments.

Le troisième chapitre est réparti en deux sections. Dans la première, nous allons présenter les principales approches avec un contrôleur PI classique, un contrôleur flou et un contrôleur PI adaptatif par logique floue. La deuxième partie est consacrée à l'application de ces trois types de commande pour le contrôle des puissances active et réactive statoriques de la MADA. Dans cette section, une comparaison entre les résultats de simulation issus de ces trois commandes est réalisée sachant que la stratégie de commande utilisée et le maximum power point tracking (MPPT).

Le quatrième et dernier chapitre analyse l'ensemble de cette chaîne dans la première zone de fonctionnement où l'angle de calage a été fixé.

Enfin, nous clôturons ce travail par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et des perspectives pour la continuité future de ce travail.

CHAPITRE I

PRINCIPES DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

I.1 Introduction

L'énergie éolienne est connue et exploitée depuis longtemps. Elle fut l'une des premières sources exploitées par l'homme après l'énergie du bois. Sur le fleuve du Nil, cette énergie a été utilisée pour faire avancer les bateaux à voile, en Chine comme au Moyen-Orient pour le pompage d'eau et l'irrigation, en Iran et en Afghanistan dans le broyage des céréales [11]. Pendant plusieurs décennies, l'énergie éolienne a servi à produire de l'énergie électrique. Selon l'Observatoire des Energies Renouvelables, l'éolien est actuellement la filière énergétique des plus dynamiques dans le monde. Suite à la crise pétrolière mondiale des années 70, le développement et la commercialisation des turbines éoliennes ont été fortement encouragés. Depuis lors, l'exploitation des ressources éoliennes est de plus en plus performante et l'industrie éolienne a connu un essor considérable lors de la dernière décennie. Les turbines éoliennes sont de plus en plus puissantes. Le rendement et la disponibilité augmentent et les parcs éoliens sont de plus en plus grands [12]. Pour utiliser le vent comme source d'énergie, il faut connaître le potentiel éolien d'une région. Mais, pour déterminer ce potentiel il faut passer par le traitement statistique des mesures de la vitesse du vent. Toutefois, une bonne connaissance des caractéristiques du vent en tout site est importante pour une exploitation adéquate des ressources éoliennes. En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre, ceci est dû à une topographie et un climat très diversifiés.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement aux éoliennes à vitesse variable et à axe horizontal avec leurs constitutions et leurs principes de fonctionnement, ainsi qu'aux différents types de générateurs utilisés dans cette chaîne de conversion.

I.2 Etat de l'art sur l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement autour du globe. La racine étymologique du terme «éolien» provient du nom du personnage mythologique *Eole*, connu en Grèce antique comme le maître des vents. L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie calorifique du Soleil: les rayons solaires absorbés dans l'atmosphère entraînent des différences de température et de pression. De ce fait, les masses d'air se mettent en mouvement et accumulent de l'énergie cinétique. L'intérêt actuel pour l'énergie éolienne provient du besoin d'élaborer des systèmes d'énergie propres durables auxquels on peut se fier à long terme. L'aérodynamique et l'ingénierie moderne ont permis d'améliorer les éoliennes. Maintenant, elles offrent une énergie fiable, rentable, non polluante pour les applications des particuliers, des communautés et pour les applications nationales.

I.2.1 Inconvénients et avantages de l'énergie éolienne

• **Les avantages:**

- ✓ L'énergie éolienne est une énergie propre et renouvelable qui ne produit ni pollution, ni déchets. De plus, elle rembourse sa dette énergétique, c'est-à-dire l'énergie nécessaire à sa fabrication, en quelques mois;
- ✓ l'énergie éolienne est abondante: le vent est inépuisable. Il constitue donc une véritable ressource renouvelable;
- ✓ l'industrie éolienne présente un potentiel important en termes d'emplois au niveau de la fabrication et de l'installation;

Au-delà de la donnée économique et environnementale, l'énergie éolienne suscite un intérêt particulier car elle peut favoriser la diversification et l'indépendance énergétique d'un pays.

• **Les inconvénients:**

- ✓ La pollution visuelle et sonore. La perturbation des ondes électromagnétiques (télévision, radio, portable) sont des obstacles à l'installation chez les particuliers et cela oblige l'installation des éoliennes loin des habitations;

Sur le plan technique, l'éolien a quelques inconvénients par rapport à d'autres types de production de l'énergie électrique:

- ✓ L'énergie éolienne est une énergie intermittente et difficilement prévisible;
- ✓ Son insertion dans les réseaux électriques entraîne des problèmes et contraintes spécifiques qui doivent être pris en compte par les opérateurs de réseaux. En effet, tant que ce type de production reste marginal, les contraintes sont limitées. Aussi pendant longtemps les parcs éoliens n'ont souvent eu pour seules « contraintes » que de produire lorsqu'il était possible de produire et de ne pas dégrader la qualité de tension sur les réseaux.

Aujourd'hui, du fait du développement important et toujours croissant en termes de puissance installée des parcs éoliens, ces derniers sont assujettis à des exigences techniques de plus en plus sévères imposées par des règles de raccordement aux réseaux définies à l'initiative des gestionnaires de réseaux.

I.2.2 Eoliennes à vitesse variable

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui permet de capter et transformer une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. La structure de base des turbines éoliennes consiste aujourd'hui en:

- un rotor pour capter l'énergie du vent et la transformer en énergie mécanique,
- un système d'engrenage pour multiplier la vitesse de rotation du rotor,
- une machine électrique pour convertir l'énergie mécanique en électricité.

Il existe différentes façons de classer les turbines éoliennes qui appartiennent principalement à deux groupes selon l'orientation de leur axe de rotation: celles à axe horizontal et celles 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 avec un certain succès. Ces genres d'éoliennes ne sont quasiment plus utilisés, puisque les contraintes mécaniques au niveau du sol occupent plus d'espace.



a Eoliennes à axe vertical

b Eoliennes à axe horizontal.

Figure I.1: Exemples d'éoliennes à axe vertical et à axe horizontal

I.2.3 Éoliennes à axe horizontal

Les aérogénérateurs à axe horizontal (figure I.1. b) sont les plus utilisés actuellement comparativement à ceux à axe vertical puisque ils présentent un prix moins important. De plus, ils sont moins exposés aux contraintes mécaniques [13]. Ils sont constitués d'une ou plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le rotor tri-pales est le plus utilisé car il

constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le prix et la vitesse de rotation du capteur éolien [14]. Dans la littérature, les principales éoliennes étudiées sont tripales à axe horizontal. [15]

Les éoliennes peuvent être classées aussi en trois catégories selon leur puissance nominale comme il est indiqué sur le tableau suivant:

Tableau I.1 : Les catégories des éoliennes selon leurs puissances [1]

Echelle	Diamètre des pales	Valeurs de puissance
Petite puissance	<12 m	< 40 kW
moyenne puissance	12 à 45 m	40 kW à 1 MW
grande puissance	> 46 m	> 1 MW

I.2.4 Constitution d'une éolienne à axe horizontal

La figure I.2 représente les différents composants d'une éolienne NORDEXS77/1500kW. [16]

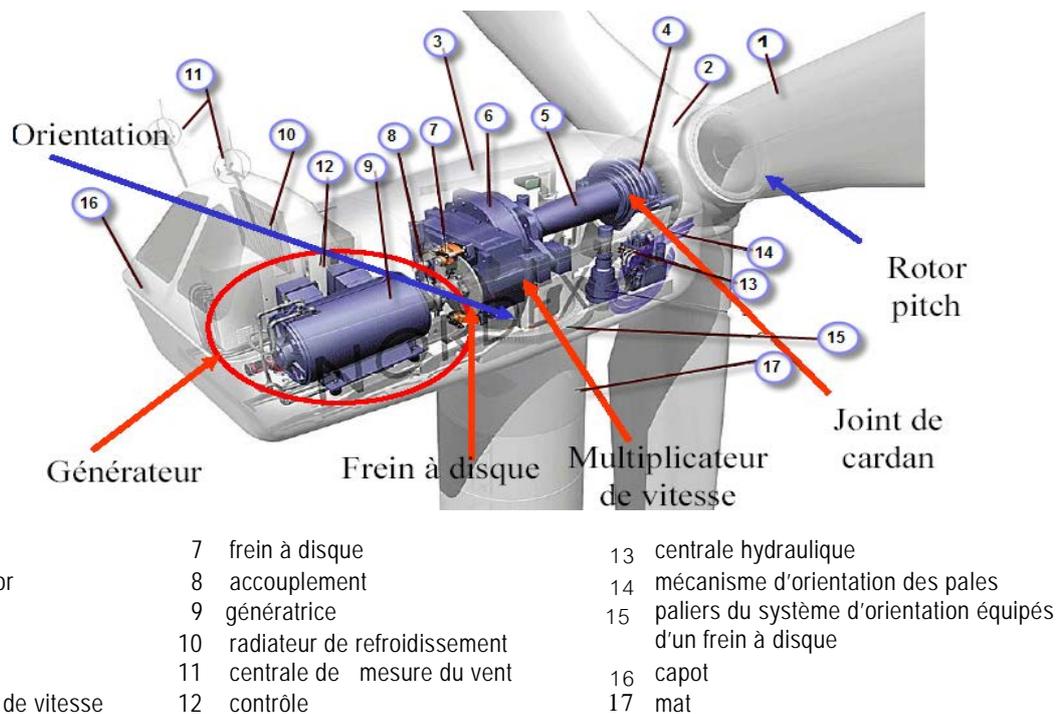


Figure I.2: Composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs à axe horizontal qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois principaux éléments:

- *Le mât*, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité.

- *La nacelle* regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique: arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur est généralement une machine synchrone ou asynchrone. Les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle sont nécessaires pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent.
- *Le rotor* est 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 tripales est de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

I.2.5 Le vent

Le vent est le mouvement des masses d'air résultant du réchauffement inégal de la surface de la Terre par le Soleil. Ces mouvements de masses d'air sont provoqués par deux phénomènes se produisant simultanément: un réchauffement inégalement reparté à la surface de la planète par l'énergie solaire et la rotation de la planète. Jusqu'à environ 100 m de hauteur, l'influence de la surface du sol sur les vents est importante. Ainsi, la rugosité du terrain et les obstacles naturels ou artificiels peuvent freiner les vents. A cette hauteur, le vent devient donc plus fort et plus régulier. Le vent est une variable dans le temps et selon l'endroit.

I.2.5.1 Variabilité temporelle

Le vent étant une source intermittente, sa direction et sa vitesse changent rapidement avec le temps. En accord avec ces changements, la puissance et l'énergie éolienne disponibles dans un site donné varient, comme illustré dans la figure I.3.

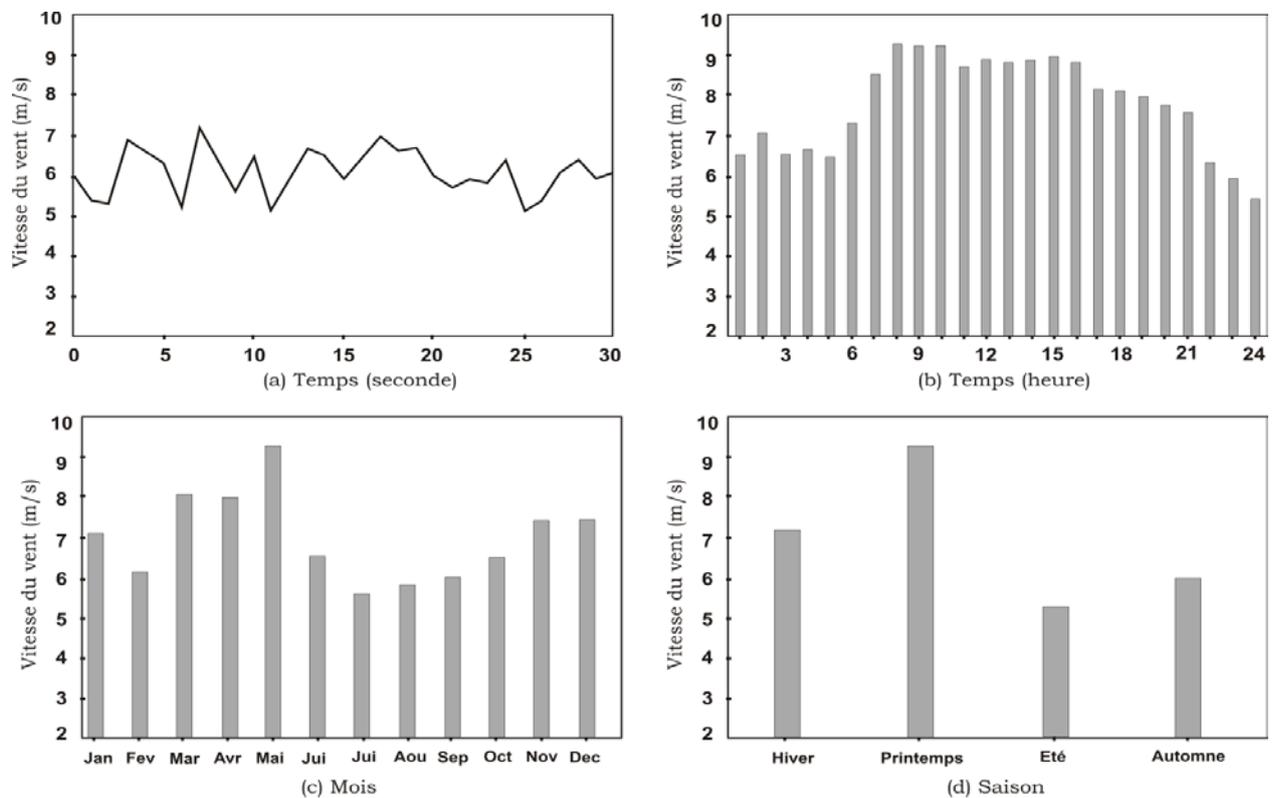


Figure I.3: Variations temporelles de la vitesse du vent [2]

I.2.5.2 Variabilité spatiale

Le vent est aussi caractérisé par sa variabilité spatiale, comprenant ainsi deux catégories. D'un côté la variabilité spatiale régionale qui est en fonction de la latitude, de son ensoleillement et des reliefs (géographiques). D'un autre côté, la variabilité spatiale locale qui prend en compte la topographie, les obstacles ainsi que la rugosité du sol.

1.2.5.3 Mesure de la vitesse du vent

La composante horizontale du déplacement de l'air en un point et à un instant donné se dirige selon une certaine direction. Elle atteint en outre une vitesse déterminée appelée «vitesse du vent». Elle est mesurée généralement en mètres par seconde (m/s), en kilomètres par heure (km/h), mais aussi en nœuds ou miles par heure.

La mesure de la vitesse du vent se fait le plus souvent par l'emploi d'un anémomètre à coupelles. Un tel anémomètre est muni d'un rotor de trois coupelles qui, sous l'effet du vent, se met à tourner autour d'un axe vertical. La vitesse de rotation est enregistrée électroniquement. En général, l'anémomètre est également doté d'une girouette indiquant la direction du vent. Au lieu de coupelles, l'anémomètre peut être muni d'une hélice, une solution qui est cependant assez rare.



Figure I.4: Outils de mesure de la vitesse du vent [22]

1.2.5.4 Pylônes de mesure

En général, les données éoliennes disponibles dans tous les pays ont été recueillies près des agglomérations. Les populations se regroupent dans des zones abritées des tempêtes et des vents violents. Par conséquent, les données fournies par les aéroports, les bases militaires et les stations météorologiques ne sont pas toujours représentatives des vents qui soufflent en des lieux particulièrement exposés, où le potentiel éolien de certaines zones peut être sous-estimé. Il est donc nécessaire d'implanter des mâts dans des sites adéquats pour mesurer les paramètres du vent.

Les paramètres météorologiques relevés sur un pylône implanté par l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM) à la station météorologique de *Ksar El Chellala*, sont utilisés pour l'étude (figure I.5). Le mât équipé de stations automatiques de mesure aux niveaux 2, 4, 10, 20, 30, 40 et 50 m. La température, l'éclairement solaire global et la vitesse du vent sont mesurés toutes les 10 mn.

Les règles de dégagement classiques de l'OMM sont de placer les capteurs à 10 m au-dessus du sol et sur un terrain dégagé [24], devant respecter les critères suivants:

- ✓ Le pylône doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.
- ✓ Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5 m dans un rayon de 100 m autour du pylône.
- ✓ Les obstacles de hauteur inférieure à 2 m peuvent être négligés.
- ✓ Un changement de relief dans un rayon de 100 m est aussi considéré comme un obstacle.
- ✓ Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8 m [2].

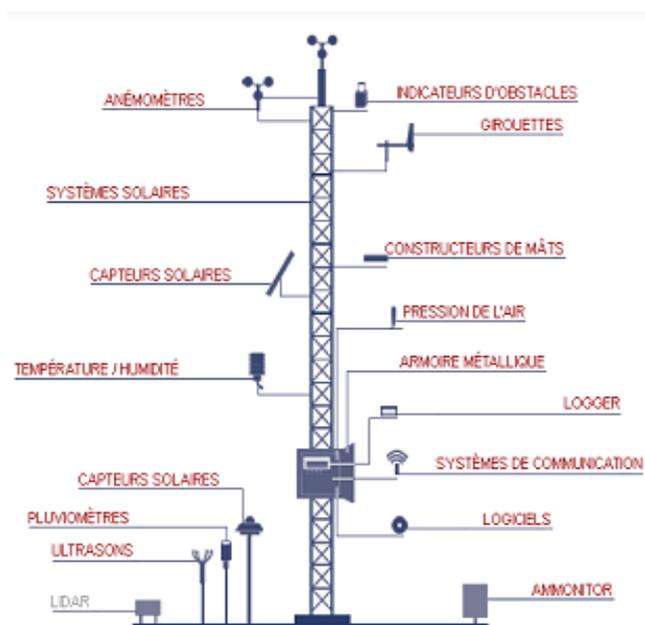


Figure I.5: Station de mesure du vent [23]

I.2.6 Energie éolienne en Algérie

I.2.6.1 Gisement éolien en Algérie

Selon quelques évaluations, plus de cinq millions d'algériens ne sont pas raccordés au réseau d'électricité, alors que beaucoup de communautés rurales ont besoin d'eau potable et d'eau pour irrigation. Ces besoins ruraux représentent un marché potentiel pour des technologies d'énergie renouvelable.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par

l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37 % de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3 % de la production d'électricité en 2030 [25].

Actuellement, l'intérêt sur l'énergie éolienne en Algérie a connu une certaine croissance et de nombreuses études ont été réalisées sur le potentiel éolien depuis 1984 avec les travaux de *Saïd* et al [26]. Suivis par les travaux de *Bensaâd*, 1985, [27], *Hammouche*, 1990 [28], *Kasbadji Merzouk*, 2000 et 2006, [39, 30], *Youcef Ettoumi*, 2002 [31], et *Chellali*, 2011 [32].

1.2.6.2 Carte des vents en Algérie

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région donnée reste l'une des étapes les plus importantes avant une éventuelle implantation d'un parc éolien. Pour cela, il faut d'abord quantifier le gisement énergétique disponible par l'établissement de l'atlas éolien de la région. On peut citer quelques travaux effectués pour tracer l'Atlas du vent en Algérie. En 2000, la carte des vents a été tracée par *Kasbadji-Marzouk* [29] en utilisant les données répertoriées en 1990 par *Hammouch* [28]. La carte a été réajustée par le même auteur en 2006 avec laquelle *Kasbadji-Merzouk* a présenté sa thèse de doctorat [30]. En 2011, *Chellali* et al [31]. ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en utilisant 37 points de mesure à travers le pays [2].

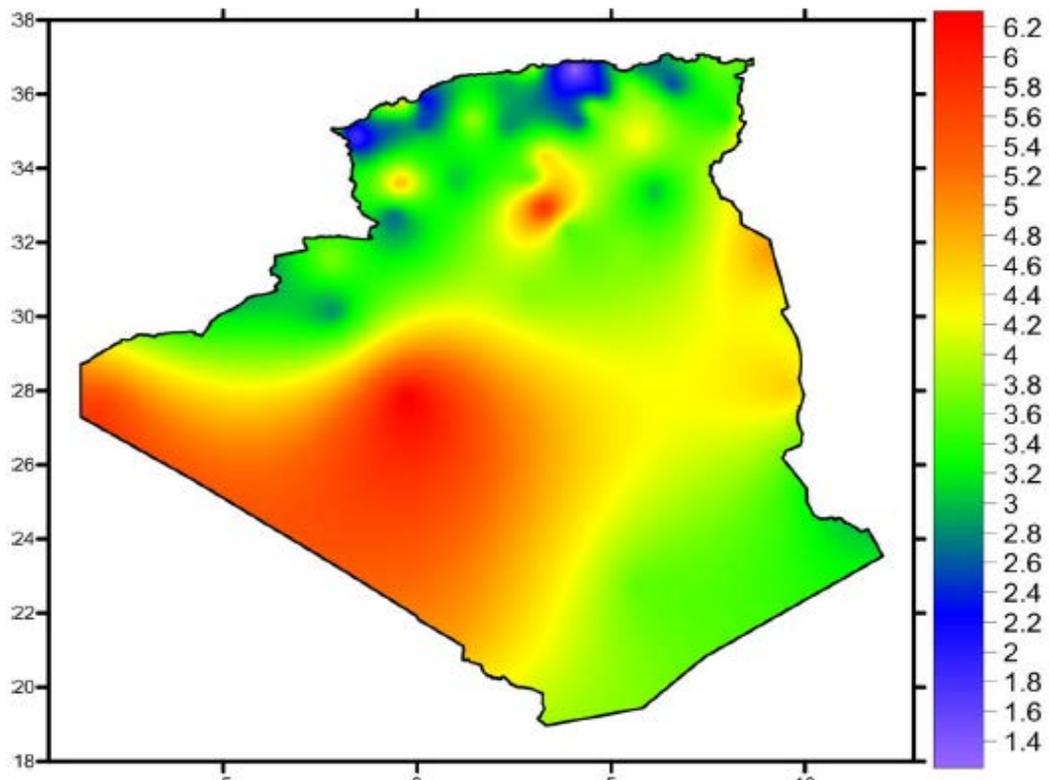


Figure I.6: Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s) [2]

Le travail le plus récent pour l'établissement des cartes des vents (Atlas des vents) en Algérie est celui de *S. Boudia* dans sa thèse de doctorat en 2013 [2], où il a introduit des vitesses moyennes annuelles données de 24 stations météorologiques situées près des frontières Algériennes. La période de mesure s'est effectuée durant la dernière décennie à 10 m du sol. La figure ci-dessous montre la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie. La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en figure I.6.

Selon la cartographie représentée à la figure I.10, le gisement éolien en Algérie est très diversifié. Il varie d'une zone à une autre, mais on peut dire que le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans le sud du pays et particulièrement dans la région du sud-ouest où la vitesse du vent est plus grande que 6 m/s.

1.2.6.3 Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie

La première éolienne qui a été installée en Algérie revient à la période de la colonisation française, en 1953 par «le Service de la Colonisation et de l'Hydraulique» relevant des militaires, qui contrôlaient les territoires du sud algérien. Actuellement, elle existe à l'intérieur de la station de l'Institut National de Recherche Agronomique (INRA) d'Adrar. Constitué d'un mat de 24 m surmonté d'une hélice à trois pales d'un diamètre de 15 m.



Figure I.7: Photo d'une première éolienne installée en Algérie [33]

Jusqu'à maintenant, la puissance extraite à partir des énergies renouvelables installée en Algérie est insignifiante, au mois par rapport à ses voisins (le Maroc et la Tunisie). L'énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le programme est lancé à la fin de l'année 2011 et supposé générer 22 GW en 2030. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de

développement et dont la part devrait avoisiner les 3% (1,7 GW) de la production d'électricité en 2030.

Il est clair donc que l'énergie éolienne constitue un second axe de développement des énergies renouvelables en Algérie, (après le solaire). Dans ce cadre, la wilaya d'Adrar a bénéficié, à la faveur d'un partenariat algéro-français, d'un projet de ferme de 12 éoliennes de 850 kW chacune, localisée dans la zone de Kabertene (80 km au nord d'Adrar). Les éoliennes fournies par l'Espagnol *Gamesa* délivrent leurs 10 MW de puissance à la vitesse de 8 m/s du vent. Ces éoliennes sont connectées au réseau de transport. Par ailleurs, des études seront menées pour identifier les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2020. À cet effet, ce programme consiste en l'acquisition de 10 stations de mesure météorologique.



Figure I. 8: La ferme éolienne à Adrar [34]

Globalement, l'objectif de la première phase de programme est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Ce taux devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle [35].

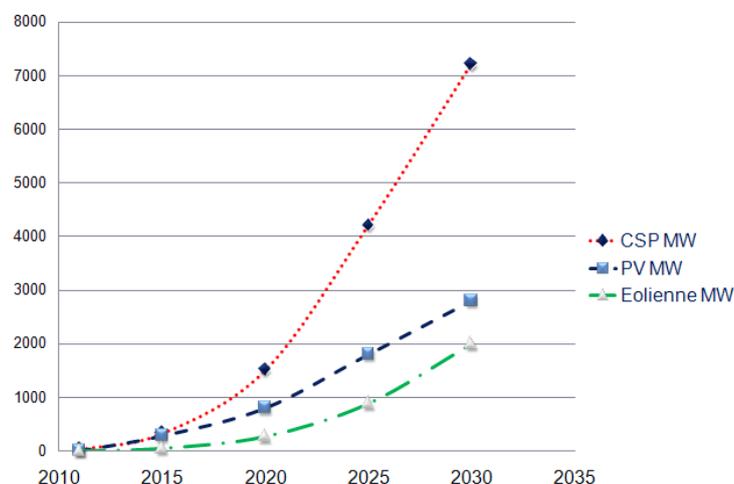


Figure I.9: Prévission de développement des énergies renouvelables en Algérie [36]

1.2.6.3 Production mondiale d'électricité éolienne

En cinq ans, la puissance éolienne installée a été multipliée par trois dans le monde, passant de 121 GW à 319 GW. La capacité éolienne a augmenté de 197 GW de 2008 à 2013 alors que la capacité nucléaire n'a pas augmenté (371,5 GW fin 2008 et 371,7 GW fin 2013). Les pays précurseurs dans le monde ont été le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne. Récemment, la Chine et les États-Unis sont devenus les pays possédant la plus grande capacité éolienne installée, précédant l'Allemagne et l'Espagne qui restent cependant les pays disposant de la plus grande puissance éolienne par habitant avec le Danemark.

Tableau I.2 : Puissance éolienne installée dans le monde de 2001 à la fin de 2013 (en MW) [37]

	EU 27	Etats-Unis	Canada	Chine	Inde	Japon	Monde
2000	12 950	2 500	150	340	1 200	150	17 700
2003	28 700	6 400	320	640	2 100	570	39 400
2008	65 170	25 240	2 360	12 100	9 600	1 880	121 000
2009	75 100	35 100	3 300	25 800	10 900	2 100	158 900
2010	84 950	40 290	4 000	44 500	13 060	2 330	197 700
2011	94 040	46 920	5 260	62 360	16 080	2 540	237 800
2012	106 800	60 010	6 200	75 300	18 400	2 610	283 400
2013	117 700	61 100	7 800	91 400	20 150	2 660	318 600

I.2.67 Notions théoriques sur l'éolienne à axe horizontal

a. Loi de Betz

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, (figure I.10).

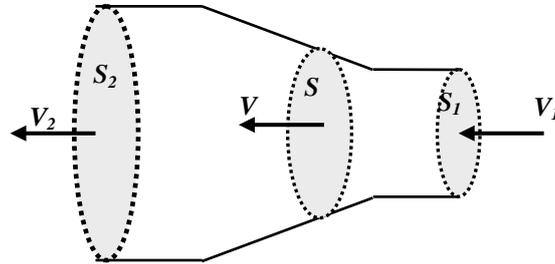


Figure I.10: Tube de courant autour d'une éolienne

La puissance de la masse d'air P_v qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^2 \quad (\text{I.1})$$

où ρ est la densité de l'air, égale à $1,225 \text{ kg/m}^3$, V_v est la vitesse du vent en m/s.

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 pouvant être recueillie par une éolienne.

Cette quantité est définie par la limite de *Betz* :

$$P_m = P_{\max} = \frac{16}{27} \cdot P_v = 0.59 \cdot P_v \quad (\text{I.2})$$

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

$$C_p^{\max} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \leq 0.59 \quad (\text{I.3})$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_1}{V_v}$$

λ : Rapport de vitesse (vitesse de l'extrémité des pales sur la vitesse du vent);

Ω_j : vitesse de rotation avant le multiplicateur;

R : rayon des pales de l'aérogénérateur.

Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine et de la vitesse du vent. On peut représenter la variation de ce coefficient en fonction du rapport de vitesse λ et l'angle de l'orientation des pales β .

b. Rendement énergétique d'une éolienne

Sur le graphique ci-dessous, on remarque dans un premier temps que les aérogénérateurs à axe horizontal et à axe vertical de type *Darrieus* ont un meilleur rendement aérodynamique. De plus, leur coefficient de puissance décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Les aérogénérateurs «américains» ont un nombre de pales important car ils évoluent à de faibles vitesses de rotation. Ils produisent un couple aérodynamique important afin de produire de l'énergie mécanique (application de pompage).

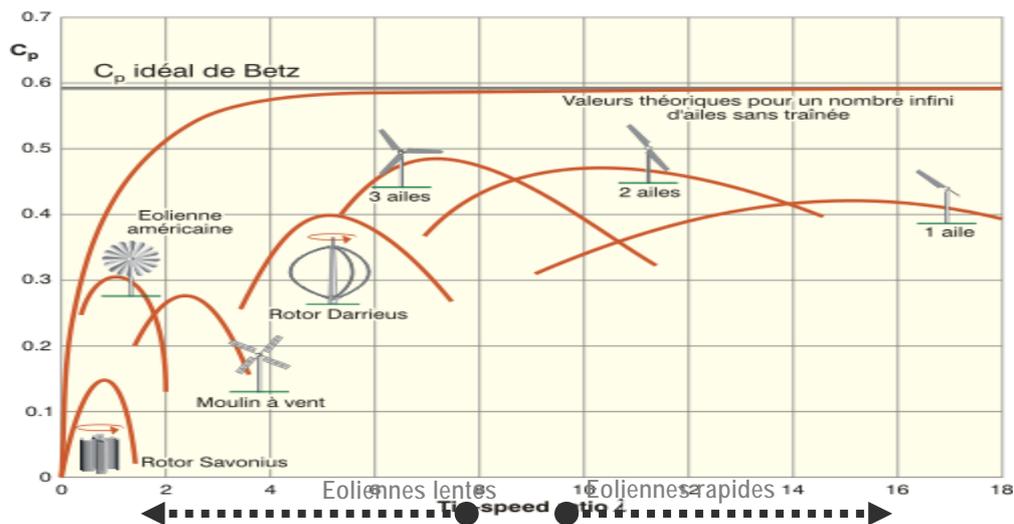


Figure I.11: Coefficient de puissance $C_p(\lambda)$ pour différents types des turbines éoliennes [17]

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au dessous d'une vitesse de vent égale à 3 m/s.

c. Production d'énergie mécanique

En combinant les équations (I.1), (I.2) et (I.3), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$p_m = \frac{P_m}{p_v} \cdot p_v = C_p(\lambda) \cdot p_v = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \cdot \rho \pi R^2 V_v^3 \quad (\text{I. 4})$$

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

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{R \Omega_2}{K V_v} \right) \rho \pi R^2 V_v^3 \quad (\text{I.5})$$

avec Ω_2 : vitesse de rotation après le multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent.

Le couple C_T produit par cette éolienne (couple théorique) est alors déduit:

$$C_T = \frac{P_m}{\Omega_1} = \frac{1}{2} \left(\frac{C_p(\lambda)}{\Omega_1} \right) \rho \pi R^2 V_v^3 \quad (\text{I.6})$$

En introduisant le terme $C_C(\lambda) = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda}$, appelé coefficient du couple, on obtient la relation suivante:

$$C_T = \frac{1}{2} C_C(\lambda) \rho \pi R^3 V_v^2 \quad (\text{I.7})$$

d. Régulation de la vitesse de rotation d'une turbine éolienne

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent un système de limitation de la vitesse de rotation pour des raisons de sécurité et de cohérence avec le réseau. Il existe plusieurs systèmes soit électromagnétiques ou mécaniques pour le réglage de la vitesse dans la turbine éolienne. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "*stall*". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Malgré sa simplicité et sa fiabilité, ce système 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. Le deuxième système est celui qui utilise la méthode de contrôle "*Pitch*" ou contrôle actif des pales, consiste en le réglage de l'angle d'exposition des pales à l'onde incident du vent. Cette dernière méthode est plus utilisée pour la limitation de la vitesse des turbines éoliennes. Il existe une méthode mixte dit "*Stall Active*" qui consiste à utiliser les deux modes précédents à la fois.

La caractéristique $C_p(\lambda, \beta)$ est directement liée à l'aérodynamisme des pales. La figure I.12 montre l'évolution de la caractéristique d'une éolienne en fonction de β . Plus l'angle de calage sera important, moins la turbine captera l'énergie cinétique du vent. Les pales sont face au vent pour des vents faibles afin d'en extraire le maximum de puissance jusqu'à la vitesse nominale du vent. Elles s'inclinent pour atteindre la position « drapeau » à la vitesse du vent maximale.

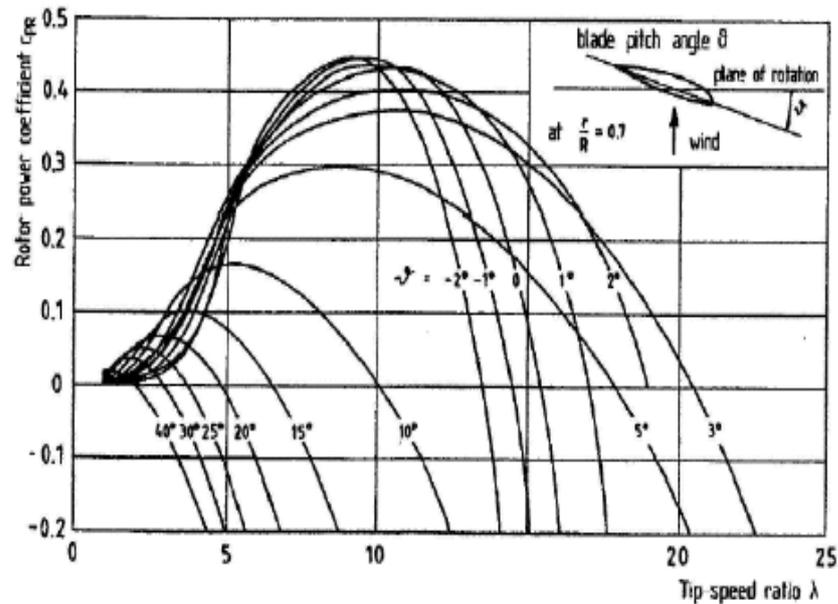


Figure I.12: Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance [18] [19]

Si le vent est trop faible, la turbine n'est pas entraînée. Les pales sont immobiles. Un anémomètre mesure la vitesse du vent et dès qu'elle est assez élevée, l'angle des pales va se fixer sur une valeur qui permet de démarrer la turbine et rester constant tant que la puissance nominale de la génératrice n'est pas atteinte. Puis, si le vent est trop élevé, on fait varier l'angle des pales pour ralentir la machine et limiter la puissance pour ne pas dépasser la valeur nominale.

e. Différentes phases de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable

Il y a trois zones de fonctionnement d'une éolienne intégrant une MADA pour un fonctionnement à charge partielle ou à pleine charge. Ces zones sont représentées sur la figure I.13.

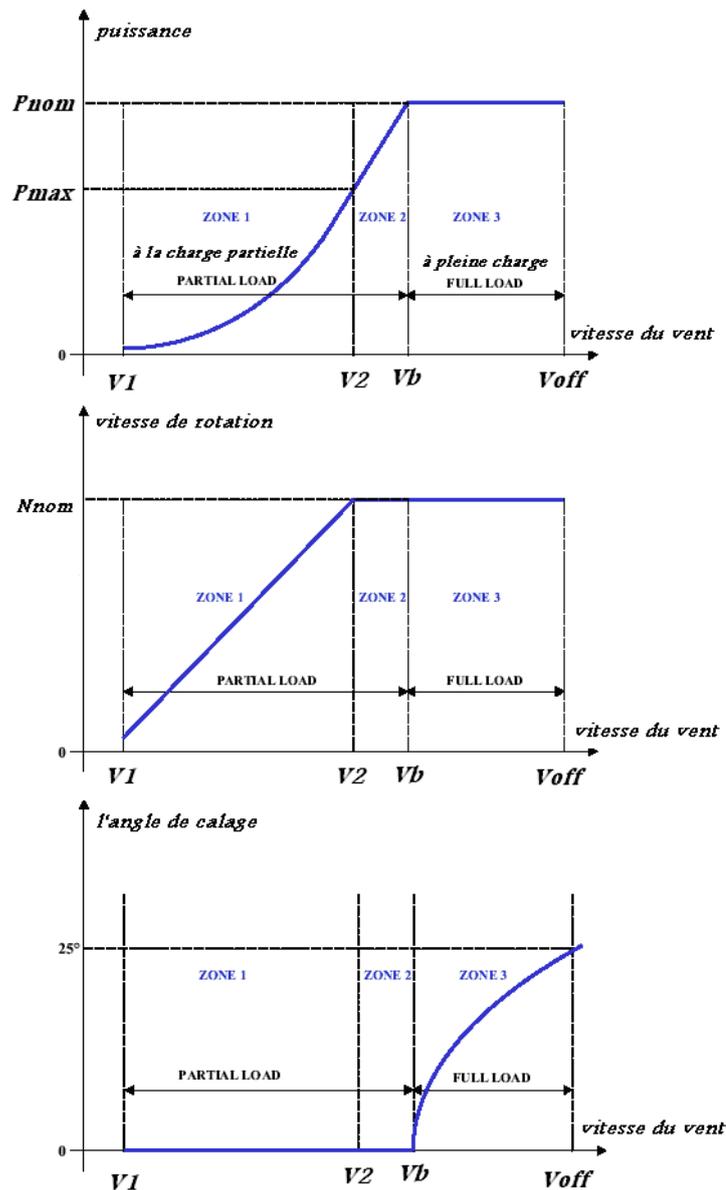


Figure I.13: Zones de fonctionnement avec contrôle de l'angle de calage (pitch control) [20]

Le fonctionnement à charge partielle vise à optimiser dans un premier temps la conversion énergétique jusqu'à limitation de la vitesse de rotation. Dans ce mode de fonctionnement, l'angle de calage des pales β est fixe. On distingue alors deux zones :

- **ZONE 1** (λ_{opt} , C_{pmax} , $\beta = 0$) : dans cette zone que l'on nomme *charge partielle 1*, on cherche à extraire le maximum de puissance du vent. Le contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de λ_{opt} . Comme l'angle de calage est fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale C_{pmax} .
- **ZONE 2** (N_{nom} , $\beta = 0$) : cette zone fait toujours partie du mode de fonctionnement en *charge partielle*. On la nomme d'ailleurs *charge partielle 2*. Mais cette fois-ci on ne peut plus faire

varier la vitesse de rotation de la machine car elle a atteint sa valeur nominale. La conversion énergétique ne peut donc plus être optimale et on va "dégrader" le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne.

Nous avons fixé l'angle de calage à 0° pour toute la zone de fonctionnement en *charge partielle*.

- **ZONE 3** (N_{nom} , P_{nom}) : dans cette dernière zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale mais cette fois la puissance délivrée par l'éolienne a atteint sa valeur nominale.

Pour le fonctionnement à charge partielle, il faut maintenir constante la puissance électrique produite à sa valeur nominale en agissant sur l'angle de calage. On distingue une seule zone. Mais, pour le contrôle à pleine charge la puissance produite est constante et égale à sa valeur nominale en modifiant l'angle de calage des pales.

I.3 Différents systèmes de conversion électromagnétique de l'énergie éolienne à vitesse variable

Il existe plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont décrites dans les paragraphes suivant en tenant compte de leurs spécificités. Les machines à induction et particulièrement la MADA sont devenues de plus en plus populaires pour la production d'énergie électrique à partir du vent [38-40]. [15-17]. Actuellement, le système éolien à vitesse variable, basé sur une MADA, est le plus utilisé dans les fermes terrestres [41-43]. C'est le type de machine choisi pour l'étude de recherche menée dans cette thèse.

I.3.1 Avantages des éoliennes fonctionnant à vitesse variable

La configuration soit électrique ou mécanique d'un aérogénérateur a une influence sur son fonctionnement. Le fait qu'une éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend par exemple de ces configurations. On entend par vitesse variable le fait que la vitesse de rotation du rotor peut être variable en fonction de la vitesse du vent. Inversement, une éolienne fonctionnant à vitesse constante implique une vitesse de rotation constante du rotor quelque soit la vitesse du vent.

Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés à ceux à vitesse fixe sont les suivants:

- ✓ les éoliennes à vitesse variable augmentent la plage de fonctionnement, notamment aux faibles vitesses de vent,
- ✓ elles nécessitent un système d'orientation des pales simple. En effet, 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 essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses du vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe,
- ✓ elles réduisent les efforts mécaniques, par conséquent, le taux de vieillissement des éléments est réduit aussi,
- ✓ une réduction des fluctuations et flickers,

Globalement, les éoliennes fonctionnant à vitesse variable permettent une meilleure exploitation de la puissance du vent et une bonne adaptation au réseau électrique.

La distinction entre les éoliennes peut se faire aussi par transmission avec ou sans multiplicateur. Cet élément est intégré entre l'hélice et le générateur, il a le rôle de multiplication de la vitesse de rotation afin d'adapter la vitesse de la génératrice et celle de la turbine. On peut prendre la transmission directe comme un avantage pour le système de conversion éolienne.

I.3.2 Machine asynchrone à cage (MAS)

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien.

Une topologie consiste à relier directement une MAS à cage d'écureuil au réseau. Un multiplicateur est associé à la machine et une batterie de condensateurs assure sa magnétisation. La vitesse de rotation peut alors être faiblement variable, limitée par le glissement maximum de la MAS. L'avantage de cette architecture est sa simplicité et son faible coût [44].

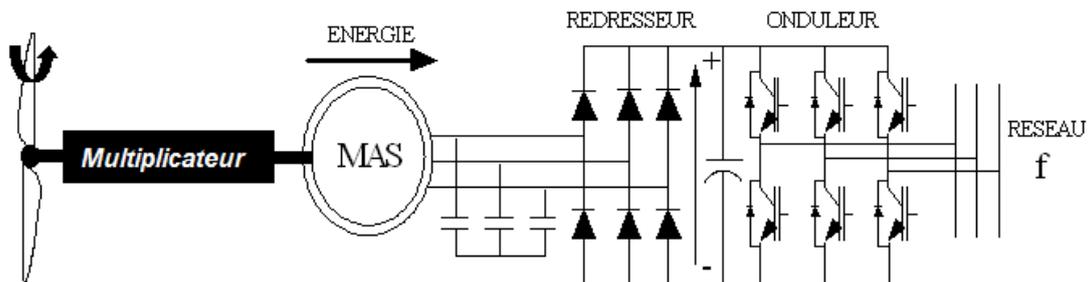


Figure I.14: Eolienne utilisant une MAS

I.3.3 Machine synchrone (MS)

C'est ce type de machine qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux à très grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur - réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéro turbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau. Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.

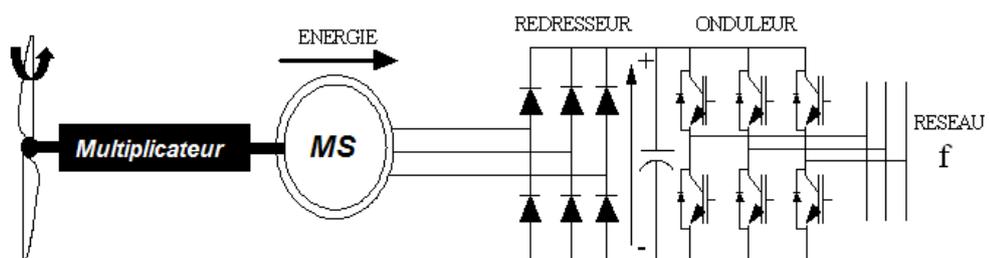


Figure I. 15: Système éolien basé sur la machine synchrone

Dans la configuration précédente (figure I.15), la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance [3].

I.3.4 Machines asynchrones à double alimentation (MADA)

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 décrits ci-dessous. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur.

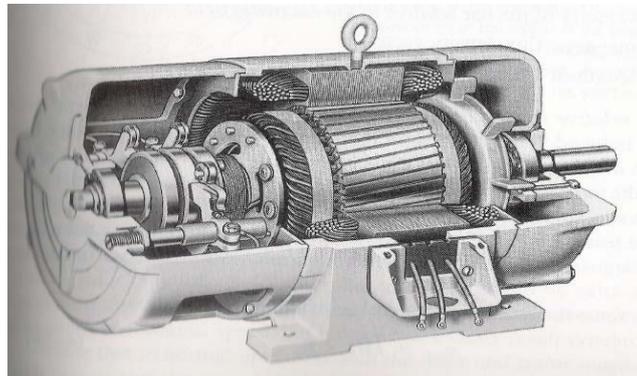


Figure I.16: Machine asynchrone à rotor bobiné [45]

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants (*Vestas, Gamesa,...*).

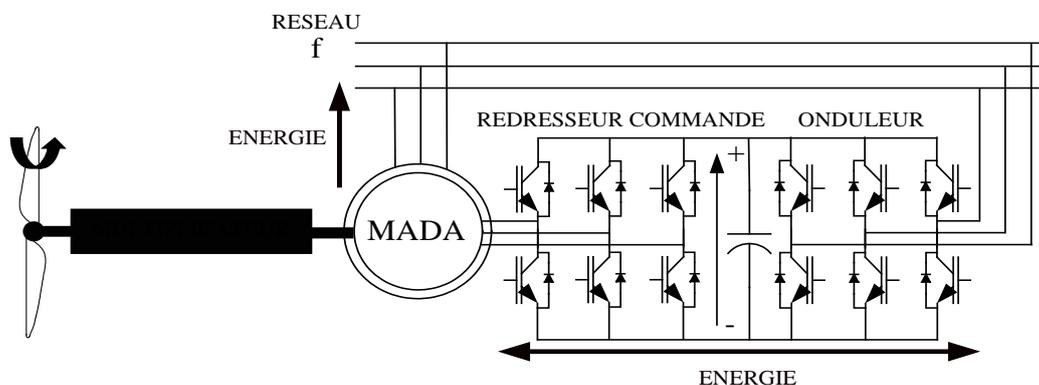


Figure I.17: Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation

I.3.4.1 Modes de fonctionnement de la MADA

Le stator est directement connecté au réseau et le rotor est alimenté par un onduleur. Comme la machine asynchrone classique, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur, mais la grande différence réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur [46]. Effectivement, une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au dessus pour être en générateur. Ici, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper ou hypo synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur. Nous allons présenter successivement ces différents modes de fonctionnement (figure I.18).

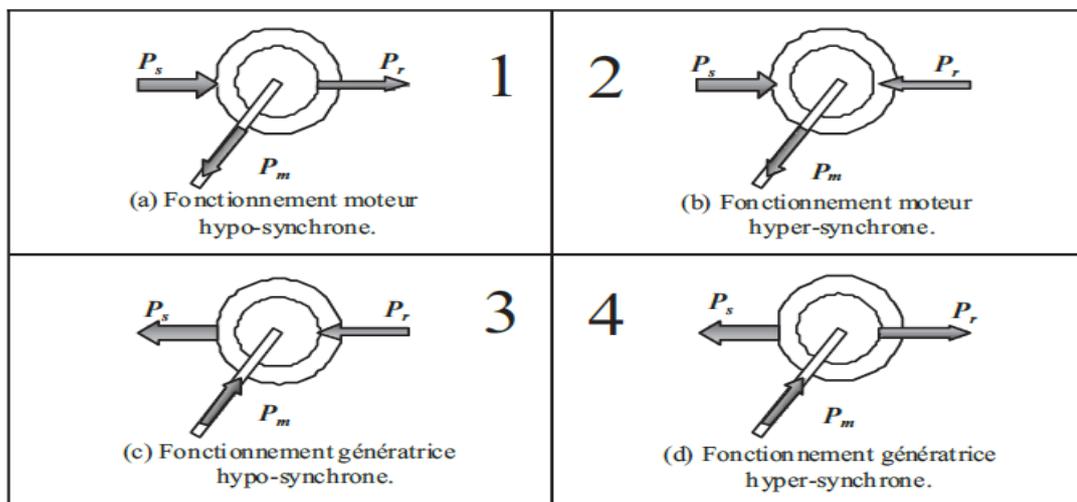


Figure I.18: Modes de fonctionnement de la MADA.

- 1) Fonctionnement en mode moteur hypo synchrone: La (figure I.18, a) montre que la puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement transite par le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement moteur au dessous de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique peut fonctionner ainsi mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes Joule dans le rotor.
- 2) Fonctionnement en mode moteur hyper synchrone: La (figure I.18, b) montre que la puissance est fournie par le réseau au rotor. On a donc un fonctionnement moteur au dessus de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage ne peut pas avoir ce fonctionnement.
- 3) Fonctionnement en mode générateur hypo synchrone: La (figure I.18, c) montre que la puissance est fournie au réseau par le stator. La puissance de glissement est aussi fournie par

le stator. On a donc un fonctionnement générateur en dessous de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone classique ne peut pas avoir ce mode de fonctionnement.

- 4) Fonctionnement en mode générateur hyper synchrone: La (figure I.18, d) montre que la puissance est alors fournie au réseau par le stator est la puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement générateur au dessus de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique peut avoir ce mode de fonctionnement mais dans ce cas la puissance de glissement est dissipée en pertes Joule dans le rotor.

On peut remarquer que la MADA a deux principaux avantages sur la machine à cage classique: la production de puissance électrique quelle que soit la vitesse de rotation (hypo ou hyper synchronisme) et la récupération de la puissance de glissement. La machine est capable donc de débiter une puissance allant de 0,7 à 1,3 fois la puissance nominale.

Nous citons quelques avantages et inconvénients de la génératrice à double alimentation lors de son fonctionnement à vitesse variable.

- **Avantages de la MADA dans la production éolienne**

Durant la dernière décennie, le marché des générateurs éoliens à vitesse variable s'est orienté vers des puissances supérieures à 1 MW notamment pour tirer le maximum du gisement éolien sur le site d'implantation. Ces générateurs utilisent souvent la (MADA) comme génératrice étant donné ses avantages. En effet, la variation de la vitesse acceptable pour un fonctionnement stable de la MADA est de $\pm 30\%$ (correspondant à la valeur du glissement g) autour de la vitesse de synchronisme; ceci va limiter la puissance circulant dans le circuit rotorique à $|g.P_s|$ [47]. De ce fait, les convertisseurs statiques utilisés sont dimensionnés pour faire transiter uniquement la puissance de glissement; c'est à dire au maximum 30% de la puissance nominale de la machine. Par ailleurs, les éoliennes à base de la MADA procurent ainsi plusieurs avantages :

- Les convertisseurs statiques utilisés sont moins volumineux, moins coûteux, nécessitant ainsi un système de refroidissement moins lourd. Ils génèrent moins de perturbations comparativement aux convertisseurs utilisés pour les éoliennes à base de machine asynchrone à cage ou à aimants permanents [14],
- Les pertes liées aux convertisseurs statiques sont diminuées et le rendement du système de génération est amélioré.
- Le dimensionnement des filtres est réduit et, de ce fait, leur coût s'en trouve amoindri.

- Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à un alternateur synchrone [48]. En effet, les puissances active et réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté au rotor de la MADA [49, 50],
 - Contrairement à la machine à cage, la mesure des courants au stator et rotor est accessible, donnant ainsi une plus grande flexibilité et précision au contrôle du flux et du couple électromagnétique.
- **Inconvénients de la MADA**
 - Machine plus volumineuse que celle à cage, généralement elle est plus longue à causes des balais.
 - Le prix de la machine est plus important que celui de la machine à cage.
 - Elle nécessite une maintenance, ce qui va augmenter le coût d'exploitation.

I.3.5 Machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

Les éoliennes basées sur les génératrices soit asynchrone ou à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais pour la MADA et un multiplicateur pour les deux types, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets offshore situés en milieu salin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrone à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure, est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue contrôle de l'éolienne. En effet l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent.

Les machines à courant continu présentent une excellente marge de variation de la vitesse de rotation, une commande simple et une excellente capacité de surcharge, mais elles sont chères et ont un grand poids [51].

Les générateurs à réluctances variables sont des machines mécaniquement robustes. Ils ont de plus un bon rendement à toutes les vitesses et une large marge de variation de la vitesse de rotation et leur commande est simple [52]. Un autre type des générateurs, est le générateur asynchrone

doublement alimenté au stator. Ce dernier n'est pas encore complètement au point, mais aurait un avantage sur les MADA à rotor bobiné, puisqu'il n'a pas de bagues, élément des machines asynchrones à rotor bobiné demandant une certaine maintenance. Ces types de machines pourraient être un candidat pour de futures éoliennes.

Nous avons présenté les quatre grandes familles des générateurs utilisés (jusqu'à maintenant) en production de l'énergie électrique par les éoliennes. Des facteurs techniques et économiques fixent le choix du type de machine pour chaque application. Ce choix dépend dans la plupart du temps de la catégorie de la puissance (petite ou grande puissance) et la manière de fonctionnement de la chaîne de conversion (autonome ou non autonome, à vitesse fixe ou variable), il y a des cas où ce choix dépend de l'environnement. Le tableau I.3 montre quelques prototypes disponibles dans le marché éolien. Ils sont destinés principalement aux applications de grande puissance.

Tableau I.3: Principaux types de machines électriques utilisées dans la construction des éoliennes [53]

Générateur	Transmission	Conver-tisseur	Puissance	Société	Référence
MADA	Avec multiplicateur	Une partie de la puissance totale	1.5 MW, 3 MW, 5 MW	Sinovel	[54]
			2 MW, 2.6 MW, 3 MW	Vestas	[55]
			1.5 MW	GE wind	[56]
			0.85 MW, 2 MW, 2.5 MW	Gamesa	[57]
			2.4 MW, 2.5 MW, 3.0 MW, 3.3 MW	Nordex	[17]
			1.0 MW, 1.5 MW, 2.0 MW, 2.5 M	Dong Fang	[58]
			2.0 MW, 3.0 MW, 6.0 MW	REpower	[59]
			2.1 MW	Suzlon	[60]
MSAP	Avec multiplicateur	Sur le flux de la puissance (TP)	3.3 MW	Vestas	[55]
			2.5 MW	GE wind	[56]
			3.0 MW	WinwinD	[61]
			4.5 MW, 5.0 MW	Gamesa	[57]
	Sans multiplicateur		8.0 MW	Vestas	[55]
			4.0 MW	GE wind	[56]
			3 MW, 6 MW	Siemens Wind	[62]
MAS	Avec multiplicateur	(TP)	6.0 MW	Sinovel	[54]
MS	Avec multiplicateur	(TP)	0.8 MW-7.58 MW	Enercon	[63]

De nombreux travaux de recherche (articles et ouvrages) ont été menés sur l'utilisation des machines électriques dans la production d'électricité. Quelques travaux effectués ce sont intéressés à la comparaison des différents types de ces machines, pour des applications éoliennes.

En 2002, *SCHULZ* a comparé les performances d'une génératrice doublement alimentée à celle d'une génératrice asynchrone de même puissance (1.5 MW) pour une application éolienne. L'auteur

a étudié la qualité de la puissance fournie par ces deux générateurs. Il a trouvé qu'il n'y pas de grandes différences entre les deux génératrices. La seule différence est au niveau des harmoniques où la génératrice asynchrone doublement alimentée présente un nombre plus important à cause du convertisseur au rotor [64].

Dans son article *H Polinder* [65] en 2006 a fait une comparaison quantitative entre quelques convertisseurs électromécaniques traditionnels. Cette étude expérimentale consiste à étudier le coût et le rendement énergétique de toute la chaîne de conversion éolienne associée à ces types de convertisseurs. La comparaison a été faite à une puissance nominale de 3 MW et sous les mêmes conditions. Le même auteur a trouvé que la MADA présente une bonne solution pour la production de l'énergie éolienne. C'est le type de générateurs qui a donné un meilleur compromis entre le coût et le rendement énergétique de toute la chaîne de conversion éolienne.

En 2007, *A Jamal* [66] a présenté une étude comparative entre les quatre types de machines électriques utilisées dans l'industrie éolienne. L'auteur a exposé les configurations électriques possibles pour le fonctionnement à vitesse variable. Il a ensuite discuté le coût des convertisseurs électroniques utilisés pour chacune de ces configurations. Il a enfin cité les principaux avantages et inconvénients de ces types des machines.

Dans son article *M. Cheng* [53] s'est basé sur les résultats trouvés par [66] et a ajouté le générateur asynchrone à la liste de comparaison. Les résultats de cette comparaison sont représentés sur les deux tableaux (I.4 et I.5).

Tableau I .4: Comparaison du volume et du poids du système éolien pour différents types de générateurs[53]

	MAS	MADA	MS	MSAP/ sans multiplicateur	MSAP/ avec multiplicateur
Volume de générateur	0.95	1	5.5	5	2
Poids de générateur	0.95	1	6	4.5	1.3
Volume de système	0.9	1	1.1	1.1	1.1
Poids de système	0.9	1	1.1	1.1	1.1

Tableau I .5: Comparaison du coût et du rendement du système éolien pour quatre types de générateurs [53]

	MAS	MADA	MS	MSAP/ sans multiplicateur	MSAP/ avec multiplicateur
Coût de système	0.9	1	1.13	1.06	1.02
Rendement	0.8	1	1.02	1.04	1.02
Coût / Rendement	0.89	1	0.9	0.98	1

Récemment, la technologie éolienne s'est orientée vers l'utilisation des turbines du vent à grandes puissances; ce qui a augmenté la part de la MADA dans le marché éolien.

I.4 La connexion au réseau

Le réseau de distribution impose la stabilité de la tension et de la fréquence. Il faut donc gérer les phases transitoires de fonctionnement de l'éolienne, tels que le démarrage, l'arrêt ou l'absorption de rafales. Un démarrage progressif de l'éolienne à l'aide des thyristors est alors envisagé. Ces thyristors jouent le rôle d'interrupteurs assurant une connexion ou une déconnexion graduelle au réseau. Ces interrupteurs peuvent aussi être des disjoncteurs de dérivation. Ces processus ne sont pas pris en compte pour cette étude. Les éoliennes doivent être rependues à certains règles pour satisfaire aux exigences techniques de raccordement au réseau, Actuellement, le code de réseau Algérien ne tient pas compte des énergies renouvelables et notamment de l'énergie éolienne. Dans la région d'Adrar, le réseau n'est pas interconnecté avec le nord. C'est un réseau local (ou micro réseau). Différents composants sont installés lors de la connexion de l'éolienne:

- **Le transformateur élévateur de tension** : Les générateurs de turbine d'éolienne ont en général une tension de sortie de l'ordre de 690 (V). Le transformateur permet d'élever la tension pour le raccord au réseau de distribution « par exemple 20 (kV) ». Actuellement, il n'y a pas d'éolienne directement connectée sur le réseau de transport.
- **Les batteries de condensateurs** : Pour les systèmes de conversion éolienne se basant sur la machine asynchrone, améliorer le facteur de puissance de l'installation peut améliorer en connectant au réseau trois batteries monophasées de condensateurs couplées en triangle. En mode autonome, les batteries de condensateurs deviennent indispensables pour la magnétisation de la machine asynchrone. Ces batteries ne sont pas obligatoires pour la MADA.

I.5 Conclusion

Une brève description du domaine des énergies éoliennes a été présentée dans ce chapitre. Quelques principales notions sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, les différents types de turbines du vent utilisées avec des courbes caractérisant leurs principes de fonctionnement. Une étude aérodynamique des turbines à axe horizontal a été faite. Ensuite, le potentiel éolien de l'Algérie est présenté. L'état de l'énergie éolienne dans le monde pendant ces dernières années a été présenté aussi. Enfin, nous avons donné un aperçu sur la conversion électromécanique et les différents types de machines utilisées et leurs influences sur les plans technique et économique des aérogénérateurs. Le chapitre suivant, sera consacré à l'étude et la modélisation des éléments de la chaîne de conversion globale.

CHAPITRE II

MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DE LA CHAÎNE DE CONVERSION

II.1 Introduction

Actuellement, le système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone à double alimentation (MADA) est le plus utilisé dans les fermes terrestres. Son principal avantage est d'avoir ses convertisseurs statiques triphasés dimensionnés pour une partie de la puissance nominale de la MADA, ce qui engendre un bénéfice économique important par rapport à d'autres solutions utilisées (par exemple: génératrice synchrone à aimants permanents) [67, 68]. En effet, la MADA permet un contrôle par le rotor et un fonctionnement sur une plage de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme. Par conséquent, les convertisseurs connectés entre le rotor et le réseau électrique seront dimensionnés pour seulement une fraction de la puissance statorique fournie ($\pm 30\%$ de la puissance statorique). Ceci permet la réduction des pertes dans les composants d'électronique de puissance et l'augmentation du rendement du système global [69]. Un système éolien basé sur une MADA est généralement donné sous la topologie illustrée par la figure II.1. La turbine éolienne entraîne la MADA via un multiplicateur de vitesse, où elle est raccordée directement au réseau électrique par le stator et par le rotor à travers deux convertisseurs statiques triphasés commandés en modulation de largeur d'impulsion (MLI) ; l'un du côté rotor de la MADA appelé convertisseur côté rotor (CCR) et l'autre du côté réseau électrique appelé convertisseur côté réseau (CCS). Grâce à la bidirectionnalité de ces deux convertisseurs, la MADA peut fonctionner en mode hypo-synchrone et hyper-synchrone.

II.2 Modélisation des éléments de l'éolienne

Dans cette partie, on modélise la chaîne de conversion éolienne alimentée par le rotor au moyen de deux convertisseurs de puissance fonctionnant en MLI. Nous présentons dans un premier temps le modèle de la MADA dans le repère naturel, puis dans le repère de *Park* (d, q). De même, les modèles des convertisseurs, du filtre et du bus continu seront explicités dans ces mêmes repères et modélisés en utilisant ce formalisme. Le modèle complet de l'éolienne est ensuite présenté. Afin de valider notre modélisation, nous présentons quelques résultats de simulation.

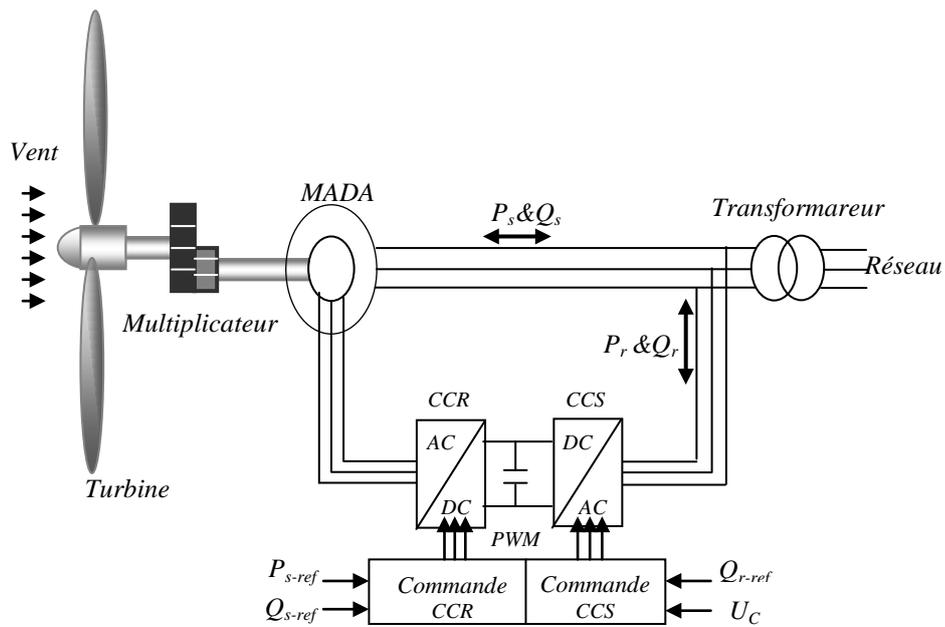


Figure II.1: Schéma synoptique du modèle et d'une commande de la chaîne de conversion étudiée

II.2.1 Modèle généralisé d'une MADA

La machine asynchrone triphasée est formée d'un stator fixe et d'un rotor cylindrique mobile. Le stator a trois enroulements couplés en étoile ou en triangle et sont alimentés par un système triphasé de tensions. Il en résulte alors la création d'un champ magnétique glissant dans l'entrefer de la machine (Théorème de *FERRARIS*). La vitesse de glissement de ce champ par rapport au stator est:

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} \tag{II.1}$$

ω_s désigne la pulsation du réseau d'alimentation triphasé statorique et p est le nombre de paires de pôles du champ magnétique apparaissant au stator.

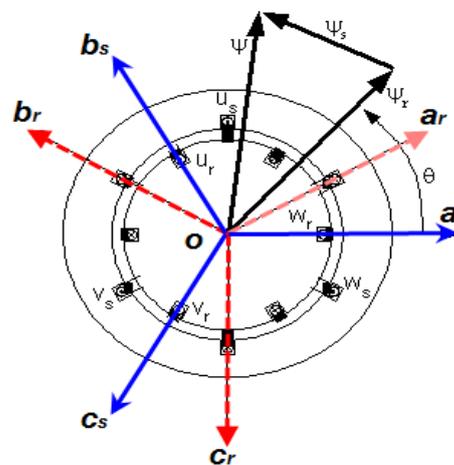


Figure II.2: Représentation de la machine asynchrone triphasée dans l'espace électrique

Le rotor de la machine supporte un bobinage triphasé avec un même nombre de pôles que celui du stator couplé en étoile. Ce type de rotor est dit bobiné. Le rotor tourne par rapport au stator à la vitesse:

$$\Omega_{mec} = \frac{d\theta}{dt} \quad (\text{II.2})$$

θ : Etant l'angle entre le repère statorique et le repère rotorique.

✓ Rappel sur la loi de *Faraday*

La loi de *Faraday* exprime la relation entre la tension v aux bornes d'une bobine de résistance R_B et d'inductance L_B , le courant i , la variation du flux totalisé Φ_t :

$$\frac{d\phi_t}{dt} = v - R_B \cdot i \quad (\text{II.3})$$

$\Phi_t = \Phi + \Phi_c$, ou Φ_c est un flux de couplage magnétique avec d'autres enroulements et Φ est le flux propre de l'enroulement.

II.2.2 Mise en équation de la partie électrique dans le plan a, b, c

Dans cette partie, on propose un modèle généralisé de la machine asynchrone à rotor bobiné, en supposant que les tensions rotoriques sont non nulles.

Hypothèses simplificatrices:

Le modèle utilisé repose sur les hypothèses simplificatrices classiques suivantes :

- entrefer constant,
- effet des encoches négligé,
- distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices dans l'entrefer,
- l'influence de l'effet de peau et de l'échauffement n'est pas prise en compte,
- circuit magnétique non saturé (perméabilité constante),
- pertes ferromagnétiques négligeables,

De ce fait, tous les coefficients d'inductances propres sont constants et les coefficients d'inductances mutuelles ne dépendent que de la position des enroulements.

En appliquant la loi de *Faraday* aux enroulements de la machine asynchrone, on détermine les équations différentielles exprimant les différents flux:

- Pour le stator:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.4})$$

-Pour le rotor:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

où

- v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} et v_{ra}, v_{rb}, v_{rc} : sont les tensions par phase au stator et au rotor de la machine;
- i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} et i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} : sont les courants au stator et au rotor de la machine;
- $\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$ et $\Phi_{ra}, \Phi_{rb}, \Phi_{rc}$: sont les flux propres circulants au stator et au rotor de la machine;
- R_s est la résistance des enroulements statoriques;
- R_r est la résistance des enroulements rotoriques.

On définit les vecteurs flux suivants:

$$\begin{bmatrix} \phi_{sabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} \phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix}$$

Ainsi que les vecteurs courants :

$$\begin{bmatrix} i_{sabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} i_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix}$$

Les flux sont exprimés également d'une façon matricielle :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{sabc} \\ \Phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i_{rabc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.6})$$

où:

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} = l_s \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II.7})$$

avec:

- * l_s : Inductance propre d'une phase statorique
- * m_s : est l'inductance mutuelle entre deux phases statoriques.

$$[L_r] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} = l_r \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II.8})$$

avec:

- * l_r : Inductance propre d'une phase rotoriques;
- * m_r : est l'inductance mutuelle entre deux phases statoriques.

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M_{\max} \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(p\theta) & \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(p\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

M_{\max} représente la valeur maximale des coefficients d'inductance mutuelle stator-rotor obtenue lorsque les bobinages sont en regard l'un de l'autre.

Sous forme matricielle, les équations de la machine deviennent:

$$\frac{d}{dt} [\Phi_{sabc}] = [v_{sabc}] - [R_s] [i_{sabc}] \quad (\text{II.10})$$

$$\frac{d}{dt} [\Phi_{rabc}] = [v_{rabc}] - [R_r] [i_{rabc}] \quad (\text{II.11})$$

II.2.3 Modèle généralisé de la machine asynchrone dans le repère de *Park*

Afin de rechercher les lois de contrôle d'une machine à courant alternatif, nous pouvons la modéliser dans un repère (d, q) tournant dont l'orientation est à priori arbitraire. Ce modèle est obtenu après transformation virtuelle de la machine triphasée en machine diphasée équivalente.

La transformation de *Park* définie par la matrice de rotation $[P(\theta)]$ permet de ramener les variables du repère triphasé $(a; b; c)$ sur les axes d'un repère tournant $(d; q; 0)$. Les grandeurs statoriques et rotoriques sont alors exprimées dans un même repère. Le produit matriciel définissant la transformation de *Park* est donné par :

$$[x_{dq0}] = [P(\theta)][x_{abc}] \quad (\text{II.12})$$

où

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(p\theta) & -\sin(p\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

avec

- * $\theta = \theta_s$ pour les grandeurs statoriques.
- * $\theta = \theta_r$ pour les grandeurs rotoriques.

La figure II. 3 montre alors la disposition des systèmes d'axes dans l'espace électrique. Respectivement $(O_{s\alpha}, O_{s\beta})$ et $(O_{r\alpha}, O_{r\beta})$ sont les axes du repère diphasé obtenu avec la transformation de *Concordia* correspondant aux tensions (statoriques et rotoriques).

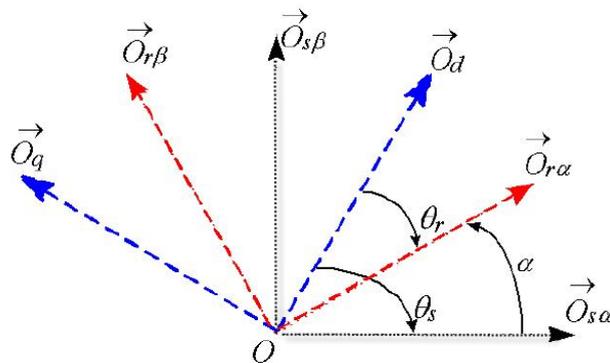


Figure II.3: Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique

Le rotor et le stator de la machine, appelée machine de *Park*, tournent à la même vitesse de sorte que les flux et les courants sont liés par une expression indépendante du temps. En appliquant la transformation de *Park* aux équations de la machine asynchrone dans le repère naturel (équations (II.4) et (II.5)), un modèle de la machine est obtenu en tenant compte des composantes homopolaires:

$$[v_{sdqo}] = [R_s][i_{sdqo}] + \frac{d}{dt}[\phi_{sdqo}] + [\lambda][\phi_{sdqo}] \frac{d\theta_s}{dt} \quad (\text{II.14})$$

$$[v_{rdqo}] = [R_r][i_{rdqo}] + \frac{d}{dt}[\phi_{rdqo}] + [\lambda][\phi_{rdqo}] \frac{d\theta_r}{dt} \quad (\text{II.15})$$

avec

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

où

- $[v_{sdqo}]$, $[v_{rdqo}]$ sont les vecteurs tensions statoriques et rotoriques dans le repère de *Park*.
- $[i_{sdqo}]$, $[i_{rdqo}]$ sont les vecteurs courants statoriques et rotoriques dans le repère de *Park*.
- $[\phi_{sdqo}]$, $[\phi_{rdqo}]$ sont les vecteurs flux statoriques et rotoriques dans le repère de *Park*.

Dans le repère de *Park*, les flux et les courants sont liés par:

$$\begin{bmatrix} \Phi_{sdqo} \\ \Phi_{rdqo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sdqo} \\ i_{rdqo} \end{bmatrix} \quad (\text{II.16})$$

avec

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s - m_s & 0 & 0 \\ 0 & l_s - m_s & 0 \\ 0 & 0 & l_s - m_s \end{bmatrix}$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} l_r - m_r & 0 & 0 \\ 0 & l_r - m_r & 0 \\ 0 & 0 & l_r - m_r \end{bmatrix}$$

$$[M_{sr}] = \begin{bmatrix} M & 0 & 0 \\ 0 & M & 0 \\ 0 & 0 & M \end{bmatrix}$$

$$M = \frac{3}{2} M_{\max}$$

La composante homopolaire est nulle puisque le système est équilibré:

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s \cdot i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{sq} \\ v_{sq} &= R_s \cdot i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \cdot \phi_{sd} \\ v_{rd} &= R_r \cdot i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \cdot \phi_{rq} \\ v_{rq} &= R_r \cdot i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \cdot \phi_{rd} \end{aligned} \quad (\text{II.17})$$

$$\begin{aligned} \phi_{sd} &= L_s \cdot i_{sd} + M \cdot i_{sq} \\ \phi_{sq} &= L_s \cdot i_{sq} + M \cdot i_{rd} \\ \phi_{rd} &= L_r \cdot i_{rd} + M \cdot i_{sd} \\ \phi_{rq} &= L_r \cdot i_{rq} + M \cdot i_{sq} \end{aligned} \quad (\text{II.18})$$

La figure II.4 donne alors une représentation interprétée de la machine de *Park* dans l'espace électrique.

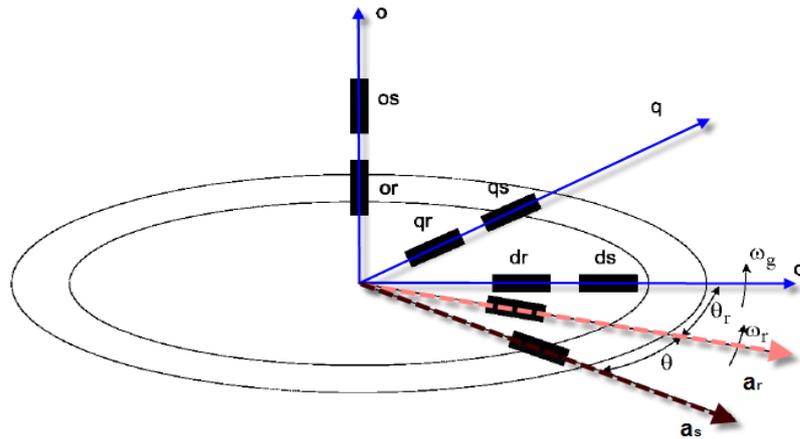


Figure II.4: Représentation des enroulements de la machine de *Park*

II.2.4 Calcul du couple électromagnétique

On obtient la puissance instantanée absorbée par la machine en calculant la somme des produits de chaque f.e.m. avec son courant:

$$P_m = (e_{sd} \cdot i_{sd} + e_{sq} \cdot i_{sq}) + (e_{rd} \cdot i_{rd} + e_{rq} \cdot i_{rq}) \quad (\text{II.19})$$

En exprimant cette puissance en fonction des courants et des flux statorique et rotorique en factorisant par rapport aux vitesses angulaires, on obtient:

$$P_m = (\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \cdot \omega_s + (\phi_{rd} \cdot i_{rq} - \phi_{rq} \cdot i_{rd}) \cdot \omega_r \quad (\text{II.20})$$

En exprimant les flux en fonction des courants à partir des équations (II.17) et (II.18), on constate que:

$$\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd} = -(\phi_{rd} \cdot i_{rq} - \phi_{rq} \cdot i_{rd}) \quad (\text{II.21})$$

Dans ces conditions, on obtient deux expressions pour le couple électromagnétique:

$$C_{em} = p(\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (\text{II.22})$$

ou

$$C_{em} = p(\phi_{rq} \cdot i_{rd} - \phi_{rd} \cdot i_{rq}) \quad (\text{II.23})$$

II.3 Partie mécanique

L'intérêt de l'utilisation de la MADA, outre la taille du convertisseur, était de pouvoir fonctionner à vitesse variable en suivant la caractéristique de puissance optimale de l'éolienne. Cette caractéristique montre que pour chaque vitesse du vent, il existe une vitesse de rotation optimale (correspondant à la valeur maximale du coefficient de puissance) permettant à l'éolienne d'avoir le meilleur rendement possible. Pour pouvoir tourner à cette vitesse optimale, à vitesse de vent donnée, la turbine doit avoir un couple mécanique résistant donné, c'est-à-dire une puissance active débitée par la MADA. C'est en utilisant cette référence de puissance que la machine peut alors être commandée. En utilisant le modèle de la turbine associé au modèle de la MADA, nous essayons de faire quelques simulations soit en boucle ouverte ou en boucle fermée. Ces simulations nous ont permis de déterminer les principes de fonctionnement pour chaque élément de la chaîne de conversion.

II.3.1 Modélisation

a) Modélisation du vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique par le générateur. La masse exacte du vent à la hauteur de la turbine est assez complexe. Cependant le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. De nombreux travaux sur la modélisation du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert à déterminer. Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent des grandeurs caractéristiques du site et du vent. La vitesse du vent peut être donc modélisée comme une fonction scalaire qui évolue dans le temps :

$$V_v(t) = f(t) \quad (\text{II.24})$$

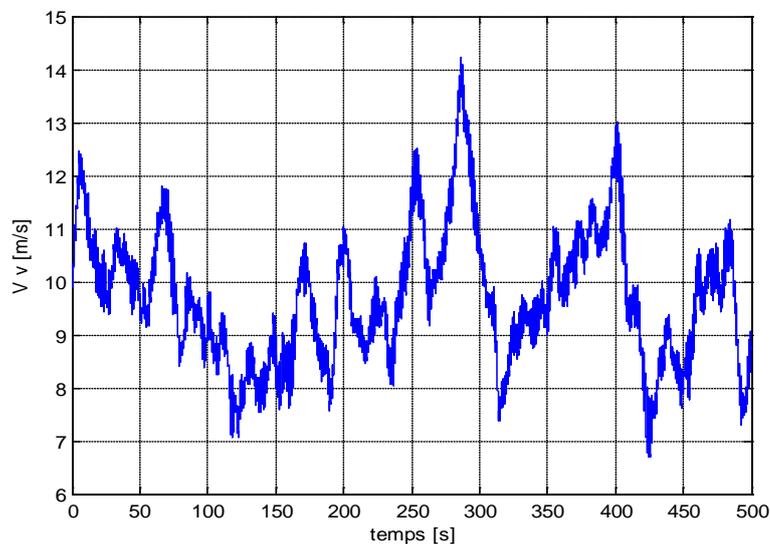


Figure II.5: Profile du vent pour une durée de 500 s

La figure II. 5 représente un résultat de simulation qui montre un profile du vent avec une valeur moyenne de la vitesse (10 m/s).

b) Modélisation de la turbine

Un système éolien transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement et délivre une puissance mécanique caractérisée par la vitesse de rotation et le couple mécanique. Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de gain K (figure II.6).

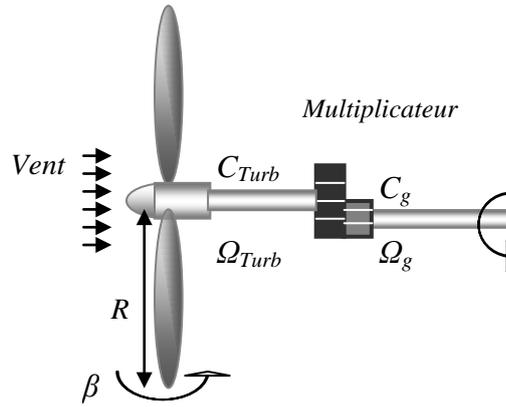


Figure II.6: Modèle d'une turbine éolienne

Le couple exercé par le vent sur l'arbre de la turbine se déduit directement de l'équation (I.5) en divisant l'expression de la puissance mécanique par la vitesse de rotation de l'arbre Ω_{turb} :

$$C_{turb} = \frac{P_m}{\Omega_{turb}} = \frac{1}{2\Omega_{turb}} C_p(\lambda) \rho \pi R^3 V_v^2 \quad (\text{II.25})$$

L'expression (II.25) donne la valeur du couple éolien qui est créé sur l'arbre de la turbine par la masse d'air ayant une vitesse V_v .

c) Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse (rapide) de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les expressions suivantes:

$$\begin{aligned} C_g &= \frac{C_{turb}}{K} \\ \Omega_{mec} &= K \cdot \Omega_{turb} \end{aligned} \quad (\text{II.26})$$

Ω_{mec} représente la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice.

d) Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_{turb} et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J_{total} constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J = J_{total} = \frac{J_{turb}}{K^2} + J_g \quad (\text{II.27})$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée sur cet axe. A titre illustratif, pour une éolienne Vestas de 2 MW, une pale a une longueur de 39 m et pèse 6.5 tonnes [70].

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

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \tag{II.28}$$

Où J est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice.

Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issu du multiplicateur C_g .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \tag{II.29}$$

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \tag{II.30}$$

Il est plus logique de considérer la turbine comme une source de vitesse. L'équivalence électrique d'un tel système inertiel est montrée sur le schéma de la figure II.7:

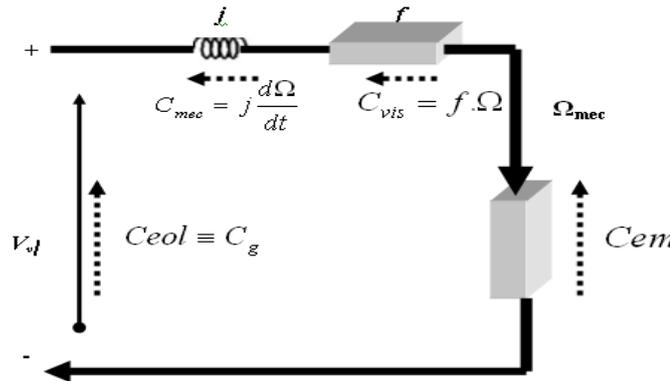


Figure II.7: Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne

Le schéma bloc correspondant à la modélisation de la turbine se déduit aisément des expressions précédentes. Il peut être représenté par la figure II.8:

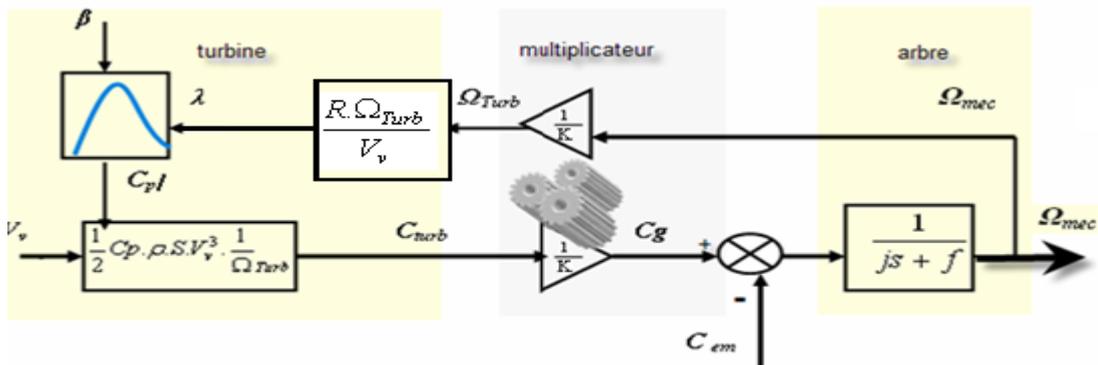


Figure II.8: Schéma bloc du modèle d'une turbine éolienne

Les entrées de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales et la vitesse de rotation de la turbine. Le modèle du multiplicateur transforme la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement en vitesse de la turbine et en couple de multiplicateur (relations II.25). Le modèle de l'arbre décrit la dynamique de la vitesse mécanique. Il a donc deux entrées: le couple du multiplicateur et le couple électromagnétique fourni par la génératrice. Le schéma bloc montre que la vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées:

- l'angle de la pale,
- le couple électromagnétique de la génératrice.

La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système.

II.3.2 Approximation numérique

La turbine du vent est un système aérodynamique complexe à modéliser. Cependant, des modèles mathématiques simples sont souvent utilisés. Des approximations numériques ont été développées dans la littérature pour calculer le coefficient C_p et différentes expressions ont été proposées. Nous présentons ci-dessous trois formes.

Généralement, des travaux présentent le coefficient C_p par des graphiques. Le coefficient C_p est différent d'une turbine à l'autre. En effet, les courbes du coefficient de puissance des turbines à vent commerciales sont fournies dans la documentation produite par le fabricant et peuvent être utilisées pour définir une approximation mathématique de la courbe de puissance à l'aide de méthodes d'optimisation numériques.

$$\bullet \quad C_p = (0.44 - 0.0167 \cdot \beta) \cdot \sin\left[\frac{\pi(\lambda - 3)}{15 - 0.3\beta}\right] - 0.00184(\lambda - 3)\beta \quad (\text{II.31})$$

$$\bullet \quad C_p = 0,22\left(\frac{116}{\lambda'} - 0,4 \cdot \beta - 5\right) \cdot \exp\left(\frac{-12,5}{\lambda'}\right) \quad (\text{II.32})$$

avec:
$$\frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

$$\bullet \quad C_p = [0.73 \cdot \left(\frac{151}{\lambda'}\right) - 0.002\beta - 0.58\beta - 13.1] \exp\left(\frac{-18,4}{\lambda'}\right) \quad (\text{II.33})$$

avec:
$$\lambda' = 1 / \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0.035}{\lambda^3 + 1} \right)$$

À partir des expressions numériques (II.33), (I.4), (II.25) et (I.5), les courbes des expressions C_p , P_m , C_c et C_m sont tracées sous Matlab, comme il est montré sur les courbes de la figure II.9.

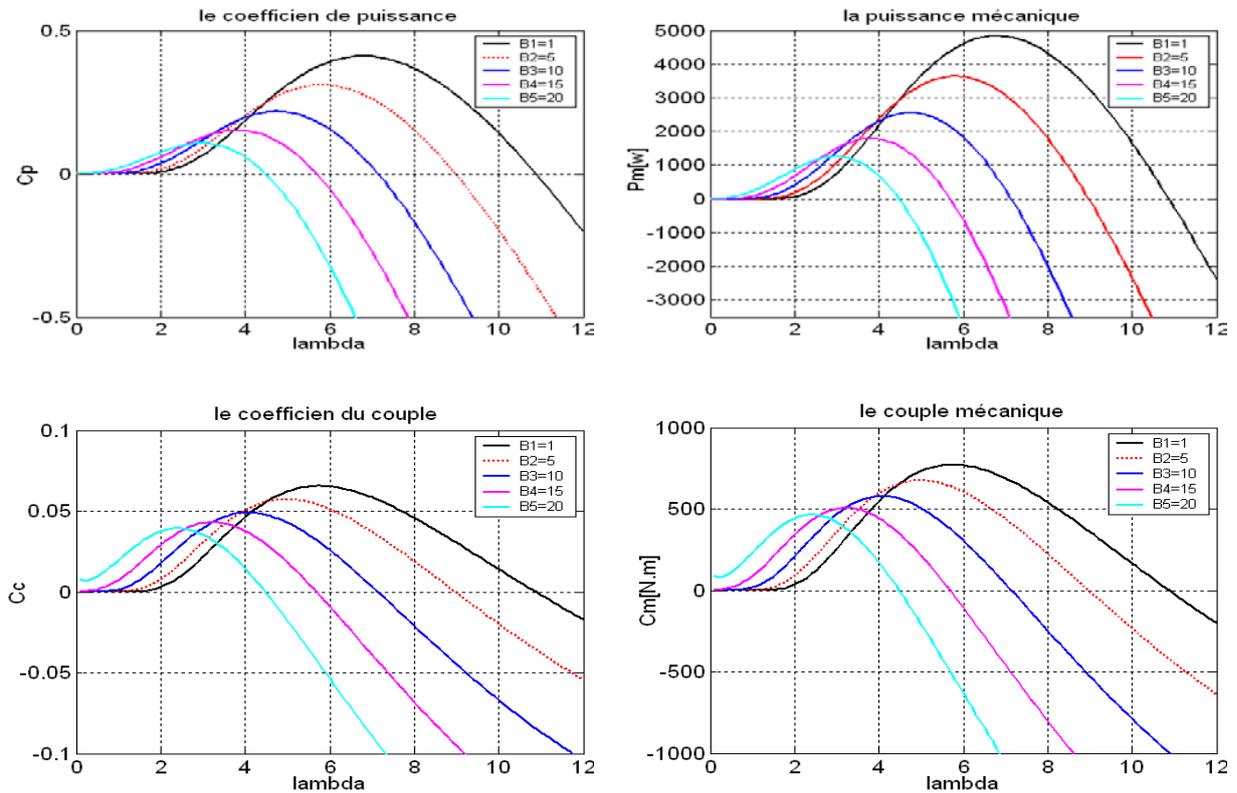


Figure II.9: Courbes C_p , P_m , C_c et C_m obtenues à partir de l'approximation numérique (II.33)

Nous avons donc pris en compte l'approximation définie par l'expression (II.33). Dans ce sens nous avons présenté les courbes des coefficients (de puissance et de couple) de la turbine ainsi que la puissance et couple en fonction de λ et ce pour différentes valeurs de l'angle d'attaque de l'éolienne. Nous constatons d'après ces courbes que le coefficient de puissance C_p et du couple C_c diminuent quand l'angle (β) augmente. Il en est de même du couple et de la puissance mécanique à la sortie de la turbine. Nous remarquons aussi que la puissance est sensible à la variation de l'angle de calage (β).

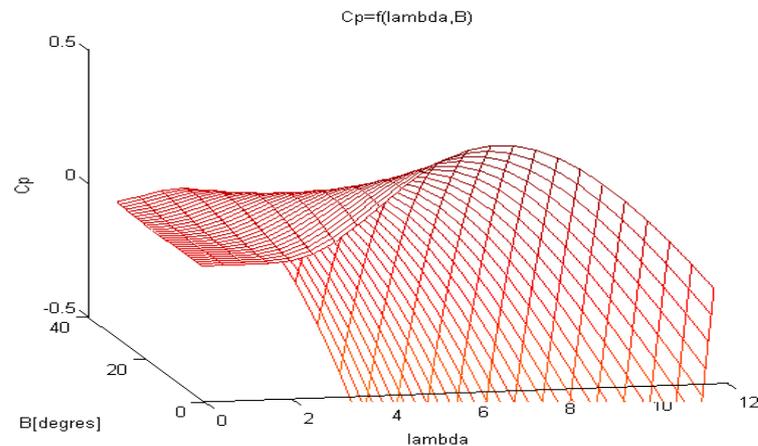


Figure II.10: Représentation de la variation du coefficient de puissance dans l'espace $C_p(\lambda, \beta)$

La figure II.10 présente la variation du coefficient de puissance C_p en fonction du ratio λ de vitesse et l'angle de l'orientation des pales β .

L'avantage d'un modèle mathématique représentatif du coefficient de puissance est de faciliter l'exécution des simulations en mode dynamique surtout lorsque les paramètres dont dépend la puissance de la turbine changent dans le temps comme la variation de l'angle d'attaque de la turbine suite à la variation de la vitesse du vent.

Nous présentons ci-dessous la simulation du fonctionnement de la partie mécanique de l'éolienne. Mais, l'hélice et le multiplicateur ne sont pas raccordés à la génératrice. Nous observons donc l'allure de la vitesse mécanique, le coefficient de puissance, le rapport d'avance du couple et la puissance mécanique en fonction de l'évolution du vent avec les paramètres suivants:

- *angle de calage fixe $\beta=0^\circ$,*
- *rapport du multiplicateur $K=90$,*
- *rayon des pales $R=35.5\text{ m}$*

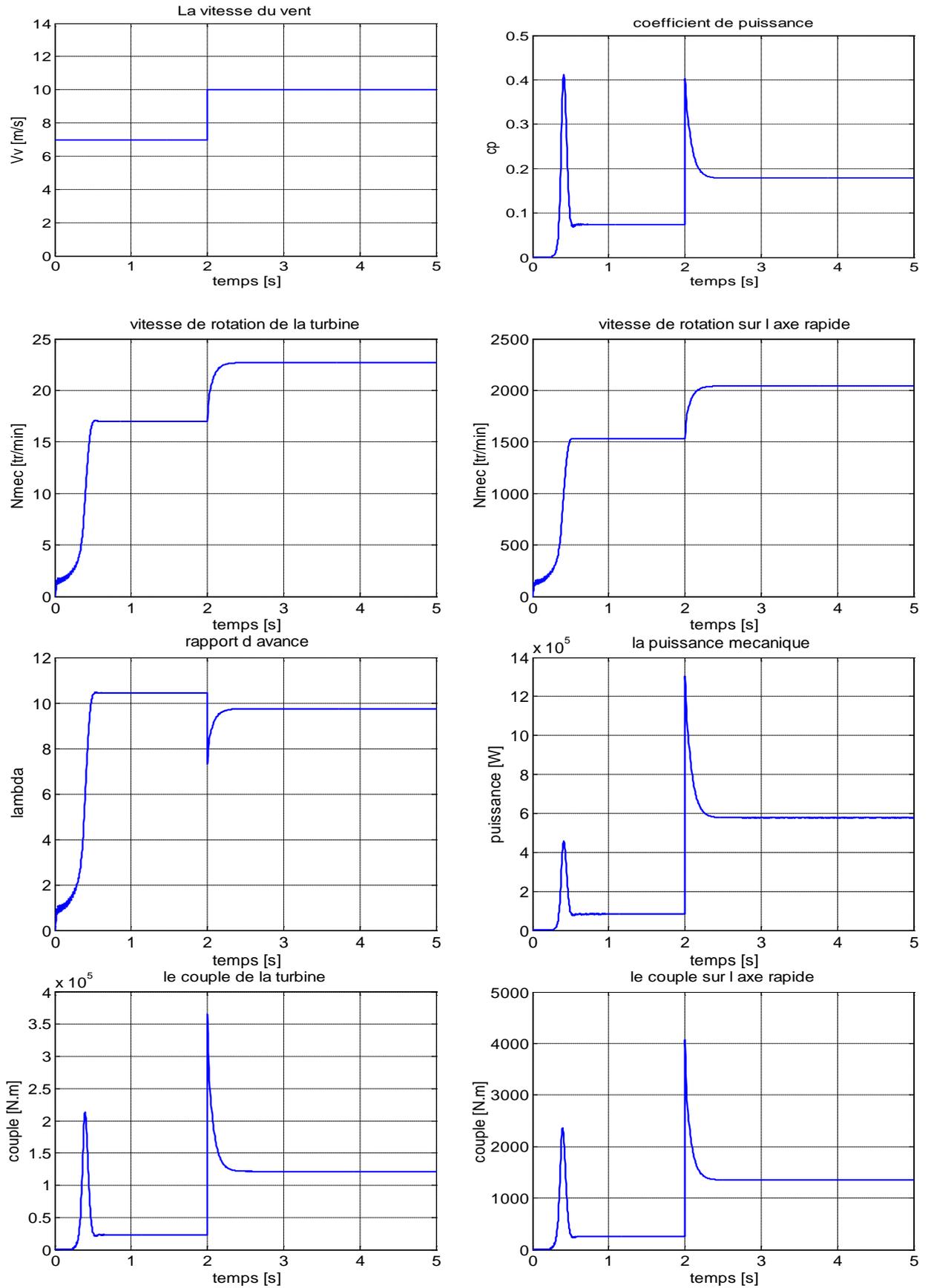


Figure II.11: Courbes de simulation obtenues à l'aide du modèle de la fig II.8

La figure II.11 montre l'état au démarrage du système de l'éolienne pour un angle d'attaque des pales: $\beta=0^\circ$. La vitesse du vent est considérée constante et égale 7 m/s jusqu'à l'instant: $t=3$ s. A cet instant une vitesse du vent $V_v=10$ m/s est appliquée. Nous avons donc négligé toutes perturbations soit du vent soit dans le système mécanique lui-même (effet de sillage qui n'est pas dû à la variation de la vitesse du vent mais aux variations de la pression du vent ou encore du couple exercé par le vent sur la turbine durant le passage des pales devant la tour). Les résultats montrent aussi qu'une petite variation de la vitesse du vent peut induire une grande variation de la puissance.

Nous avons modélisé la partie mécanique d'un système de conversion qui comporte l'hélice et le multiplicateur. Ce dernier permet l'interconnexion au système de transformation électromécanique "génératrice". Nous avons présenté ensuite les résultats de simulation qui sont très proches à ceux trouvés dans la littérature. Cette partie est un élément essentiel dans la conversion éolienne. Elle comporte sa propre commande afin de contrôler la puissance extraite du vent par le réglage de l'angle de calage des pales.

II.4 Convertisseurs de puissance

II.4.1 Modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Elle consiste à convertir une modulante tension de référence (au niveau de commande), généralement sinusoïdale, en une tension sous forme de créneaux successifs. Le signal modulé est généré à la sortie de l'onduleur (au niveau de puissance). Le principe de modulation MLI repose sur la comparaison de la modulante avec la porteuse (tension à haute fréquence de commutation généralement de forme triangulaire). Dans ce travail, on va utiliser la MLI naturelle en se basant sur la comparaison entre deux signaux pour commander chaque bras du convertisseur. La figure II.12 représente la porteuse et les modulantes.

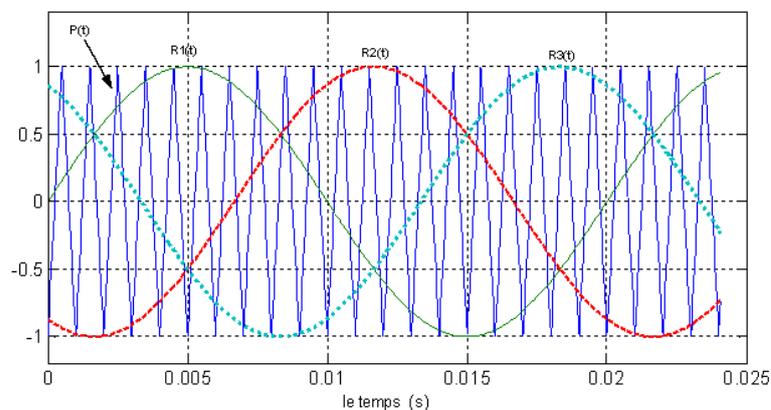


Figure II.12: Signal de porteuse et les signaux de références (modulantes)

Les interrupteurs de puissance sont commandés aux instants d'intersection de ces 2 ondes, instants déterminés par des comparateurs, figure II.13.

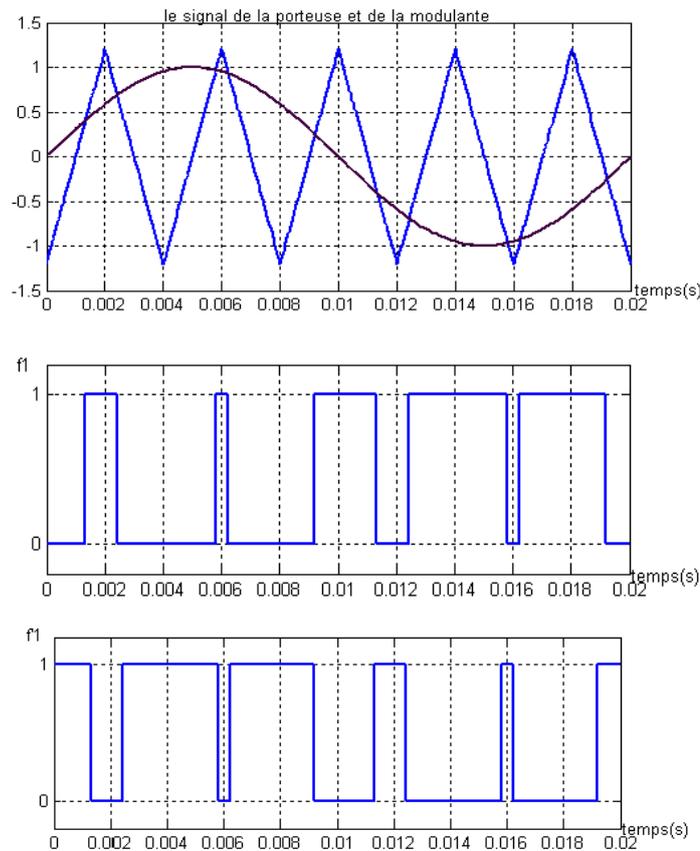


Figure II.13: Commande MLI par modulation « sinus - triangulaire »

II.4.2 Construction du convertisseur directionnel

- * L'onduleur de tension à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) est un convertisseur statique DC-AC constitué des cellules de commutation généralement à transistors IGBT ou à thyristor GTO pour les grandes puissances. Il permet d'imposer à la machine des ondes de tension à amplitudes et fréquence variables à partir d'une tension continue, après redressement.
- * Un redresseur triphasé à (MLI) est un convertisseur statique AC-DC. Son circuit principal est similaire à celui d'un onduleur, constitué par des interrupteurs statiques bidirectionnels en courant, unidirectionnels en tension. La partie continue est connectée à un condensateur jouant le rôle d'accumulateur d'énergie, monté en parallèle avec l'onduleur.

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation du convertisseur de puissance soit un onduleur ou un redresseur, (constitués des diodes en anti-parallèles et d'IGBT commandés en ouverture et en fermeture par la technique MLI) dans le repère triphasé naturel. Le convertisseur

considéré dans notre étude, est celui relié soit au réseau par l'intermédiaire d'un filtre (R_f , L_f) soit au rotor de la MADA. .

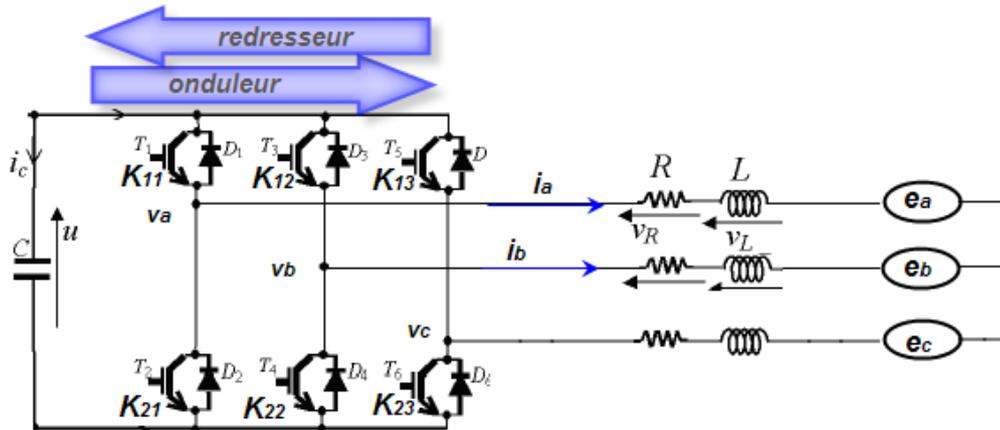


Figure II.14: Schéma électrique d'un convertisseur MLI triphasé

Les couples d'interrupteurs (K_{11} et K_{21}), (K_{12} et K_{22}), (K_{13} et K_{23}) doivent être commandés de manière complémentaire pour assurer la continuité des courants alternatifs dans la charge d'une part et d'éviter le court-circuit de la source d'autre part.

Les diodes D_i ($i=1,2,.. 6$) sont des diodes à roue libre assurant la protection des transistors.

- i_c : est le courant traversant le condensateur.
- u_c : est la tension aux bornes du condensateur (tension du bus continu).
- T_i, D_i avec $i \in \{1,2,3,4,5,6\}$ désignant respectivement les transistors IGBT et les diodes en antiparallèles.
- v_{ab}, v_{bc}, v_{ca} : sont les tensions composées modulées par le convertisseur MLI.
- v_{an}, v_{bn}, v_{cn} : sont les tensions simples.

En supposant un mode de fonctionnement continu, chaque ensemble transistor-diode peut être considéré comme un interrupteur idéal, bidirectionnel en courant et unidirectionnel en tension.

L'emploi de la technique MLI pour déterminer les intervalles de conduction des interrupteurs permet de régler de manière indépendante les valeurs moyennes de chacune des tensions u_{an}, u_{bn}, u_{cn} sur chaque période de commutation. Dans ce cas les instants de commutation sont déterminés par la comparaison de trois ondes de référence déphasées d'un tiers de période les unes par rapport aux autres avec une onde porteuse qui fixe la fréquence de commutation. Cette comparaison fournit trois signaux logiques f_1, f_2 et f_3 , qui valent 1 quand les interrupteurs du côté haut sont en conduction et ceux de côté bas sont bloqués et valent 0 dans le cas contraire. A partir de ces signaux l'électronique de commande élabore les signaux de commande des interrupteurs.

a) Modèle des convertisseurs de puissance dans le repère naturel

Les tensions de sortie des trois phases d'un convertisseur (les tensions composées) :

$$\begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \\ v_{ca} \end{bmatrix} = u_c \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

On aura alors trois tensions possibles aux bornes des phases : 0, $-u_c$ et $+u_c$

- f_1, f_2, f_3 : sont les valeurs d'états des interrupteurs K_{11}, K_{12}, K_{13} .
- f_1', f_2', f_3' : sont les valeurs d'états des interrupteurs K_{21}, K_{22}, K_{23} .

Les interrupteurs de chaque bras sont commandés de manière complémentaire.

Donc $f_1 + f_1' = 1$

$f_1 = 1$: l'interrupteur à l'état fermé.

$f_1' = 0$: l'interrupteur à l'état ouvert.

Si les références forment un système triphasé équilibré de grandeurs sinusoïdales on obtient à la sortie de l'onduleur des ondes de tension dont les « valeurs moyennes » forment elles aussi un système triphasé équilibré. On parle dans ce cas d'une modulation sinus-triangle. Donc le vecteur des tensions simples à la sortie de l'onduleur s'écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} u_c \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.35})$$

Tableau II.1: Table de vérité d'un onduleur commandé par MLI

Etat	Vecteur de commutation			Les tensions composées			Les tensions simples		
	f_1	f_2	f_3	v_{ab}	v_{bc}	v_{ca}	v_{an}	v_{bn}	v_{cn}
V_0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
V_1	u_c	0	0	u_c	0	$-u_c$	$(2/3) u_c$	$-(1/3) u_c$	$-(1/3) u_c$
V_2	u_c	u_c	0	0	u_c	$-u_c$	$(1/3) u_c$	$(1/3) u_c$	$-(2/3) u_c$
V_3	0	u_c	0	$-u_c$	u_c	0	$-(1/3) u_c$	$(2/3) u_c$	$-(1/3) u_c$
V_4	0	u_c	u_c	$-u_c$	0	u_c	$-(2/3) u_c$	$(1/3) u_c$	$(1/3) u_c$
V_5	0	0	u_c	0	$-u_c$	u_c	$-(1/3) u_c$	$-(1/3) u_c$	$(2/3) u_c$
V_6	u_c	0	u_c	u_c	$-u_c$	0	$(1/3) u_c$	$-(2/3) u_c$	$(1/3) u_c$
V_7	u_c	u_c	u_c	0	0	0	0	0	0

Si i_a, i_b, i_c sont les courants de la partie alternative, le courant dans la partie continue peut être obtenu à partir de la loi de conservation de puissance.

$$u_c \cdot i_c = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (\text{II.36})$$

En remplaçant les tension v_a, v_b, v_c par leur expression, on trouve :

$$i_c = [f_1 \ f_2 \ f_3] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.37})$$

b) Modèle du convertisseur de puissance dans le repère effectif (d, q)

v_{md} et v_{mq} sont les composantes directe et en quadrature des tensions modulées à la sortie de l'onduleur. Ces tensions sont retrouvées en utilisant une transformée de Park.

$$\begin{bmatrix} v_{md} \\ v_{mq} \end{bmatrix} = [P(\theta)] \begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

$$\begin{bmatrix} v_{md} \\ v_{mq} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(p.\theta) & \cos(p.\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p.\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(p.\theta) & -\sin(p.\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(p.\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} \quad (\text{II.39})$$

La tension simple d'une phase à la sortie de l'onduleur.

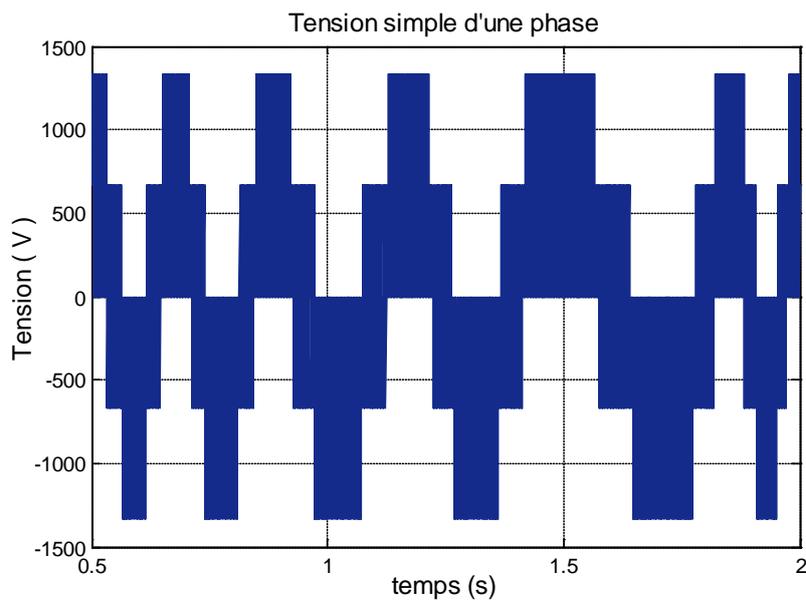


Figure II.15: Tension simple d'une phase à la sortie de l'onduleur

La tension composée d'une phase à la sortie de l'onduleur.

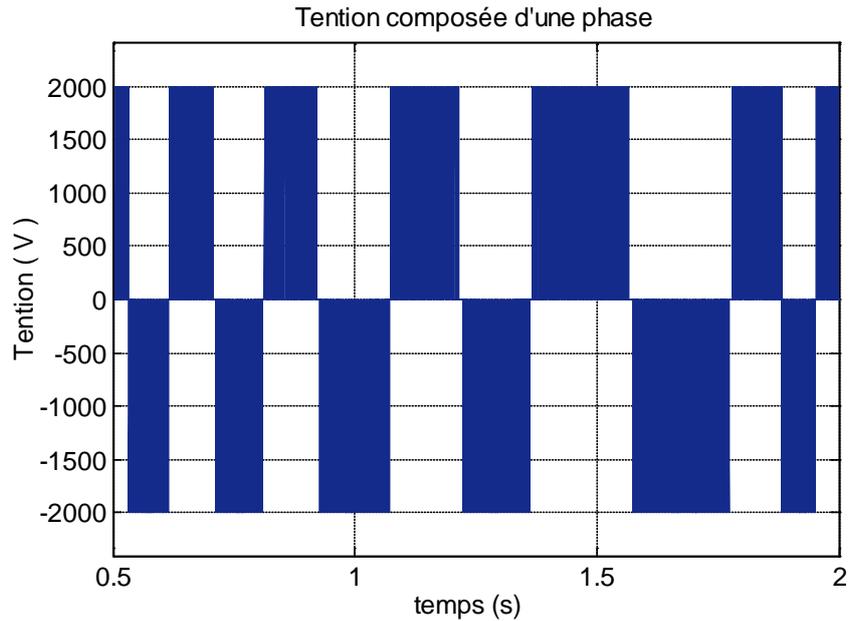


Figure II.16: Tension composée à la sortie de l'onduleur

Le signal électrique en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal. Pour rendre le courant i_a sinusoïdal on introduit un filtrage de la tension générée par le convertisseur à l'aide de filtre (R_f , L_f).

II.4.3 Modèle du filtre

a) Modèle du filtre dans le repère naturel

L'ensemble complet des équations de tension des phases a , b et c peut être mis sous la forme compacte suivante:

$$[\Delta v(t)]_{abc} = L_f \frac{d[i(t)]_{abc}}{dt} + R_f [i(t)]_{abc} \quad (\text{II.40})$$

$$[\Delta v(t)]_{abc} = [v_s(t)]_{abc} - [\Delta v_m(t)]_{abc} \quad (\text{II.41})$$

b) Modèle du filtre dans le repère effectif (d , q)

L'équation (II.38) peut être réécrite dans le repère (α , β). On obtient l'équation qui suit :

$$L_f \frac{d[i(t)]_{\alpha\beta}}{dt} = -R_f [i(t)]_{\alpha\beta} + [\Delta v(t)]_{\alpha\beta} \quad (\text{II.42})$$

Ensuite et en utilisant la transformation $\alpha\beta - dq$, on obtient:

$$\begin{aligned}
[K][i(t)]_{\alpha\beta} &= [i(t)]_{\alpha\beta} \\
[i(t)]_{\alpha\beta} &= [K]^{-1}[i(t)]_{dq} \\
\frac{d[i(t)]_{\alpha\beta}}{dt} &= \left\{ \frac{d[K]^{-1}}{dt} \right\} [i(t)]_{dq} + [K]^{-1} \frac{d[i(t)]_{dq}}{dt}
\end{aligned}$$

Tel que:

$$[K]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix}$$

et

$$\frac{d[K]^{-1}}{dt} = \omega \begin{bmatrix} -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \\ -\cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \end{bmatrix}$$

Donc

$$\begin{aligned}
K \frac{d[K]^{-1}}{dt} &= \omega \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \\ -\cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \end{bmatrix} \\
K \frac{d[K]^{-1}}{dt} &= \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}
\end{aligned}$$

Alors l'équation (II.38) peut être réécrite dans le repère (d, q) . En partant de la forme:

$$L_f [K] \frac{d[i(t)]_{\alpha\beta}}{dt} = -R_f [K][i(t)]_{\alpha\beta} + [K][\Delta v(t)]_{\alpha\beta}$$

On a alors la forme suivante:

$$L_f \frac{d[i(t)]_{dq}}{dt} = -R_f [i(t)]_{dq} + [\Delta v(t)]_{dq} - \begin{bmatrix} 0 & \omega L_f \\ -\omega L_f & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix}$$

L'ensemble des équations de tension modélisant le système peut être écrit dans le repère (d, q) de la façon suivante:

$$\begin{aligned}
L_f \frac{di_d(t)}{dt} &= -R_f i_d(t) - \omega_s L_f i_q(t) + v_{sd}(t) - v_{md}(t) \\
L_f \frac{di_q(t)}{dt} &= -R_f i_q(t) + \omega_s L_f i_d(t) + v_{sq}(t) - v_{mq}(t)
\end{aligned} \tag{II.43}$$

La transformation de *Laplace* donne:

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f + pL_f & \omega_s L_f \\ -\omega_s L_f & R_f + pL_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{md} \\ v_{mq} \end{bmatrix} \quad (\text{II.44})$$

D'où le schéma équivalent simplifié du système modélisé dans le repère (d, q) :

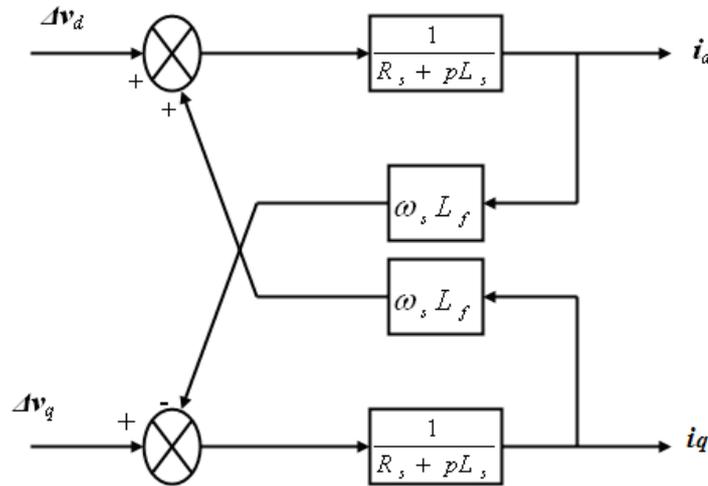


Figure II.17: Schéma équivalent d'un filtre dans le repère (d, q)

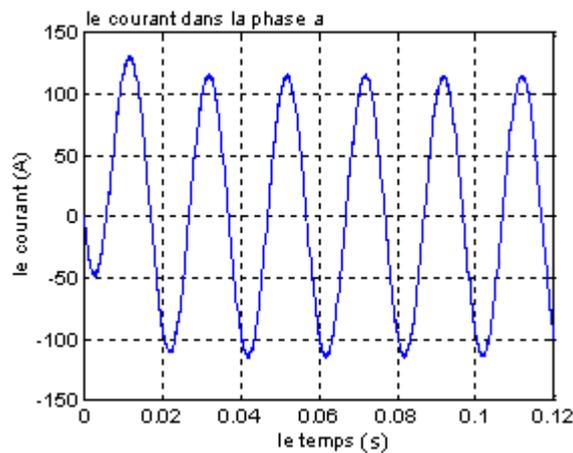


Figure II.18: Courant de la phase (a) après filtrage

A partir du bus continu, on doit réaliser la connexion au réseau grâce à un convertisseur continu/alternatif ou onduleur avec un filtre passif à la sortie. Le niveau de tension délivrée doit rester dans un intervalle précis. Sa fréquence doit, en toutes circonstances, rester très proche de 50 (Hz) et elle doit comporter le moins d'harmoniques possible. Ces contraintes obligent à utiliser un onduleur à modulation de largeur d'impulsions (MLI).

Un convertisseur à haute commutation pourra être employé afin de réaliser de hautes performances dynamiques en termes de temps de réponse, de minimisation d'harmoniques et d'amélioration du rendement.

II.4.4 Modélisation du bus continu

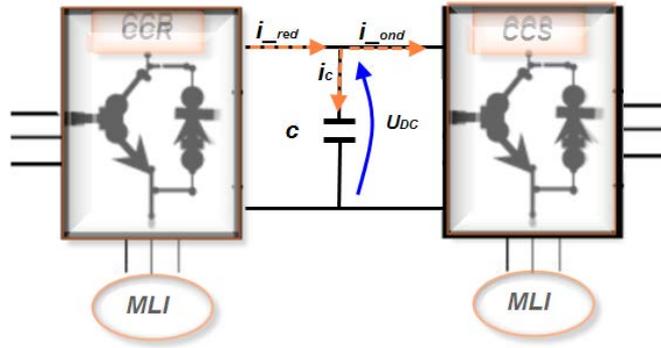


Figure II.19: Schéma équivalent pour le circuit du bus continu

L'évolution temporelle de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif :

$$\frac{du_c}{dt} = \frac{1}{C} \cdot i_c \quad (\text{II.45})$$

Le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur - figure II.19:

$$i_c = i_{red} - i_{ond} \quad (\text{II.46})$$

On a également:

$$u_c = \int \frac{du}{dt} + u(t_0) \quad (\text{II.47})$$

Où $u(t_0)$ est la valeur de la tension à l'instant initial t_0 .

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne constituée d'une turbine de vent liée à une machine asynchrone à double alimentation pilotée par le rotor via les deux convertisseurs (CCR et CCS) contrôlés par MLI et reliés au réseau via un bus continu et un filtre RL.

- Le convertisseur CCS fonctionne en onduleur. Cet onduleur récupère la tension continue. On règle la commande de l'onduleur pour obtenir un signal avec une amplitude et une fréquence adaptées à celles du réseau, après le passage par le filtre passif.
- Le convertisseur CCR fonctionne en redresseur. Il transforme la tension alternative et le courant alternatif délivrés par la MADA en tension continue et courant continu. On discute sur le régime hypo-synchrone. En régime hyper-synchrone, le convertisseur CCS devient un redresseur et le CCR devient un onduleur.
- Le condensateur crée un bus intermédiaire.

C'est cette structure qui sera étudiée dans le prochain chapitre. Des stratégies de commande seront établies pour contrôler l'échange de puissance entre la machine et le réseau auquel elle est connectée et différents types de régulateurs seront testés en simulation. Dans le chapitre suivant, on va analyser également le comportement dynamique de la MADA avec trois commandes différentes (PI classique, à logique floue et PI à gains adaptés par logique floue).

CHAPITRE III

**Commande des puissances active et réactive par
trois régulateurs PI, flou et PI adaptatif**

III.1 Introduction

L'histoire des régulateurs est déjà longue et il peut être intéressant de rappeler quelques étapes importantes de développement. Les premiers régulateurs de type centrifuge apparaissent vers 1750 pour régler la vitesse des moulins à vent, suivi en 1788 du fameux contrôleur de vitesse d'une machine à vapeur de *James Watt* [71].

En 1942, *Ziegler* et *Nichols* [72] ont proposé deux démarches permettant de trouver facilement les paramètres optimums pour une installation donnée. En quelques années, les propositions de *Ziegler* et *Nichols* ont été adaptées ou modifiées selon les besoins.

Au début des années 1990 et dans le but de fournir des règles d'ajustement simples mais plus performantes que celles de *Ziegler-Nichols*, *Åström* [73] et ses collaborateurs ont analysé le comportement dynamique d'un grand nombre de processus. Cette analyse a conduit à l'établissement de tableaux servant aux calculs des paramètres P, I et D à partir de mesures simples. Ainsi, diverses méthodes de calcul des paramètres des régulateurs PID et une méthode d'auto-ajustage sont proposées par *Åström* et *Hägglund*.

Ces dernières années les méthodes classiques de l'automatique ont été largement appliquées dans de nombreux problèmes de régulation industrielle. Cependant, la plupart des systèmes physiques présentent des non-linéarités et leurs paramètres sont souvent mal connus et variables dans le temps. Pour la commande de telles classes de systèmes, les méthodes conventionnelles de l'automatique ont montré leurs limites en termes de stabilisation et performances. Suite aux développements des calculateurs numériques, les automaticiens commencent à s'intéresser aux nouvelles approches de commande telles que la commande adaptative, la commande prédictive, la commande robuste, ainsi que des techniques basées sur l'intelligence artificielle. Parmi ces dernières techniques, on peut citer le réseau neuronal, les algorithmes génétiques et la logique floue. La commande par logique floue est à l'heure actuelle une des préoccupations des chercheurs dans le monde. Les systèmes d'inférence flous possèdent deux points forts: le premier est qu'ils sont généralement construits à partir de la connaissance humaine et le deuxième réside dans leur capacité descriptive due à l'utilisation des variables linguistiques.

Il est signalé dans la littérature que la commande par logique floue présente un avantage en régime transitoire. Mais, l'apparition des oscillations en régime permanent rend ce type de commande moins performant. La supervision floue des paramètres du régulateur PI est une solution adéquate qui se justifie par les arguments suivants:

- ✓ Parmi toutes les techniques intelligentes la logique floue est la technique de commande la plus simple à implanter en pratique.

- ✓ Les critères de performance des deux régulateurs PI classique et à logique floue sont complémentaires (pour les inconvénients et les avantages).
- ✓ Un vaste champ d'applications est possédé par les régulateurs PI classiques dans le milieu de l'industrie.

Dans ce chapitre on va présenter en bref un rappel sur les deux régulateurs PI classique et flous. Une méthodologie de contrôleurs combinant l'approche PI et l'approche floue sera présentée aussi, cette approche associant le régulateur PI et le superviseur composé de règles floues. Enfin et dans le but de comparer les approches proposées, nous terminons cette étude par des tests de simulation sur la commande des puissances active et réactive dans le stator de la MADA.

III.2 Généralités sur les régulateurs classiques (PI) et les régulateurs flous

On appelle régulateur ou (contrôleur) la partie d'un système de commande comparant le signal de mesure $y(t)$ avec le signal de consigne $r(t)$ afin de générer un signal de commande $u(t)$ (Figure III.1).

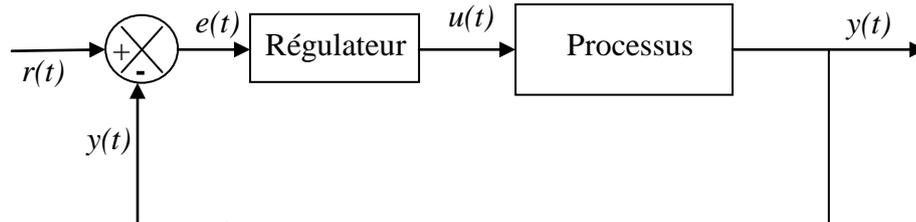


Figure III.1: Schéma fonctionnel d'un processus réglé

On peut classer les contrôleurs selon deux grandes familles: les contrôleurs classiques et les contrôleurs avancés.

- **Contrôleurs classiques**

Les contrôleurs de type classique sont constitués d'une seule variable d'entrée et d'une seule variable de sortie, exemple; les contrôleurs PI. Les contrôleurs à avance-retard de phase.

- **Contrôleurs avancés**

Les contrôleurs de type avancé ou dits à méthode moderne sont constitués de plusieurs variables d'entrée et de plusieurs variables de sortie [74].

III.2.1 Principaux objectifs de la commande

- **Précision en poursuite:** on quantifie la précision en comparant le signal de sortie au signal d'entrée. Le signal résultant est souvent noté $e(t)$. Cette grandeur représente donc la différence entre la consigne et la mesure. En régime permanent, on parlera de la précision statique ou encore de l'erreur statique (Figure III.2).

- **Précision en régulation:** on peut juger ce critère par la rapidité d'un système en mesurant sur sa réponse indicielle, soit le temps de réponse (à 5% ou 10%), soit le temps de montée ou encore on considérant ces deux grandeurs à la fois. Le dépassement est un facteur que l'on peut prendre aussi en compte.
- **Robustesse:** la robustesse représente la capacité d'une commande à garder ses performances malgré les variations des paramètres du système à commander et les perturbations qui l'affectent.

En général on se fixe un cahier de charges pour les critères de performances suivants: le dépassement, le temps de réponse et l'erreur statique suite à un changement de consigne ou de perturbations.

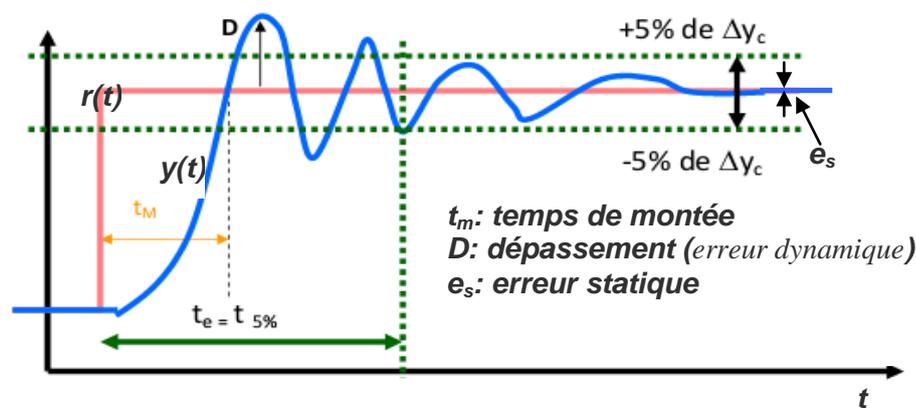


Figure III.2: Réponse typique d'un procédé asservi à un échelon de consigne

III.2.2 Description des régulateurs PI

Le régulateur PI classique relie directement le signal de commande $u(t)$ au signal d'écart $e(t)$. Sa description temporelle est la suivante:

$$u(t) = k_p \left(e(t) + \frac{1}{T_i} \int_0^t e(t) dt \right) \quad (\text{III.1})$$

avec l'écart défini comme suit:

$$e(t) = r(t) - y(t) \quad (\text{III.2})$$

où k_p et T_i ($k_i = 1/T_i$) sont les paramètres à régler du régulateur. Sa fonction de transfert H s'écrit:

$$H(p) = \frac{U}{E} = k_p \left(1 + \frac{1}{pT_i} \right) \quad (\text{III.3})$$

E , U sont les signaux d'entrée et de sortie du contrôleur.

Les performances d'un contrôleur PI classique sont déterminées par ses paramètres (proportionnelle et intégrale (k_p et k_i). Une augmentation de k_p accélère la réponse du procédé, provoque une diminution de l'écart résiduel (l'erreur statique e), mais rend la mesure de plus en plus oscillatoire. La valeur optimale de k_p est celle qui donne la réponse la plus rapide, avec un bon amortissement. Le rôle de l'action intégrale est d'éliminer l'erreur du système de contrôle en régime permanent. Comme dans le cas de l'action proportionnelle, une augmentation excessive de l'action intégrale k_i (diminution de T_i) peut être source d'instabilité.

Nous pouvons facilement remarquer que la combinaison P + I permet, en général, de garder l'effet bénéfique de l'action intégrale en ce qui concerne l'erreur statique et d'en éviter les inconvénients en ce qui concerne la stabilité. En effet, en examinant les courbes de *Bode* relatives au régulateur PI, on remarque que la présence du zéro supprime l'effet néfaste de l'intégrateur dans le domaine des hautes fréquences.

III.2.2.1 Méthodes d'optimisation pour le réglage de contrôleurs PI

A ce propos, une étude de 1993, rapporte que sur plus de 2000 boucles de régulation, 95 % de celles-ci utilisaient des structures de type PID, la majorité de ces dernières étant en fait de type PI. Seulement 20 % de ces boucles de régulation fonctionnèrent correctement. Une des causes majeures de ces faibles performances consistait en un mauvais choix des paramètres du régulateur. Malgré l'emploi étendu du contrôleur PI, il n'existe pas de méthode de design universellement acceptée [75].

- **Méthodes de réglage des actions**

Il existe différentes méthodes de réglage ou d'optimisation des actions d'un régulateur PI. Suivant le type de procédé et les contraintes de fabrication on choisira l'une des méthodes.

- **Méthode par approches successives**

Elle consiste à modifier les actions du régulateur et à observer les effets sur la mesure enregistrée, jusqu'à obtenir la réponse optimale. On règle l'action proportionnelle, puis l'action dérivée ou intégrale.

- **Méthode nécessitant l'identification du procédé**

Si l'on connaît les paramètres du procédé, suite à une modélisation de sa fonction de transfert, il est alors possible de calculer rapidement les paramètres de réglage qu'on pourra affiner suite à des essais, afin d'obtenir la réponse souhaitée. Cette méthode nécessite un enregistreur à déroulement rapide. Elle est de préférence utilisée sur des procédés à grande inertie.

- **Méthode de Ziegler et Nichols**

Elle nécessite l'observation de la réponse du procédé et la connaissance de la structure du régulateur. C'est une méthode qui permet le calcul des actions, sans la détermination des paramètres du procédé. Nous pouvons utiliser cette méthode décrite en annexe afin d'estimer les paramètres du régulateur PI.

Les contrôleurs de type PI classique ont atteint le maximum de leur possibilité. En effet, ceux-ci sont souvent mal réglés ou tout simplement utilisés à défaut d'autres choix, ce qui occasionne, entre autres, une diminution des performances [76].

III.2.3 Logique floue

Le terme d'ensemble flou apparaît pour la première fois en 1965 lorsque le professeur *Lotfi A. Zadeh*, de l'Université de *Berkeley* aux *USA*, publie un article intitulé « Ensembles flous ».

En 1975, le professeur *Mamdani* à Londres développe une stratégie pour le contrôle des procédés et présente les résultats très encourageants qu'il a obtenus sur la conduite d'un moteur à vapeur. En 1978, la société danoise *F.L. Smidth* réalise le contrôle d'un four à ciment. C'est là la première véritable application industrielle de la logique floue.

C'est au *Japon*, où la recherche n'est pas seulement théorique mais également très applicative, que la logique floue connaît son véritable essor. A la fin des années 1980, c'est d'un véritable boom qu'il faut parler. Les produits grand public, entre autres les machines à laver, sont pourvus de tels régulateurs. Dans l'industrie, le traitement des eaux, les grues portuaires, les métros, les systèmes de ventilation et de climatisation sont également concernés. Enfin, des applications existent dans des domaines très différents tels que la finance ou le diagnostic médical [77].

III.2.3.1 Régulateur flou

Le principe de conception d'un régulateur flou consiste à exprimer la stratégie de régulation à partir d'objectifs de régulation et d'observations sur les entrées-sorties du processus, sans analyser en détail la dynamique sous-jacente du système. Le régulateur flou utilise des règles linguistiques qu'il est capable d'interpréter numériquement afin d'établir une stratégie de régulation [78-80].

Les problèmes principaux de conception sont:

- La définition du formalisme linguistique,
- Le choix d'opérateurs mathématiques pour manipuler les variables floues [81].

III.2.3.2 Avantages et inconvénients de la commande floue

Avantages

1. La théorie est simple et s'applique à des systèmes complexes.
2. Pas de modèles mathématiques requis du procédé à asservir.
3. Robustesse de la commande floue vis à vis des incertitudes.
4. Possibilités de commande auto-adaptative aux variations du procédé.

Inconvénients

1. Technique de réglage essentiellement empirique.
2. Performances dépendant de l'expertise.
3. Il n'existe pas de théorie générale qui caractérise rigoureusement la stabilité, la robustesse.

III.2.3.3 Théorie des ensembles flous

a) Notion d'appartenance partielle

Dans la théorie des ensembles, un élément appartient ou n'appartient pas à un ensemble. La notion d'ensemble est à l'origine de nombreuses théories mathématiques. Cette notion essentielle ne permet cependant pas de rendre compte de situations pourtant simples et rencontrées fréquemment. Parmi des fruits, il est facile de définir l'ensemble des pommes. Par contre, il sera plus difficile de définir l'ensemble des pommes mûres. On conçoit bien que la pomme mûrit progressivement... la notion de pomme mûre est donc graduelle. C'est pour prendre en compte de telles situations qu'a été créée la notion d'ensemble flou. La théorie des ensembles flous repose sur la notion d'appartenance partielle: chaque élément appartient partiellement ou graduellement aux ensembles flous qui ont été définis. Les contours de chaque ensemble flou (Figure III.3) ne sont pas « nets », mais « flous » ou « graduels ».

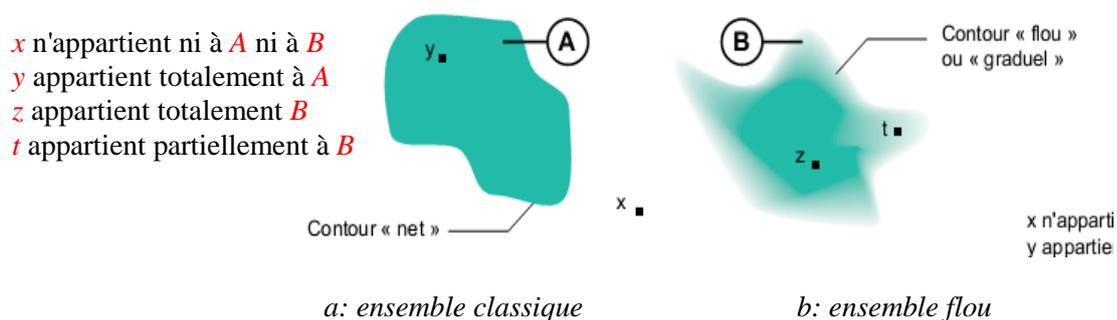


Figure III.3: Comparaison d'un ensemble classique et d'un ensemble flou [77]

b) Fonctions d'appartenance

Un ensemble flou est défini par sa « fonction d'appartenance », qui correspond à la notion de « fonction caractéristique » en logique classique. Supposons que nous voulions définir l'ensemble des personnes de « taille moyenne ». En logique classique, nous conviendrons par exemple que les personnes de taille moyenne sont celles dont la taille est comprise entre 1,60 m et 1,80 m. La fonction caractéristique de l'ensemble (Figure III.4) donne « 0 » pour les tailles hors de l'intervalle [1,60 m ; 1,80 m] et « 1 » dans cet intervalle. L'ensemble flou des personnes de « taille moyenne » sera défini par une « fonction d'appartenance » qui diffère d'une fonction caractéristique par le fait qu'elle peut prendre n'importe quelle valeur dans l'intervalle [0, 1]. A chaque taille possible correspondra un « degré d'appartenance » à l'ensemble flou des « tailles moyennes » (Figure III.5), compris entre 0 et 1.

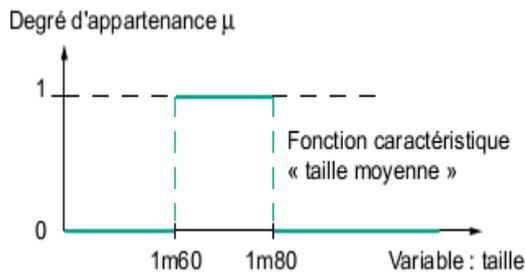


Figure III.4: fonction caractéristique [77]

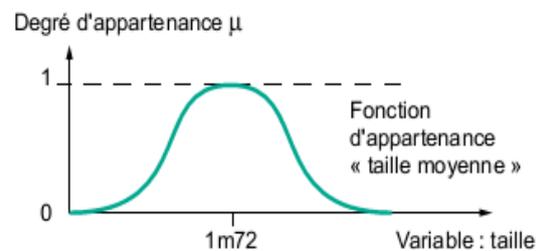


Figure III. 5: fonction d'appartenance [77]

Plusieurs ensembles flous peuvent être définis sur la même variable, par exemple les ensembles «taille petite», «taille moyenne» et «taille grande», notions explicitées chacune par une fonction d'appartenance (Figure III.6).

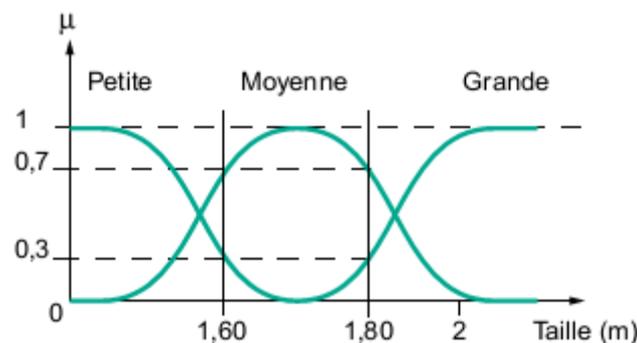


Figure III. 6: fonction d'appartenance, variable et termes linguistiques [77]

c) Opérateurs logiques flous

Ces opérateurs permettent d'écrire des combinaisons logiques entre notions floues, c'est-à-dire de faire des calculs sur des degrés de vérité. Comme pour la logique classique, on peut définir des opérateurs ET, OU, négation.

Exemple: Appartement Intéressant = Loyer Raisonnable ET Surface Suffisante

- * **Intersection:** L'opérateur logique correspondant à l'intersection d'ensembles est le ET. Le degré de vérité de la proposition « A ET B » est le minimum des degrés de vérité de A et de B:

$$\mu(A \text{ ET } B) = \text{MIN}(\mu(A), \mu(B))$$

- * **Union :** L'opérateur logique correspondant à l'union d'ensembles est le OU. Le degré de vérité de la proposition « A OU B » est le maximum des degrés de vérité de A et de B:

$$\mu(A \text{ OU } B) = \text{MAX}(\mu(A), \mu(B))$$

- * **Complément :** L'opérateur logique correspondant au complément d'un ensemble est la négation.

$$\mu(\text{NON } A) = 1 - \mu(A)$$

III.2.4 Structure d'un régulateur flou

La conception d'un système flou est constituée de trois étapes principales: la conversion des entrées en valeurs floues, l'évaluation des règles et la conversion du résultat des règles en une valeur numérique de sortie. La première étape est donc la *fuzzification*; pour transformer les grandeurs physiques (entrées) en valeurs linguistiques (sous ensemble flou). La seconde étape concerne le module *d'inférence*, qui est constitué de deux blocs, le moteur d'inférence et la base des règles. Enfin, l'étape de *défuzzification* qui permet d'inférer une valeur nette (précise), utilisable en commande par exemple, à partir du résultat de l'agrégation des règles.

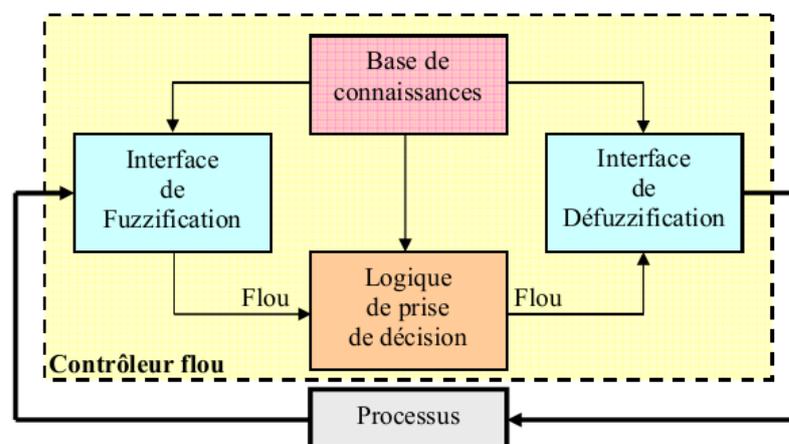


Figure III.7: Structure d'un régulateur flou [82]

Comme il est indiqué sur la figure III.7, le régulateur par logique floue est composé donc de quatre éléments de base:

–Fuzzification

C'est la transformation des grandeurs physiques (entrées) en valeurs linguistiques (sous ensemble flou) représentés par leurs fonctions d'appartenances qui peuvent êtres traitées, ensuite, par le mécanisme d'inférence.

–Moteur d'inférence floue

C'est un mécanisme de décision. Il permet, à partir d'un fait observé de la base des règles floues, une décision en exploitant le raisonnement approximatif. Il existe plusieurs méthodes pour réaliser ces opérateurs dans une inférence et qui s'appliquent aux fonctions d'appartenance.

- ✓ Méthode d'inférence max
- ✓ Méthode d'inférence min
- ✓ Méthode d'inférence somme

–Base de connaissances (règles)

La logique floue a pour objectif de formaliser et de mettre en œuvre la façon de raisonner d'un être humain. En cela, elle peut être classée dans le domaine de l'intelligence artificielle. L'outil le plus utilisé dans les applications de logique floue est la base de règles floues. Une base de règles floues est composée de règles qui sont généralement utilisées en parallèle, mais peuvent également être enchaînées dans certaines applications. Une règle est du type: SI « prédicat » ALORS « conclusion ». Par exemple: « Si température élevée et pression forte ALORS ventilation forte et soupape grande ouverte »

–Defuzzification

A la fin de l'inférence, l'ensemble flou de sortie est déterminé mais il n'est pas directement utilisable pour donner une information précise à l'opérateur ou commander un actionneur. Il est nécessaire de passer du « monde flou » au « monde réel », c'est la defuzzification. Il existe plusieurs méthodes, la plus souvent rencontrée étant le calcul du «centre de gravité» de l'ensemble flou (Figure III.8)

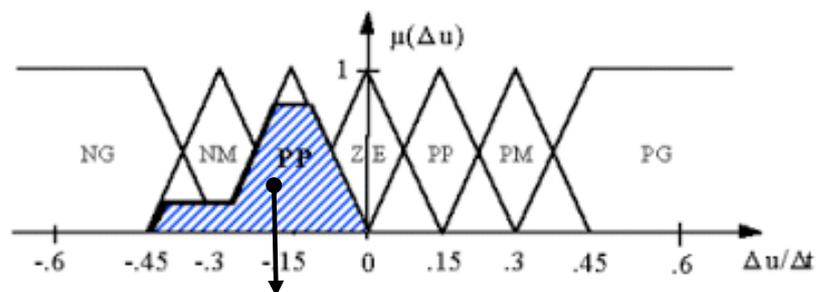


Figure III.8: defuzzification par centre de gravité

III.3 Commande par logique floue

Dans le système présenté dans cette étude, deux régulateurs indépendants à base de la logique floue sont utilisés pour produire les tensions de référence souhaitées à la commande des puissances active et réactive dans le stator de la MADA (P_s, Q_s).

Comme il est représenté sur la figure III.9, dans le contrôleur flou CF, la valeur de référence $r(t)$ est comparée à la valeur réelle (mesurée) $y(t)$ pour obtenir l'erreur $e(t)$. De plus, cette erreur est comparée avec l'erreur précédente $e(t-1)$ pour obtenir la variation de l'erreur $\Delta e(t)$.

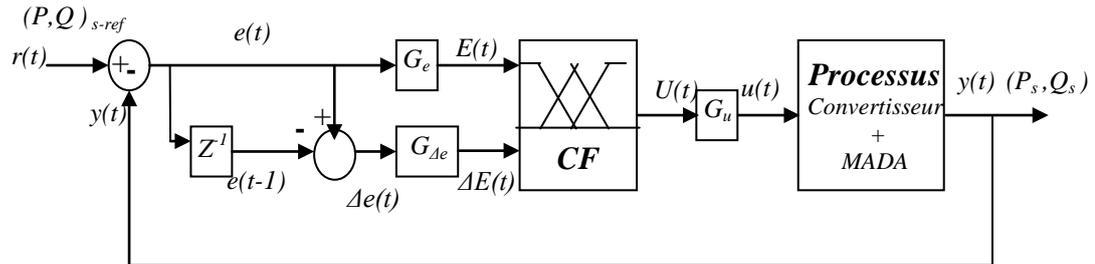


Figure III.9: Schéma synoptique d'un régulateur flou des puissances active et réactive

Les deux entrées du contrôleur flou (CF) sont l'erreur de la puissance et sa variation. La sortie du régulateur correspond à la commande. Ces trois grandeurs sont normalisées comme suit:

$$E = G_e e, \Delta E = G_{\Delta e} \Delta e, U = G_u u \quad (\text{III.4})$$

Où, G_e , $G_{\Delta e}$ et G_u sont des facteurs d'échelle ou des gains de normalisation associés à $e(t)$, $\Delta e(t)$, $u(t)$ respectivement. Ils permettent de changer la sensibilité du régulateur flou sans en changer la structure. Les grandeurs $[E(t), \Delta E(t), U(t)]$ indicées sont donc les grandeurs normalisées à l'entrée et à la sortie du CF.

D'après [83], la normalisation des grandeurs d'entrées et de sortie est une étape clé du bon fonctionnement. Les gains d'entrées permettent de doser l'action des entrées sur le CF, tandis que le gain de sortie influence la commande qui est directement envoyée au procédé. Il existe un fort lien entre les gains d'entrées et le gain de sortie puisque le réglage des gains d'entrées influe sur la sortie du CF. À la limite, un mauvais choix de réglage aurait pour conséquence de biaiser les résultats.

L'erreur et sa variation est donné par l'expression suivante:

$$\begin{aligned} E(t) &= G_e [r(t) - y(t)] \\ \Delta E(t) &= G_{\Delta e} [e(t) - e(t-1)] \end{aligned} \quad (\text{III.5})$$

Remarque: Comme, il y a un risque de dépassement des valeurs maximales, un limiteur a été placé à la sortie du CF pour assurer en tout temps une valeur de sortie $u(t)$ comprise dans l'intervalle de l'univers du discours de la sortie.

III.3.1 Ensembles flous (Fonctions d'appartenance)

Pour les fonctions d'appartenance, on a choisi pour chaque variable les formes triangulaires et trapézoïdales comme le montre la figure suivante:

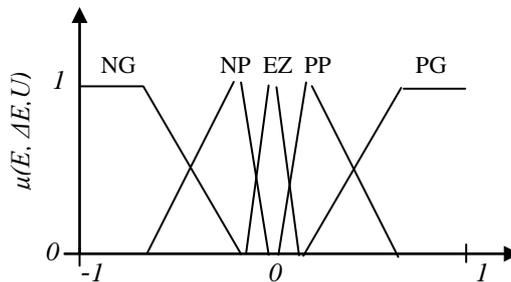


Figure III.10: Ensembles flous de l'erreur, la variation d'erreur et de la commande

Chacune des deux entrées linguistiques et la sortie du CF possède cinq ensembles flous qui sont définis sur l'intervalle $[-1, 1]$. Il est généralement plus facile de commencer avec un nombre restreint de valeurs linguistiques possibles, pour simplifier le design initial. Si la précision demandée est plus grande, on peut ajouter des valeurs linguistiques. Puisque un trop grand nombre d'ensembles dévoreurs d'espace mémoire et nécessite un temps de calcul plus long lorsque le contrôleur est en fonction. Il est noté aussi qu'il existe plusieurs façons de définir les valeurs numériques de chaque fonction d'appartenance; elles peuvent être symétriques et distribuées de manière équidistante. Elles peuvent également être symétriques et distribuées de manière non équidistante.

Les variables linguistiques sont notées comme suit: **NG** pour négatif grand, **NP** pour négatif petit, **EZ** pour environ zéro, **PP** pour positif petit, et **PG** pour positif grand.

III.3.2 Inférence floue

Les règles floues permettent de déterminer le signal de sortie du régulateur en fonction des signaux d'entrée. Elles relient le signal de sortie aux signaux d'entrée par des conditions linguistiques prenant en compte l'expérience ou le savoir-faire acquis par un opérateur humain. Ces relations fournissent ensuite *la base des règles* à partir de laquelle les décisions peuvent être prises. Comme nous l'avons introduit précédemment, le module d'inférence est constitué de deux blocs, le *moteur d'inférence* et la *base des règles*, ce dernier est de type « Si...Alors ».

Dans la littérature, il existe plusieurs types de systèmes d'inférence floue qui peuvent être mis en œuvre dans les systèmes flous [84]. Par exemple, la méthode de *Mamdani* qui utilise les opérateurs *min* et *max* pour l'implication et l'agrégation, ou encore la méthode de *Larsen* qui utilise un *produit* et l'opérateur *max*, ou celui de *Sugeno* [85] qui utilise une fonction linéaire ou une constante pour les signaux de sortie. La méthode d'inférence floue de type *Mamdani* est la méthodologie la plus couramment utilisée.

Une méthode, proposée par King et Mamdani, pour élaborer les règles d'inférence du contrôleur flou, consiste à se servir des connaissances pragmatiques du réglage d'un contrôleur PI classique. Pour choisir les règles, il suffit d'observer la réponse d'un système en boucle fermée à la suite d'un changement de charge de consigne ou de trajectoire dans le plan de phase. La figure III.11 illustre un plan de phase d'une réponse indicielle d'un système en boucle fermée. Notre objectif est la conception théorique du régulateur flou donc nous n'avons qu'un seul choix pour l'extraction des règles: c'est par raisonnement dans la réponse temporelle.

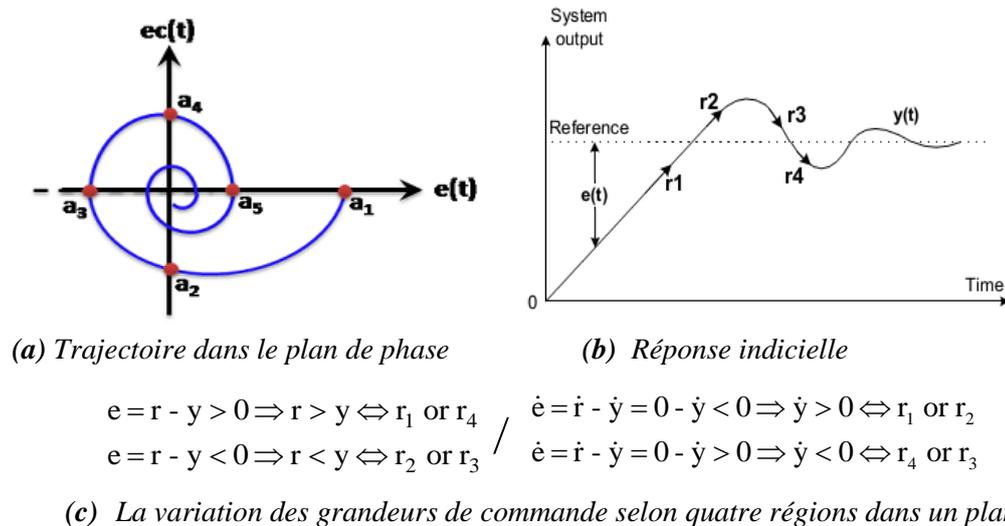


Figure III.11: Evolution de l'erreur et la variation de l'erreur avec la réponse du système à commander

Les deux schémas (a et b) de la figure III.11 présentent la décomposition du plan de phase en quatre régions ou zones. Les règles d'inférence sont définies suivant ces régions en assurant les critères suivants:

- Pour la région 1 (*loin de la référence*): diminution du temps de montée,
- Pour la région 2 (*autour de la référence, en phase de convergence*): minimisation du dépassement,
- Pour la région 3 (*autour de la référence, en phase de divergence*): minimisation du dépassement,
- Pour la région 4 (*stabilisation de la réponse*): minimisation de l'erreur statique en régime permanent et élimination de l'oscillation.

On sait que, par exemple, si l'erreur est grande, il faut commander une forte correction à la sortie, peu importe la variation de l'erreur (région r_1). Si l'erreur est négative et la variation de l'erreur est positive (région r_3), la commande floue consistera donc à imposer une correction faible puisque la mesure se rapproche de la consigne. De même, si l'erreur et sa variation sont nulles, la sortie doit être maintenue à sa valeur actuelle (région r_4).

Les règles d'inférences conduisent à adopter une table de décision anti-diagonale, résumant les règles choisies; cette table qui figure dans le tableau III.1 est appelée matrice de MACVICAR-

WHELAN [86]. Ce tableau montre la matrice d'inférence de CF pour une partition de 5 sous ensembles flous pour chaque variable d'entrée $E(t)$ et $\Delta E(t)$.

Tableau.III.1: Matrice d'inférence du régulateur flou pour 5 sous ensembles flous

$\Delta E \backslash E$	NG	NP	EZ	PP	PG
NG	NG	NG	NG	NP	ZE
NP	NG	NP	NP	ZE	PP
EZ	NP	NP	ZE	PP	PP
PP	NP	ZE	PP	PP	PG
PG	ZE	PP	PP	PG	PG

La méthode d'inférence choisie est celle de *Mamdani*, c'est la méthodologie la plus couramment utilisée [87]. Par conséquent, l'opérateur «ET» est réalisé par le calcul du *minimum*, tandis que l'opérateur «OU» est réalisé par le calcul du *maximum*. Dans cette méthode donc, l'opérateur «ET» est représenté par la fonction *Produit*, l'opérateur «OU» par la fonction *Somme* ou *Moyenne* et pour la conclusion, l'opérateur «ALORS» est représenté par la fonction *Produit* [88]. Alors la sortie floue résultante du régulateur $\mu_{rés}$ est la contribution des 25 règles floues de la matrice d'inférence. Elle est donnée par:

$$\mu_{rés}(x) = \frac{1}{25} \sum_{i=1}^{25} \mu_{ri} \mu_{xi}(x) \quad (III.6)$$

Tels que:

μ_{ri} : est le degré de vérification de la condition de la règle (produit du degré d'appartenance de E et ΔE aux deux ensembles flous de la $i^{ème}$ règle);

μ_{xi} : est l'ensemble flou de la commande correspondant à la conclusion de la $i^{ème}$ règle et est une valeur de la commande variant dans l'univers de discours.

III.3.3 Defuzzification

Lorsque les sorties floues sont calculées, il faut les convertir en une valeur déterministe à partir de la surface totale de toutes les fonctions d'appartenance. Cette dernière étape pour ce mode de contrôle (*defuzzification*) se fait à l'aide de la méthode de calcul du centre de gravité. Le calcul de la solution précise dc_n , d'une solution floue à l'aide de la méthode du centre de gravité est défini par (III.7) [89]. Cette méthode est caractérisée par sa simplicité de calcul et sa sortie est unique.

$$dc_n = x_{Gr} = \frac{\sum_{i=1}^{25} \mu_{ci} x_{Gi} S_i}{\sum_{i=1}^{25} \mu_{ci} S_i} \quad (III.7)$$

Où S_i est la surface de l'ensemble flou de l'incrément de la commande Δc_n correspondant à la $i^{ème}$ règle et x_{Gr} est l'abscisse de son centre de gravité.

III.4 Commande adaptative par logique floue

Jusqu'à maintenant les régulateurs conventionnels sont les plus utilisés dans les applications industrielles. Environ 90 % des contrôleurs industriels sont des contrôleurs PID [90]. Le reste est constitué de systèmes de contrôle dédiés basés sur différentes techniques de contrôle moderne. La simplicité du contrôleur PI, sa facilité d'exploitation, ces bonnes performances dans certaines conditions et son coût un peu réduit sont les principales raisons de ce succès.

Il est connu que le régulateur flou apporte des solutions étonnantes aux problèmes de régulation dans le régime transitoire, face aux variations des paramètres de système et dans le cas de présence d'une dynamique non-linéaire dans le système. Mais, il subsiste le risque d'avoir des oscillations à faible amplitude en régime permanent, ce qui n'est pas le cas pour le régulateur PI classique [91]. La précision mathématique et la simplicité de l'algorithme du régulateur sont les points forts de ce dernier type, mais il possède une certaine limitation face aux variations paramétriques du système et lors de la présence d'une dynamique non-linéaire dans le système [92].

Actuellement les contrôleurs PID atteignent la limite de leurs capacités. Ceci est dû principalement au manque de flexibilité structurelle du contrôleur PID [93]. Pour satisfaire les besoins de l'industrie, il faut travailler dans la continuité du matériel existant et ne pas faire de changements trop abrupts avec l'introduction de nouvelles technologies.

La commande adaptative connaît un très grand essor ces dernières années. La technologie des contrôleurs PI incorpore des éléments d'intelligence artificielle pour améliorer leurs performances et résoudre un plus large spectre de problèmes. Cela est motivé par le développement d'algorithmes de commande adaptative très performants mis en application grâce à la disponibilité de moyens de calcul très rapides et de capacité de mémoire plus élevée [94].

III.4.1 Description du mécanisme d'adaptation d'un régulateur classique par la logique floue

Les régulateurs hybrides PI- flous peuvent être considérés comme des PI non- linéaires et leurs paramètres changent au cours de fonctionnement. Dans notre cas on se base sur l'erreur et sa dérivée pour ajuster ces paramètres (gains). Cette approche associant le régulateur PI et le superviseur composé de règles floues, offre la possibilité d'utiliser la précision mathématique de l'algorithme du PI avec l'adaptabilité, la souplesse et la simplicité du formalisme linguistique flou.

Ce type de commande, dite adaptative, permet donc d'exploiter les avantages présentés par des contrôleurs PI est ceux de la logique floue. L'objectif de la loi d'adaptation est d'améliorer les performances de la commande des systèmes complexes et non linéaires.

On propose un superviseur dont les entrées sont (l'erreur et sa variation), les sorties sont deux matrices floues permettent de générer les signaux qui seront à appliquer à chaque gain du PI (K_p , K_i). La figure III.12 montre le diagramme de cette configuration.

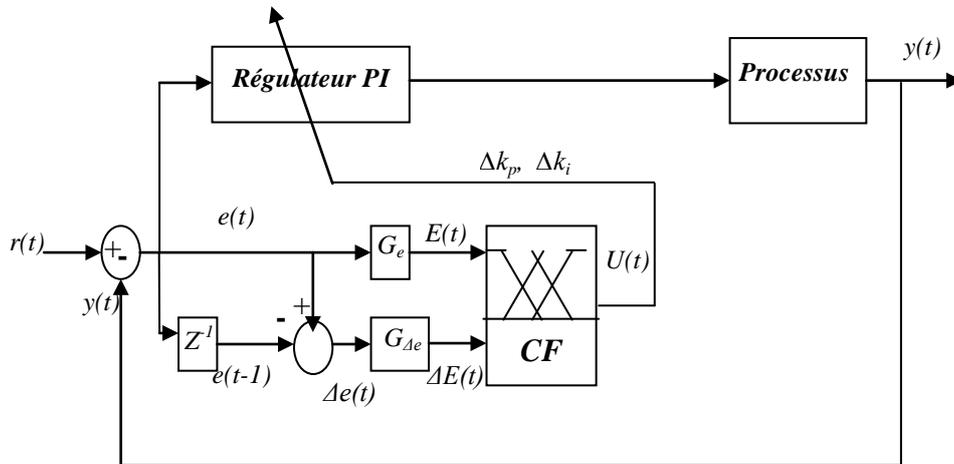


Figure III.12: Principe d'adaptation du PI par la logique floue

Le système flou est utilisé pour modifier les paramètres selon le comportement du procédé. Dans notre cas, les gains de commande seront adaptés en temps réel. Ils sont calculés par:

$$\begin{aligned} k_p &= k_{p0} + G_p \Delta k_p(E, \Delta E) \\ k_i &= k_{i0} + G_i \Delta k_i(E, \Delta E) \end{aligned} \quad (III.8)$$

Les entrées du contrôleur flou sont: l'erreur et la dérivée de l'erreur. Les sorties sont: la valeur normalisée de l'action proportionnelle Δk_p et la valeur normalisée de l'action intégrale Δk_i . Ces deux grandeurs de la commande sont normalisées dans l'intervalle $[-1, 1]$ (Figure III. 13). K_{p0} et k_{i0} sont les paramètres de régulation à l'état initial. Ils sont déterminés par la méthode de Ziegler et Nichols. La gamme de changement de chacun de ces paramètres (Δk_p , Δk_i) a été déterminée à partir des tests de simulations et sous cette base on définit les valeurs des gains G_p et G_i .

Les fonctions d'appartenance pour les entrées E et ΔE sont définies dans l'intervalle $[-1, 1]$. Figure III.13.

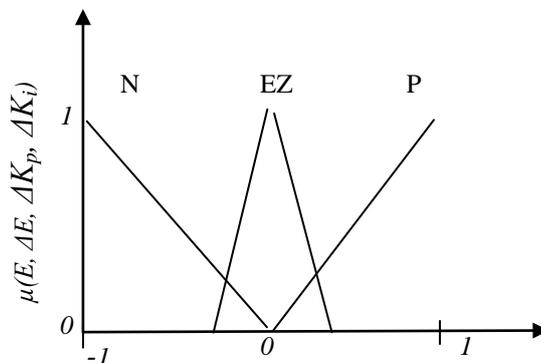


Figure III.13: Forme de la fonction d'appartenance pour les grandeurs suivantes: E , ΔE , ΔK_p , ΔK_i

III.4.2 Liens entre l'évolution des paramètres du PI et les performances désirées

On ajuste les paramètres du PI de façon à obtenir une réponse plus rapide, avec un dépassement réduit et un amortissement pendant un temps court. Les variations sur les gains proportionnel et intégral ont des influences sur la dynamique du système qui varie dans le même sens, en fonction de la position dans le plan de phase de l'erreur et sa variation.

La description temporelle du signal de commande est donnée comme suit:

$$\begin{aligned}
 u(t) &= k_p E(t) + k_i \int_0^t E(\tau) d\tau \\
 &= [k_{p0} E(t) + k_{i0} \int_0^t E(\tau) d\tau] \\
 &\quad + [G_p \Delta k_p (E, \Delta E) E(t) + G_i \Delta k_i (E, \Delta E) \int_0^t E(\tau) d\tau] \\
 &= u(t) + \Delta u(t)(E, \Delta E)
 \end{aligned}
 \tag{III.9}$$

Quand l'erreur est grande K_p devrait être grand et K_i petit et quand l'erreur est petite K_p devrait être petit et K_i grand, parce que K_p fournit une réponse dynamique rapide et K_i élimine l'erreur statique et assure la stabilité du système. Lors du fonctionnement en ligne du régulateur, une matrice floue permet d'adapter les gains de façon à optimiser les caractéristiques de la réponse temporelle. Nous obtenons la table de l'inférence suivante:

Tableau.III. 2: Règles d'inférence pour ajuster les deux paramètres proportionnel et intégral de PI

E	N		EZ		P	
	ΔK_p	ΔK_i	ΔK_p	ΔK_i	ΔK_p	ΔK_i
N	N	P	P	N	N	P
EZ	P	N	EZ	EZ	N	P
P	P	N	N	P	P	N

III.5 Commande vectorielle

La commande vectorielle des machines à courant alternatif est effectuée par un découplage entre ses grandeurs électromagnétiques. L'application de la commande vectorielle introduite par *Blaschk* en 1972 constitue une révolution pour le contrôle de la machine [95], cette technique consiste à ramener le comportement de la machine semblable à celui d'un moteur à courant continu à excitation indépendante où nous retrouvons un découplage naturel entre le courant d'excitation qui crée le flux et le courant d'induit qui fournit le couple électromagnétique. Ceci est réalisé par une orientation convenable de ces derniers dans un repère (d,q) tournant à la vitesse de rotation du champ tournant. La commande vectorielle à flux orienté est très utilisée dans le domaine de l'énergie éolienne, et ce, autant pour les MAS à cage que les MADA. La différence entre ces deux machines est que la MAS à cage est manipulable uniquement via son stator, contrairement à la MADA où les grandeurs rotoriques sont accessibles ce qui donne une meilleure flexibilité à la commande de cette dernière.

Le principe du contrôle vectoriel réside dans l'orientation du flux dans la machine au stator, au rotor ou dans l'entrefer suivant l'un des deux axes d ou q . Par conséquent, on peut commander indépendamment les deux puissances active et réactive au stator de la machine à induction. A cet effet, nous allons donc déterminer les équations qui les lient aux grandeurs rotoriques sur lesquelles nous agissons pour commander la machine.

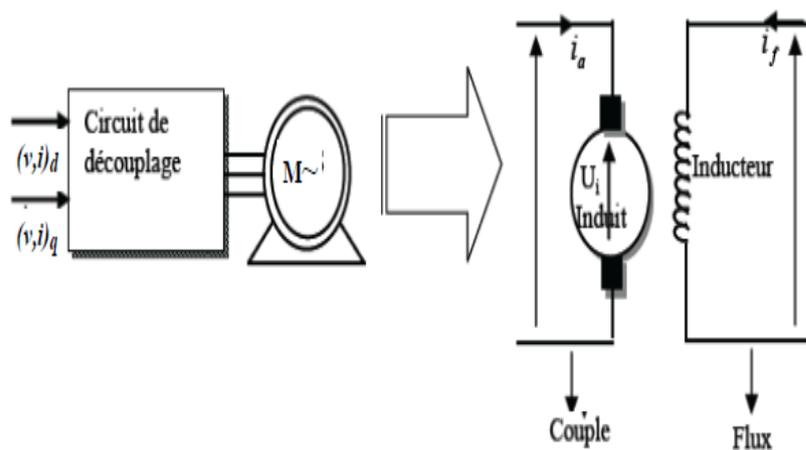


Figure III. 14: Principe de la commande vectorielle

Dans le repère triphasé, la tension aux bornes d'une phase k du stator de la MADA s'exprime par ($k \in \{1, 2, 3\}$):

$$v_{ks} = R_s \cdot i_{ks} + \frac{d\phi_{ks}}{dt} \quad (\text{III.10})$$

On néglige la résistance du bobinage statorique R_s , ce qui constitue une hypothèse réaliste pour les génératrices de fortes puissances utilisées dans les systèmes éoliens [96]. De plus, si l'on suppose le réseau électrique stable, ayant pour tension simple V_s , cela conduit à un flux statorique ϕ_s constant. L'équation précédente devient:

$$v_{ks} = \frac{d\phi_{ks}}{dt} \quad (\text{III.11})$$

Cette équation démontre que la tension statorique et le flux statorique tournent tous les deux à la même vitesse. Cependant, la tension est en avance de $\pi/2$ radians sur le flux statorique. En choisissant le référentiel diphasé (d, q) lié au champ tournant statorique et en plaçant le vecteur flux statorique ϕ_s sur l'axe d (Figure III.15), le champ statorique tourne, en régime permanent, à la vitesse de synchronisme. Dans ces conditions, on peut alors écrire:

$$\begin{aligned} \phi_{ds} &= \phi = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \phi_{qs} &= 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{aligned} \quad (\text{III.12})$$

$$\begin{aligned} v_{ds} &= 0 \\ v_{qs} &= V_s = \omega_s \phi_{ds} \end{aligned} \quad (\text{III.13})$$

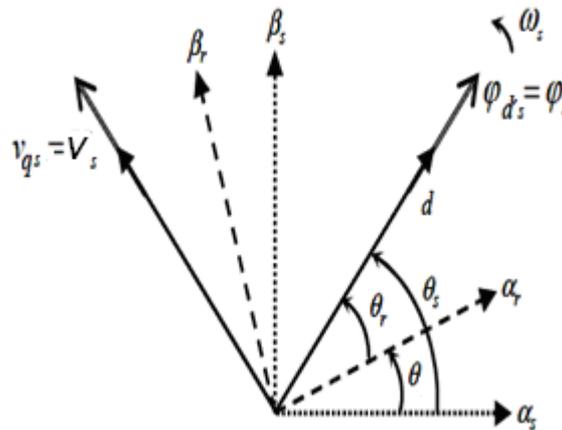


Figure III.15: Référentiel diphasé (d,q) lié au champ tournant statorique

Pour déterminer les angles nécessaires aux transformations de Park pour les grandeurs statoriques (θ_s) et pour les grandeurs rotoriques (θ_r), nous pouvons utiliser une boucle à verrouillage de phase appelée plus communément PLL (Phase Locked Loop). Cette PLL permet d'estimer avec précision la fréquence et l'amplitude de la tension du réseau [97].

On sait que;

$$\begin{aligned} \dot{\theta}_s &= \omega_s \\ \dot{\theta}_r &= \omega_r \\ \dot{\theta} &= \omega = \omega_s - \omega_r = P\Omega_m \end{aligned} \quad (\text{III.14})$$

avec :

- ω_s : la pulsation statorique,
- ω_r : la pulsation rotorique,
- ω : la pulsation électrique entre les bobinages statorique et rotorique.

A partir de l'équation (III.12), on peut établir le lien entre les courants statoriques et rotoriques:

$$\begin{aligned} i_{ds} &= \frac{\Phi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_{dr} \\ i_{qs} &= -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{aligned} \quad (III.15)$$

Dans un repère diphasé quelconque, les puissances active et réactive statoriques d'une MADA s'écrivent:

$$\begin{aligned} P_s &= v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \\ Q_s &= v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \end{aligned} \quad (III.16)$$

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

$$\begin{aligned} P_s &= v_{qs} i_{qs} \\ Q_s &= v_{qs} i_{ds} \end{aligned} \quad (III.17)$$

En remplaçant les courants statoriques par leurs valeurs des expressions (III.15) dans les expressions (III.17) nous obtenons les expressions suivantes pour les puissances active et réactive statoriques:

$$\begin{aligned} P_s &= -v_s \frac{M}{L_s} i_{qr} \\ Q_s &= \frac{v_s \Phi_s}{L_s} - \frac{v_s M}{L_s} i_{dr} = \frac{v_s^2}{\omega_s L_s} - \frac{v_s M}{L_s} i_{dr} \end{aligned} \quad (III.18)$$

$$\text{tel que } \phi_s = \frac{v_s}{\omega_s}$$

Pour pouvoir contrôler les puissances active et réactive de la machine, il nous faut établir les relations entre les courants et les tensions rotoriques qui seront appliquées à la machine. Pour cela, exprimons d'abord les flux rotoriques. En remplaçant les courants statoriques par leurs expressions (III.15), nous obtenons:

$$\begin{aligned} \Phi_{dr} &= (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_{dr} + \frac{M v_s}{\omega_s L_s} \\ \Phi_{qr} &= (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_{qr} \end{aligned} \quad (III.19)$$

Ces expressions des flux rotoriques d'axe d et q sont alors intégrées aux expressions des tensions rotoriques diphasées. Nous obtenons alors:

$$\begin{aligned} v_{dr} &= R_r i_{dr} + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) \frac{di_{dr}}{dt} - g \omega_s (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_{qr} \\ v_{qr} &= R_r i_{qr} + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) \frac{di_{qr}}{dt} + g \omega_s (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_{dr} + g \omega_s \frac{M v_s}{\omega_s L_s} \end{aligned} \quad (\text{III.20})$$

En régime permanent, les termes faisant intervenir les dérivées des courants rotoriques diphasés disparaissent. Nous pouvons donc écrire:

$$\begin{aligned} v_{dr} &= R_r i_{dr} - g \omega_s (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_{qr} \\ v_{qr} &= R_r i_{qr} + g \omega_s (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_{dr} + g \omega_s \frac{M v_s}{\omega_s L_s} \end{aligned} \quad (\text{III.21})$$

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

A partir des équations (III.18), (III.21) on obtient le schéma bloc du système électrique de la MADA à réguler représenté ci-dessous.

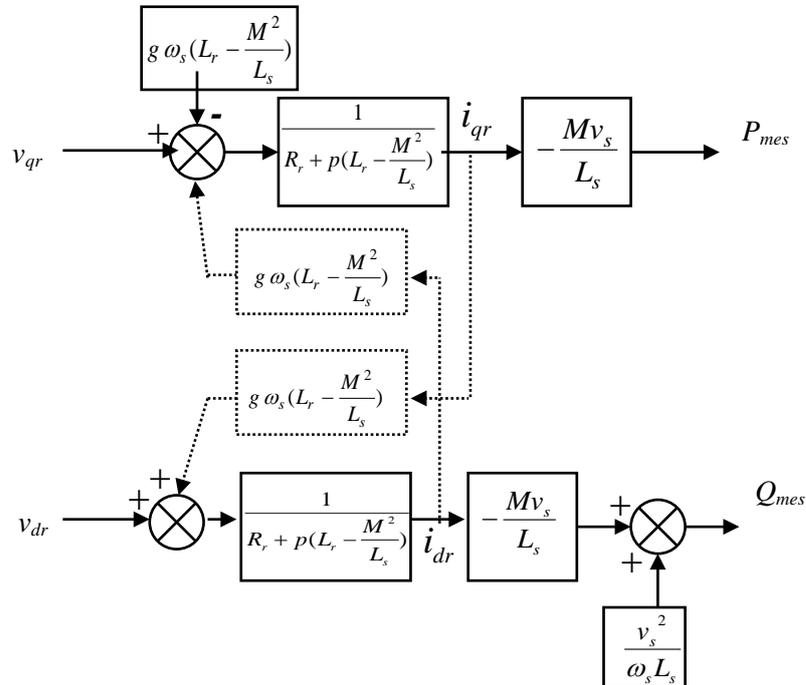


Figure III.16: Schéma-bloc de la MADA

On remarque que les puissances statoriques et les tensions rotoriques sont liées par une fonction de transfert du premier ordre. De plus, l'influence de couplage entre les deux axes (d , q) est minime

à cause de la faible valeur du glissement g . Ce qui nous permet de mettre en place une commande vectorielle. Cette commande permet de découpler les expressions des puissances active et réactive dans le stator du générateur, la composante quadratique du rotor v_{qr} contrôle la puissance active (le couple électromagnétique) et la composante directe v_{dr} contrôle la puissance réactive échangée entre le stator et le réseau (Figure III.17). 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.

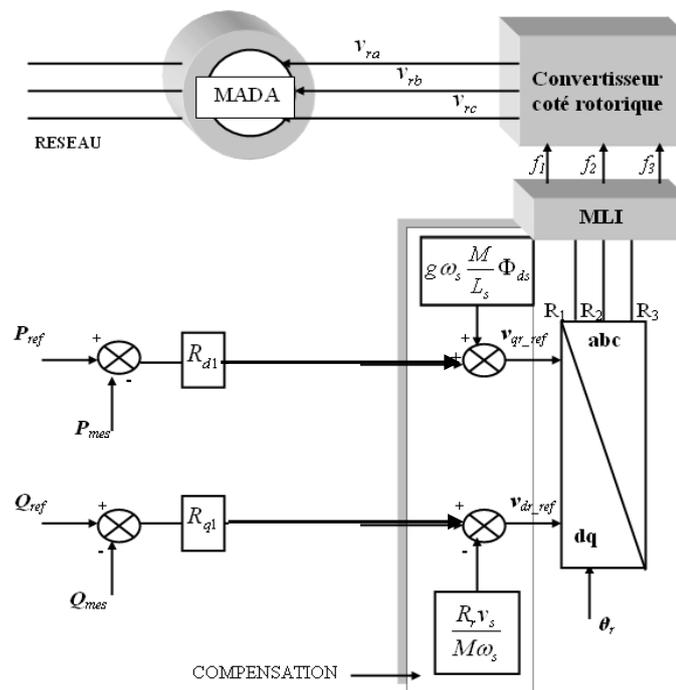


Figure III.17: Schéma bloc de la commande vectorielle de la MADA

III.6 Résultats de simulation et interprétation

La modélisation de la machine avec sa commande a été implantée sous environnement MATLAB/Simulink. L'essai consiste à réaliser des échelons de puissance active et réactive au niveau du stator. Ces essais de simulation ont été effectués dans les mêmes conditions. L'échelon de puissance active donc P_{ref} passe de -20 à -300 kW à $t = 0.5$ s et l'échelon de puissance réactive Q_{ref} passe de 0 à -200 kVar à $t = 1$ s.

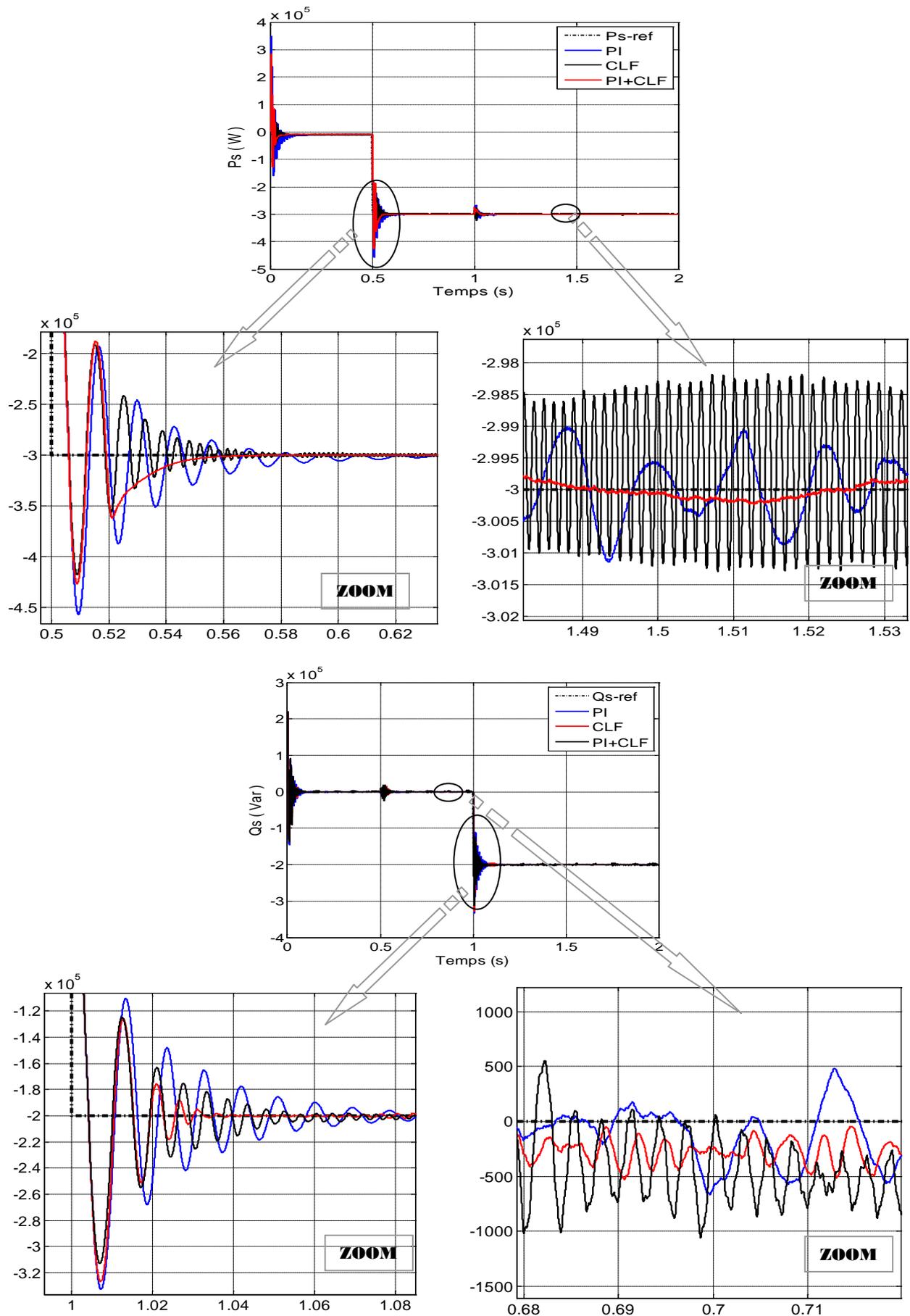


Figure III.12: Suivi de consigne des puissances active et réactive

La figure III.12 illustre les réponses du système avec les trois contrôleurs (PI, flou et PI adaptatif par logique floue). D'une manière générale, on peut remarquer que les échelons de puissance sont suivis par la génératrice pour les deux puissances active et réactive. Cependant, on observe que l'effet du couplage apparaît sur l'une des deux puissances lors du changement de consigne de l'autre puissance.

Nous pouvons comparer les performances de ces régulateurs dans les deux régimes transitoire et permanent en utilisant les critères suivants:

- l'erreur maximale (le dépassement);
- le temps de rétablissement ou de stabilisation (le temps de réponse);
- l'erreur résiduelle (l'erreur statique).

D'après ce qu'on a observé sur les zooms de la figure III.12, les résultats montrant que le temps de montée et le dépassement sont presque les mêmes avec les trois types de commandes. Une différence claire entre les différents régulateurs apparaît au niveau du temps de réponse et au niveau de l'erreur statique. Les résultats de simulations montrent donc la supériorité de régulateur flou et PI adaptatif où le système répond et se stabilise rapidement. Ainsi, ces résultats mettent bien en évidence l'apport du régulateur PI à paramètres adaptables en régime statique (réponse plus douce et une erreur statique proche de zéro). Malgré l'amélioration apportée par le contrôleur flou en régime transitoire, ce type présente beaucoup d'oscillations en régime permanent, mais de faible amplitude.

III.7 Conclusion

Ce chapitre est réparti en deux sections principales. Dans la première, nous avons présenté les principales approches des contrôleurs PI classique, flou et PI adaptatif par logique floue. Dans cette section, les trois types de contrôleurs sont expliqués pour démontrer la conception et les techniques de commande pour les trois types de régulateurs. Ensuite, dans la seconde section, nous avons traité la mise en œuvre de chacun de ces types à la commande des puissances active et réactive statorique de la MADA.

Afin d'évaluer les performances de la commande, nous avons comparé les résultats obtenus dans pour les deux régimes transitoire et permanent. Le contrôleur PI classique a été réglé à partir de la méthode *Ziegler-Nichols* et la mise au point finale par la méthode intuitive. Le contrôleur flou a été réglé aussi par cette méthode (réglage des gains de normalisation), les paramètres de chacun des régulateurs seront déterminés (voir l'annexe). La comparaison est basée sur les critères de performance les plus populaires dans le domaine du contrôle. Finalement, les résultats de simulation montrent l'efficacité du régulateur PI avec une adaptation à l'aide de la logique floue par un très bon rejet de perturbation face aux variations de consigne; ce qui s'explique par les bonnes performances données par ce type des régulateurs (rapidité et une erreur de statisme minimale).

Dans le chapitre suivant nous analysons les différentes possibilités de commande par logique floue et PI adaptatif de toute la chaîne de conversion (la MADA et la turbine) et les comparer avec la régulation PI classique.

CHAPITRE IV

**STRATÉGIE DE COMMANDE D'UNE CHAÎNE DE CONVERSION
ÉOLIENNE BASÉE SUR LA MADA**

IV.1 Introduction

Après la présentation des différents éléments d'une chaîne de conversion éolienne (le vent, le système de conversion aérodynamique, le convertisseur électromécanique de la MADA et le convertisseur de puissance) d'une façon indépendante, tous ces éléments sont intégrés et associés au système de contrôle pour former un système complet. Toute la chaîne de conversion a été implantée avec sa commande dans l'environnement MATLAB/Simulink afin d'effectuer des tests de la régulation. Les paramètres de la commande et de toute la chaîne éolienne sont donnés dans l'annexe.

Dans ce chapitre, on va comparer les performances des commandes citées dans le troisième chapitre, en utilisant les critères suivants: suivi de consigne, sensibilité aux perturbations. Au cours de cette partie, on va travailler dans la première zone de fonctionnement où l'angle de calage des pâles est fixé pour capter le maximum de puissance et la vitesse de rotation est contrôlable. Lorsque l'on trace les courbes donnant la puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation, pour différentes vitesses de vent, on s'aperçoit qu'elles passent chacune par un unique maximum. Le but de ce contrôle est la recherche permanente de ce maximum. Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de ce contrôle. Pour approcher ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie: Maximum Power Point Tracking (MPPT) correspondant à la zone I doit être utilisée. Cette technique consiste à contrôler le couple électromagnétique (la puissance active) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. En plus, la commande vectorielle de la machine nous permet de contrôler l'énergie réactive de la génératrice. Cette commande offre donc la possibilité de réglage du facteur de puissance dans le réseau électrique.

Les travaux de recherche publiés jusqu'à présent sur la commande à vitesse variable pour optimiser le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens sont généralement consacrés aux systèmes de très forte puissance reliés aux réseaux électriques [98]. Ces travaux montrent que les éoliennes qui fonctionnent à vitesse variable fournissent un rendement énergétique de 10-35% plus élevé comparés aux éoliennes qui fonctionnent à vitesse constante avec un moindre effort mécanique et moins de fluctuations de puissance [99]. Différentes méthodes MPPT ont été utilisées afin d'obtenir un fonctionnement optimal. Dans ce chapitre, nous présenterons une étude théorique sur deux méthodes: la méthode de la vitesse spécifique optimale ou un rapport de vitesse optimal (Tip Speed Ratio-TSR) et celle basée sur la logique floue (Fuzzy Logic Control-FLC). Des tests de simulation sont utilisés pour faire une évaluation des performances des deux stratégies par comparaison des évolutions de certaines grandeurs.

IV.2 Stratégie de la commande

La figure IV.1 illustre la configuration du système global étudié. L'aéroturbine capte une partie P_m de la puissance P_v contenue dans le vent, puis la machine électrique la transforme en puissance électrique. La plus grande partie de celle-ci est transférée au réseau directement par le stator de la machine, alors que le reste (moins de 30 %) y est transféré à travers le rotor et les deux convertisseurs côté rotor (CCR) et stator (CCS).

Le convertisseur CCR est commandé par une MLI (PWM) dont les consignes proviennent d'une commande vectorielle de la MADA. Cette commande permet de contrôler le couple électromagnétique C_{em} de la machine (la puissance active P_s) et la puissance réactive Q_s échangée entre le stator et le réseau. La commande par MLI du convertisseur CCS contrôle la tension dans le bus continu u_c et l'énergie réactive échangée entre le rotor de la machine et le réseau.

La commande du CCR consiste à donner les références de puissance active selon des critères d'optimisation de la puissance électrique produite et la référence de puissance réactive selon les critères du réseau (facteur de puissance).

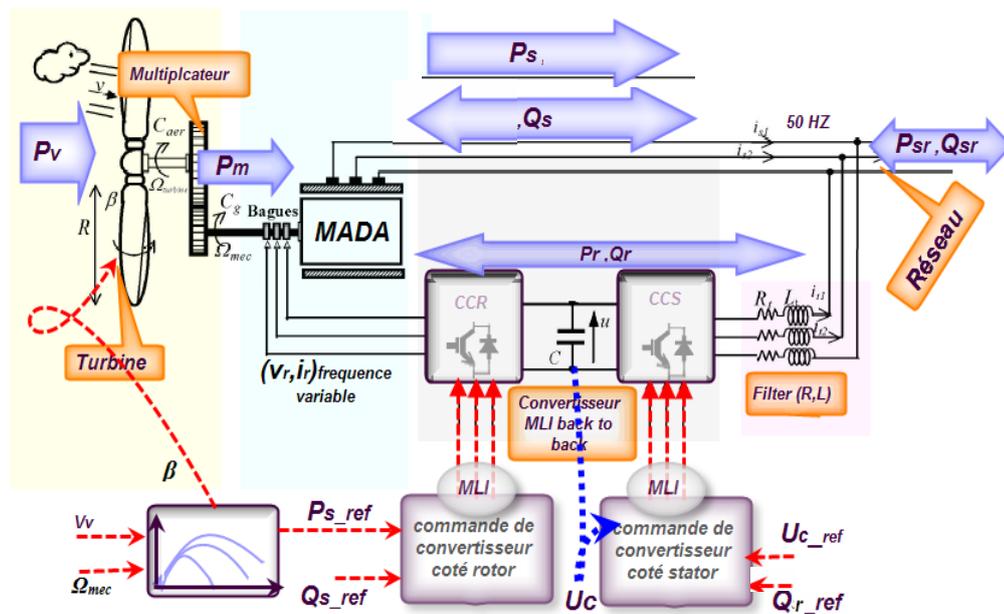


Figure IV.1: Schéma synoptique pour le modèle de la chaîne de conversion étudiée et sa commande

Le fonctionnement à vitesse variable et régulation du pitch demandent la définition d'une stratégie de commande globale de l'aéroturbine; c'est-à-dire qu'il faut indiquer quelles sont les variations de vitesse de rotation, couple ou puissance souhaités en fonction des variations du vent et par l'indication d'un facteur de puissance côté réseau.

Nous allons donc, dans les paragraphes suivants, déterminer les procédures sur lesquelles nous basons pour commander le système global.

IV.2.1 Contrôle des puissances active et réactive d'une MADA

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'électricité de l'éolienne, Le principe du contrôle vectoriel réside dans l'orientation du flux dans la machine au stator, au rotor ou dans l'entrefer suivant l'un des deux axes d ou q . On peut donc commander indépendamment le flux magnétique et le couple électromagnétique et, par conséquent, les deux puissances active et réactive au stator de la machine. A cet effet, nous avons donc établi les équations qui les lient aux grandeurs rotoriques sur lesquelles nous agissons pour commander la machine.

La commande vectorielle des machines à courant alternatif est effectuée par un découplage entre ses grandeurs électromagnétiques. Ceci est réalisé par une orientation convenable de ces derniers dans un repère $(d-q)$ tournant à la vitesse de rotation du champ tournant. La commande vectorielle à flux orienté est très utilisée dans le domaine de l'énergie éolienne et ce, autant pour les MAS à cage que pour les MADAs [98]. La différence entre ces deux machines est que la MAS à cage est manipulable uniquement via son stator. Contrairement à la MADA où les grandeurs rotoriques sont accessibles, ce qui donne une meilleure flexibilité à la commande de cette dernière.

IV.2.2 Commande vectorielle par le convertisseur CCR

Pour cette commande, les équations du générateur (MADA) sont données pour un système de référence lié au flux du stator. Ce système de référence correspond aux axes (d, q) . Il permet de découpler les expressions de la puissance active et réactive du générateur ou encore celles du flux et du couple. La composante quadratique du rotor v_{qr} contrôle le couple électromagnétique et la composante directe v_{dr} contrôle la puissance réactive échangée entre le stator et le réseau.

Les deux composantes du courant au rotor sont commandées par deux régulateurs donnant les références de la tension au rotor. Cette tension est ensuite commandée par une MLI.

IV.2.3 Commande du convertisseur coté réseau CCS

Le CCS est connecté entre le bus continu et le réseau électrique via un filtre (R_f, L_f) . Ce convertisseur a deux rôles: maintenir la tension du bus continu constante, quelle que soit l'amplitude et le sens de l'écoulement de la puissance rotorique de la MADA et maintenir un facteur de puissance unitaire au point de connexion avec le réseau électrique.

Dans le repère (d, q) lié au champ tournant statorique, les équations (II.43) et (II.44) deviennent:

$$\begin{aligned} v_{fd}(t) &= -R_f i_d(t) - L_f \frac{di_d(t)}{dt} + \omega_s L_f i_q(t) \\ v_{fq}(t) &= -R_f i_q(t) - L_f \frac{di_q(t)}{dt} - \omega_s L_f i_d(t) + v_{sq}(t) \end{aligned} \quad (IV.1)$$

tel que: $v_{sd} = 0, v_{sq} = V_s$

Nous montrons que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants circulant dans le filtre ($R_f L_f$) étant donné, qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec pour chacun son propre régulateur. Les grandeurs de référence pour ces régulateurs seront les courants dans le filtre d'axes dq (i_{fd-ref} et i_{fq-ref}). Ces courants sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCS avec le réseau électrique.

IV.2.3.1 Contrôle des transites des puissances à travers le rotor de la MADA

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

$$\begin{aligned} P_f &= v_{fd} i_{fd} + v_{fq} i_{fq} \\ Q_f &= v_{fq} i_{fd} - v_{fd} i_{fq} \end{aligned} \quad (IV.2)$$

En tenant compte de l'orientation du repère dq lié au champ tournant statorique $v_{sd} = 0, v_{sq} = V_s$, l'équation (IV.2)devienne:

$$\begin{aligned} P_f &= V_s i_{fq} \\ Q_f &= V_s i_{fd} \end{aligned} \quad (IV.3)$$

A partir de relation (IV.3), il est alors possible d'imposer les puissances active et réactive de référence, notées ici que P_{f-ref} et Q_{f-ref} , en imposant les courants de référence suivants:

$$\begin{aligned} i_{fd-ref} &= \frac{Q_{f-ref}}{V_s} \\ i_{fq-ref} &= \frac{P_{f-ref}}{V_s} \end{aligned} \quad (IV.4)$$

La composante directe du courant est utilisée pour contrôler la puissance réactive au point de connexion du CCS avec le réseau électrique. La composante en quadrature est utilisée pour réguler la puissance P_f .

IV.2.3.2 Contrôle de la tension du bus continu

Les puissances mises en jeu sur le bus continu peuvent être exprimées comme suit:

$$\begin{aligned} P_{red} &= u_c i_{red} \\ P_c &= u_c i_c \\ P_{ond} &= u_c i_{ond} \end{aligned} \quad (IV.5)$$

Ces puissances sont liées par la relation :

$$P_{red} = P_c + P_{ond} \quad (IV.6)$$

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

$$P_f = P_{red} = P_c + P_{ond} \quad (IV.7)$$

En réglant la puissance P_f , il est alors possible de contrôler la puissance P_c dans le condensateur et donc de réguler la tension du bus continu. Pour ce faire, les puissances P_{ond} et P_c doivent être connues afin de déterminer P_{f-ref} . La représentation sous forme d'un schéma bloc du dispositif de commande est donnée sur la figure (IV.2).

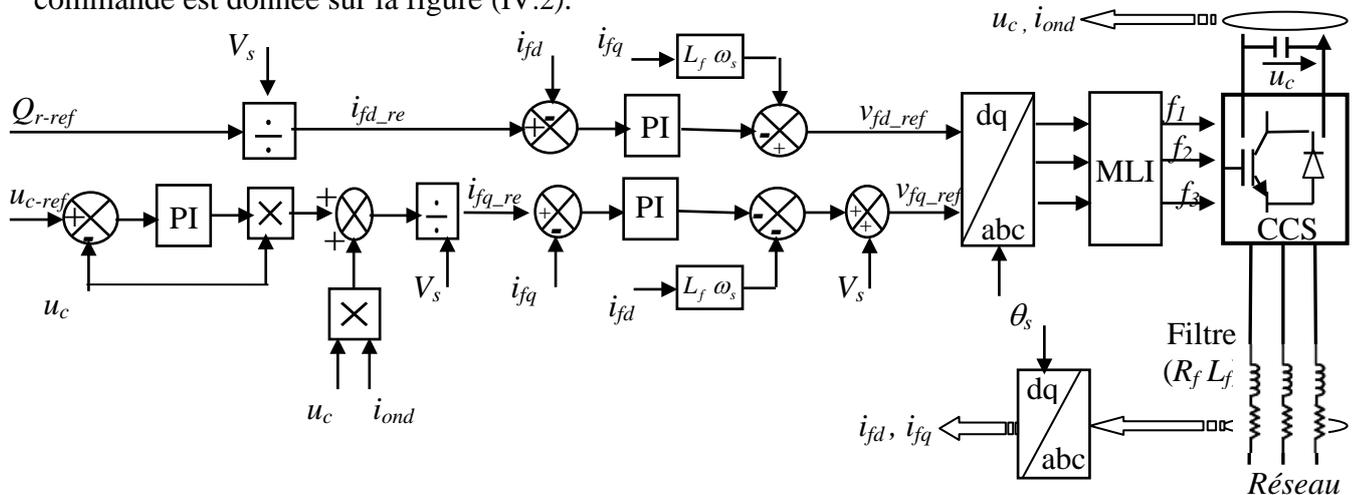


Figure IV. 2: Commande du convertisseur côté réseau CCS

La figure précédente montre le diagramme du contrôle des courants du convertisseur coté réseau dans le référentiel de Park. Il comprend trois étages; correction, compensation et découplage. Les deux composantes directe et en quadrature du courant de filtre sont contrôlées par deux régulateurs PI qui génèrent les références des tensions à appliquer (v_{fd_ref} et v_{fq_ref}). La troisième étape de contrôle est celui du convertisseur qui reçoit à l'entrée les tensions de référence et génère les ordres de commande (impulsions aux interrupteurs). Les composantes directe et en quadrature des tensions de référence subissent la transformation inverse de Park comparées à une porteuse.

IV.2.4 Fonctionnement dans la première zone de fonctionnement

Le schéma de la figure IV.3 illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan (puissance / vitesse de rotation de la turbine). Comme on l'a déjà vu dans le premier chapitre, il y a deux régimes de fonctionnement où l'éolienne peut produire de l'électricité : le fonctionnement à charge partielle et le fonctionnement à pleine charge. Nous nous intéressons dans cette thèse au contrôle de la chaîne de conversion éolienne dans la première partie de fonctionnement à pleine charge (tronçon [AB]). L'objectif de la commande dans cette partie délimitée par la vitesse de rotation minimale et la vitesse de rotation nominale est de suivre la courbe de puissance maximale. La vitesse minimale représente la vitesse à partir de laquelle l'éolienne commence à produire l'énergie. A partir de cette vitesse en suivant la courbe de la puissance maximale, l'éolienne tourne à la vitesse de rotation liée à la vitesse spécifique optimale λ_{opt} pour laquelle le coefficient de puissance C_p est maximal. Pour toutes les vitesses du vent supérieures à [10,5 m/s], la vitesse de l'éolienne doit être maintenue constante (le tronçon [BC]), correspond à la deuxième partie de la zone de fonctionnement à charge partielle. Certains des aérogénérateurs de dernière génération sont dimensionnés de façon à ce que ce soit la vitesse nominale (et non le couple nominal) qui soit atteinte avant la zone de pleine charge [100,101]. Enfin, le tronçon [CD] correspond à la zone de pleine charge (puissance nominale). La stratégie la plus utilisée dans cette zone est de fonctionner à couple et vitesse de rotation constants. Ainsi, le pas des pales est réglé de sorte à limiter la puissance captée par la turbine.

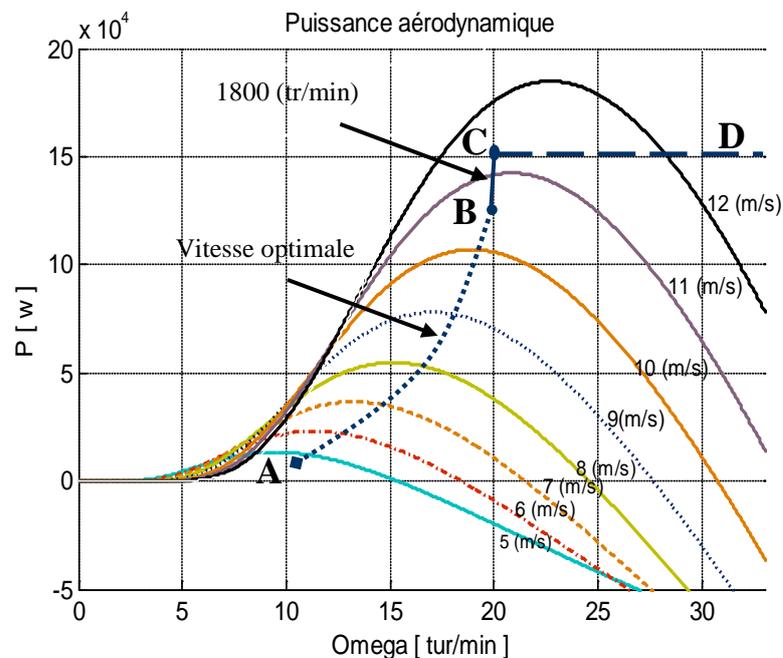


Figure IV. 3: Caractéristique statique (puissance éolienne par rapport à la vitesse de rotation de l'axe lent)

IV.2.5 Optimisation de la conversion énergétique

Dans cette partie, nous présenterons deux approches pour contrôler le couple électromagnétique (la puissance électromagnétique convertie) : le contrôle par asservissement de la vitesse et le contrôle sans asservissement de la vitesse (commande en couple). La stratégie de cette commande (MPPT) consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. Les deux approches considèrent que les propriétés aérodynamiques de la turbine éolienne sont connues. [101].

a) *Le contrôle avec asservissement de la vitesse (Tipe Speed Ratio - TSR)*

Dans le fonctionnement à puissance maximale, on cherche à maintenir la valeur du coefficient de vitesse spécifique à sa valeur optimale λ_{opt} . Une boucle de régulation de vitesse est alors mise en œuvre et sa vitesse de référence Ω_{ref} est déduite de la relation:

$$\begin{aligned}\lambda_{opt} &= \frac{R\Omega_{ref}}{V_v} \\ \Rightarrow \Omega_{ref} &= \frac{\lambda_{opt} \cdot V_v}{R}\end{aligned}\tag{IV.8}$$

Comme nous l'avons vu précédemment, ce contrôle de la vitesse de rotation peut être réalisé en agissant sur le couple C_{em} . Dans la relation (II.29), le couple sur l'arbre éolien apparaît comme une perturbation qui peut être compensée ou non dans la commande. La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien et crée des variations continues de puissance. De ce fait, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelle que soit la puissance générée.

$$C_{mec_reg} = C_g - C_{em-ref}\tag{IV.9}$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence. Ceci est obtenu en utilisant un asservissement adéquat de la vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence. Cette opération nécessite donc l'emploi d'un correcteur de vitesse C_Ω . Par conséquent, la vitesse de référence Ω_{ref} est obtenue par une relation inverse:

$$C_{em-ref} = C_\Omega \cdot (\Omega_{ref} - \Omega)\tag{IV.10}$$

C_Ω est un correcteur PI qui vise à annuler la différence entre la vitesse Ω et sa référence Ω_{ref} . La sortie de ce correcteur est le couple électromagnétique de référence C_{em_ref} . La représentation sous forme d'un schéma blocs se déduit donc comme suit:

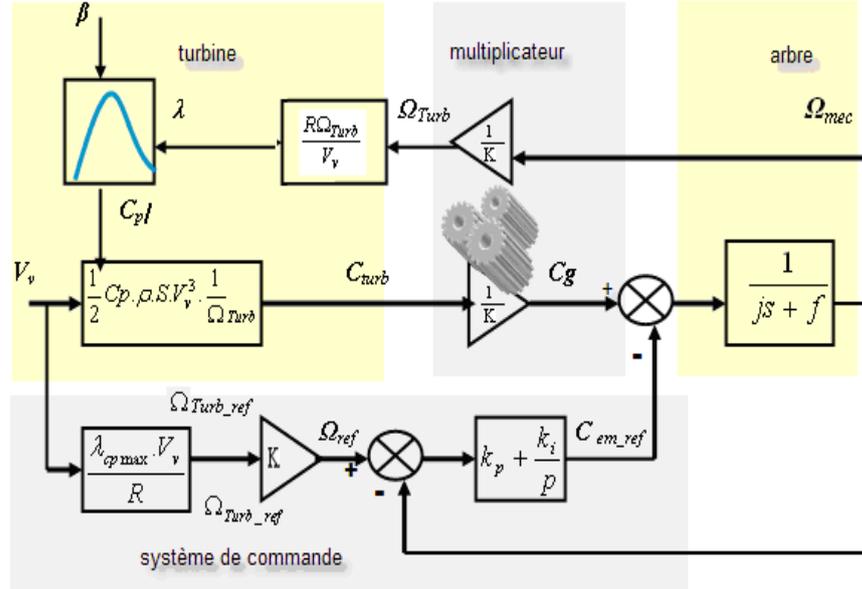


Figure IV.4: Schéma fonctionnel de commande avec l'asservissement de la vitesse à charge partielle

- Calcul des paramètres du régulateur de vitesse PI

On propose un correcteur PI, sa fonction de transfert est donnée par: $k_p + \frac{k_i}{P}$

On suppose que la perturbation est nulle: $C_{mec}=0$. La fonction de transfert de la vitesse en boucle fermée est donnée par:

$$H(P) = K_p \frac{K_p + \frac{K_i}{P}}{J P^2 + (f + K_p)P + K_i} \tag{IV.11}$$

Cette fonction de transfert possède une dynamique de 2^{ème} ordre, par identification à la forme canonique du 2^{ème} ordre l'équation caractéristique peut être représentée comme suit:

$$\frac{1}{\omega_0^2} P^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_0}\right) P + 1 \tag{IV.12}$$

ζ : Coefficient d'amortissement.

ω_0 : Pulsation propre.

Les paramètres de ces régulateurs sont déterminés par compensation de pôles, par conséquent, on peut écrire:

$$\frac{J}{K_i} = \frac{1}{\omega_0^2} \quad (\text{IV.13})$$

$$\frac{f + K_p}{K_i} = \frac{2\xi}{\omega_0^2} \quad (\text{IV.14})$$

Alors:

$$K_p = 2\xi\omega_0 J - f \quad (\text{IV.15})$$

$$K_i = J\omega_0^2 \quad (\text{IV.16})$$

Le choix d'une pulsation propre ω_0 et d'un facteur d'amortissement ξ permettent de calculer les coefficients du régulateur PI. Le coefficient d'amortissement ξ est ajusté à 1 pour ne pas avoir de dépassement en boucle fermée. On utilise l'expression suivante concernant le temps de réponse t_r à 2 % :

$$t_r = \frac{4}{\xi\omega_0} \quad (\text{IV.17})$$

Enfin, si on propose un temps de réponse convenable on peut déduire les valeurs de K_i et K_p

b) Le contrôle sans asservissement de la vitesse (commande en couple optimal - OTC)

Il existe un point de fonctionnement où la puissance débitée est maximale. L'optimisation consiste à réaliser ce point en permanence en agissant de façon automatique sur le couple électromagnétique. 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.

La mesure de la vitesse du vent étant en général imprécise, on évite en pratique l'utilisation de cette mesure dans la commande de l'éolienne. Ceci pour deux raisons:

- l'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui fausse la lecture de la vitesse du vent,
- ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m pour une éolienne de 1.5 MW, une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre, c'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [102].

À partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine. Si l'on néglige l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} = 0$), on obtient: $C_g = C_{em}$. Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien:

$$C_{em-ref} = \frac{\tilde{C}_{Turb}}{K} \quad (IV.4)$$

Avec :

$$\tilde{C}_{Turb} = C_p \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\tilde{\Omega}_{Turb}} \tilde{V}_v^3 \quad (IV.5)$$

La vitesse de la turbine Ω_{turb} est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique:

$$\tilde{\Omega}_{Turb} = \frac{\Omega_{mec}}{K} \quad (IV.6)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'expression de la vitesse spécifique λ .

$$\tilde{V}_v = \frac{\tilde{\Omega}_{Turb} \cdot R}{\lambda} \quad (IV.7)$$

L'auteur [3] propose une méthode de l'estimation du vent en partant de la loi de *Betz*. En effet, celle-ci permet d'écrire:

$$\frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda^3} = \frac{2 \cdot \tilde{C}_g}{\rho \pi R^5 \Omega_{Turb}^2} \quad (IV.8)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur C_{pmax} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} .

Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur:

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda_{Cp-max}^3} \cdot \frac{\rho \pi R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{K} \quad (IV.9)$$

Le couple de référence devient alors proportionnel au carré de la vitesse de la génératrice:

$$C_{em-ref} = A \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (IV.10)$$

Avec

$$A = \frac{C_p}{\lambda_{Cp-max}^3} \cdot \frac{\rho \pi R^5}{2} \cdot \frac{1}{K^3} \quad (IV.11)$$

Le schéma bloc de la commande est présenté sur la figure suivante:

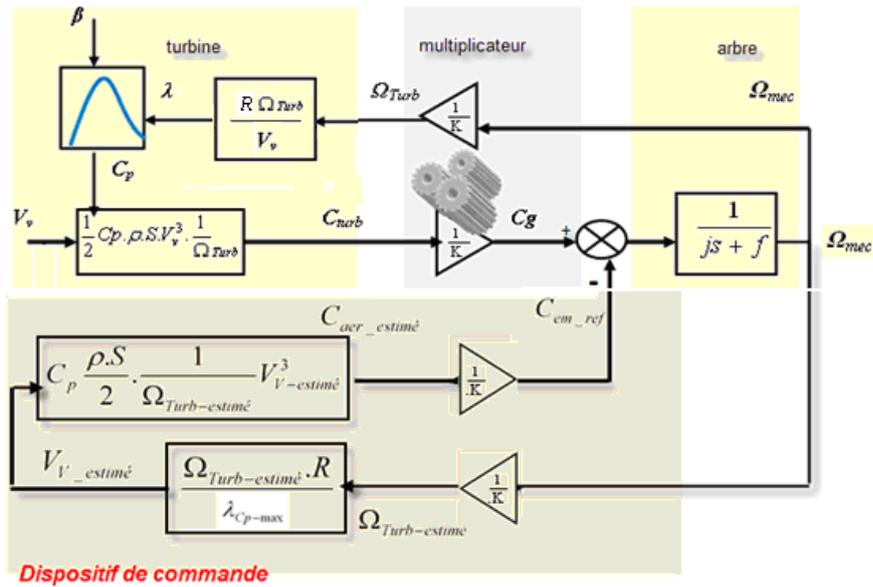


Figure IV.5: Dispositif de la commande avec asservissement de la vitesse

Les résultats de simulation montrent que les deux méthodes avec asservissement et sans asservissement de la vitesse conduisent aux mêmes résultats en terme de la puissance générée.

IV.3 Résultats de simulation et interprétation

L'ensemble du système éolien et sa commande ont été simulés en utilisant le logiciel Matlab, en considérant une MADA de 1.5MW dont les paramètres sont donnés dans l'annexe. Nous présenterons dans cette section les résultats avec la commande du système éolien par la stratégie MPPT.

Ces deux structures de commande (PI, flou et PI adaptatif par logique floue) ont été simulées en considérant un profil de vent moyen autour de (8,5 m/s) appliqué à la turbine pendant 8 s. Nous montrons les résultats obtenus pour les trois types de contrôles.

✓ Les conditions de test de simulation:

- la machine entraînée à vitesse variable qui suit la condition (MPPT);
- le vent utilisé dans la simulation à une valeur moyenne de l'ordre de 8,5 m/s;
- angle de calage $\beta = 0^\circ$;
- échelon de puissance réactive: à $t = 3$ s « Q_S passe de 0 kVar à 500 kVar », puis « Q_S passe de 500 kVar à -500 kVar » à $t = 6$ s.

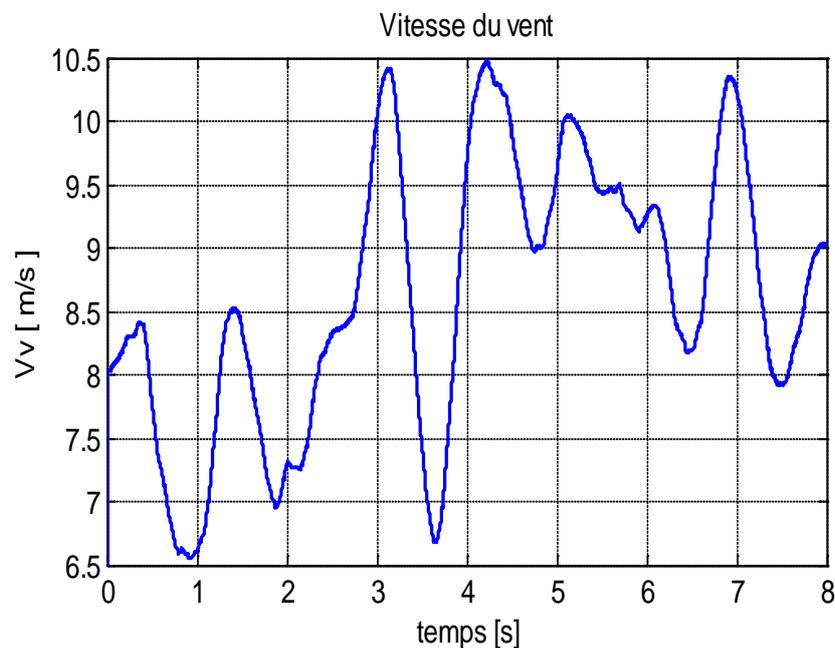


Figure IV. 6: Profil du vent

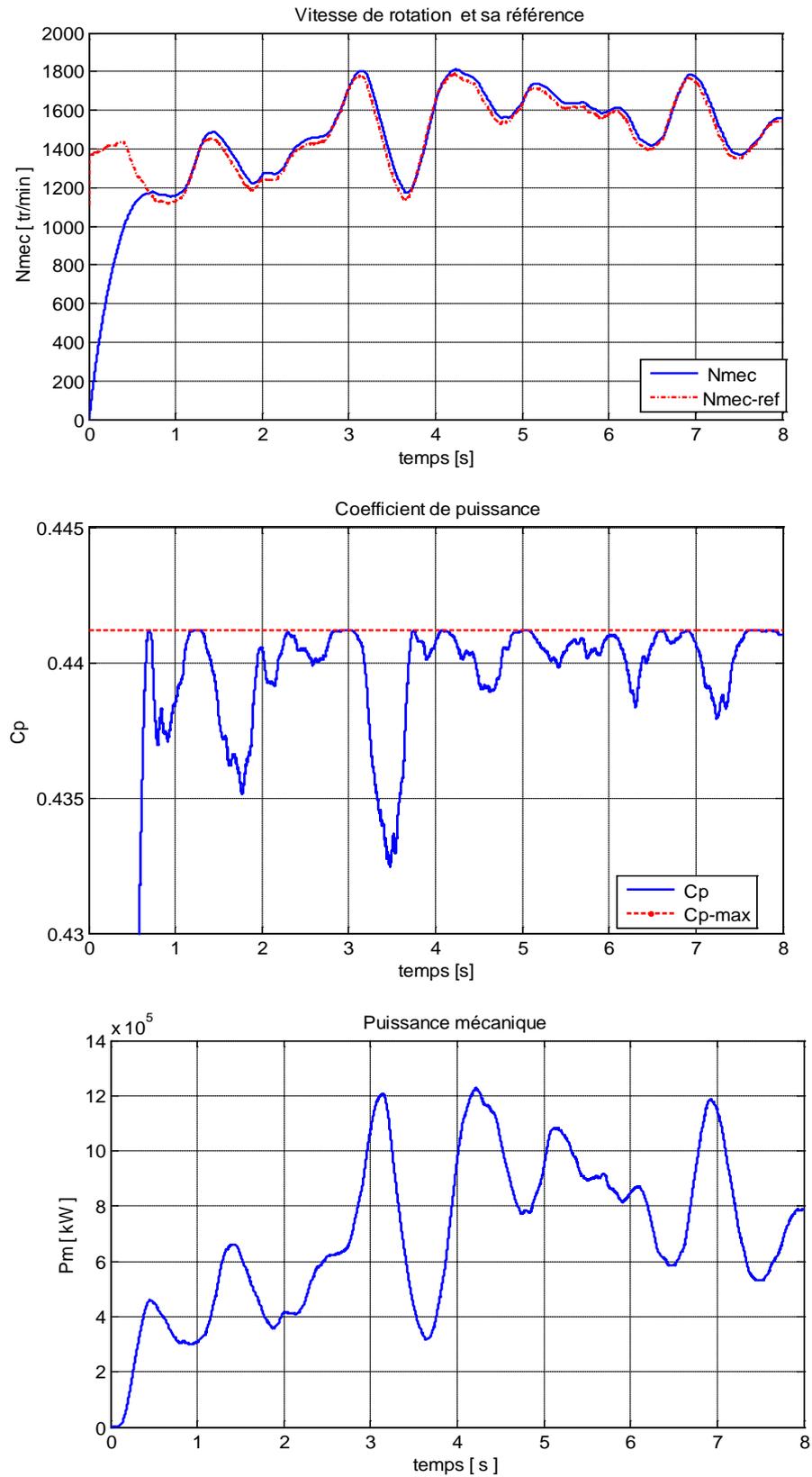


Figure IV. 7: Evolution des grandeurs mécaniques de la chaîne de conversion

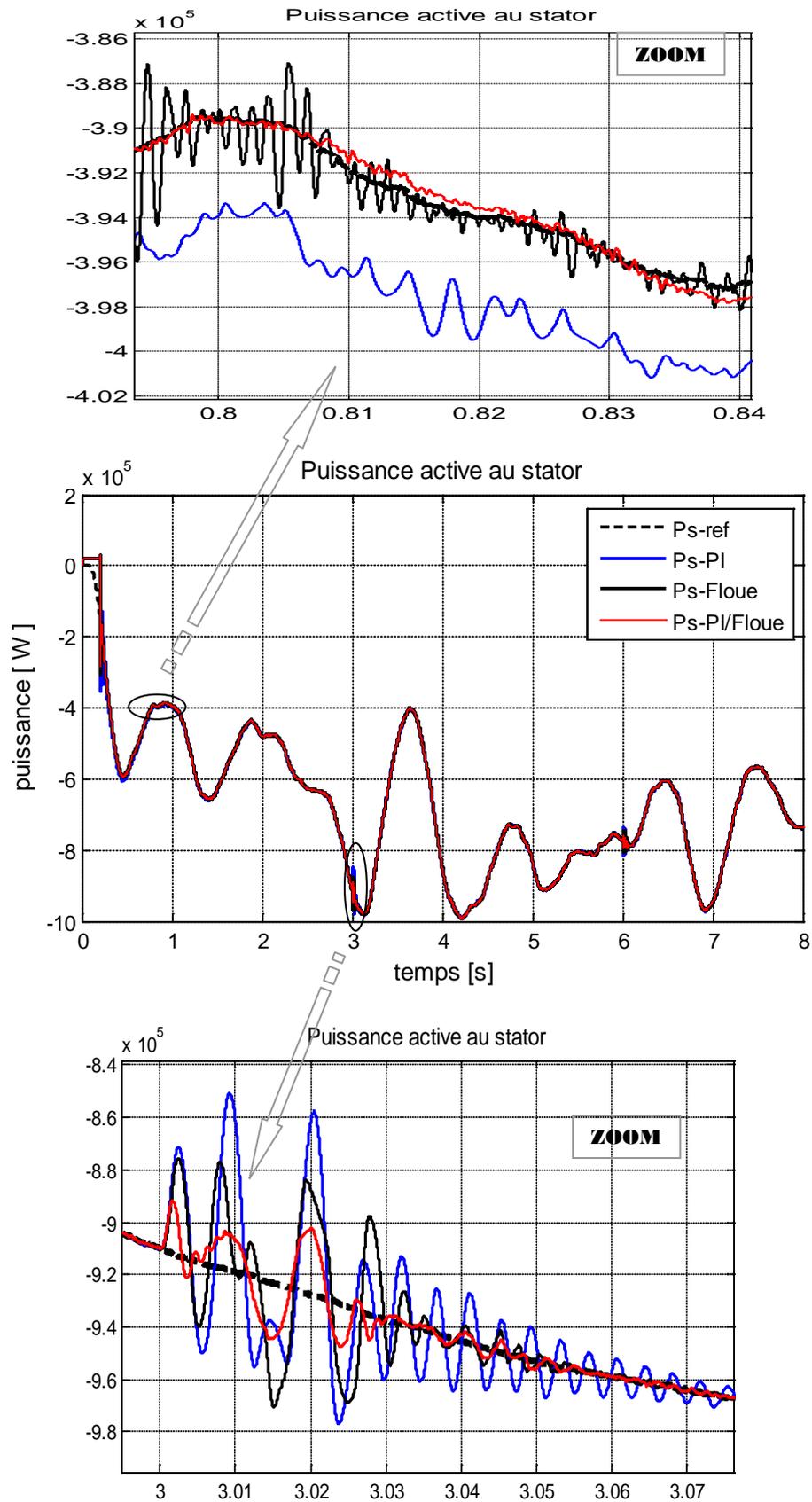


Figure. IV. 8: Evolution de puissance active dans le stator de la MADA

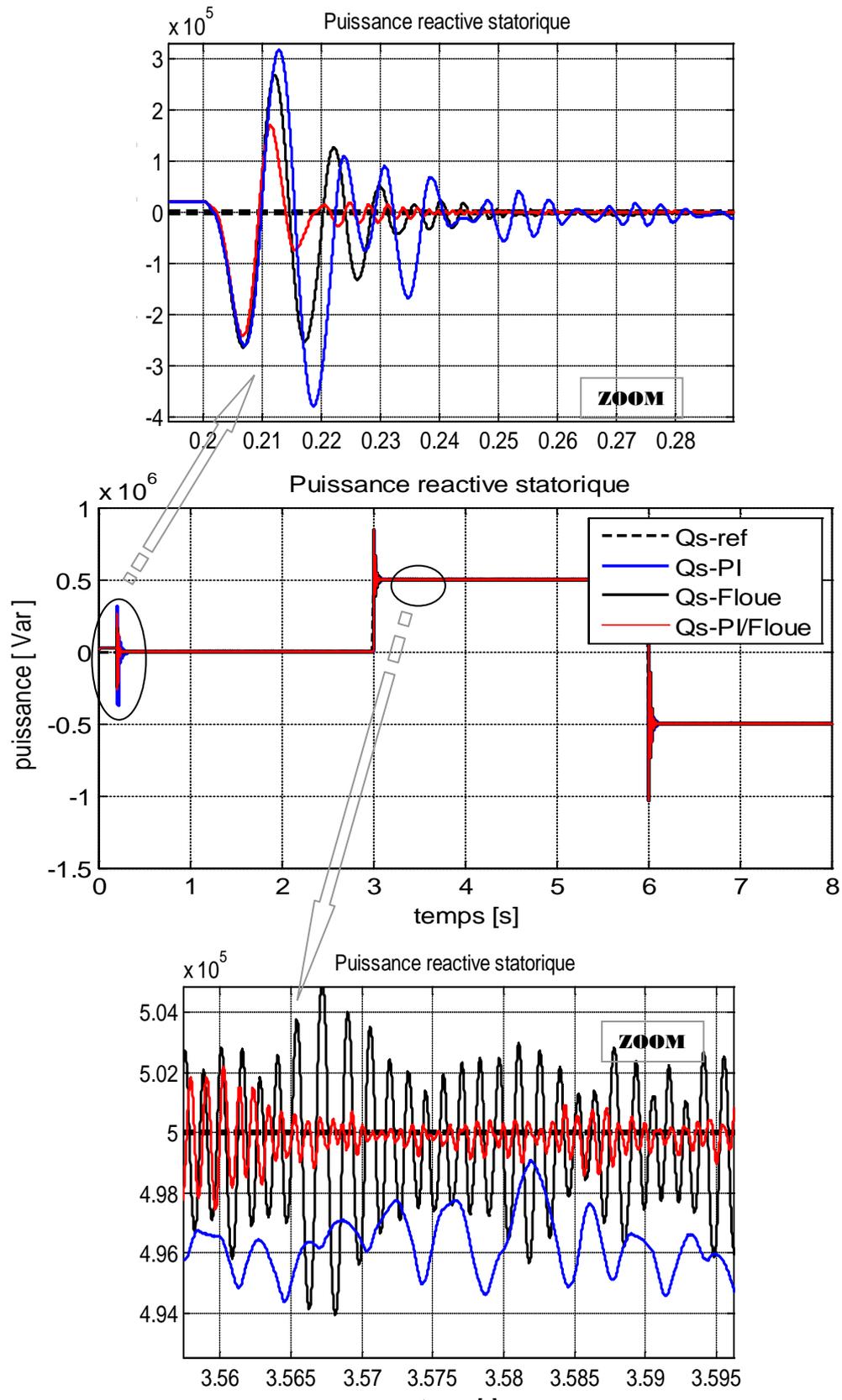


Figure. IV. 9: Evolution de puissance réactive dans le stator de la MADA

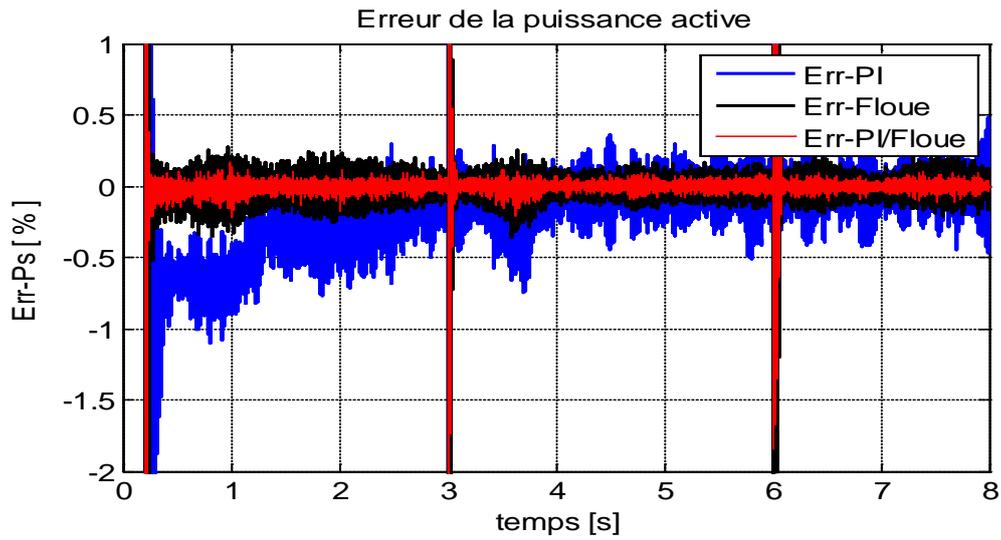


Figure. IV. 10: Erreur entre les puissances active et leurs références

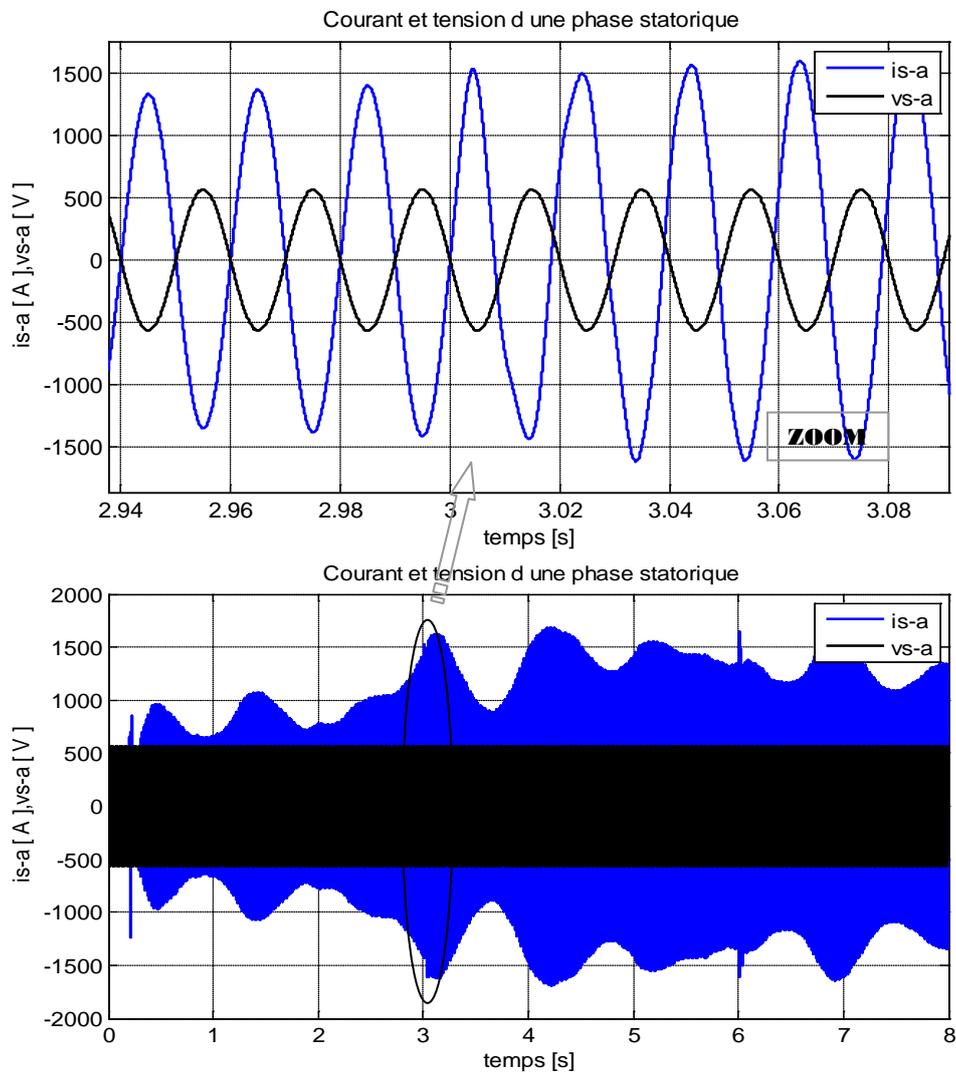


Figure. IV. 11: Evolution de déphasage entre le courant et la tension statorique suivant le signe et la valeur de l'énergie réactive entre le stator de la machine et le réseau

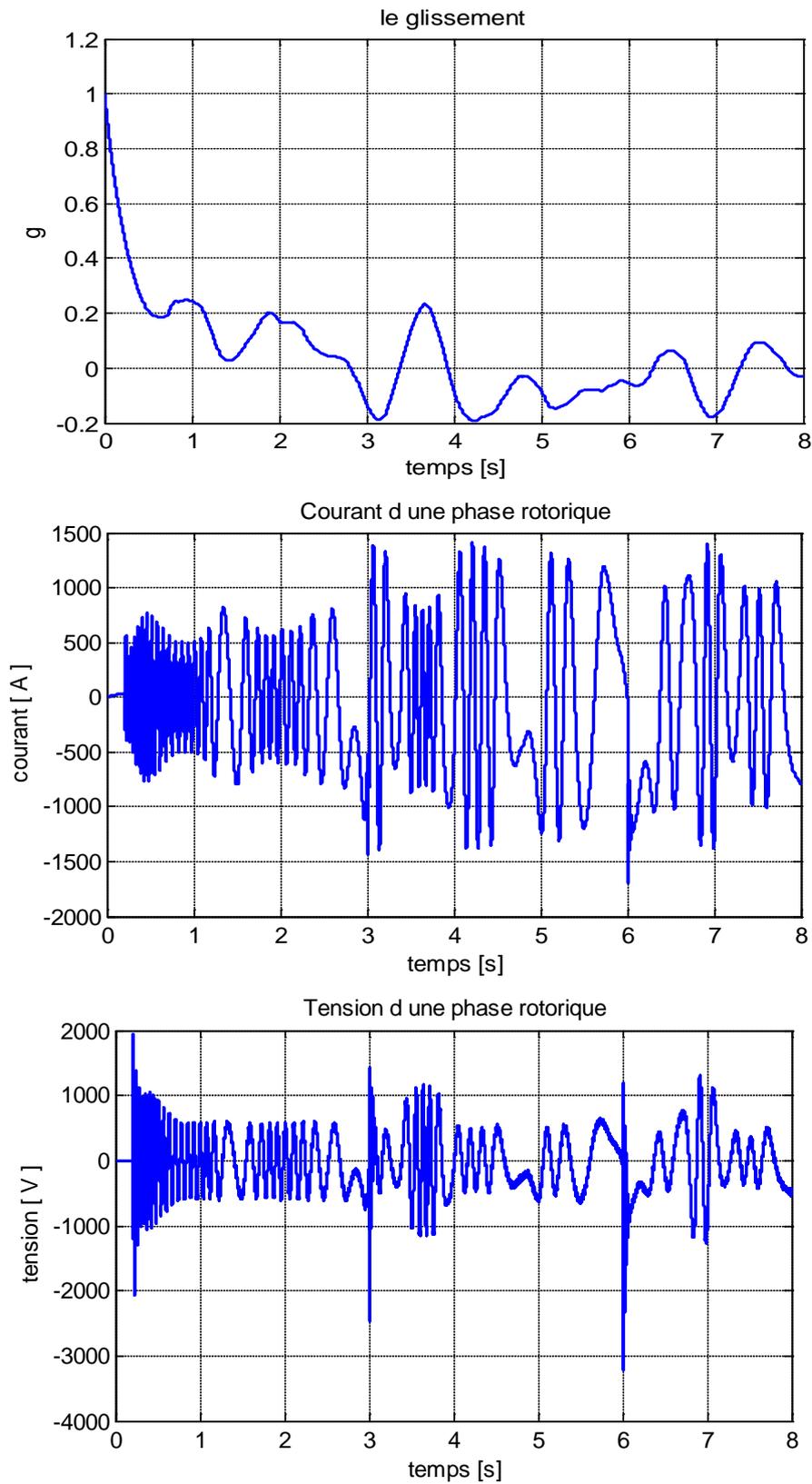


Figure. IV. 12: Variation des grandeurs rotorique suivant le glissement de la machine

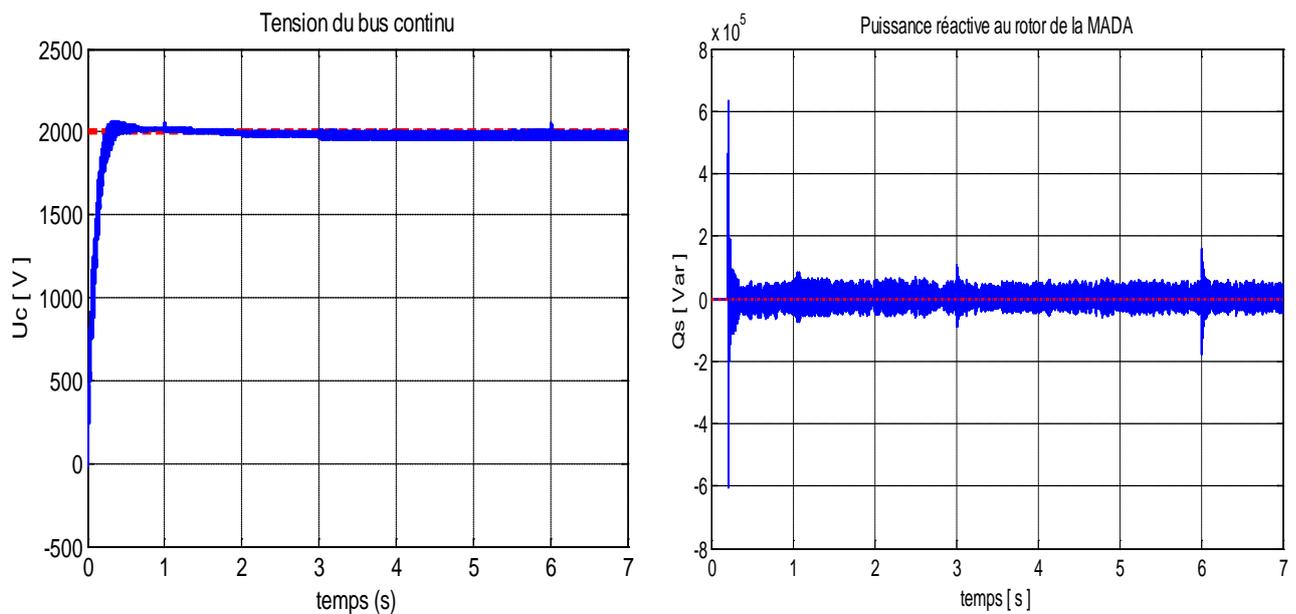


Figure. IV. 13: Evolution de la tension du busse continu et de puissance réactive dans le rotor de la MADA

Nous avons représenté sur la figure IV.6 le profil du vent qui soumise cette éolienne pendant le temps de simulation, les courbes des caractéristiques mécaniques; le coefficient de puissance C_p , la vitesse de la génératrice N_{mec} (tr/min) et la puissance mécanique P_m (kW) sont illustrées sur la figure (IV.7). Ensuite, nous avons représenté sur les deux figures (IV.8 et IV.9) les deux puissances active (kW) et réactive (kVar) au stator de la génératrice (en négligeant les pertes à l'origine électrique), L'erreur de la puissance active est représentée par la suite dans la figure (IV.10). Puis et afin de comparer la variation de déphasage entre les courants (A) et les tensions (V) statorique nous avons représentés ces deux dernières dans une même courbe (figure IV.11). Nous avons également représenté sur la figure (IV.12). Le glissement, le courant (A) et la tension (V) d'une phase rotorique. Sur la figures (IV.13), Nous avons représenté la tension du bus continu (V) et la puissance réactive rotorique (kVar) de la machine. L'analyse de ces courbes nous permet de faire quelques observations et des remarques.

- * Nous constatons sur la figure (IV.7) que les variations de la vitesse et de la puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice sont adaptées à la variation de la vitesse du vent. Ainsi, les résultats de simulation nous montrent qu'une petite variation de vent peut induire une grande variation sur la puissance extraite, ce que justifie la proportionnalité de cette dernière à la valeur moyenne de la vitesse cubique du vent.
- * D'une manière générale, les résultats présentés sur les figures (IV.7 et IV.9) montrent que les performances de poursuite des puissances statorique sont satisfaisantes et le temps du rejet de perturbation est acceptable pour les trois types de commande. Cependant, on remarque des réponses moins d'oscillations notamment au démarrage et lors des

changements de consigne dans le cas où les régulateurs PI adaptatifs ont été utilisés (les pics des perturbations et le temps de réponse sont moins importants avec ce type de régulateurs). On constate aussi que l'erreur de statisme est importante avec les régulateurs PI classiques (figure IV.11). On peut constater également que, malgré, l'apparition plus des oscillations la réponse de système suit bien sa référence en régime permanent si la commande floue à été utilisée.

- * À partir des résultats obtenus sur la figure (IV.11), on remarque que la tension d'alimentation et le courant de source sont en opposition de phase dans le cas où l'énergie réactive est nulle ce qui résulte un facteur de puissance unitaire (avant l'instant $t = 3s$). Après cet instant le déphasage est varié avec le signe de la puissance réactive.
- * Nous avons représenté les variations de tension et de courant rotorique sur la figure (IV.12). afin de mettre en évidence la variation de vitesse et le fait que la fréquence des signaux rotoriques correspond à la différence entre la fréquence de rotation de la MADA et la fréquence du réseau.
- * Notons que les oscillations de la puissance réactive en régime statique deviennent de la variation continue de la puissance active, cette dernière qui change avec la vitesse du vent et selon la fonction (MPPT).
- * Notons aussi que le courant électrique peut dépasser sa valeur nominale dans certains cas de régime transitoire, ce que obligé en pratique de placer des limiteurs de courant afin de faire protéger les éléments électriques dans le système (les bobinages ou les convertisseurs).
- * La puissance active statorique suit donc sa référence pour permettre à l'éolienne de fonctionner dans des conditions d'optimisation, ce manière de fonctionnement qui à été juger par des valeurs maximales de coefficient de puissance (C_p) $\approx 0,4412$.
- * D'une façon globale, nous constatons que la plupart des variables sont suivis l'évolution du vent. Sauf l'énergie réactive qui suit en pratique l'état de réseau.

IV.4 Comparaison entre différentes méthodes MPPT

L'utilisation des turbines éoliennes à vitesse variable permet de régler la vitesse de variation de la génératrice. Ceci s'avère très utile pour extraire le maximum de puissance dans la zone où l'algorithme MPPT est appliqué. Pour ce fonctionnement on cherche à optimiser la puissance extraite de la machine par adaptation de la vitesse de la turbine à la vitesse du vent tout en maintenant un angle de calage nul. Pour une éolienne l'MPPT peut être définie comme étant un algorithme ou un système capable d'aider la chaîne de conversion pour extraire le maximum de puissance électrique à partir de l'énergie cinétique du vent disponible. La sortie du système MPPT est une vitesse optimale variant selon la vitesse du vent capturée.

Plusieurs travaux ont abordé le problème d'optimisation de la production d'énergie éolienne, en utilisant différentes techniques MPPT. Ces dernières diffèrent selon le type d'informations dont elles ont besoin pour délivrer la référence de vitesse. On peut classer ces techniques en quatre familles, selon que la vitesse du vent et les caractéristiques aérodynamiques sont nécessaires ou non à la génération de la référence.

IV.4.1 Commande par un rapport de vitesse optimal (Tip Speed Ratio - TSR)

Ce type de commande règle la vitesse de rotation d'éolienne pour maintenir le rapport de vitesse à son optimum (λ_{opt}). La vitesse de vent et la vitesse de rotation de la turbine sont mesurées pour calculer λ . C'est pour cette valeur optimale de ce rapport (λ_{opt}) que le coefficient de puissance est égal à sa valeur maximale (C_{P-max}). Le but est de rester constamment au point (λ_{opt}, C_{P-max}). Il s'agit donc de faire varier la vitesse de rotation de la turbine Ω_{tur} en fonction des variations dans la vitesse du vent V_v . Ceci permet de travailler continuellement avec un rendement aérodynamique maximal. Le premier inconvénient de cette méthode est sa forte dépendance de la mesure de la vitesse du vent. La qualité de l'image du vent fournie par l'anémomètre, qui s'ajoute au coût du système, présente des difficultés dans les réalisations pratiques [103]. Le deuxième inconvénient est la nécessité d'obtenir la valeur optimale de rapport de vitesse λ_{opt} , qui est différente d'un système à l'autre. La conséquence de cette dépendance aux caractéristiques de l'aérogénérateur est que chaque éolienne doit avoir son propre logiciel de gestion adapté.

IV.4.2 Commande en couple optimal (Optimal torque control - OTC)

Dans cette méthode, le couple du générateur est commandé à son optimum afin d'obtenir la valeur maximum du coefficient de puissance et, par conséquent, un rendement énergétique maximal [104,105]. La commande de couple permet de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide des mesures simples, c'est-à-dire sans utilisation de capteur de la vitesse du vent. En revanche cette commande exige la connaissance de la courbe de puissance maximale de l'éolienne.

Nous avons déjà développé les deux approches TSR et OTC dans (IV.2.5). Les méthodes d'optimisations énergétiques présentées jusqu'à maintenant pour régler le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens présentent une dépendance directe ou indirecte aux caractéristiques de l'aérogénérateur. Cette dépendance entraîne, d'une part, des difficultés de mise en œuvre de ces méthodes et, d'autre part, un surcoût du système. Il existe des méthodes pour connaître les points de fonctionnement sans connaître ses caractéristiques.

IV.4.3 Perturbation et observation (P&O) ou (Hill Climb - HC)

La technique de contrôle *Hill Climb* nommée aussi *perturbation et observation* est un algorithme qui se base sur la recherche du point de fonctionnement optimal par la perturbation du point de fonctionnement et l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance débitée. Une consigne de commande est alors élaborée en fonction de l'observation (Figure IV.14).

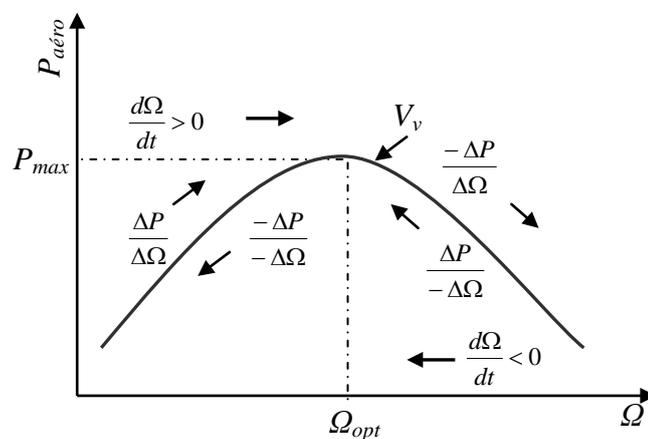


Figure IV. 14: MPPT à vitesse de vent fixe

Dans le système éolien. Le principe de cette technique consiste à perturber la vitesse de rotation d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance qui en résulte. Ainsi, on peut déduire que si une incrémentation positive de la vitesse engendre un accroissement de la puissance, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du P_{max} . Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le P_{max} . La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint.

Cette méthode, basée sur un algorithme relativement simple, nous permet d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans utilisation du capteur de la vitesse du vent et sans la connaissance de la courbe des caractéristiques aérodynamiques [106,107]. Malgré ses avantages, cet algorithme de commande n'est pas efficace dans les systèmes éoliens à moyenne et à grande puissance [108,109]. La commande de MPPT basée sur la technique P&O a été largement utilisée dans les systèmes de production de l'énergie photovoltaïque.

IV.4.3 MPPT basées sur le principe de la logique floue (Fuzzy Logic Control - FLC)

Récemment, la commande par logique floue a été utilisée dans les systèmes de poursuite du point maximum de puissance (MPPT) [110-114]. Contrairement à des méthodes MPPT conventionnelles, le pas de changement de la vitesse de référence $\Delta\Omega_{ref}$ n'est pas constant. Ce pas d'échantillonnage a été choisi de façon à trouver un compromis entre une recherche rapide de l'optimum et des oscillations faibles autour de cet optimum en régime établi. En plus, cette commande offre d'autres avantages : elle ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle à réguler [115,116]. Elle ne dépend ni des paramètres du système ni des paramètres climatiques. Ainsi, elles peuvent traiter des non linéarités. Il y a des techniques se basant sur d'autres méthodes intelligentes comme les réseaux de neurones [117,118]. Il y a aussi des méthodes hybrides [119]. Sur le tableau (IV. 1), on va représenter une évaluation comparative des différentes techniques MPPT développées précédemment, en les regroupant selon leur principe de base. En plus, cette comparaison s'est effectuée selon des critères comme la rapidité de poursuite et la complexité.

Tableau IV. 1 : Comparaison entre différentes techniques MPPT [120]

	TSR	OTC	HC	FLC
Vitesse du vent	utilisée	Non	Non	Non
Vitesse de rotation	utilisée	utilisée	utilisée	utilisée
Propriété aérodynamique	utilisée	utilisée	Non	Non
Poursuivre de la vitesse de référence	+	+/-	-	-
complexité	+	+	+	-
Performance sous un vent variable	+	+/-	-	+/-

On note par: (+; Beaucoup. +/-; Moyenne. -; Médiocre)

IV.5 Structure de base d'une commande MPPT floue

La commande utilisant la logique floue n'est que le prolongement de la méthode perturbation et observation. L'objectif principal de ce travail est d'utiliser la commande MPPT floue afin d'optimiser l'extraction d'énergie électrique dans la chaîne de conversion éolienne. La structure du contrôleur floue (CF) proposée est montrée sur la figure (IV.15).

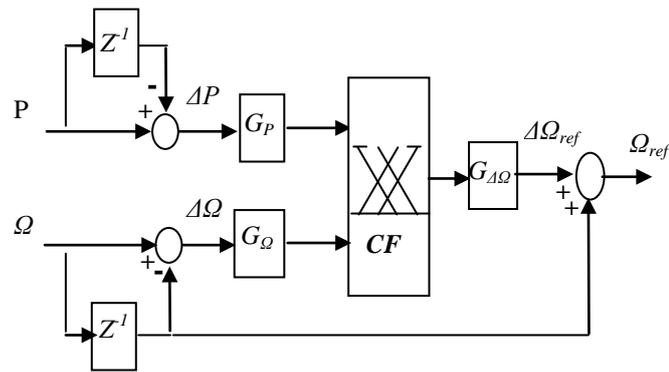


Figure IV. 15: Structure du contrôleur MPPT fluou

Ce contrôleur possède deux entrées (la puissance aérodynamique P et la vitesse de rotation Ω) et une seule sortie (le changement de consigne de vitesse $\Delta\Omega_{ref}$). Ces variables sont définies pendant une période d'échantillonnage par les équations suivantes:

$$\begin{aligned}\Delta P &= P[k] - P[k-1] \\ \Delta\Omega &= \Omega[k] - \Omega[k-1] \\ \Omega_{ref}[k] &= \Omega[k-1] + \Delta\Omega_{ref}[k]\end{aligned}\quad (IV.12)$$

Des fonctions d'appartenance triangulaires symétriques sont utilisées sur un univers de discours normalisé dans l'intervalle $[-1, 1]$ pour chaque variable. Ces variables sont représentées sur la figure (IV. 16):

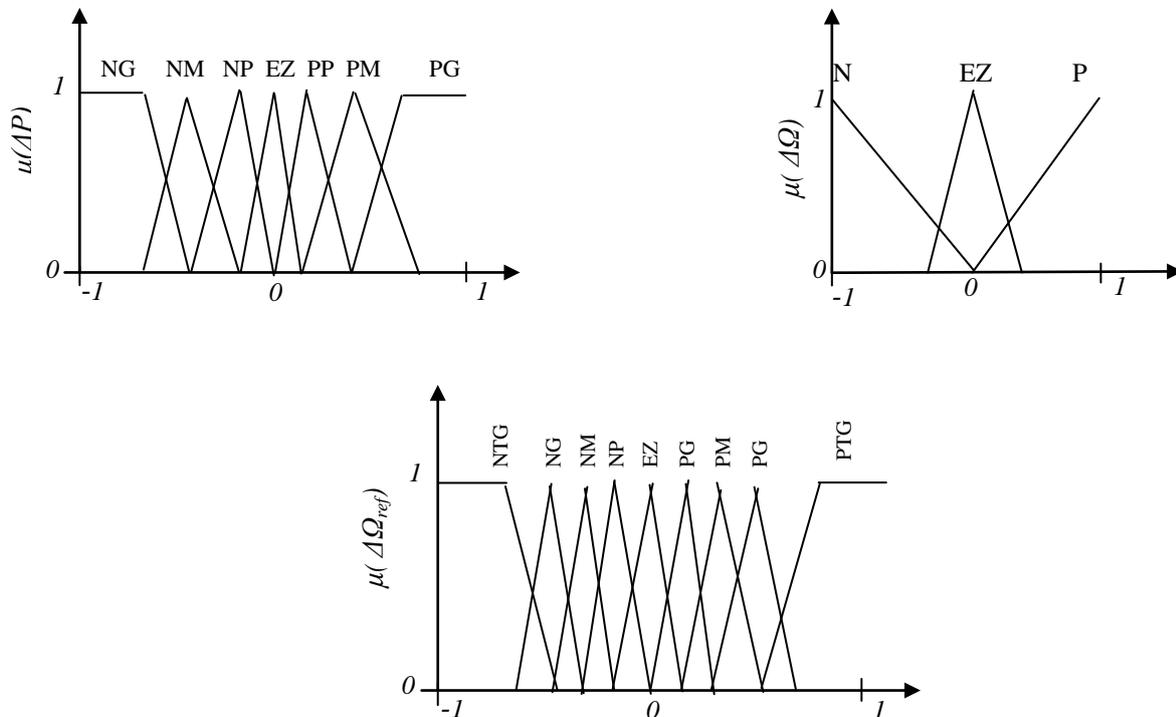


Figure IV. 16: Fonctions d'appartenance des différentes variables linguistiques

Les variables linguistiques sont notées comme suit:

NTG; négatif très grand, **NG**; négatif grand, **NM**; négatif moyen, **NP**; négatif petit, **EZ**; environ zéro, **PP**; positif petit, **PM**; positif moyen, **PG**; positif grand, **PTG**; positif très grand.

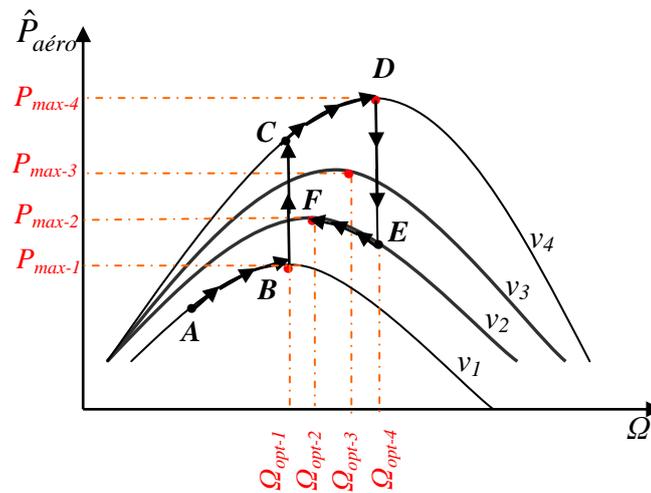


Figure IV. 17: Processus MPPT pour suivre les points de la puissance maximale

L'inférence est une étape qui consiste à définir un rapport logique entre les entrées et la sortie. Dans notre cas, le changement de la consigne de vitesse ($\Delta\Omega_{ref}$) dépend de la variation effectuée par le vent sur les deux grandeurs (puissance captée et vitesse de rotation), figure (IV.17). Ce changement permet de savoir si, au pas suivant, il faut augmenter ou diminuer la référence. Cette variation (positive ou négative) de la vitesse est choisie de façon à fonctionner en optimal. En résumé, la sortie du contrôleur flou ($\Delta\Omega_{ref}$) dépend de la différence de position entre le point de fonctionnement et un P_{max} . Par conséquent, les règles d'inférences sont illustrées sur le tableau suivant :

Tableau IV. 2: Table des décisions floues dans la commande MPPT floue

ΔP \ $\Delta\Omega$	N	EZ	P
NG	PG	NTG	NG
NM	PM	NG	NM
NP	PP	NM	NP
EZ	EZ	EZ	EZ
PP	NP	PM	PP
PM	NM	PG	PM
PG	NG	PTG	PG

Les valeurs contenues dans ce tableau ont été déterminées de façon logique en étudiant toutes les combinaisons possibles des variables d'entrée. On peut définir donc 21 règles.

La vitesse de rotation de la génératrice est réglée de manière à suivre la vitesse de référence ($\Delta\Omega_{ref}$) obtenue à la sortie du contrôleur flou. Le régulateur de vitesse détermine alors la référence du couple électromagnétique de la génératrice. Il faut noter qu'il est impossible de mesurer directement le couple mécanique de la turbine et la puissance aérodynamique est un paramètre inaccessible dans la réalité [121]. Les variables mesurées sont la vitesse de rotation de la machine électrique et les grandeurs électriques de cette même machine, c'est-à-dire, en utilisant les courants et les tensions en sortie de l'éolienne pour calculer la puissance électrique générée ou le couple électromagnétique. Les pertes sont aussi des grandeurs mesurables. On peut également se servir de ces variables mesurées pour réaliser des estimations d'autres variables telles que le couple capté par la turbine, la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique dans le train de puissance, la puissance captée par la turbine ou la vitesse du vent effective V_v . Dans notre cas, on fait la mesure de la puissance électrique et les différentes pertes (électriques ou mécaniques) et on déduit la puissance aérodynamique captée par l'éolienne (Figure IV. 18).

- Bilan de puissance active dans la chaîne de conversion éolienne

On néglige toutes les pertes dans les convertisseurs et dans le filtre et on ne prend en compte que les pertes mécaniques et les pertes Joule dans le stator et le rotor de la machine. Dans ce cas, on peut écrire:

$$\begin{aligned}\hat{P}_{aéro} &= P_{élec} + \Delta p \\ \hat{P}_{aéro} &= P_{élec} + P_{frot} + P_{Js} + P_{Jr}\end{aligned}\quad (IV.13)$$

$P_{aéro}$: Puissance aérodynamique captée par la turbine éolienne (estimée);

$P_{élec}$: Puissance électrique produite par la génératrice;

Δp : Somme des pertes;

P_{Js} : Pertes Joule dans les enroulements du stator;

P_{Jr} : Pertes Joule dans les enroulements du rotor;

P_{frot} : Pertes mécaniques par frottements et ventilation.

Sachant que :

$$\begin{aligned}P_{Js} &= 3R_s I_s^2 = 3R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) \\ P_{Jr} &= 3R_r I_r^2 = 3R_r (i_{dr}^2 + i_{qr}^2) \\ P_{mec} &= f \Omega^2\end{aligned}\quad (IV.14)$$

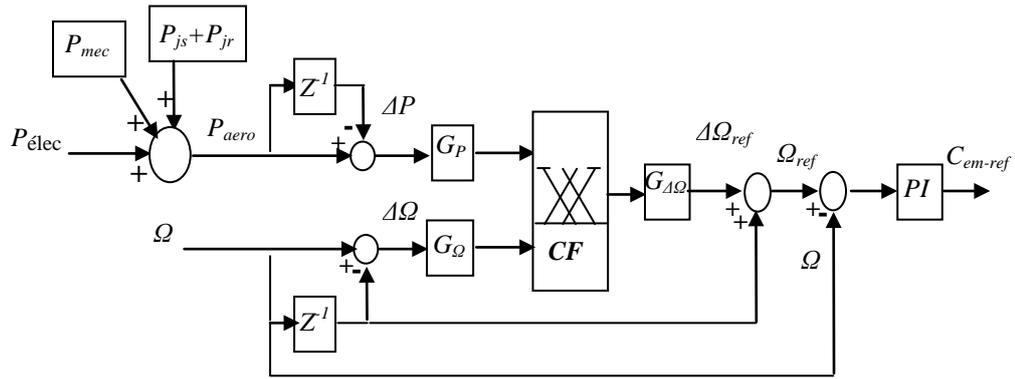


Figure IV. 18: Schéma synoptique de contrôle pour suivre le point de la puissance maximale en utilisant la logique floue

IV.6 Résultats de simulation et interprétations

L'objectif de cette section est de proposer une comparaison en termes de suivi l'énergie maximale entre deux techniques : la première est la technique de rapport de vitesse optimal et la deuxième est celle basée sur la logique floue. Cette comparaison est effectuée à partir des tests de simulation. Ces tests permettent d'évaluer les performances de ces deux techniques sous une vitesse du vent variable.

La figure (IV. 19) présente le profil du vent V_v (m/s) appliqué pour ce test et la figure (IV. 20) présente les évolutions de la vitesse de rotation sur l'axe rapide N_{mec} (tr/min), le coefficient de puissance C_p , le rapport de vitesse λ , la puissance captée par la turbine $P_{aéro}$ (W), le rendement aérodynamique pour chacune des stratégies η (%).

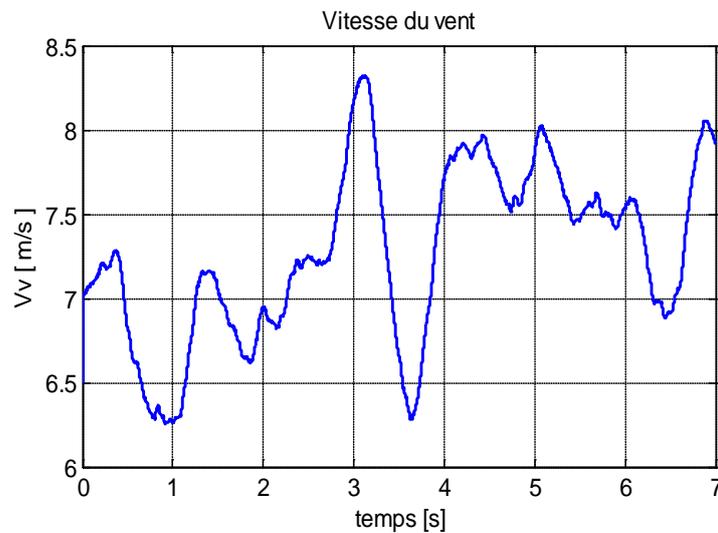


Figure IV. 19: Profil du vent

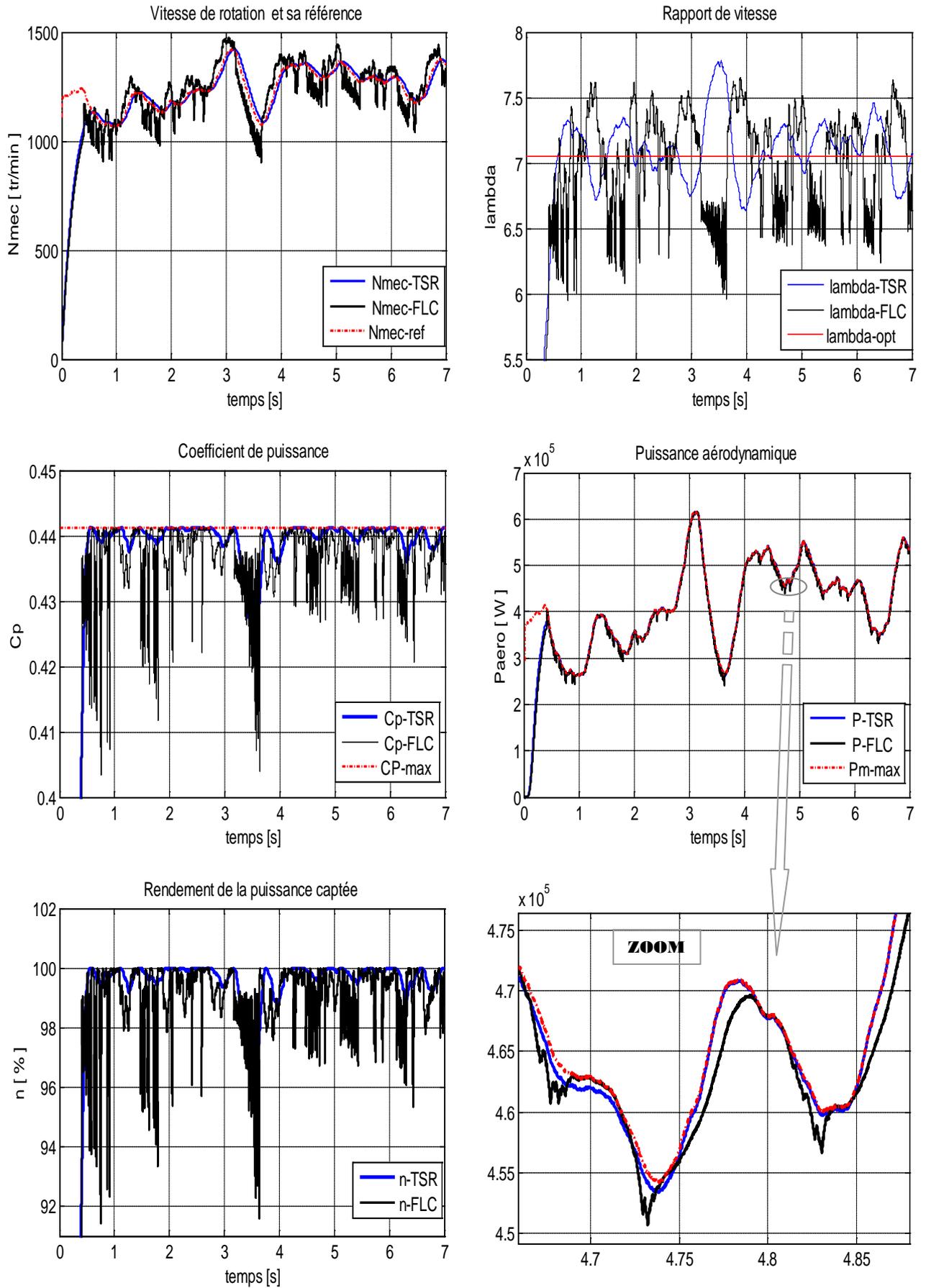


Figure IV. 20: Comparaison des performances entre deux méthodes d'optimisation (TSR et FLC)

On remarque clairement un suivi presque parfait de la puissance extraite à la courbe de la puissance maximale pour la technique de rapport de vitesse optimal (TSR). Contrairement à cette technique, un écart notable par rapport à la puissance maximale est obtenu si l'algorithme de la logique floue est appliqué (CFL). La première méthode (TSR) permet une meilleure poursuite de la vitesse de rotation optimale, et donc l'obtention d'un meilleur rendement aérodynamique (plus de 99%) que la deuxième. Cela est confirmé par un rapport de vitesse optimal (7.05) et par conséquent, un coefficient de puissance proche de sa valeur maximale (0.4412).

Les résultats montrent aussi que l'écart un peu important apparu entre la vitesse de rotation et sa référence ne reflète pas une grande différence entre la puissance captée et la puissance maximale. Ceci s'explique par la courbe représentant les propriétés aérodynamiques qui est étroite. La variation douce du coefficient de puissance C_p permet de minimiser l'écart avec la puissance aérodynamique maximale. De plus, d'après les courbes de la puissance captée et le rendement aérodynamique, on peut dire que les performances de la commande par logique floue (CFL) sont également satisfaisantes.

L'évolution et la disponibilité des microcontrôleurs d'un côté et les inconvénients soit techniques ou économiques d'utilisation d'anémomètre sont des facteurs ayant motivé les constructeurs à utiliser la logique floue dans la commande des éoliennes.

IV.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons simulé tous les éléments qui interviennent dans le système de conversion. Nous avons testé donc les régulateurs se basant sur la logique floue que nous avons utilisés dans le troisième chapitre (flou, PI adaptatif par logique floue). Nous avons comparé les performances des régulateurs flou et PI adaptatif par logique floue avec celles d'un régulateur PI sous les mêmes conditions de tests en termes de poursuite de trajectoire, sensibilité aux perturbations et robustesse vis - à - vis des variations de la vitesse du vent. Nous avons analysé les réponses des régulateurs équipés pour la commande des puissances active et réactive au stator de la MADA.

Les résultats de simulation confirment l'efficacité du système de commande PI adaptative par logique floue. Sa supériorité est évidente, surtout, par rapport aux performances d'un système de commande conventionnelle. Néanmoins, on peut noter l'apparition d'une petite erreur au niveau de la réponse du système commandé par ce type de régulateur. La cause de cette erreur réside dans le fait que, la loi d'adaptation n'est pas assez rapide pour détecter des changements brusques de la vitesse du vent. On peut limiter cet inconvénient avec un temps d'échantillonnage plus court. Ce choix peut cependant augmenter le temps de calcul. Dans la pratique, une bonne poursuite de la commande nous permet de faire des économies d'énergie (l'augmentation du rendement énergétique) et d'augmenter la durée de vie des éléments.

Le contrôle de l'aéroturbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées. La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique (zone I). La deuxième est celle qui contrôle la puissance dans le stator de la machine. Pour avoir un rendement énergétique maximal dans la première zone, une stratégie de commande MPPT doit être utilisée. Plusieurs techniques peuvent être employées pour arriver à cet objectif. Dans la dernière partie de ce chapitre une comparaison a été faite entre deux stratégies pour chercher le point maximal : la commande par un rapport de vitesse optimal (TSR) et la commande MPPT floue. Comme nous l'avons déjà mentionné, la technique basée sur la logique floue peut se présenter comme une solution raisonnable pour l'optimisation de la conversion énergétique dans les systèmes éoliens, car elle offre une grande possibilité pour éviter les problèmes soit techniques ou économiques liés à des stratégies conventionnelles.

Cependant, un système flou est difficile à appréhender. Sa commande et son réglage peuvent être relativement long. Il s'agit parfois beaucoup plus de tâtonnement que d'une réelle réflexion. Il manque donc un moyen d'apprentissage performant pour régler un système flou.

Conclusion générale

Dans ce travail de thèse, le but assigné est de faire une étude sur un système de conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette thèse a été donc consacrée à la modélisation, la simulation et l'analyse d'une éolienne non autonome fonctionnant à vitesse variable. Nous avons établi un modèle de la chaîne de conversion d'éolienne basée sur la MADA. Dans ce modèle, le stator de la machine est directement connecté au réseau et le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire des convertisseurs électroniques bidirectionnels en courant (convertisseur côté rotor CCR et convertisseur côté stator CCS). Ces convertisseurs à base d'interrupteurs électroniques GTO sont contrôlés par la technique MLI.

Malgré les inconvénients présentés par la MADA avec la présence d'un système de bagues et balais, cette machine constitue actuellement l'une des meilleures solutions pour le choix du système de conversion électromagnétique dans les moyennes et grandes puissances. Ceci est dû à ses possibilités de fonctionnement à vitesse variable pour une large plage des vitesses du vent. Ainsi, présente-t-elle un avantage très attractif pour les constructeurs. En effet, la possibilité de faire sa connexion électronique à travers le rotor présente un intérêt économique non négligeable. Cela peut permettre la minimisation des pertes et la réduction des dimensions des convertisseurs, car ces convertisseurs sont dimensionnés pour faire transiter au maximum un tiers de puissance du stator de la génératrice. Par conséquent, ils sont plus petits et moins coûteux.

On agit sur le circuit du rotor à travers le CCR pour faire varier la puissance extraite. Pour cela, on utilise une commande vectorielle pour contrôler indépendamment les échanges des puissances active et réactive entre la machine et le réseau à travers les enroulements statoriques. Dans ce but, nous avons utilisé trois types de régulateurs: PI classique puis à logique floue et PI adaptatif. Le comportement de la génératrice pour chacun des trois régulateurs a été étudié. Dans ce contexte, nous avons utilisé une MADA de puissance nominale 1,5 MW qui a été modélisée et testée avec un fonctionnement à vitesse fixe puis à vitesse variable. On note que dans ce dernier cas, la modélisation et la simulation du système de conversion éolienne ont été effectuées dans la première zone de fonctionnement. Dans cette zone, la commande consiste à maximiser le rendement énergétique par l'introduction de l'algorithme (MPPT). On joue donc d'une part sur le rendement de la chaîne de conversion et d'autre part sur la qualité de la puissance réactive. Dans ce mode, la MADA peut fonctionner comme un générateur de puissance active avec un bon rendement énergétique, comme elle peut jouer le rôle d'un compensateur synchrone.

En ce que concerne le suivi de consignes des puissances et d'après la simulation que nous avons menée, ces régulateurs donnent des résultats un peu acceptables surtout en régime transitoire. En régime permanent, la commande classique est moins robuste que les deux autres (commandes floue et PI adaptative). En d'autres termes, les résultats de simulation ont montré: un comportement remarquable du contrôleur PI adaptatif en régulation et en poursuite, un rejet de perturbation nettement mieux que pour les autres régulateurs (surtout par rapport à PI classique). En effet l'erreur de poursuite reste très faible et les perturbations sont rejetées très rapidement avec ce type de régulateur.

Pour optimiser le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens, différentes techniques MPPT existent. Parmi ces techniques, nous avons proposé celle basée sur la logique floue (CFL). Une évaluation comparative de cette topologie a été faite avec la stratégie de rapport optimal de vitesse (TSR). Malgré les performances un peu réduites de l'MPPT floue, cette dernière peut remplacer les techniques classiques d'optimisation. En pratique, l'efficacité des méthodes MPPT conventionnelles dépend principalement de la précision des informations données et de la vitesse du vent ou de la connaissance des propriétés aérodynamiques de système éolien. Cela suppose cependant de disposer d'un anémomètre; ce qui augmente le coût de système. En plus, ces mesures sont généralement imprécises. Ainsi, la connaissance des propriétés aérodynamiques exige du constructeur des essais un peu complexes et coûteux. De plus, ces caractéristiques changent d'une turbine à l'autre. Elles varient aussi avec les conditions climatiques ce qui diminue la fiabilité du système. Il est mieux de choisir donc les stratégies de commandes qui ne dépendent pas de ces paramètres.

La nature fluctuante soit du vent ou d'énergie sur le réseau engendre des perturbations dans le système de conversion éolien et crée des variations continues de puissance. De ce fait, et à cause de la nature aléatoire de ces deux paramètres, il est difficile notamment en pratique de contrôler l'aéroturbine avec des performances de commande parfaites.

Il est clair qu'il y a une amélioration sur la dynamique du système à commander avec les régulateurs à base de la logique floue par rapport à celle du réglage par des régulateurs classiques PI. Cependant, la commande et le réglage par logique floue peuvent être relativement longs. Il s'agit parfois de beaucoup de temps de calcul ; ce qui va impliquer des processeurs puissants. En pratique le coût du système va augmenter avec ce type de régulateurs. Dans ce contexte, on note que le temps d'échantillonnage et le nombre des ensembles flous sur l'univers de discours influent sur les performances de contrôleurs flous.

Perspectives :

Ce travail peut être poursuivi comme suit:

- * Etudier l'interaction de la MADA avec le réseau en service.
- * Implémenter d'autres commandes robustes et en faire une comparaison.
- * Faire une étude sur les stratégies de commande de cette chaîne pour les zones de fonctionnement qui ne sont pas traitées dans ce travail de thèse.
- * Étudier en détails l'interaction entre le vent et l'aéroturbine dans le but de bien comprendre et clarifier certains phénomènes qui ne sont pas pris en compte ici.
- * Faire l'estimation de la vitesse de rotation.
- * Application d'autres méthodes pour faire une meilleure optimisation de transfert d'énergie.
- * En fin, et afin de valider les résultats de simulation il est important de réaliser un banc de test.

Références bibliographiques

- [01] REpower ([http:// www. repower. fr/](http://www.repower.fr/))
- [02] BOUDIA Sidi Mohammed «Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie » Thèse de Doctorat. Université de Tlemcen. 2013.
- [03] Haritza CAMBLONG «Minimisation de l'impacte des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse» Thèse de Doctorat. Bordeaux. Soutenue le 18 décembre 2003.
- [04] www.gwec.net
- [05] G. Tapia «Parke eolikoek are elektrikoarekin trukaturiko potentzia » Thèse de Doctorat à l'Université du Pays Basque. 2001.
- [06] S. Drid «Contribution à la Modélisation et à la Commande Robuste d'une Machine à Induction Double Alimentée à Flux Orienté avec Optimisation de la Structure d'Alimentation : Théorie et Expérimentation» Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Université de Batna, Algérie, 2005.
- [07] Franck Deroncourt «La Logique Floue entre raisonnement humain et intelligence artificielle » Livre. Paris, Janvier 2011.
- [08] Rudolf Seising “On the absence of strict boundaries Vagueness, haziness, and fuzziness in philosophy, science, and medicine” Applied Soft Computing 8 (2008) 1232–1242.
- [9] M. T. Cao «Commande Numérique de Machines Asynchrones par Logique Floue » Thèse de Philosophiae Doctor (Ph.D.), Université de Laval, Québec, Canada, 1997.
- [10] G. Bartolini, A. Ferrara and A. A. Stotsky. «Robustness and Performance of an Indirect Adaptive Control Scheme in Presence of Bounded Disturbances » IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. 44, n°4, April 1999, pp 789-793.
- [11] S. Louassa , M. Merzouk , O. Guerri « Evaluation des performances de quatre types d'éolienne dans une zone aride » Evaluation des performances de quatre types d'éolienne dans une zone aride.
- [12] HAMDI NAOUEL « Amélioration des performances des aérogénérateurs» Thèse de Doctorat de l'Université de Constantine. Soutenu le 03/07/2013.
- [13] Frédéric POITIERS « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne » Thèse de Doctorat de l'Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes. Soutenue le 19 décembre 2003.
- [14] Adam MIRECKI « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance » Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse. Soutenue le 5 avril 2005.
- [15] Tarak GHENNAM « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation ». Thèse de doctorat Ecole

- Militaire Polytechnique d'Alger. Soutenue le 29/09/2011
- [16] <http://www.nordex-online.com>
- [17] Troen I, Petersen EL. European wind atlas. Roskilde: Riso National Laboratory, ISBN 87-550-1482-8; 1989.
- [18] E. Hau, "Wind Turbines Fundamentals technologies Application Economics" Springer, Paris, 2000.
- [19] Vincent COURTECUISSÉ « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique » Thèse de doctorat de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers de Lille. Novembre 2008.
- [20] Vincent ROGEZ « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire » Thèse de doctorat de l'Université d'Artois. Décembre 2004.
- [21] <http://www.campbellsci.co.uk>
- [22] Miloud BENMEDJAHED « Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement » Thèse de Doctorat. Université de Tlemcen. Novembre 2013.
- [23] Z. Durisic, J. Mikulovic "Assessment of the wind energy resource in the South Banat region Serbia" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 3014-3023.
- [24] Martine O. L. Hansen "Aerodynamics of Wind Turbines" Second edition published by Earthscan in the UK and USA, 2008.
- [25] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, S. Himri "Review of wind energy use in Algeria" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 910-914.
- [26] Said M.A. Ibrahim, 'Energy in the Arab World', *Energy*, Vol. 9, N°3, pp. 217 - 238, 1984.
- [27] F. H. Bensaad, 'The Algerian Programme on Wind Energy', *Proceedings of WEAC*, pp. 21 - 27, Oxford, 1985.
- [28] R. Hammouche, 'Atlas Vent de l'Algérie', Office des Publications Universitaires (OPU), Alger, 1990.
- [29] N. Kasbadji-Merzouk, 'Wind Energy Potential of Algeria', *Renewable Energy*, Vol. 21, N°3-4, pp. 553 - 562, 2000.
- [30] N. Kasbadji-Merzouk, "Evaluation du Gisement Energétique Eolien. Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie", Thèse de Doctorat, Université Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, 2006.
- [31] F. Youcef Ettoumi, 'Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie', Thèse de Doctorat d'Etat, USTHB, Alger, 2002.
- [32] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, A. Recioui, 'A Contribution in the Actualization of Wind Map of Algeria', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, N°2, pp. 993

- 1002, 2011.
- [33] Bulletin des Energies Renouvelables Publication du Centre de Développement des Energies Renouvelables ISSN 1112-3850 Dépôt légal 2062-2002 CDER Semestriel N° 4 Décembre 2003.
- [34] <http://portail.cder.dz/>
- [35] « Développement des capacités industrielles pour réussir le programme de développement des énergies nouvelles et renouvelables » Extrait du Portail Algérien des énergies renouvelables.
- [36] « Mise en œuvre des projets décidés dans le programme national de développement des énergies renouvelable » Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG.Spa). Octobre 2013.
- [37] <http://energeia.site.voila.fr/index2.htm>
- [38] Shadhu Khan PK, Chatterjee JK. “Three phase induction generators” a discussion on performance” Electric Machines & Power Systems 1999; 27: 813 – 32.
- [39] Bansal RC. “Three-phase self-excited induction generators” an overview. IEEE Transactionson Energy Conversion 2005; 20: 292 – 9.
- [40] Abdullah Asuhaimi B.MohdZin, Mahmoud Pesaran H.A, Azhar B.Khairuddin, Leila Jahanshaloo, Omid Shariati “An overview on doubly fed induction generators’ controls and contributions to wind based electricity generation” Renewable and Sustainable Energy Reviews 27 (2013) 692–708.
- [41] F. O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes “Wind energy generation: Modelling and control” John Wiley & Sons, Ltd, UK, 2009.
- [42] F. M. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins, G. Strbac, “Control of DFIG-based wind generation for power network support” IEEE Transaction on Power Electronics, vol. 20, no. 4, pp. 1958–1966, November 2005.
- [43] Ali BECHOUCHE «Utilisation des techniques avancées pour l’observation et la commande d’une machine asynchrone : Application à une éolienne» Thèse de doctorat de l’Université de Mouloud Mameri de Tizi-ouzou. Avril 2013.
- [44] Soltane Soltane BELAKEHAL « Conception & Commande des M Commande des Machines achines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables» Thèse de Doctorat de l’Université de Constantine. 2010.
- [45] Chapman S.j «Electric machinery fundamentals» 4th edition, McGraw Hill, Australia, 2004.
- [46] F. Poitiers, T. Bouaouiche, M. Machmoum “Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion” Electric Power Systems Research 79 (2009) 1085–1096.
- [47] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, “Impact de l’éolien sur le réseau de transport et la qualité de l’énergie ”, Revue

- J3Ea, vol. 5, Hors Série 1, EDP Science, 2006.
- [48] Y. Tang, L. Xu, “A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System” *IEEE transaction on power electronics*, vol. 10, no. 4, pp. 472-478, July 1995.
- [49] B. Francois, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, “Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension” *Revue REE*, no. 5, pp 65-74, Mai 2005.
- [50] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne “Modeling and Simulation of Doubly Fed Induction Generators for Variable Speed Wind Turbines integrated in a Distribution Network” 10th European Conference on Power Electronics and Applications : (EPE 2003), Toulouse, France, CD, ISBN 90- 75815-07-7, 2 – 4September 2003,
- [51] Rodriguez J.L «Análisis Dinámico y Diseño del Sistema de Control de Aeroturbinas de Velocidad Variable con Generador Asíncrono de Doble Alimentación» Thèse Doctorale à l'Université Carlos III de Madrid, 2000.
- [53] Ming Cheng, Ying Zhu “The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review” *Energy Conversion and Management* 88 (2014) 332–347.
- [54] <http://www.sinovel.com/en/products.aspx>
- [55] <http://www.vestas.com>
- [56] <http://www.ge-energy.com/wind>
- [57] <http://www.gamesacorp.com>
- [58] <http://dqfd.dfstw.com>
- [59] <http://www.senvion.com>
- [60] <http://www.suzlon.com>
- [61] <http://www.winwind.com>
- [62] <http://www.energy.siemens.com>
- [63] <http://www.enercon.de/en-en/Windenergieanlagen.htm>
- [64] D. SHULZ, R. HANISTCH, T. KOMPA, A. SAMOUR “Comparative Power Quality Investigations of Variable Speed Wind Energy Converters with Doubly Fed Induction and Synchronous Generator” *PCIM 2002 Conference*.
- [65] Henk Polinder, Frank F. A. van der Pijl, Gert-Jan de Vilder, Peter J. Tavner “Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines”
- [66] Jamal A. Baroudi, Venkata Dinavahi, Andrew M. Knight “A review of power converter topologies for wind generators” *Renewable Energy* 32 (2007) 2369–2385.
- [67] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes “Wind energy generation: Modelling and control” John Wiley & Sons, Ltd, UK, 2009.
- [68] F. M. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins, G. Strbac, “Control of DFIG-based wind generation for power network support” *IEEE Transaction on Power Electronics*, vol.20. PP

- 1958-1966. November 2005.
- [69] B. Nait-Kaci, M. L. Doumbia, K. Agbossou, A. Yousif, "Active and reactive power control of a doubly fed induction generator for wind applications" Proceedings of the IEEE EUROCON (EUROCON'09), pp. 2034–2039, St.-Petersburg, 2009.
- [70] E. De Vries, "Wind turbines technology trends", Vol. 6, No. 4, James & James (Science Publishers), Renewable Energy World, July-August 2003.
- [71] Freddy Mudry « Ajustage des Paramètres d'un Régulateur PID » Note d'application. Ecole d'ingénieurs de Conton de Vaud.
- [72] J.G. Ziegler, N.B. Nichols "Optimum settings for automatic controllers" Trans. ASME, 64, pp. 759-768. (1942).
- [73] K.J. Åström, T. Hägglund "PID Controllers : Theory, Design and Tuning" Instrument Society of America, 2nd edition, ISBN 1-55617-516-7. (1995).
- [74] Bélanger, Melanie «Commande de l'orientation d'un satellite basée sur la logique floue» M.Sc.A., Université de Sherbrooke (Canada). 2005.
- [75] Renny M. Roy¹, Indu M. G « FPGA Based Motor Control System Using PID Controller and Sigma-Delta ADC » International Journal of Science and Research (IJSR) ISSN (Online): 2319-7064 Index Copernicus Value (2013): 6.14 | Impact Factor (2013): 4.438
- [76] Kristiansson, B., et B. Lennartson « Evaluation and simple tuning of PID controllers with high-frequency robustness». Journal of Process Control, vol. 16, n° 2, p. 91-102. 2006.
- [77] F. Chevré, F. Guély « La logique floue » Cahier technique n° 191. CT 191 édition mars 1998 une stratégie de régulation.
- [78] J. M. Flaus, « La régulation industrielle, régulateur PID, prédictif et flou », Hermès, 1994.
- [79] A. Kandel, Y. Luo and Y.-Q. Zhang. «Stability Analysis of Fuzzy Control Systems». Fuzzy Sets and Systems, Vol. 105, 1999, pp 33-48.
- [80] N. Muskinja B.Tovornik and D. Donlagic «How to Design a Discrete Supervisory Controller for Real-Time Fuzzy Control Systems» IEEE Transactions on Fuzzy Systems, Vol.5 , n°2, May 1997, pp 161-166.
- [81] Kouider Laroussi «Développement d'un superviseur flou appliqué à la commande d'un moteur à induction» Thèse de Doctorat. Université M'hamed Bougara-Boumerdes. 2013/2014.
- [82] AZEDDINE CHAIBA «Commande de la machine asynchrone à double alimentation par des technique de l'intelligence artificielle» Thèse de Doctorat. Université de Batna. 2010.
- [83] Dobritoiu, Manue la Carmen «Stabilisateur de réseaux électriques à base de logique floue» M.Sc.A., École Polytechnique, Montréal (Canada). 2003.
- [84] [84]Yen, John, Reza Langari, Lotfi Asker Zadehet IEEE Neural Networks Council. "Industrial applications of fuzzy logic and intelligent Systems". New York.1995.
- [85] Takagi. T, T. Yamaguchi et M. Sugeno «Conceptual fuzzy sets» In Fuzzy Engineering To

- ward Human Friendly Systems, 13-15 Nov.1991 (Yokohama, Japan). p.261-72. IOS Press. 1992.
- [86] N. Hamrouni, M. Jraidi, "Measurements and Simulation of PV Pumping Systems Parameters using MPPT and PWM Control Strategies" IEEE MELECON 2006, May 16-19, Benalmádena (Málaga), Spain 2006
- [87] R.K. Gupta, Bhanu Pant, P.P. Sinha, Rama Mehta, Vijaya Agarwala "Study on Ductility of Ti Aluminides Using Mamdani Fuzzy Inference System" Proceedings of the International Conference on SocProS 2011, AISC 130, pp. 11–22.
- [88] M. TA CAO «Commande numérique de machine asynchrone par logique floue » Université Laval, Ph.D, 1997.
- [89] Laroussi Kouider « Développement d'un superviseur flou appliqué à la commande d'un moteur à induction » Thèse de Doctorat de l'Université de Boumerdès. 2014.
- [90] LI, Y, HEONG ANG, K. CHONG, G." Software and Hardware for PID control: An overview and analysis of the current art", IEEE Control Systems Magazine, p. 42-54. (February 2006).
- [91] K Laroussi, M. Zelmat " Commande par logique floue d'un moteur à induction" SNCS. Octobre. Djelfa.
- [92] Kouider Laroussi1, Mimoune Zelmat " Optimisation floue des paramètres du régulateurs PI appliquée à un moteur à induction" 3rd International Conference: 6ciences of (ectronic, thechnologies of information and telecommunications March 27-31, 2005 – Tunisia.
- [93] KRISTIANSSON, B. LENNARTSON, B "Robust Tuning of PI and PID Controllers" IEEE Control System Magazine, Issue 1, p. 55-69. February 2006.
- [94] KOUZI Katia «Contribution des techniques de la logique floue pour la commande d'une machine à induction sans transducteur rotatif» Thèse de Doctorat de l'Université de Batna. 2008.
- [95] M.CHEBRE, MOKHTAR. Z, Y. BENDAHA "Adaptation des Paramètres d'un Contrôleur PI par un FLC Appliqué à un Moteur Asynchrone" 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP 2007 03-04. November 2007.
- [96] S. Muller, M. Deicke, R. W. De Doncker "Doubly fed induction generator systems for wind turbines", IEEE Industry Applications Magazine, pp. 26-33, May-June 2002.
- [97] M. C. Benhabib "Contribution à l'étude des différentes topologies et commandes des filtres actifs parallèles à structure tension: modélisation, simulation et validation expérimentale de la commande", Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-Université, France, 2004.
- [98] M. Machmoum, F. Poitiers, C. Darengosse, A. Queric "Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation power System Technology", Proceedings International Power Conference 2002. Vol. 4, pp. 2431 -2436, 13-17. Oct. 2002.

- [99] E. Muljadi, C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 37, pp. 240-246, Jan./Feb. 2001.
- [100] T. Kruger, B. Andersen, "Vestas Optispeed - Advanced Control Strategy for Variable Speed Wind Turbines", *European Wind Energy Conference Proceedings*, Copenhagen, 2001.
- [101] J.L. Rodriguez-Amenedo, S. C. Arnalte, J. Burgos, "Design Criteria of Variable Speed Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator", *European Wind Energy Conference Proceedings*, Copenhagen, 2001.
- [101] S. EL AIMANI « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension » Thèse de Doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, Soutenue le 06 Décembre 2004.
- [102] Samira Chekkal, Narimen Aouzellag Lahaçani, Djamel Aouzellag, Kaci Ghedamsi, "Fuzzy logic control strategy of wind generator based on the dual-stator induction generator". *Electrical Power and Energy Systems* 59 (2014) 166–175.
- [103] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, "Design of a maximum power track-ing system for wind-energy-conversion applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 2, pp. 486–494, Apr. 2006.
- [104] S. Morimoto, H. Nakayama, M. Sanada, Y. Takeda. "Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using IPMSG". *IEEE Trans Ind Appl* 2005;41(1):60–7.
- [105] C. Maurizio, P. Marcello. "Growing neural gas (GNG)-based maximum power point tracking for high-performance wind generator with an induction machine". *IEEE Trans Ind Appl* 2011;47(2):861–72.
- [106] L. Qu, W. Qiao, "Constant Power Control of DFIG Wind Turbinesb With Supercapacitor Energy Storage". *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 1, pp. 359-367, Jan/Feb. 2011.
- [107] S. R. Kalantarian, H. Heydari, "An Analytical Method for Selecting Optimized Crowbar for DFIG with AHP Algorithm". *2nd Power Electron-ics, Drive Systems and Technologies Conferences*, pp. 1-4, Feb. 2011.
- [108] Ou T-C, Hong C-M. "Dynamic operation and control of microgrid hybrid power systems". *Energy* 2014;66:314e23.
- [109] Q. Wang, L. Chang, "An Intelligent Maximum Power Extraction Algorithm for Inverter-based Variable Speed Wind Turbine System", *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1242-1249, Sep. 2004.
- [110] RM. Hilloowala, AM. Sharaf. "A rule-based fuzzy logic controller for a PWM inverter in a stand alone wind energy conversion scheme". *IEEE Trans Ind Appl* 65–57:(1)32;1996.
- [111] MG. Simoes, BK. Bose, RJ. Spiegel. "Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system". *IEEE Trans Power Electron* 1997;12(1):87–

- 95.
- [112] V. Galdi, A. Piccolo, P. Siano. “Designing an adaptive fuzzy controller for maximum wind energy extraction”. *IEEE Trans Energy Convers.*69–559:(2)23;008 2.
- [113] V. Galdi, A. Piccolo, P. Siano. “Exploiting maximum energy from variable speed wind power generation systems by using an adaptive Takagi–Sugeno–Kang fuzzy model”. *Energy Convers Manage* 2009;50(2):413–21.
- [114] S. Abdeddaim, A. Betka. “Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine”. *Int J Electr Power Energy Syst* 2013;49:234 e 42.
- [115] Joanne Hui, Alireza Bakhshai, Praveen K. Jain, "An Adaptive Approximation Method for Maximum Power Point Tracking (MPPT) in Wind Energy Systems". 978-1-4577-0541-0/11.2011. IEEE.
- [116] A. G. Abo-Khalil, D. C. Lee, and J. K. Seok, “Variable Speed Wind Power Generation System Based on Fuzzy Logic Control for Maximum Output Power Tracking,” in the Proceedings of the IEEE PowerElectronics Specialists Conference 2004, pp. 2039-2043.
- [117] Ro K, Choi H. “Application of neural network controller for maximum power extraction of a grid-connected wind turbine system”. *Electr Eng.* 53–45:(1)88;2005
- [118] Li H, Shi KL, McLaren PG. Neural-network-based sensorless maximum wind energy capture with compensated power coefficient. *IEEE Trans Ind Appl* .56–1548:(6)41;2005.
- [119] A. Meharrar, M. Tioursi, M. Hatti, AB. Stambouli. “A variable speed wind generator maximum power tracking based on adaptive neurons-fuzzy inference system”. *Expert Syst Appl* 2011;38(6):7659–64.
- [120] Ming Cheng , Ying Zhu “ The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review”. *Energy Conversion and Management* 88 (2014) 332–347
- [121] Xiao Yunqi , "A Novel Optimum Power Fuzzy Control Strategy for Doubly-fed Wind Turbine". 2010 8th IEEE International Conference on Control and Automation. Xiamen, China, June 9-11, 2010.

Annexe

A- CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES D'ÉOLIENNE

La densité d'aire (ρ)	1.225 [kg.m-2]
Coefficient de puissance maximale (C_{p-max})	0.4412
Vitesse spécifique optimale (λ_{opt})	7.05

Rotor

Diamètre :	70 m
Nombre de pales :	3

Multiplieur

Gain du multiplieur de vitesse (K)	90
--	----

Système électrique

Filtre

Résistance d'un filtre (R_f) :	0,075 Ω
Inductance d'un filtre (L_f):	0,075 mH

Les convertisseurs

Type de convertisseur :	IGBT à modulation de fréquence
Fréquence de commutation (f)	5 kHz
Condensateur de bus continu (c) :	5000 μ F

Paramètres de la MADA

Type de génératrice :	génératrice asynchrone à double alimentation
Puissance nominale :	1500 kW
Vitesse de rotation :	900 à 2000 tr/min
Vitesse de rotation nominale:	1800 tr/min
Tension d'alimentation:	398 / 690 V
Fréquence :	50 Hz
Résistance statorique (R_s) :	0,012 Ω
Résistance rotorique (R_r) :	0,021 Ω
Inductance statorique (L_s):	0.0137 H
Inductance rotorique (L_r):	0.0135 H
Inductance Mutuelle (M):	0.0135 H
Nombre de paires de pôles (p):	2
Inertie totale (J_i):	1000 kg.m ²
Coefficient de frottement (f):	3.10 ⁻³ Nm/rad/s

B- MÉTHODE DE ZIEGLER-NICHOLS

La méthode de *Ziegler-Nichols* est une méthode heuristique de réglage d'un régulateur PID. Elle a été développée par *John G. Ziegler* et *Nathaniel B. Nichols*. Cette méthode est basée sur la connaissance du point critique du processus, on boucle le processus sur un simple régulateur proportionnel dont on augmente le gain jusqu'à amener le système à osciller de manière permanente; on se trouve ainsi à la limite de stabilité. Après avoir relevé le gain critique K_{cr} du régulateur et la période d'oscillation T_{cr} de la réponse, on peut calculer les paramètres du régulateur choisi à l'aide du tableau suivant.

K_p	T_i
$0.4 k_{cr}$	$0.8 T_{cr}$

C- LES GAINS DE RÉGULATEURS PI POUR DIFFÉRENTS RÉGIMES DE FONCTIONNEMENT:

* Pour la commande des puissances active et réactive:

PI conventionnel	k_p		k_i	
	Puissance active	Puissance réactive	Puissance active	Puissance réactive
Vitesse fixe	50	70	11	100
Vitesse variable	150	200	100	5

PI adaptatif	k_{p0}		k_{i0}	
	Puissance active	Puissance réactive	Puissance active	Puissance réactive
Vitesse fixe	50	70	11	100
Vitesse variable	400	1	200	89

* Pour réglage de la vitesse de rotation:

$$k_p=150000, \quad k_i= 6500000$$