

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

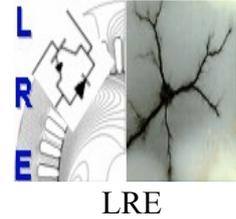
**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**



**ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE
POLYTECHNIQUE D'ALGER**

Département de Génie Électrique

Laboratoire de Recherche en Électrotechnique



MÉMOIRE DE MAGISTER EN ÉLECTROTECHNIQUE

Option : Machines électriques

Présenté par :

METATLA Samir

Ingénieur en Électrotechnique ENP

Thème

**OPTIMISATION ET RÉGULATION DES
PUISSANCES D'UNE ÉOLIENNE À BASE D'UNE
MADA**

Soutenu publiquement le 30 juin 2009 devant le jury :

Bouchrit Md seghir	Professeur	ENSP	Président
Mekhtoub Saïd	Maitre de conférences	ENSP	Rapporteur
Touhami Omar	Professeur	ENSP	Examineur
Hasni Mourad	Maitre de conférences	USTHB	Examineur
Tahmi Redouane	Maitre de conférences	ENSP	Examineur

ملخص

هذه المذكرة تعرض دراسة لنظام توليد طاقة الرياح باستخدام مولد حيثي مزدوج التغذية مقتاد بواسطة عنفه ذات زاوية الشفرة متغيرة. المحور الأول يعرض دراسة وصفية لكافة مكونات أنظمة توليد طاقة الرياح الأكثر استعمالا وطرق التحكم فيها.

تمثيل الطاقة المحولة بواسطة أل عنفه الذي لا غنى عنه من اجل متابعة نقطة العمل المثالية في أنظمة توليد طاقة الرياح؛ مشروح بالتفصيل في المحور الثاني ومحقق بنتائج المحاكاة في مختلف مناطق عمل نظام التوليد الهوائي. المحور الثالث و الرابع مخصصان لمحاكاة المولد الحيثي والتحكم به باستعمال ثلاثة تقنيات مختلفة. مقارنة نتائج المحاكاة ستمكننا من اختيار التقنية الأكثر كفاءة من اجل استخدامه في المحور الأخير المخصص لدراسة كفاءة نظام توليد طاقة الرياح بكل أجزائه.

كلمات مفتاحيه : نظام هوائي – محاكاة – عنفه-تمثيل – مولد حيثي مزدوج التغذية – التحكم – الاستطاعة.

Résumé

Le présent mémoire présente une étude d'un système éolien à base d'une machine asynchrone à double alimentation entraînée par une turbine à calage variable des pales. Le premier chapitre donne une étude descriptive de l'ensemble des composants des éoliennes les plus utilisées et les stratégies de commande de chaque composant.

L'optimisation de la puissance extraite par la turbine, qui est indispensable pour les turbines éoliennes pour la poursuite du point de fonctionnement optimal, est détaillée dans le deuxième chapitre et elle est validée par des résultats de simulation pour les trois zones de fonctionnement de l'éolienne.

Le troisième et le quatrième chapitre sont dédiés à la modélisation et la commande en puissance active et réactive de la MADA en utilisant trois stratégies différentes. Une comparaison des résultats de simulation nous permettra de choisir la technique la plus performante qui sera utilisée dans le dernier chapitre pour l'analyse des performances de la chaîne Turbine-MADA-convertisseur.

Mots clés : Eolienne – modélisation – turbine – optimisation – MADA – contrôle-puissance.

Abstract

The present thesis presents a study of a wind system with a doubly fed induction generator driven by a variable pitch wind turbine. The first chapter gives a descriptive study of the whole components of the most used wind systems and the control strategies of each component.

The optimization of the power extracted by the turbine which is essential for wind turbine to pursue the optimal power point is detailed in the second chapter and it is validated by the simulation results for the three operation zones of the wind turbine.

The third and the fourth chapter are dedicated to the modeling and the control of the active and reactive powers of the DFIG using three different strategies. A comparison of the simulation results will enable us to choose the most powerful technique which will be used in the last chapter for the analysis of the performances of the whole wind system.

Key words: wind system – modelling – turbine – optimisation – DFIG – control–Power.

Remerciements

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués au sein du Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) de l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique d'Alger (ENSP), Sous la direction de Monsieur Saïd Mekhtoub, Maître de conférences à l'ENSP, à qui je présente l'expression de ma profonde gratitude pour tous les conseils et les encouragements qu'il m'a prodigués pendant toute la durée de ce travail.

Je remercie vivement Monsieur Rachid Ibtouen, Professeur à l'ENSP et directeur du LRE, de m'avoir accueilli dans son laboratoire et pour l'ambiance qui régnait à chaque fois qu'il nous rendrait visite.

Je tiens à remercier également Monsieur Md seghir Bouchrit, Professeur à l'ENSP, d'avoir accepté de présider mon Jury de mémoire. Je suis très reconnaissant pour le grand honneur qu'il m'a accordé en acceptant cette tâche.

J'adresse mes sincères remerciements à Messieurs

- Omar Touhami, Professeur à l'ENSP.
- Mourad Hasni, Maître de conférences à l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB).
- Redouane Tahmi, Maître de conférences à l'ENSP.

Pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Je tiens aussi à remercier Monsieur James Roudet, Professeur et directeur du laboratoire G2LAB, de m'avoir accueilli au sein de sa structure et Messieurs Seddik Bacha, Professeur au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG), Daniel Roye, Professeur au LEG, de m'avoir accepté au sein de leur équipe Systèmes et Réseaux Electriques (SYREL) pendant mon stage.

Mes vifs remerciements vont également à toute l'équipe des enseignants, chercheurs et post gradués du LRE pour l'ambiance de sérieux et de détente mêlés qui règnent pour apporter une richesse incomparable.

Ces dernières lignes sont pour ceux qui je ne les remercie jamais assez, mes chers parents ainsi que mes frères et sœurs, particulièrement Moussa (Mechati) et Kamel (Hassen) pour leurs soutiens et encouragements financiers et moraux non seulement pendant le présent travail, mais aussi pendant tout mon cursus universitaires.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de ce modeste travail.

*A mes chers parents,
A toute ma famille,
A tous mes amis ...*

Sommaire

LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX.....	vi
LISTE DES SYMBOLES.....	vii
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : L'ENERGIE EOLIENNE : PRINCIPE, STRUCTURES ET IMPACTS	4
I.1. INTRODUCTION.....	4
I.2. CONSTITUTION D'UNE EOLIENNE	5
I.2.1. Principe.....	5
I.2.2. Types des turbines éoliennes	5
<i>I.2.2.1. Eolienne à axe vertical.....</i>	<i>5</i>
<i>I.2.2.2. Eoliennes à axe horizontal.....</i>	<i>6</i>
I.2.3. Constitution d'une éolienne moderne	6
I.3. FONCTIONNEMENT D'UNE EOLIENNE.....	7
I.3.1. Efforts sur une pale.....	8
I.3.2. Contrôle de la puissance	9
I.4. METHODES DE CONTROLE DE L'AEROTURBINE.....	10
I.4.1. Contrôle par décrochage aérodynamique passif.....	11
I.4.2. Contrôle par décrochage aérodynamique actif	12
I.4.3. Contrôle par angle de calage variable des pales	12
I.5. METHODES DE CONTROLE DU GENERATEUR ELECTRIQUE	13
I.5.1. Système à vitesse fixe.....	13
I.5.2. Systèmes à vitesse variable.....	14
<i>I.5.2.1. Vitesse variable par dissipation de la puissance rotorique</i>	<i>15</i>
<i>I.5.2.2. Vitesse variable par double alimentation stator-rotor.....</i>	<i>15</i>
<i>I.5.2.3. Vitesse variable par pilotage du stator.....</i>	<i>16</i>
I.6. IMPACTS DE L'ENERGIE EOLIENNE.....	17
I.6.1. Couplage au réseau.....	18
I.6.2. Fluctuations de puissance	18
I.6.3. Comportement sur creux de tension	19
I.7. CONCLUSION	20
II. CHAPITRE II : MODELISATION ET STRATEGIES DE COMMANDE DES TURBINES A VITESSE VARIABLE	22
II.1. INTRODUCTION.....	22
II.2. MODELISATION DE LA TURBINE.....	23
II.2.1. Source primaire : le vent	23

II.2.1.1. Expression du vent en un point fixe	23
II.2.1.2. Le filtre spatial	25
II.2.2. La conversion aérodynamique	25
II.2.3. Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$	26
II.2.4. L'équation dynamique de la turbine	27
II.2.5. Modèle de l'actionneur des pales	30
II.3. STRATEGIE DE COMMENDE DE LA TURBINE	31
II.3.1. Objectifs de la commande	31
II.3.2. Caractéristique de puissance	31
II.3.3. Commande dans la zone I (optimisation de la puissance)	33
II.3.3.1. Principe de la MPPT	33
II.3.3.2. Commande indirecte de vitesse (Zone I)	34
II.3.3.3. Commande directe de vitesse (Zone I)	36
II.3.4. Commande dans la zone II (limitation de la vitesse)	38
II.3.4.1. Commande indirecte de vitesse (Zone II)	38
II.3.4.2. Commande directe de vitesse (Zone II)	39
II.3.5. Commande dans la zone III (limitation de la puissance)	40
II.4. RESULTATS DE SIMULATION	40
II.4.1. Résultats dans la zone I (optimisation de la puissance)	40
II.4.2. Résultats dans la zone II (Limitation de la vitesse de rotation)	43
II.4.3. Résultats dans la zone III (Limitation de la puissance)	44
II.4.4. Interprétations des résultats et comparaison des deux structures	45
II.5. CONCLUSION	46
III. CHAPITRE III : MODELISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE A DOUBLE	
ALIMENTATION	48
III.1. INTRODUCTION	48
III.2. DESCRIPTION ET MODES DE FONCTION DE LA MADA	49
III.2.1. Description de la MADA	49
III.2.2. Modes de fonctionnement de la MADA	50
III.3. MODELISATION DE LA MADA EN GRANDEURS DE PHASES	51
III.3.1. Hypothèses simplificatrices	51
III.3.2. Equations des tensions	52
III.3.3. Equations des flux	52
III.3.4. Equation mécanique	53
III.4. MODELISATION DE LA MADA DANS UN REPERE ORTHOGONAL	54
III.4.1. La transformation de Park	54
III.4.1.1. Transformation des variables statoriques	55

III.4.1.2. Transformation des variables rotoriques	55
III.4.2. Equation de la MADA dans le repère arbitraire	56
III.4.2.1. Equations des tensions :	57
III.4.2.2. Equations des flux :	58
III.4.2.3. Equation du couple électromagnétique	59
III.4.3. Le choix du référentiel	60
III.4.3.1. Référentiel lié au stator	60
III.4.3.2. Référentiel lié au rotor	60
III.4.3.3. Référentiel lié au champ tournant	60
III.5. VALIDATION DU MODELE	61
III.6. CONCLUSION	63
IV. CHAPITRE IV : CONTROLE INDEPENDANT DES PUISSANCES ACTIVE ET REACTIVE DE LA MADA	65
IV.1. INTRODUCTION	65
IV.2. PRINCIPE DE LA COMMANDE VECTORIELLE	66
IV.3. MODELE DE LA MADA A FLUX STATORIQUE ORIENTE	66
IV.3.1. Expressions des puissances active et réactive statoriques	68
IV.3.2. Expressions des tensions rotoriques	69
IV.4. CONTROLE INDEPENDANT DES PUISSANCES ACTIVE ET REACTIVE	70
IV.4.1. Commande directe	70
IV.4.2. Commande indirecte	71
IV.4.2.1. Commande en boucle ouvert	71
IV.4.2.2. Commande en boucle fermé	72
IV.4.3. Etablissement des angles des transformations	73
IV.5. MODELE DE L'ONDULEUR DE TENSION A DEUX NIVEAUX	74
IV.5.1. Principe de la MLI	76
IV.6. ANALYSE DES PERFORMANCES	77
IV.6.1. Suivi de consigne	77
IV.6.2. Robustesse	79
IV.7. CONCLUSION	82
V. CHAPITRE V : ASSERVISSEMENT D'UNE EOLIENNE A BASE D'UNE MADA	84
V.1. INTRODUCTION	84
V.2. DESCRIPTION DU MONTAGE	85
V.3. MODELISATION DE LA LIAISON DU ROTOR AU RESEAU	85
V.3.1. Modélisation du bus continu	85
V.3.2. Modélisation du convertisseur coté réseau	86
V.3.3. Modélisation du filtre passif	86

Sommaire

V.4. CONTROLE DU CONVERTISSEUR COTE RESEAU	87
V.4.1. Régulation de la tension du bus continu.....	88
V.4.2. Contrôle des courants cote réseau	89
V.5. PERFORMANCE DE LA CHAINE EOLIENNE.....	90
V.6. INTEGRATION DES EOLIENNES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES.....	92
V.6.1. Régulation de la tension	93
V.6.2. Régulation de la fréquence.....	94
V.6.3. Analyse de l'efficacité du réglage.....	96
V.7. CONCLUSION.....	98
CONCLUSION GENERALE	99
BIBLIOGRAPHIE.....	102
ANNEXES.....	106

LISTE DES FIGURES

Figure 0.1 Leaders mondiale de la production d'énergie éolienne. 1

Figure I.1 Différentes parties de l'éolienne-NORDEX N60-1.3MW. 7

Figure I.2 Efforts sur un élément d'une pale. 8

Figure I.3 Structure générale de contrôle d'un système éolien. 10

Figure I.4 Différentes techniques de contrôle des aéroturbines. 11

Figure I.5 Évolution de CL et de CD en fonction de α 11

Figure I.6 Principe du décrochage aérodynamique actif. 12

Figure I.7 Contrôle par calage variable des pales. 13

Figure I.8 Système à vitesse fixe. 14

Figure I.9 Système à vitesse variable par dissipation de la puissance rotorique. 15

Figure I.10 Système à vitesse variable par double alimentation. 16

Figure I.11 Variation de la vitesse de 0 à 100% de la vitesse nominale. 17

Figure I.12 Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau. 18

Figure I.13 Gabarries de tenue en creux de tensions des parcs éoliens. 19

Figure II.1 Construction de la vitesse de vent en un point. 24

Figure II.2 Profil du vent avant et après le filtrage ($Kv = 5, Lv = 125, K\sigma = 0.13$). 25

Figure II.3 Coefficient de puissance Cp en fonction de λ pour différents β 27

Figure II.4 Configuration d'une éolienne. 28

Figure II.5 Modèle de la turbine. 28

Figure II.6 Modèle simplifié de la turbine. 29

Figure II.7 Schéma bloc du modèle de la turbine. 30

Figure II.8 Orientation des pales. 30

Figure II.9 Boucle de régulation de l'angle de calage des pales. 31

Figure II.10 Caractéristique idéale d'une éolienne à vitesse variable. 32

Figure II.11 Principe de la MPPT dans le plan (Ω, P) 34

Figure II.12 Caractéristique couple-vitesse pour différentes vitesse de vent. 34

Figure II.13 Commande indirect de vitesse (Zone I). 36

Figure II.14 Schéma bloc de la commande direct de vitesse. 37

Figure II.15 Commande direct de la vitesse (zone I). 38

Figure II.16 Commande indirect de la vitesse (zone II). 39

Figure II.17 Commande direct de la vitesse (zone II). 39

Figure II.18 Schémas bloc de la commande de l'angle de calage des pales. 40

Figure II.19 Le profile du vent considéré (Zone I). 41

Figure II.20 La vitesse de rotation de la turbine (Zone I). 41

Figure II.21 La vitesse spécifique.	42
Figure II.22 Le coefficient de puissance (Zone I).	42
Figure II.23 L'évolution du point de fonctionnement.	42
Figure II.24 Le profile du vent (Zone II).	43
Figure II.25 La vitesse de rotation de la turbine (Zone II).	43
Figure II.26 Le coefficient de puissance (Zone II).	43
Figure II.27 La puissance mécanique (Zone II).	44
Figure II.28 Le profile du vent (Zone III).	44
Figure II.29 Vitesse de rotation (Zone III).	44
Figure II.30 Puissance mécanique (Zone III).	45
Figure II.31 Angle de calage des pales	45
Figure III.1 Structure d'une machine asynchrone à double alimentation.	49
Figure III.2 Cascade d'une machine asynchrone à double alimentation.	49
Figure III.3 Quadrants de fonctionnement de la MADA.	50
Figure III.4 Représentation schématique de la machine asynchrone.	52
Figure III.5 Transformation des variables statoriques.	55
Figure III.6 Transformation des variables rotoriques.	56
Figure III.7 La MADA dans le référentiel arbitraire.	57
Figure III.8 Schéma bloc du modèle de la MADA.	61
Figure III.9 Les tensions d'alimentations au stator et au rotor.	62
Figure III.10 Les courants statoriques et rotoriques.	62
Figure III.11 Les flux direct et quadrature.	62
Figure IV.1 Moedel de la MADA pour le contrôle des puissances.	70
Figure IV.2 Schéma bloc de la commande directe.	71
Figure IV.3 Schéma bloc de la commande indirecte en boucle ouvert.	72
Figure IV.4 Schéma bloc de la commande indirecte en boucle fermé.	73
Figure IV.5 Calcul des angles de transformations.	74
Figure IV.6 Onduleur de tension à deux niveaux.	74
Figure IV.7 Principe de la MLI triangulosinusoidale.	76
Figure IV.8 Tension statorique avec zoom et tension rotorique.	77
Figure IV.9 Courant statorique avec zoom et courant rotorique.	78
Figure IV.10 Suivi des consignes des Puissances active et réactive statoriques.	79
Figure IV.11 Effet de variation des résistances (Variation de R_s et R_r de 30%).	80
Figure IV.12 Effet de variation des inductances (Variation de L_s , L_r et M de 30%).	80
Figure V.1 Synoptique d'une éolienne à base d'une MADA.	85

Sommaire

Figure V.2 Liaison du rotor au réseau via le convertisseur MLI2.....	87
Figure V.3 Schéma bloc de régulation du bus continu.....	88
Figure V.4 Contrôle des courant coté réseau.	Erreur ! Signet non défini.
Figure V.5 Profil du vent et vitesse de rotation.....	91
Figure V.6 Coefficient de puissance et angle de calage de pales.....	91
Figure V.7 Courant statorique avec un zoom.....	91
Figure V.8 Courant rotorique avec un zoom.....	92
Figure V.9 Puissances active et réactive statoriques.....	92
Figure V.10 Schéma équivalent d'une éolienne connectée au réseau.....	93
Figure V.11 Schéma bloc de régulation de la tension.....	94
Figure V.12 Droite de statisme du réseau.....	95
Figure V.13 Implantation du contrôle de fréquence.....	95
Figure V.14 Variation de la charge.....	96
Figure V.15 Puissance active statorique.....	96
Figure V.16 Puissance réactive statorique.....	96
Figure V.17 Angle de calage des pales.....	96
Figure V.18 Tension au point du raccordement.....	97
Figure V.19 Fréquence du réseau.....	97

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II-1 Coefficients définissant l'évolution de C_p	27
Tableau II-2 Logique de la MPPT.....	33

LISTE DES SYMBOLES

θ : L'abscisse angulaire entre la phase statorique (A) et la phase rotorique (a).

γ : Le facteur d'affaiblissement sur le rotor de la turbine.

s : L'opérateur de LAPLACE.

p : Le nombre de paires de pôles.

g : La vitesse de glissement.

f : Le coefficient des frottements visqueux totaux de l'éolienne.

V : La vitesse moyenne du vent.

$P(\theta)$: La matrice de la transformation de PARK.

P : La puissance de l'éolienne.

J : L'inertie totale de l'éolienne.

$G(s)$: La fonction de transfert du filtre spatial.

G : Le rapport du multiplicateur de vitesse.

ρ : La densité de l'air.

λ : La vitesse spécifique de la turbine.

β : L'angle de calage des pales.

ω_s : La pulsation statorique.

ω_r : La pulsation rotorique.

ω : La pulsation mécanique.

φ_s, φ_r : Les flux statorique et rotorique respectivement.

$\varphi_{ds}, \varphi_{qs}$: Les flux statoriques direct et en quadrature.

$\varphi_{dr}, \varphi_{qr}$: Les flux rotoriques direct et en quadrature.

λ_{opt} : La vitesse spécifique optimale de la turbine.

θ_s : L'abscisse angulaire du référentiel de Park par rapport à l'axe de la phase statorique (A).

θ_r : L'abscisse angulaire du référentiel de Park par rapport à la phase rotorique (a).

$\Omega_{T_{opt}}, \Omega_{g_{opt}}$: La vitesse optimale de la turbine et du générateur respectivement.

Ω_T, Ω_g : La vitesse de la turbine et la vitesse du générateur.

Γ_r : Le couple résistant.

$\Gamma_{T_{opt}}, \Gamma_{g_{opt}}$: Le couple optimal de la turbine respectivement du générateur.

Γ_T, Γ_g : Le couple éolien et le couple électromagnétique.

f_T, f_g : Le coefficient des frottements visqueux de la turbine et celui du générateur.

f_D, f_L : La portance et la traînée respectivement.

V_s, V_r : La tension simple statorique et rotorique respectivement.

V_{ds}, V_{qs} : La tension statorique directe et en quadrature.

V_{dr}, V_{qr} : La tension rotorique directe et en quadrature.

U_a, U_b, U_c : La tension composée des phases a, b et c respectivement.

T_v : La constante de temps du filtre de Von Karman.

R_s, R_r : La résistance par phase statorique et rotorique respectivement.

R_T : Le rayon des pales de la turbine.

P_s, Q_s : Les puissances active et réactive statoriques.

P_r, Q_r : Les puissances active et réactive rotoriques.

P_T : La puissance convertie par la turbine.

M_{sr}, M_{rs} : Inductances mutuelles stator-rotor.

M_s, M_r : La mutuelle Inductance entre les enroulements statoriques, respectivement rotoriques.

L_v : L'échelle de longueur de la turbulence.

L_s, L_r : L'inductance propre statorique et rotorique respectivement.

K_σ : Le coefficient de l'intensité de la turbulence.

K_v : Le gain du filtre de Von Karman.

J_T, J_g : L'inertie de la turbine et celle du générateur.

Liste des symboles

I_s, I_r : Les courants de phase statorique et rotorique.

I_{ds}, I_{qs} : Le courant statorique directe et en quadrature dans le repère de PARK.

I_{dr}, I_{qr} : Les courant rotorique directe et en quadrature dans le repère de PARK.

$C_p(\lambda, \beta), C_q(\lambda, \beta)$: Le coefficient de puissance et le coefficient du couple respectivement.

$C_D(\alpha), C_L(\alpha)$: Coefficient de trainée et coefficient de portance respectivement.

σ_v : L'écart type de la turbulence.

$v_t(t)$: La composante représentant la turbulence du vent.

$\Phi_v(s)$: La fonction de transfert du filtre de Von Karman.

U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} : Les tensions composées de l'onduleur.

i_c : Le courant dans le condensateur du bus continu.

V_c : La tension du bus continu.

C : Le condensateur du bus continu.

i_{mac} : Le courant modulé par le convertisseur du coté de la machine.

i_{res} : Le courant modulé par le convertisseur du coté du réseau.

R_f : La résistance du filtre.

L_f : L'inductance du filtre.

$v_0(t)$: La vitesse du vent.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

*“Of all the forces of nature, I should think the wind contains the greatest amount of power”
... Abraham Lincoln*

Le problème de tous les jours et dans le monde entier est de répondre à la demande énergétique qui augmente de plus en plus. L'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays qui assurent un coût de production moins élevé a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures [1]. Sans oublier que cette ressource d'énergie n'est pas disponible pour tout le monde pour des raisons politiques ou financières, son installation coûte cher et elle peut être dangereuse au niveau écologique.

Face à ces problèmes, et pour minimiser l'émission du CO₂ par les centrales thermiques, plusieurs pays se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites "renouvelables". L'énergie éolienne fut la première des sources d'énergies exploitées par l'homme. Portant oubliée depuis longtemps, cette source d'énergie inépuisable a connu un développement important depuis le début des années 1990 partout dans le monde. C'est le cas de l'Allemagne, leader mondial avec une puissance éolienne installée de 22 GW, suivi des états unis d'Amérique (USA) avec 16 GW et l'Espagne avec 15 GW [2].

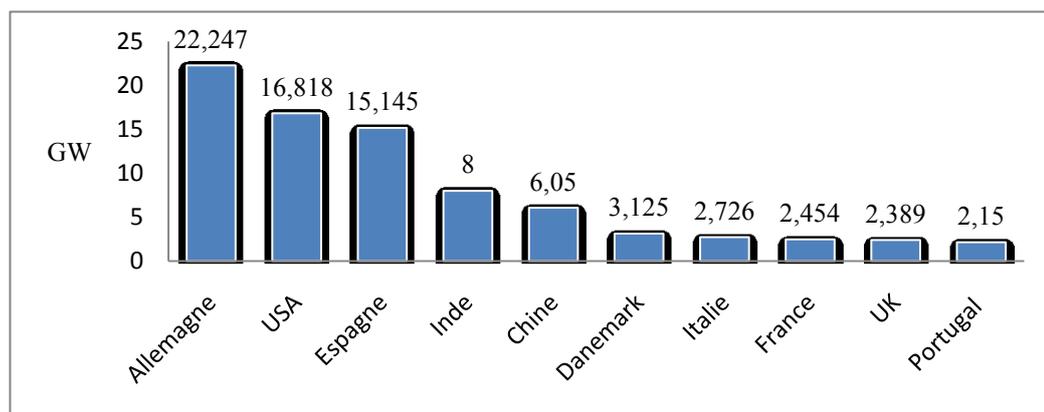


Figure 0.I.1 Leaders mondiale de la production d'énergie éolienne [2].

Cependant, la technologie des turbines éoliennes semble avoir atteint la limite en matière de taille des hélices. En effet, les plus grandes éoliennes actuellement sur le marché

ont une hélice de plus 120 m de diamètre et une tour qui dépasse les 100 m de haut, pour produire une puissance électrique de 6 MW environ [2], ce qui l'équivalent d'un immeuble d'environ 50 étages ! Cette contrainte mécanique a poussé les chercheurs à mener une nouvelle voie de recherche qui s'intéresse à l'optimisation et l'amélioration du rendement et des performances des systèmes éoliennes et à leur intégration dans les réseaux électriques.

Le présent mémoire est une tentative de faire partie du monde de recherche dans le domaine de l'énergie éolienne. Il débute par un premier chapitre qui donne une description des différentes structures des systèmes éoliens en citant les avantages et les inconvénients pour chaque structure pour en terminer par choisir la structure qui sera étudiées.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation et l'optimisation du fonctionnement de la partie mécanique de l'éolienne. Pour cela, deux structure de commande, simples à implémenter et donnent des performances satisfaisantes, seront abordées. Ensuite, une comparaison des résultats de simulation nous dévoilera la méthode la plus performante et qui sera utilisée dans le reste de ce document.

Dans le troisième chapitre, nous abordons la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation. Des hypothèses simplificatrices nous faciliteront sa mise en équation pour ensuite valider son modèle par la simulation sous l'environnement Simulink du le logiciel MATLAB. Une fois validé, le modèle de la MADA sera soumis aux lois de commande vectorielle en puissance active et réactive statoriques dans un quatrième chapitre. Le stator de la MADA sera alimenté par une source de tension triphasée parfaite et le rotor par un onduleur de tension à deux niveaux commandé par la stratégie de modulation de largeur d'impulsion triphasée sinusoïdale.

Le cinquième et le dernier chapitre, sera réservé à l'asservissement de la chaîne turbine-MADA-convertisseurs pour assurer un rendement optimal de l'ensemble tout en assurant sa protection contre les éventuelles surcharges. Afin d'améliorer les performances du système et pour répondre aux exigences de l'opérateur réseau, un système de régulation de la tension et de la fréquence sera ensuite intégré permettant ainsi à l'éolienne de participer aux services système.

Finalement, nous concluons ce travail par une conclusion générale sur tout le document en proposant quelques perspectives pour les futurs travaux de recherche.

CHAPITRE I :
L'ENERGIE EOLIENNE
Principe, Structures et Impacts.

I.1. INTRODUCTION

Après avoir pendant longtemps oubliée, l'énergie éolienne, portant exploitée depuis l'antiquité, connaît ces dernières décennies un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers et au réchauffement climatique dû à la pollution causée par les produit fossiles utilisés pour la production d'énergie.

En essayant de donner un aperçu sur cette énergie et ses différentes structures, nous allons, dans ce premier chapitre, présenter les différents types d'aéroturbines en décrivant leur principe de fonctionnement, pour en déduire les différentes méthodes de contrôles et de limitation de puissance utilisées. Ensuite, nous introduisons les différentes structures d'aérogénérateurs et nous donnons pour chacune des éléments de comparaisons en listant les principaux avantages et inconvénients. Les différents composants des systèmes éoliens, qui seront modélisés par la suite au chapitre II, sont ainsi tous introduits une première fois. Nous terminons ce chapitre par la description de quelque impact de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques.

I.2. CONSTITUTION D'UNE EOLIENNE

I.2.1. Principe

Un système éolien a pour rôle d'extraire une partie de l'énergie cinétique du vent et la convertir en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes [3,4] :

- Au niveau de la turbine, qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent pour la convertir en énergie mécanique. Cette dernière est transmise à la génératrice au moyen d'un arbre de transmission et un éventuel réducteur de vitesse.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

L'ensemble de la chaîne de conversion fait appel à des domaines très divers et pose des problèmes aérodynamiques, mécaniques, électriques ou d'automatique.

I.2.2. Types des turbines éoliennes

Il existe deux principaux types d'éoliennes qui se différencient essentiellement dans leur organe capteur d'énergie à savoir l'aéroturbine. En effet, selon la disposition de la turbine par rapport au sol on obtient une éolienne à axe vertical ou à axe horizontal.

I.2.2.1. Eolienne à axe vertical

Ils ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses variantes technologiques ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, le rotor de Savonius et le rotor de Darrieus. A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins répandue. Elles présentent des avantages et des inconvénients que nous pouvons citer comme suit [5,6].

➤ Avantages

- ✓ La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.
- ✓ Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quelque soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.
- ✓ Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

➤ Inconvénient

- ✓ Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.
- ✓ La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief.

- ✓ Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.

1.2.2.2. Eoliennes à axe horizontal

Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables, elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent [3,4].

➤ *Avantages*

- ✓ Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- ✓ Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.
- ✓ Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.

➤ *Inconvénient*

- ✓ Coût de construction très élevé.
- ✓ L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.

Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées. Elles sont de faible puissance destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple.

Dans le reste de notre étude nous nous intéressons à la structure la plus répandue et la plus efficace à savoir celle à axe horizontal et à trois pales à pas variable (variable pitch).

1.2.3. Constitution d'une éolienne moderne

La figure I.1 représente une Chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne moderne tripale à axe horizontal de type Nordex N60 (1.3MW) [7].

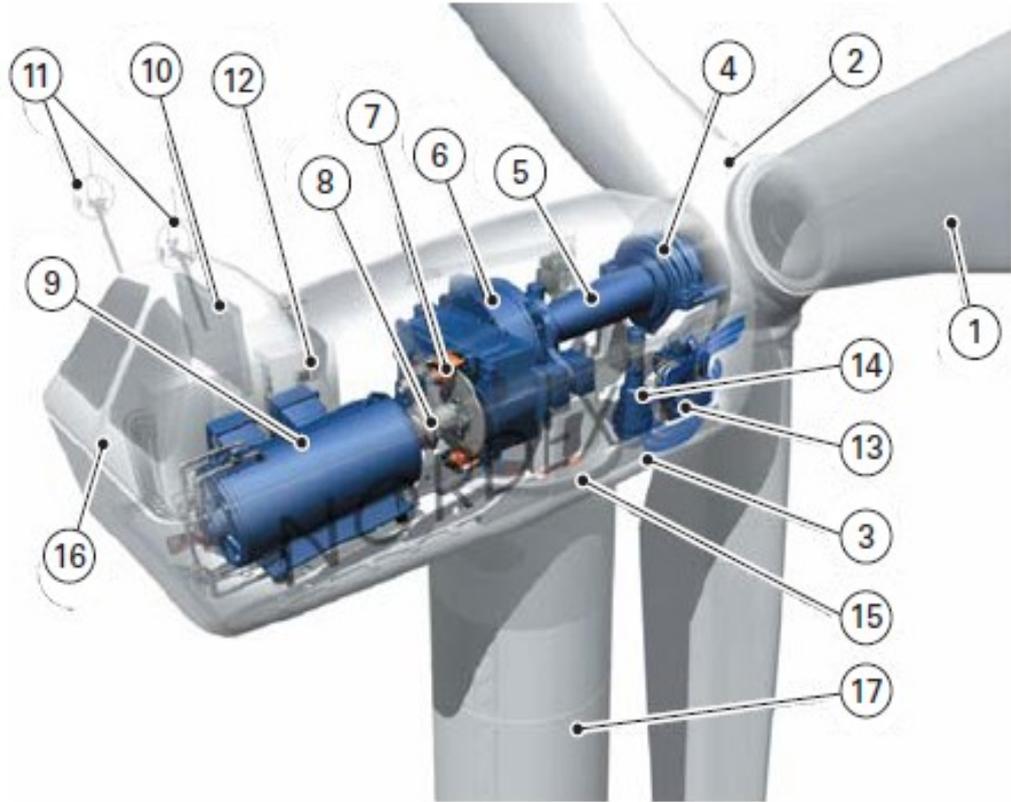


Figure I.1 Différentes parties de l'éolienne-NORDEX N60-1.3MW.

Elle est constituée d'une tour (17), supporte la nacelle (3) et le moyeu de la turbine (2) sur lequel sont fixées les pales (1). Il est important qu'il soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur et aussi du diamètre des pales.

La nacelle (3) partiellement accueille la génératrice (9) et son système de refroidissement (10), le multiplicateur de vitesse (6) et différents équipements électroniques de contrôle (12) qui permettent de commander les différents mécanismes d'orientation (13), (14), (15) ainsi que le fonctionnement global de l'éolienne. Le multiplicateur de vitesse comporte un arbre lent (12) muni d'un palier à billes, et un arbre à grande vitesse. Il est équipé d'un frein mécanique à disque (7) et un accouplement flexible (8) avec le générateur (9). Le tout est protégé par un capot en acier (16).

Un anémomètre et une girouette (11) situés sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne et la déclencher ou l'arrêter selon la vitesse du vent.

I.3. FONCTIONNEMENT D'UNE EOLIENNE

Les éoliennes sont conçues pour produire de l'électricité à un prix aussi bas que possible. Leurs conditions de fonctionnement dépendent essentiellement des conditions de vent sur

lesquelles aucune action n'est possible. Par conséquent, on ne peut agir qu'en limitant, de manière optimale dans certaines conditions, et toujours de manière stricte dans d'autres conditions, l'énergie effectivement convertie par la turbine puis par le générateur électrique, avant transfert vers le réseau.

I.3.1. Efforts sur une pale

La figure I.2 illustre une coupe transversale d'une pale, vue du bout de la pale, qui se déplace dans un vent incident de vitesse V . Du fait de la rotation, la pale est soumise en plus du vent incident de vitesse V , à un vent relatif U dirigé dans le sens contraire de rotation de la turbine. La vitesse de ce vent relatif est donnée par :

$$U = r \cdot \Omega_T \quad (I.1)$$

Où : r est la distance entre l'axe de rotation de la turbine et le tronçon de la pale en m .

Ω_T est la vitesse de rotation de la turbine en rd/s .

La composition de vitesses de ces deux vents, incident V et relatif U donne la vitesse du vent réel V_{rel} au quel est soumise la pale.

$$\vec{V}_{rel} = \vec{V} + \vec{U} \quad (I.2)$$

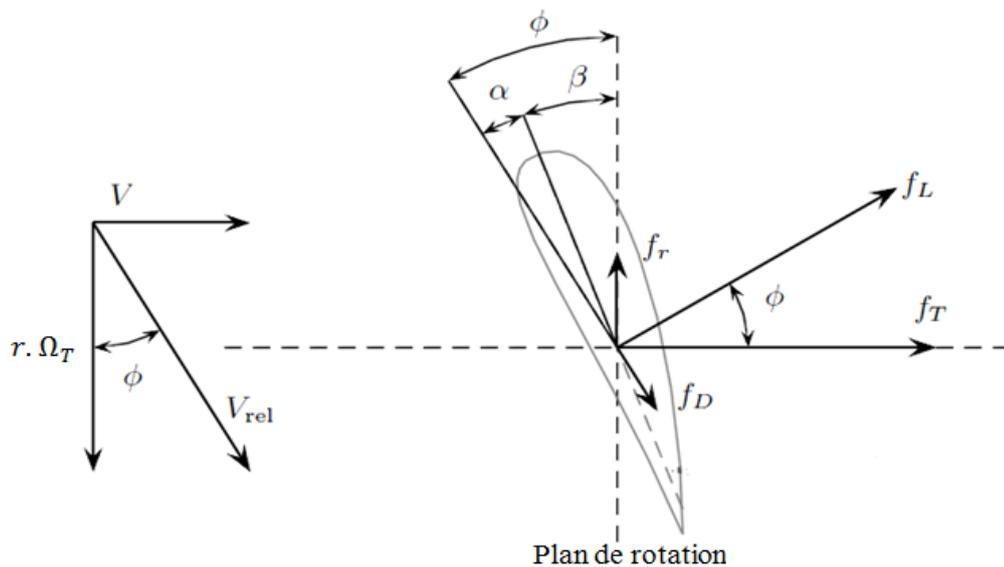


Figure I.2 Efforts sur un élément d'une pale.

L'écoulement d'air crée une différence de pression en dessus et en dessous de la pale qui aura comme conséquence deux forces, l'une perpendiculaire à la direction du vent réel appelée la portance f_L et l'autre dans le même sens que V_{rel} appelée la trainée. Ces deux

forces sont généralement exprimées en fonction du coefficient de portance C_L et du coefficient de traînée C_D [3,4,8,9] :

$$f_L = \frac{\rho \cdot dA}{2} \cdot V_{rel}^2 \cdot C_L(\alpha) \quad (I.3)$$

$$f_D = \frac{\rho \cdot dA}{2} \cdot V_{rel}^2 \cdot C_D(\alpha) \quad (I.4)$$

Ou : ρ Densité de l'air.

A : Surface bilié par le rotor de la turbine.

$C_D(\alpha), C_L(\alpha)$: Coefficient de traînée et coefficient de portance respectivement.

La résultante de ces deux forces peut être décomposée en une composante axiale et une autre tangentielle. La composante axiale par unité de longueur est donnée par :

$$f_T = \frac{\rho \cdot dA}{2} \cdot V_{rel}^2 \cdot [C_L(\alpha) \cos(\varnothing) + C_D(\alpha) \cdot \sin(\varnothing)] \quad (I.5)$$

Cette force doit être supportée par le rotor, la tour et les fondations. D'une autre part, la force tangentielle développe un couple de rotation qui produit le travail utile. Ce couple par unité de longueur est donné par :

$$\Gamma_r = \frac{\rho \cdot dA}{2} \cdot V_{rel}^2 \cdot r \cdot [C_L(\alpha) \sin(\varnothing) - C_D(\alpha) \cdot \cos(\varnothing)] \quad (I.6)$$

Seule la portance contribue à la génération du couple utile, la traînée crée plutôt un couple dans le sens inverse. Par conséquent, un rapport élevé entre la portance et la traînée C_L/C_D est fortement conseillé pour avoir un bon rendement de la turbine. [3,8].

I.3.2. Contrôle de la puissance

Comme nous venons de le voir au paragraphe précédent, le couple éolien est en fonction du carré de la vitesse du vent sur la quelle on n'a au qu'une action mais aussi il est fonction de l'angle d'incidence α que nous pouvons modifier ça valeur. Le contrôle de puissance peut se faire donc à chacun des deux niveaux de conversion de l'énergie et de différentes manières suivant les conditions de fonctionnement.

- ✓ Au niveau de la turbine, essentiellement pour limiter la puissance convertie pour les vents forts. Plusieurs méthodes sont utilisées.
- ✓ Au niveau du générateur, en particulier pour les structures à vitesse variable. Ceci permet d'optimiser le captage de l'énergie pour les vents faibles et moyens.

Le système de contrôle d'un système générateur éolien peut par ailleurs être séparé en trois niveaux fonctionnels essentiels [1,6].

- Le système de contrôle des grandeurs physiques. Il s'agit d'assurer la régulation et l'asservissement des grandeurs autour des valeurs de consignes délivrées par le niveau de commande supérieur.
- Le système de gestion et d'élaboration des lois de consignes et de gestion des protections.
- Le système de gestion de l'ensemble dans un parc éolien. C'est le niveau de contrôle supérieur qui gère un certain nombre d'éoliennes en fonction de la demande provenant des contraintes d'utilisation du réseau électrique.

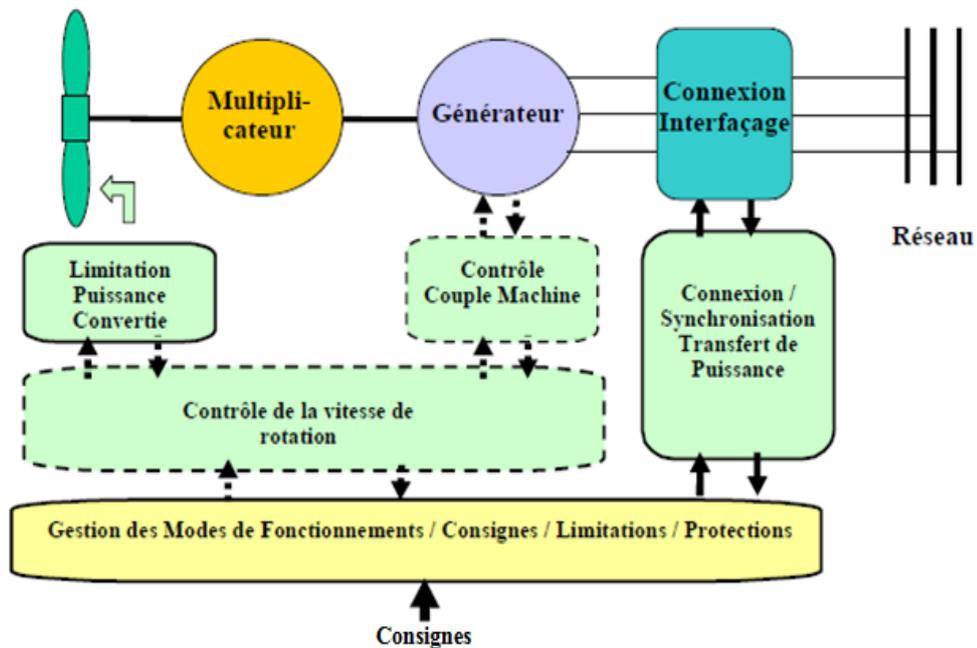


Figure I.3 Structure générale de contrôle d'un système éolien.

I.4. METHODES DE CONTROLE DE L'AEROTURBINE

Il est clair qu'à un certain moment, pour des vents forts, il faut limiter la puissance convertie par la turbine pour empêcher sa destruction. Le réglage de la puissance captée par la turbine se fait essentiellement par action sur la portance qui dépend principalement de l'angle d'incidence α . La figure ci-dessous illustre les différentes techniques utilisées pour le contrôle des turbines éoliennes.

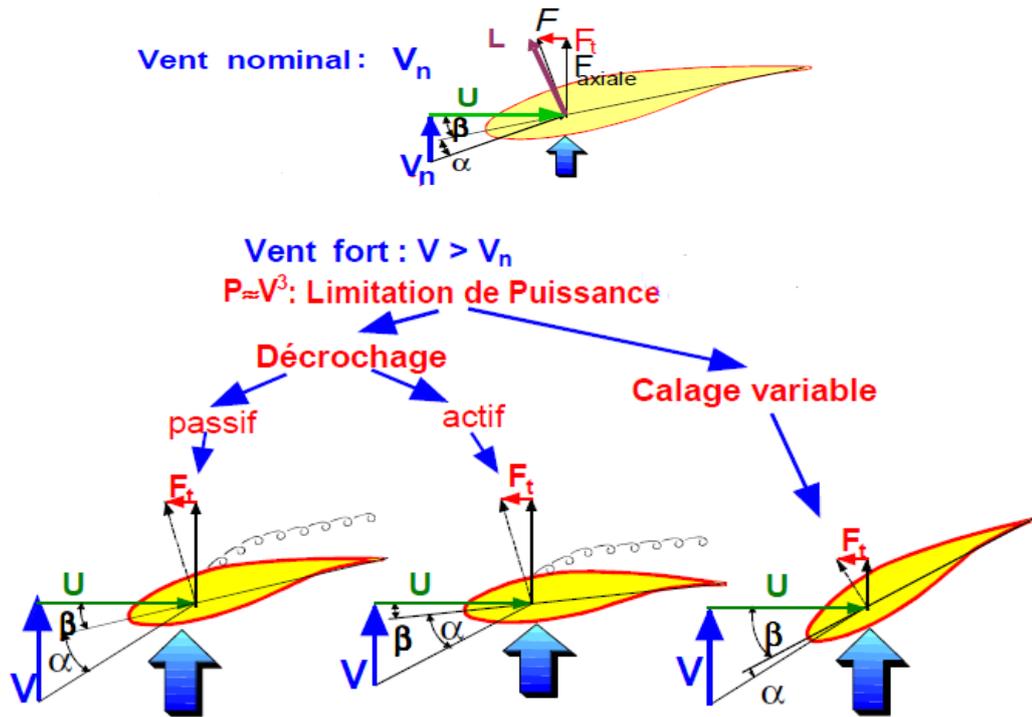


Figure I.4 Différentes techniques de contrôle des aéro turbines.

I.4.1. Contrôle par décrochage aérodynamique passif

Cette technique est la forme la plus simple de commande de puissance des aéro turbines [10]. L'angle de calage β est fixe, alors que l'angle d'incidence α augmente naturellement avec la vitesse du vent incident (Figure I.5). Cette augmentation provoque une augmentation de la traînée et un décrochage progressif de la pale apparait si la vitesse de rotation est pratiquement constante [3,4,8].

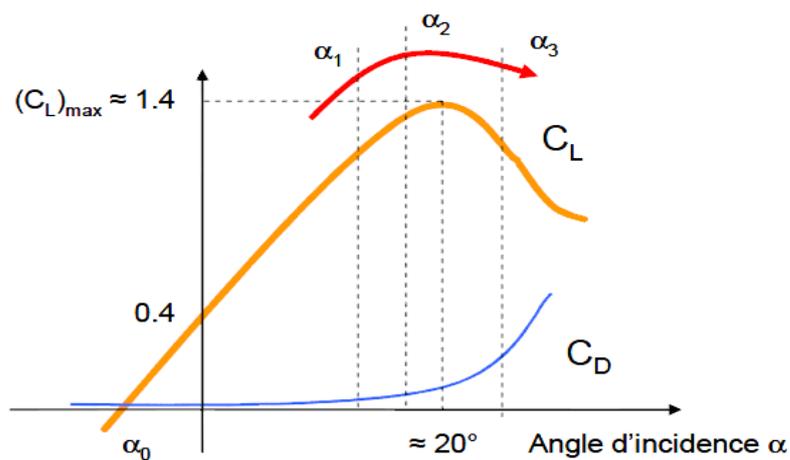


Figure I.5 Évolution de C_L et de C_D en fonction de α .

Ce concept simple et robuste ne fait intervenir aucun système mécanique ou électrique auxiliaire. Cependant, l'utilisation de cette technique exige une conception rigoureuse de la

géométrie des pales et un choix très précis de la vitesse de rotation de la turbine pour s'assurer, à une certaine vitesse du vent, que l'augmentation de la puissance soit effectivement empêchée [3]. En plus il faut disposer de freins dimensionnés pour absorber l'énergie cinétique de la turbine en cas de panne empêchant la transmission de la puissance générée au réseau électrique.

I.4.2. Contrôle par décrochage aérodynamique actif

Cette technique, appelée aussi décrochage par calage négatif des pales (negative-pitch control) [8], est basée sur le même principe que le décrochage actif, mais dans ce cas le décrochage est assuré en diminuant légèrement l'angle de calage β pour augmenter l'angle d'incidence α . Ainsi, le décrochage peut être légèrement avancé ou retardé (figure I.6).

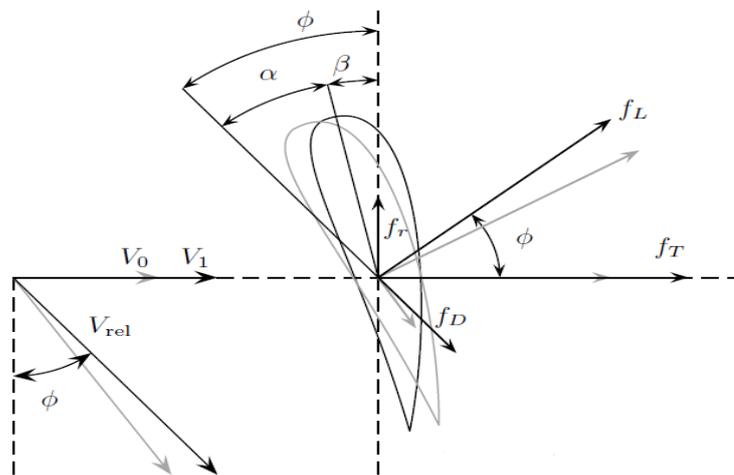


Figure I.6 Principe du décrochage aérodynamique actif.

Comme pour le décrochage passif, l'utilisation de la technique du décrochage actif nécessite une grande précision sur la géométrie et la vitesse de rotation de la turbine pour assurer le décrochage à la vitesse du vent voulue. En plus, il est nécessaire d'ajouter un système électrique ou hydraulique pour orienter les pales lorsque la vitesse de rotation nominale de la machine sera atteinte.

I.4.3. Contrôle par angle de calage variable des pales

Cette technique consiste à varier l'angle de calage des pales β , donc l'angle d'incidence α , jusqu'à quelques dizaines de degrés en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, les forces aérodynamiques s'exerçant sur les pales seront réduites (Figure I.7), tout en maintenant un couple pratiquement constant qu'on peut l'annuler par mise en drapeau des pales ($\beta = 90^\circ$). La puissance est donc bien limitée [3,8,10].

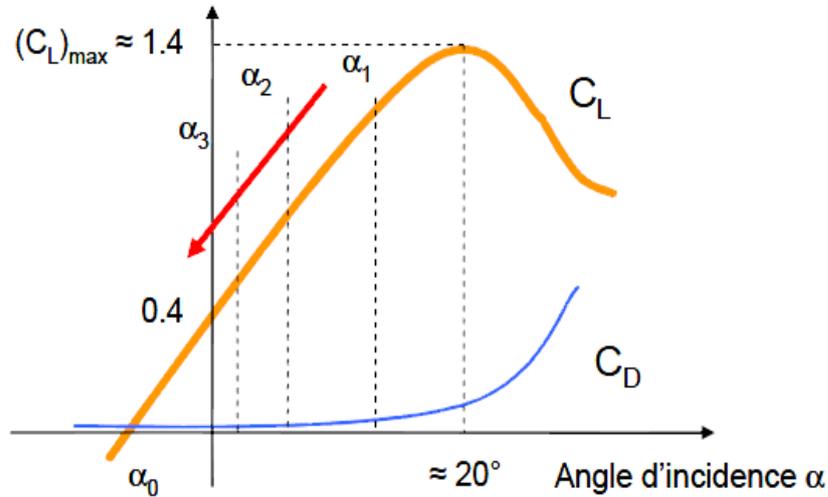


Figure I.7 Contrôle par calage variable des pales.

La diminution de l'angle d'incidence α jusqu'à une valeur nulle ou négative réduit considérablement et de manière efficace tous les efforts sur les pales et la tour de l'éolienne (pratiquement nuls en position de drapeau). Rappelant que ces efforts doivent être supportés par les turbines à décrochage aérodynamique. Cet avantage majeur est une raison suffisante pour que cette technique soit la plus utilisée à nos jours.

I.5. METHODES DE CONTROLE DU GENERATEUR ELECTRIQUE

Les générateurs asynchrones sont en grande partie les machines électriques les plus populaires dans l'industrie des générateurs éoliens. Ces dernières années, on trouve aussi les générateurs synchrones particulièrement dans les systèmes à attaque direct (sans multiplicateur de vitesse) et les systèmes autonomes [8]. Suivant la vitesse de rotation, les générateurs éoliens peuvent être organisés en deux catégories principales.

I.5.1. Système a vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées, Ils mettent en œuvre essentiellement des générateurs asynchrones à cage tournant en hyper synchronisme à une vitesse légèrement supérieur au synchronisme [11,12]. Cette caractéristique convient très bien aux turbines à décrochage aérodynamique qui nécessite, pour bien agir, une vitesse de rotation constante comme nous avons vu au paragraphe (§ I.4.1).

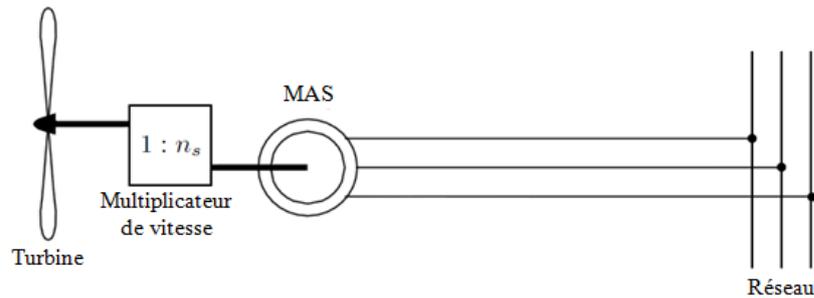


Figure I.8 Système à vitesse fixe.

L'utilisation d'une machine asynchrone à cage, généralement dimensionnée pour une vitesse de rotation de 1500 tr/min pour des raisons d'encombrement et de prix, nécessite l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse de rapport relativement élevé [11]. On note également que certains constructeurs tel que NEG, MICON, BONUS et NORDEX utilise aussi des machines asynchrone à double stators avec nombre de pôles différent, l'un étant utilisé pour les faibles vitesses de vent et l'autre pour les fortes vitesses de vent [3].

En raison de la connexion directe au réseau de la machine asynchrone, le contrôle de puissance pour ce type de systèmes ne peut se faire qu'au niveau de la turbine, soit par décrochage aérodynamique ou par calage variable des pales.

➤ **Avenages.**

- ✓ Utilisation d'une machine standard, robuste et pas chère.
- ✓ Au qu'une interface d'électronique de puissance.
- ✓ System de contrôle très simple.

➤ **Inconvénients.**

- ✓ Pas de gestion de la puissance extraite.
- ✓ Maintenance de la boîte de vitesse.
- ✓ Magnétisation de la machine non gérée.
- ✓ Fonctionnement à une plage de vitesse de vent très étroite, donc une production d'énergie très perturbée.

Ces inconvénients ont poussé les industriels à développer d'autre systèmes plus performants et fonctionnant pour une gamme de vitesse plus large.

I.5.2. Systèmes a vitesse variable

Il existe plusieurs structures possibles que nous pouvons classés suivant la gamme de variation de la vitesse de rotation de la machine électrique utilisée.

I.5.2.1. Vitesse variable par dissipation de la puissance rotorique

Cette structure utilise une machine asynchrone à rotor bobiné dont le stator est connecté directement au réseau électrique et le rotor connecté à un redresseur alimentant une charge. Le contrôle du redresseur permet d'avoir une résistance rotorique équivalente variable permettant une variation de vitesse de l'ordre de 10% au-delà de la vitesse de synchronisme [3,8].

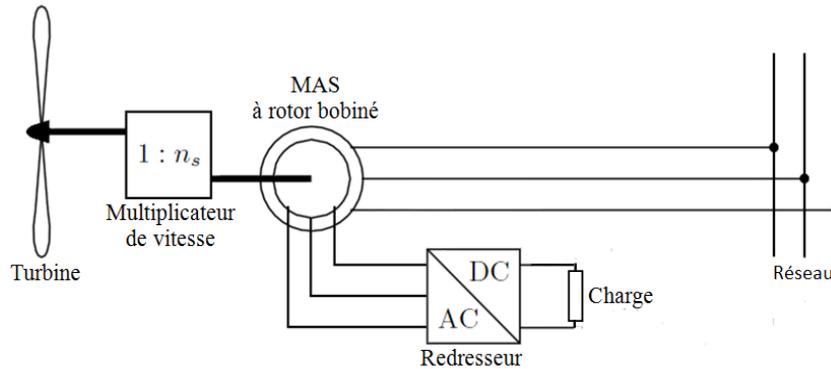


Figure I.9 Système à vitesse variable par dissipation de la puissance rotorique.

➤ **Avenages.**

- ✓ Vitesse variable à environ 10% de la vitesse du synchronisme, mais reste encore une faible variation.
- ✓ System de contrôle simple.
- ✓ Électronique de puissance faiblement dimensionné.

➤ **Inconvénients.**

- ✓ Puissance extraite non optimisée.
- ✓ Maintenance de la boîte de vitesse et des contacts glissant au rotor de la machine.
- ✓ Magnétisation de la machine non gérée.

Cette structure apporte peu d'avenages par rapport à la structure MAS et elle conserve les mêmes inconvénients. Toutefois, on peut la considérer comme un premier pas vers la technologie des éoliennes à vitesse variable.

I.5.2.2. Vitesse variable par double alimentation stator-rotor

Cette solution à une structure très peu différente par rapport à celle vue au paragraphe précédent, pourtant elle apporte des avantages remarquables, utilise une machine asynchrone avec rotor bobiné connecté au réseau au moyen d'une interface d'électronique de puissance (Figure I.9). Cette interface est constituée de deux convertisseurs à interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture et permettant un transfert de puissance bidirectionnel.

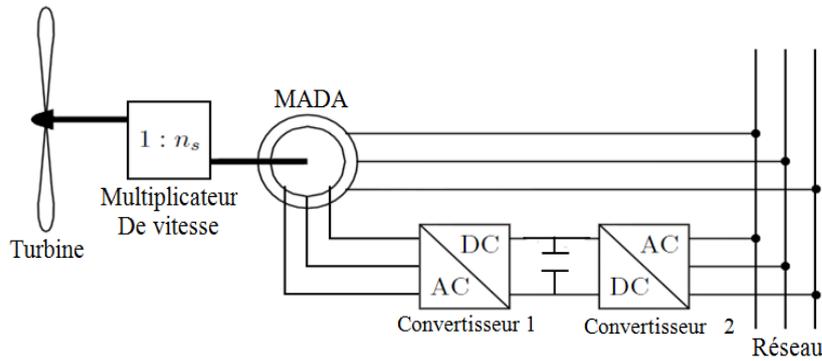


Figure I.10 Système à vitesse variable par double alimentation.

Actuellement, c'est la structure la plus utilisée vu les avantages qu'elle apporte. En effet, en plus de la vitesse variable, cette structure offre une gestion de puissance très efficace en utilisant une interface d'électronique de puissance dimensionnée à seulement 30% de sa puissance nominale [3,11,13,14]. Le contrôle de puissance de la MADA par la commande des deux convertisseurs de puissance permet l'optimisation de l'énergie extraite pendant les vents faibles et moyens d'une part, et le contrôle de l'angle de calage des pales de la turbine permet de limiter la puissance extraite, donc la protection du système, pour les vents forts, d'une autre part.

➤ **Avenages**

- ✓ Vitesse variable à environ $\pm 30\%$ de la vitesse du synchronisme.
- ✓ Puissance extraite optimisée.
- ✓ Électronique de puissance dimensionnée à seulement 30% de P_N .
- ✓ Connexion au réseau plus facile à gérer.

➤ **Inconvénients**

- ✓ Maintenance de la boîte de vitesse et des contacts glissants.
- ✓ Système de contrôle très complexe.
- ✓ Coût d'électronique de puissance relatif.

Cette structure fait l'objet de notre travail et elle sera étudiée profondément dans les autres chapitres de ce mémoire.

1.5.2.3. Vitesse variable par pilotage du stator

Deux structures sont possibles suivant le type de la machine utilisée, une machine asynchrone ou une machine synchrone. Actuellement, la structure avec machine synchrone est la plus utilisée car la mise en œuvre de machines spécifiques multipolaires permet de supprimer ou de réduire le multiplicateur de vitesse [14]. Cependant, du fait que la fréquence

et la tension délivrée par cette génératrice dépendent de sa vitesse de rotation, l'utilisation d'une interface d'électronique de puissance, dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale de la machine, est indispensable [3,5,11,14,15,16].

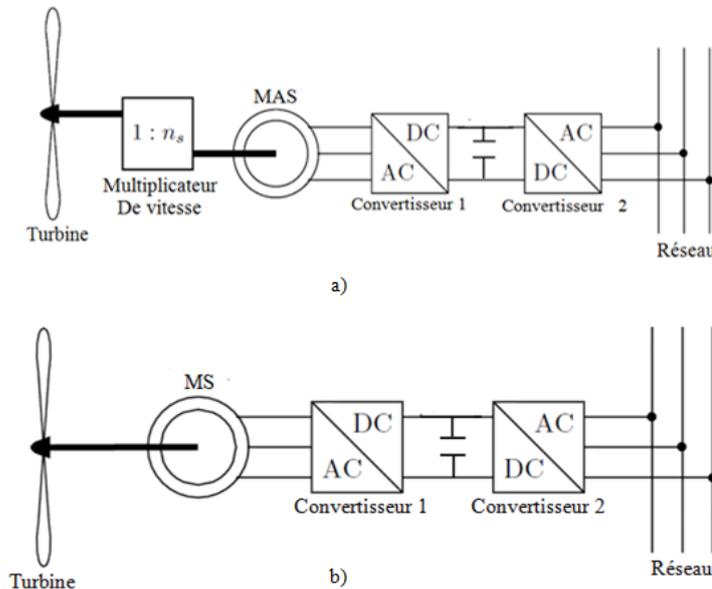


Figure 1.11 Variation de la vitesse de 0 à 100% de la vitesse nominale.

- a) structure à base d'une machine asynchrone.
- g) structure à base d'une synchrone.

➤ **Avenages.**

- ✓ Vitesse variable sur toute la plage de vitesse.
- ✓ Puissance extraite optimisée.
- ✓ Connexion au réseau plus facile à gérer.
- ✓ Absence du multiplicateur de vitesse (pour les machines synchrones a grand nombre de pôles).

➤ **Inconvénients.**

- ✓ Machine spécifique à plusieurs paires de pôles donc très encombrée et de grand diamètre.
- ✓ Électronique de puissance dimensionnée à au moins 100% P_N donc plus chère.
- ✓ Coût de la machine élevé surtout dans le cas d'une machine synchrone à aimant.

I.6. IMPACTS DE L'ENERGIE EOLIENNE

Les parcs éoliens n'avaient qu'une seule contrainte : produire quand il était possible de produire. De plus, le plan de protection était fait de telle sorte qu'en cas de défaut, le parc était déconnecté du réseau puis arrêté [3]. Ceci avait comme conséquence pour l'opérateur de

réseau de subir un défaut entraînant la déconnexion du parc, donc d'une source de production considérable ce qui pose de vrais problèmes surtout aux heures de pointes. Pour contourner ce problème, des normes spécifiques à la production éolienne sont imposées pour la connexion des par éoliens aux réseaux électriques [17].

I.6.1. Couplage au réseau

Le couplage au réseau est spécifique à la génération éolienne puisqu'il peut intervenir plusieurs fois par jour. De plus, il pose problème pour les systèmes sans interface de l'électronique de puissance (machine asynchrone à cage). La figure I.12 montre l'évolution des courants statorique et rotorique d'une machine asynchrone de 3 kW lors d'un couplage brutal au réseau (la machine est entraînée à 1500 tr/min puis connectée au réseau).

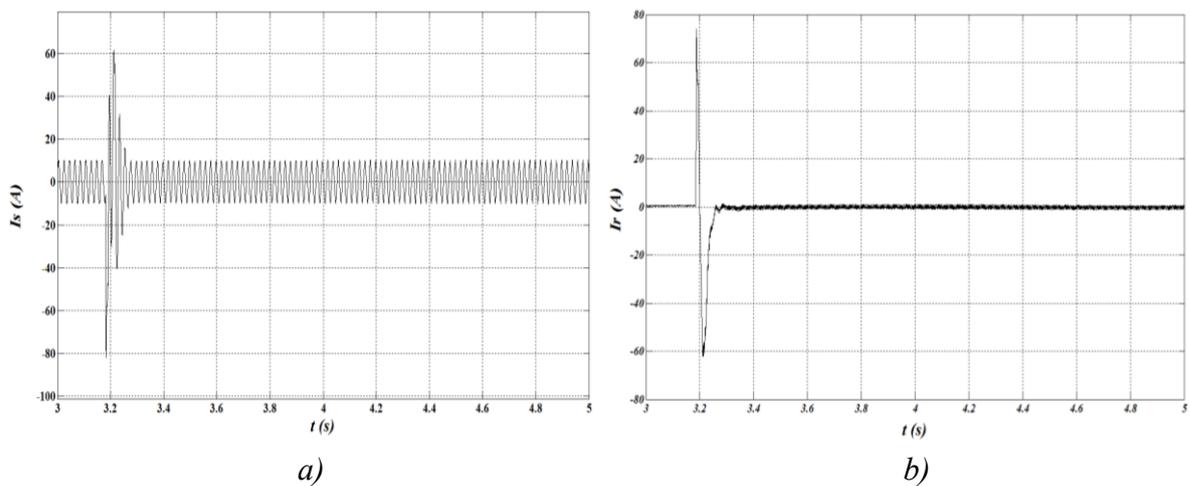


Figure I.12 Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau.

Comme montré sur ces figures, l'appelle en courant lors d'un couplage brutal peut atteindre 8 fois le courant nominal pour le stator, et 7 fois, voir plus, pour le rotor. La solution industrielle permettant de contourner ce problème consiste à utiliser un gradateur triphasé constitué de deux thyristors en tête-bêche par phase, qui sera court-circuité après le couplage.

Ce problème ne se pose pas pour les systèmes utilisant une interface d'électronique de puissance, le couplage se fait d'une manière plus douce en utilisant une commande appropriée.

I.6.2. Fluctuations de puissance

En plus de non stabilité naturelle de la vitesse du vent, s'ajoutent les phénomènes déterministes tels que le cisaillement (variation de la vitesse du vent avec l'altitude) et l'effet d'ombre (passage d'une pale devant la tour de l'éolienne) pour générer la fluctuation de la

puissance renvoyée au réseau par l'éolienne qui n'est pas toujours tolérable. Ce problème, qui entraîne par fois le déconnexion du réseau de l'éolienne, peut être atténué en utilisant des systèmes de stockage d'énergie et de grand nombre d'éolienne dans un même parc.

I.6.3. Comportement sur creux de tension

Avant l'arrivée des nouvelles normes concernant les critères d'interconnexion aux réseaux électriques, il n'était permis qu'un parc éolien reste connecté au réseau si la tension au point de raccordement tombe en-dessous de $85\% U_N$ ce qui pose problème de stabilité du réseau électrique [3,17]. Ce problème a obligé les opérateurs des réseaux électriques à adapter leurs critères à cette nouvelle source d'énergie. La figure I.13 montre les nouveaux critères d'interconnexion de divers opérateurs réseaux des pays producteurs d'énergie éolienne.

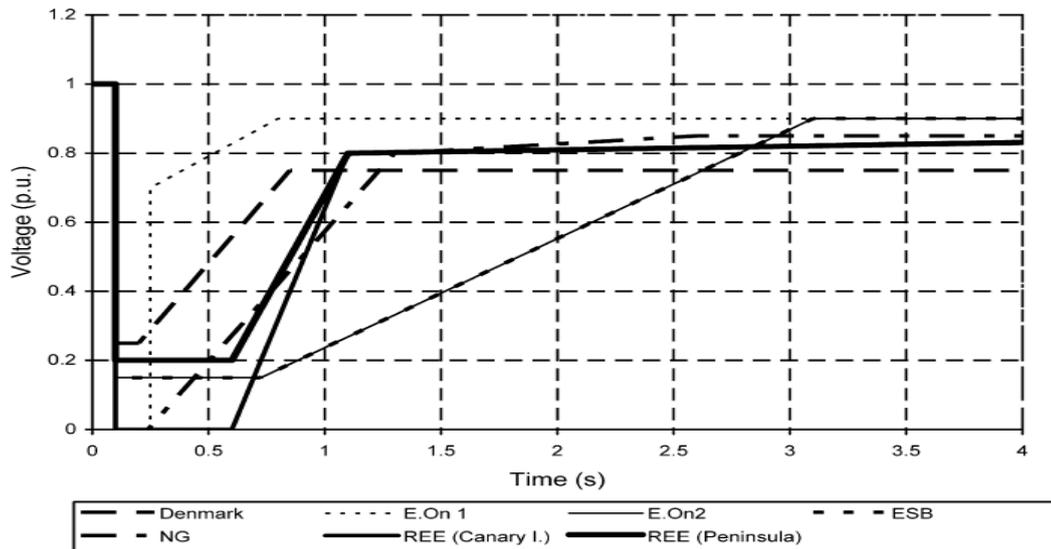


Figure I.13 Gabarits de tenue en creux de tensions des parcs éoliens.

I.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous nous sommes attachés à une étude plutôt descriptive de l'ensemble des composants d'un système éolien. Cette étude nous a permis de comprendre le principe de fonctionnement d'une éolienne d'une manière générale et nous a donné une idée sur les techniques de contrôle des différentes structures. La structure à vitesse variable à base d'une machine asynchrone en double alimentation stator-rotor a tiré notre attention vu les avantages qu'elle présente et qui peuvent être encore améliorés si on l'associe à une turbine à calage variable des pales, c'est la raison pour la quelle nous allons consacrer le reste de ce mémoire pour l'étude de cette structure.

CHAPITRE II :
MODELISATION ET STRATEGIES DE
COMMANDE DES TURBINES A VITESSE
VARIABLE

II.1. INTRODUCTION

Le besoin de contrôle des turbines éoliennes remonte à leurs origines d'utilisation. Le but principal était la limitation de la puissance et de la vitesse de rotation pour protéger les turbines des vents forts. A nos jours, les turbines éoliennes sont devenues de taille et de puissances plus grandes, les spécifications de contrôle plus exigeantes et les mécanismes de régulation plus sophistiqués. De plus, on s'est attendu à ce que les systèmes de commande pas simplement gardent la turbine dans sa zone de fonctionnement sûre, mais également améliorer l'efficacité et la qualité de conversion d'énergie ce qui demande une modélisation plus précise et plus exigeante et des techniques de commande différentes pour chaque gamme de vitesse de vent, faible, moyenne ou forte.

Dans ce chapitre, nous commençons par la modélisation de la source primaire, le vent, en essayant d'être le plus proche de la réalité, puis les différentes parties mécaniques de l'éolienne seront aussi modélisées sous certaines hypothèses simplificatrices. Ensuite, deux stratégies de commande différentes seront abordées pour chaque zone de fonctionnement de l'éolienne. Une comparaison des performances de ces deux stratégies nous permettra de choisir la quelle sera utilisée dans le reste de ce document.

II.2. MODELISATION DE LA TURBINE

La modélisation de la turbine consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse du vent et des conditions de fonctionnement, cela permettra de connaître le couple éolien appliquée sur l'arbre lent de l'éolienne. Cette modélisation s'appuie sur des recoupements bibliographiques ou des informations extraites de brochures des différents constructeurs.

II.2.1. Source primaire : le vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs, son énergie cinétique constitue la source primaire d'énergie. Le vent est en fait un champ de vitesses de déplacement de masses d'air caractérisé par sa vitesse et sa direction qui sont affectées par plusieurs facteurs, en particulier le phénomène de cisaillement et l'effet d'obstacle de la tour.

Ces phénomènes modélisables correspondent à la partie déterministe de la variation spatiale du champ de vitesses. Les turbulences provoquées par les obstacles en amont (bâtiments, arbres, autre éoliennes, ...) correspondent à la partie stochastique de la variation spatiale du champ de vitesses [8].

Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés [8,10,18,19]. L'un des principes retenus consiste à générer l'allure temporelle 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 de la nature du vent.

II.2.1.1. Expression du vent en un point fixe

La vitesse du vent en un point $v_0(t)$ peut être décomposée en une somme d'une composante moyenne V (lentement variable) et d'une composante variable représentant les fluctuations $v_t(t)$:

$$v_0(t) = V + v_t(t) \quad (II.1)$$

V : Vitesse moyenne du vent.

$v_t(t)$: Composante représentant la turbulence du vent.

La composante représentant la turbulence $v_t(t)$ est caractérisée par l'échelle de longueur L_v et l'écart type σ_v de cette turbulence. La définition de la composante turbulente se fait en 2 étapes :

➤ **1^{ère} étape : reconstitution du spectre de la turbulence à partir d'un bruit blanc filtré**

Deux filtres largement utilisés sont le filtre de Von Karman et celui de Kaimal [8,18], le filtre de Von Karman peut être approché sous la forme suivante. [10,20]

$$\Phi_v(s) = \frac{K_v \cdot (m_1 \cdot T_v \cdot s + 1)}{(1 + T_v \cdot s) \cdot (1 + m_2 \cdot T_v \cdot s)} \quad (II.2)$$

Avec : $m_1 = 0.4$ et $m_2 = 0.25$.

$$K_v = \sqrt{2 \cdot T_v \cdot (1 - m_2^2) \cdot \left(\frac{m_1^2}{m_2} - m_2 + 1 - m_1^2 \right)^{-1}}$$

$$T_v = L_v / V$$

K_v : Gain statique du filtre.

T_v : Constante de temps du filtre.

L_v : L'échelle de longueur de la turbulence obtenue expérimentalement et il dépend de la nature du terrain.

➤ **2^{ème} étape : définition de l'écart type de la turbulence σ_v**

L'écart type dépend de la vitesse moyenne V et d'un coefficient K_σ , qui dépend de la nature du terrain, et qui représente l'intensité de la turbulence.

$$\sigma_v = K_\sigma \cdot V \quad (II.3)$$

K_σ : Le coefficient l'intensité de la turbulence.

Nichita [20] donne des ordres de grandeurs de l'intensité K_σ et de l'échelle de longueur L_v de la turbulence pour divers sites.

Ainsi à partir d'un bruit blanc gaussien en entrée, il est possible de déterminer la composante de la turbulence et donc de générer une série temporelle de la vitesse du vent en un point $v_0(t)$ comme présenté sur la figure II.1.

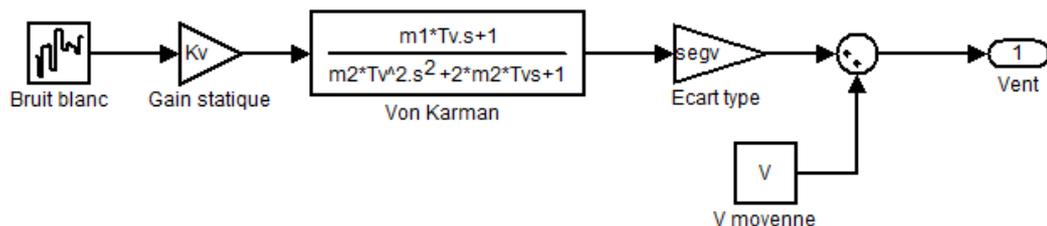


Figure II.1 Construction de la vitesse de vent en un point.

II.2.1.2. Le filtre spatial

La vitesse du vent en un point de l'aire balayée par l'aéroturbine doit permettre de retrouver le couple éolien proche de celui que produirait le champ de vitesse du vent réel incident sur toute l'aire balayée par le rotor. Il a été démontré expérimentalement que seules les composantes basses fréquences du vent incident se retrouvaient dans le couple total produit par les pales. Par contre, l'aéroturbine filtre les fluctuations hautes fréquences [3,21,22]. On reconstitue cet effet en appliquant sur la vitesse instantanée du vent un filtre dont la fonction de transfert simplifiée est donnée par :

$$G(s) = \frac{1}{1 + b \cdot s} \quad (II.4)$$

$$b = \gamma \frac{R_T}{V} \quad (II.5)$$

R_T : Rayon des pales de l'éolienne

γ : Facteur d'affaiblissement sur le rotor ($\gamma = 1.3$)

La figure II.2 montre l'évolution de la vitesse du vent avant et après le filtre spatial.

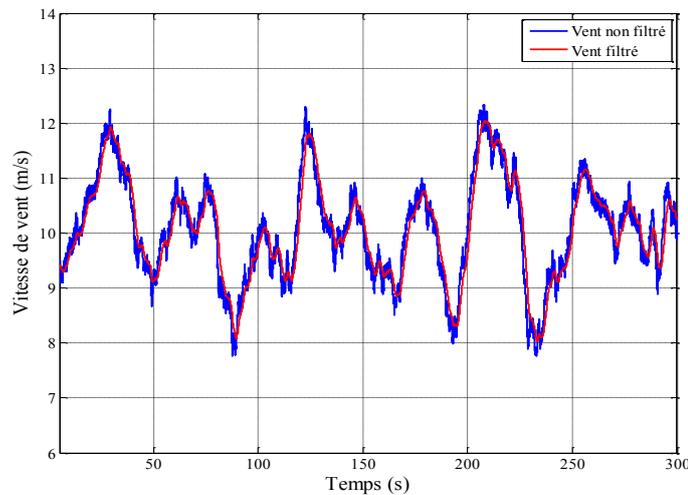


Figure II.2 Profil du vent avant et après le filtrage ($K_v = 5, L_v = 125, K_\sigma = 0.13$).

II.2.2. La conversion aérodynamique

La théorie de Betz permet d'expliquer simplement le processus d'extraction de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Cette théorie est rappelée dans l'annexe A.1, elle aboutit à l'expression de la puissance de l'éolienne P_T :

$$P_T = C_p \cdot P_{amont} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot V^3 \cdot C_p \quad (II.6)$$

C_p : Le rendement aérodynamique de la turbine, appelé souvent coefficient de puissance.

R_T : Le rayon des pales de la turbine.

Ce coefficient, dont la limite théorique égale à $16/27 = 0.593$ (limite de Betz), dépend de deux paramètres [4,23,26]:

✓ La vitesse spécifique λ

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{V} \quad (II.7)$$

✓ L'angle de calage des pales β

On en déduit aisément l'expression du couple éolien à partir de l'équation (II.6) :

$$\Gamma_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R_T^3 \cdot V^2}{\lambda} \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (II.8)$$

D'où on définit le coefficient du couple par l'expression suivante :

$$C_q = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (II.9)$$

II.2.3. Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$

Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. La modélisation du couple éolien va donc dépendre essentiellement de la prise en compte de la spécificité du coefficient $C_p(\lambda, \beta)$, puisqu'il dépend grandement du type et de la caractéristique de la turbine. Plusieurs expressions du coefficient de puissance ont été proposées dans la littérature [2,3,10], ou par des constructeurs de turbines éoliennes.

L'expression de coefficient de puissance que nous allons utiliser dans notre étude est donnée par [25] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(C_2 \cdot \frac{1}{\lambda} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) e^{\frac{-C_5}{\lambda}} + C_6 \cdot \lambda \quad (II.10)$$

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

Les coefficients C_1 à C_6 dépendent de la turbine considérée. L'exemple donné ci-dessous correspond à une turbine de puissance nominale de 300kW.

Tableau II.1 Coefficients définissant l'évolution de C_p .

Coefficient	Valeur
C_1	0.5176
C_2	116
C_3	0.4
C_4	5
C_5	21
C_6	0.0068

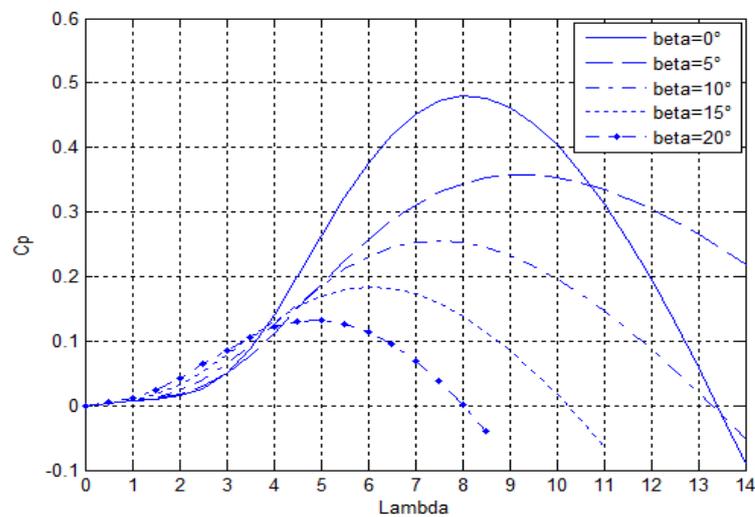


Figure II.3 Coefficient de puissance C_p en fonction de λ pour différents β .

II.2.4. L'équation dynamique de la turbine

L'énergie captée par la turbine est transmise à la génératrice. Dans le cas où cette génératrice est une machine asynchrone (structures MAS, MASDA), un multiplicateur de vitesse est inséré dans la transmission afin d'effectuer l'adaptation de vitesse.

Le système mécanique complet comprend donc les éléments suivants :

- Un moyeu sur lequel sont reliées les pales.
- L'axe lent.
- Le multiplicateur de vitesse.
- L'axe rapide (rotor de la génératrice).

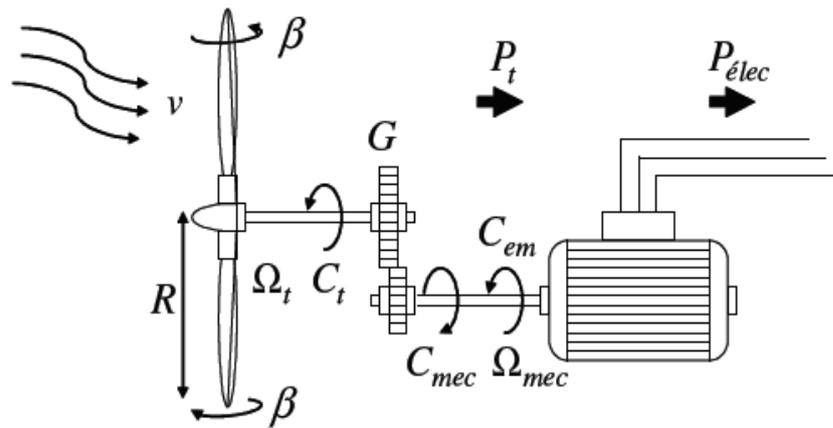


Figure II.4 Configuration d'une éolienne.

Un tel système peut être représenté comme sur la figure ci-dessous.

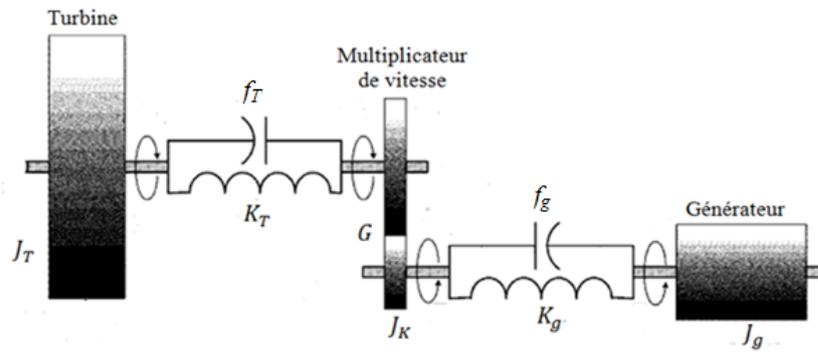


Figure II.5 Modèle de la turbine.

Ce modèle est très complexe et sa modélisation exige la connaissance de plusieurs paramètres difficile à obtenir. Néanmoins, nous pouvons poser des hypothèses que nous les trouvons réalistes et qui sont acceptées dans divers ouvrages [2,10,18]. En effet, Le moment d'inertie de l'ensemble moyeu-pales représente à lui seul, en prenant comme exemple les éoliennes à base de machines asynchrones, 90% du moment d'inertie global, alors que celui de la génératrice est de l'ordre de 6 à 8%. Le reste (2 à 4%) correspond au moment d'inertie du multiplicateur de vitesse, ce qui nous permet de poser les hypothèses simplificatrices suivantes [3].

➤ **Hypothèses simplificatrices**

- La voiture de la turbine comprend trois pales de longueur R_T chaque une, supposées identiques, attachées au moyeu. L'ensemble peut être considéré comme une seule masse d'une inertie J_T .

- L'inertie du multiplicateur de vitesse est négligeable devant celle de la turbine et celle du générateur, ce qui nous permet de le considérer comme un gain de vitesse égale à G ou un gain de couple égale à $1/G$.
- les arbres de transmission sont parfaitement rigides.

Ces hypothèses nous permettent de considérer le modèle simplifié à deux masses suivant.

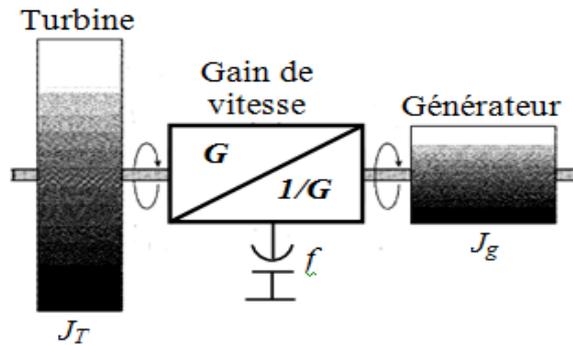


Figure II.6 Modèle simplifié de la turbine.

Ainsi, l'équation mécanique de ce modèle, ramenée sur l'arbre du générateur, se simplifie sous la forme suivante :

$$\frac{\Gamma_T}{G} - \Gamma_g = \left(\frac{J_T}{G^2} + J_g \right) \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} + \left(\frac{f_T}{G^2} + f_g \right) \cdot \Omega_g \quad (II.11)$$

Γ_T, Γ_g : Le couple éolien et le couple électromagnétique.

J_T, J_g : L'inertie de la turbine et celle du générateur.

f_T, f_g : Le coefficient des frottements visqueux de la turbine et celui du générateur.

G : Le rapport du multiplicateur de vitesse.

Ω_g : La vitesse de rotation du générateur (axe rapide).

On pose :

$$\frac{J_T}{G^2} + J_g = J$$

$$\frac{f_T}{G^2} + f_g = f$$

D'où, l'équation mécanique devienne :

$$\frac{\Gamma_T}{G} - \Gamma_g = J \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} + f \cdot \Omega_g \quad (II.12)$$

Ainsi, nous pouvons établir le modèle de la turbine dont le schéma bloc est donné sur la figure ci-dessous.

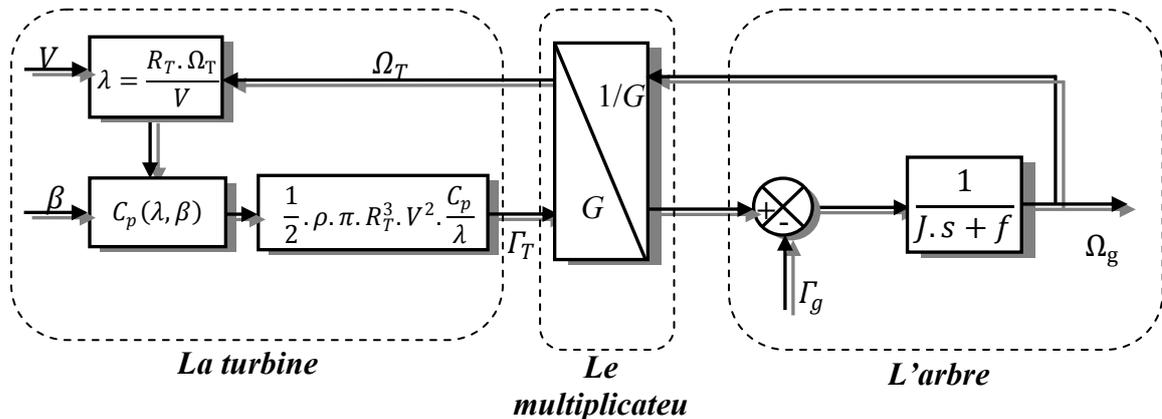


Figure II.7 Schéma bloc du modèle de la turbine.

II.2.5. Modèle de l'actionneur des pales

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine et plus précisément le coefficient de puissance, voir la figure II.3. Les pales sont face au vent en basse vitesse et pour les fortes vitesses elles s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance.

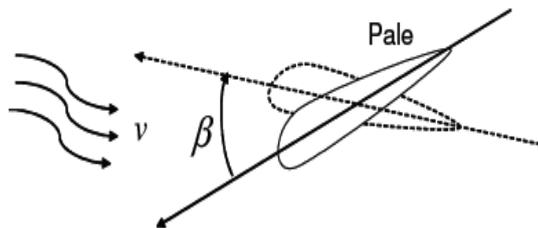


Figure II.8 Orientation des pales.

La boucle de régulation de la vitesse de variation de l'angle de calage a été approchée par une fonction de transfert de 1^{er} ordre avec une constante de temps T_β . Pour obtenir une réponse réaliste, un limiteur est introduit pour limiter la vitesse de variation de β à environ $10^\circ/s$ [2,22,26,27].

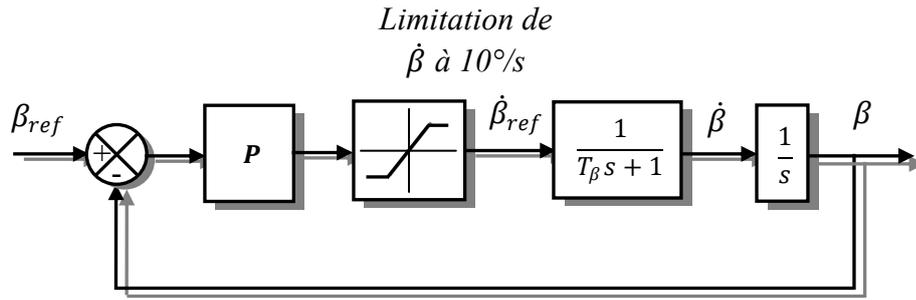


Figure II.9 Boucle de régulation de l'angle de calage des pales.

II.3. STRATEGIE DE COMMANDE DE LA TURBINE

Une turbine éolienne est un dispositif qui capture une partie de l'énergie du vent et la convertit en un travail utile. En particulier, un système de conversion d'énergie éolienne relié à un réseau d'énergie électrique doit être conçu pour réduire au maximum le coût de production et d'assurer une exploitation sûre en respectant les normes de la qualité d'énergie.

II.3.1. Objectifs de la commande

La minimisation du coût d'énergie implique une série d'objectifs étroitement liés et parfois en conflit. Par conséquent, ils ne devraient pas être poursuivis séparément. La question est de trouver un compromis bien équilibré entre eux. Ces objectifs peuvent être arrangés de la manière suivante [8,10]:

- **Capture de l'énergie** : Maximisation de la capture d'énergie en tenant compte des restrictions d'exploitation sûre telles que la puissance nominale et la vitesse nominale.
- **Charges mécaniques** : protection du système éolien des charges mécaniques excessives.
- **Qualité de l'énergie** : production de l'énergie conformément aux normes d'interconnexion.

II.3.2. Caractéristique de puissance

Les objectifs que nous venons de les citer permet de tracer la caractéristique que la turbine doit suivre pour répondre aux exigences de la commande. Cette caractéristique est représentée sur la figure ci-dessous.

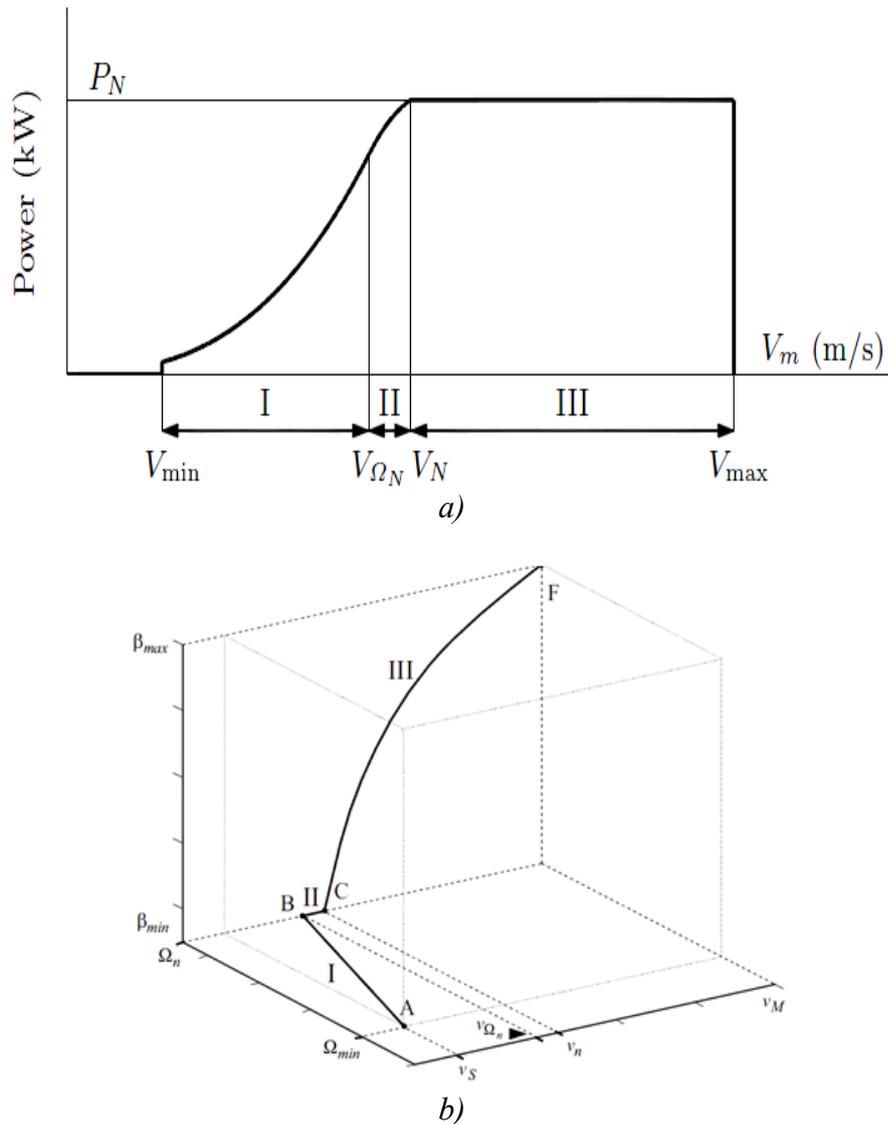


Figure II.10 caractéristique idéale d'une éolienne à vitesse variable.

- a). dans le plan (V, P) .
- b) dans l'espace (V, Ω, β) .

Cette caractéristique, idéale, montre trois zones différentes avec des objectifs de commande distinctifs [8,11,21].

- **Zone I** : Correspond aux faibles vitesses du vent, la puissance disponible dans cette zone est inférieure à la puissance nominale de la turbine. L'objectif dans cette zone est d'extraire le maximum de puissance du vent en appliquant des techniques appelées techniques d'extraction de maximum de puissance (MPPT, Maximum Power Point Tracking).
- **Zone II** : Zone de transition entre la zone de charge partiel (zone I) et la zone de charge nominale (zone II). Dans cette zone, la vitesse de rotation est maintenue

constante pour des raisons mécaniques (contraintes des pales) et acoustiques (bruits générés).

- **Zone III :** Correspond aux vents forts, l'objectif dans cette zone est de limiter la puissance produite à une valeur égale à la puissance nominale de l'éolienne pour éviter les surcharges. Cela se fait par action sur l'angle de calage des pales.

II.3.3. Commande dans la zone I

Dans cette zone, on cherche à extraire le maximum de puissance du vent. Le système de contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de la valeur optimale de la vitesse spécifique $\lambda = \lambda_{opt}$. Comme l'angle de calage est fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale C_{pmax} [25,22,28]. La technique d'optimisation de la puissance utilisée dans cette zone de fonctionnement des éoliennes à vitesse variable est la technique de la MPPT.

II.3.3.1. Principe de la MPPT

La MPPT (Maximum Power Point Tracking) est une méthode de contrôle très fiable, robuste et simple à implanter. Elle consiste à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Pour agir sur la vitesse de rotation de la turbine Ω_T , on s'intéresse au sens de variation de la grandeur $\frac{dP}{d\Omega_T}$. Ce gradient vaut zéro lorsque l'on a atteint le maximum de la puissance, point que l'on recherche. On le déduit à partir de l'équation [3,10,29] :

$$\frac{dP}{d\Omega_T} = \frac{dP}{dt} \cdot \left(\frac{d\Omega_T}{dt}\right)^{-1} \tag{II.13}$$

Cette technique est résumée sur le tableau II.2 et la figure II.11 ci-dessous.

Tableau II.2 Logique de la MPPT.

$\frac{d\Omega_T}{dt} \backslash \frac{dP}{dt}$	< 0	> 0
	< 0	> 0
< 0	I - $\Omega \nearrow$	II - $\Omega \searrow$
> 0	III - $\Omega \searrow$	IV - $\Omega \nearrow$

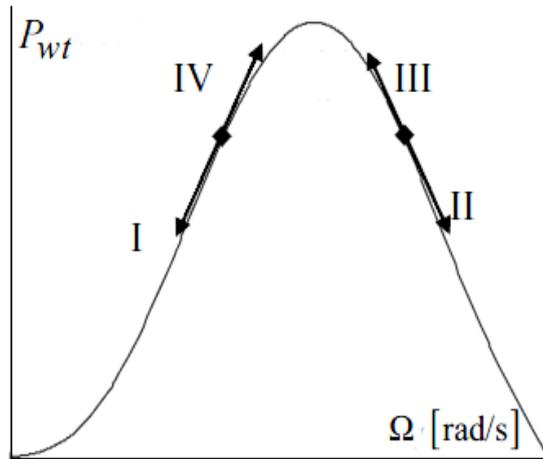


Figure II.11 Principe de la MPPT dans le plan (Ω, P)

Basé sur la position du point de fonctionnement sur la caractéristique de puissance, la vitesse de rotation est commandée dans le sens d'approcher le maximum de la puissance disponible. La recherche du maximum de puissance peut se faire par action sur le couple (commande indirecte de la vitesse) ou par action direct sur la vitesse de rotation (commande indirecte de la vitesse).

II.3.3.2. Commande indirecte de vitesse (Zone I)

Il est naturel de considérer qu'un système éolien est stable autour d'un point d'équilibre quelconque de la courbe de rendement maximal pour un couple du générateur et une vitesse du vent constants [25.29]. La courbe de rendement aérodynamique maximal est définie dans le plan (Ω_T, Γ_T) par l'ensemble des points $E(\Omega_{T_{opt}}, \Gamma_{T_{opt}})$ correspondant à l'intervalle des vitesses du vent dans laquelle l'éolienne fonctionne (Figure II.12).

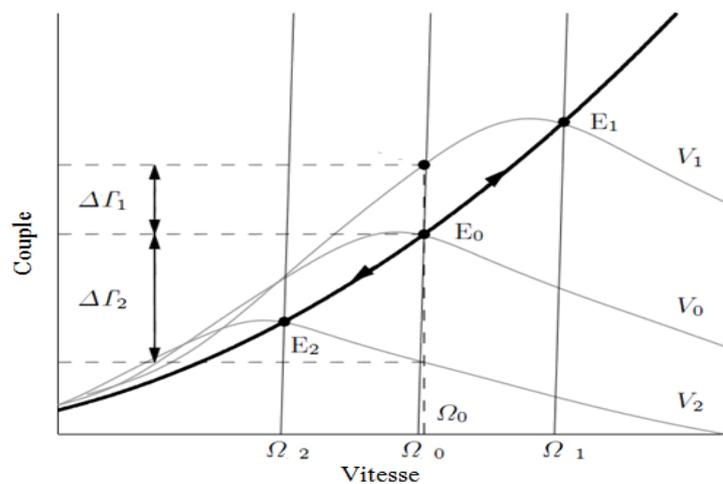


Figure II.12 Caractéristique couple-vitesse pour différentes vitesses de vent.

On a :

$$\Gamma_{T_{opt}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^3 \cdot V^2 \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}} \quad (II.14)$$

$\Gamma_{T_{opt}}$: Le couple optimal.

λ_{opt} : La vitesse spécifique optimale.

Cette équation est écrite sur l'arbre lent de l'éolienne, pour la ramener sur l'arbre rapide (l'arbre du générateur) il suffit de la diviser par le rapport du réducteur de vitesse G .

$$\Gamma_{g_{opt}} = \frac{1}{2G} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^3 \cdot V^2 \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}} \quad (II.15)$$

Si le couple électromagnétique Γ_g est commandé de manière à suivre le couple optimal, l'éolienne demeure autour de sa courbe de rendement optimal [8,10,25,30].

Cependant, l'équation (II.15) exige une mesure de la vitesse du vent généralement réalisée par un anémomètre situé sur la nacelle. Cette mesure est peu précise car elle donne la vitesse du vent en un seul point de l'espace d'une part, et très perturbée par les turbulences provoquées par les pales en rotation d'une autre part [2,11,21]. L'utilisation d'un filtre spatial (§ II.1.1.2) peut corriger le problème des turbulences en faisant un filtrage passe-bas de la mesure de l'anémomètre, mais le phénomène du cisaillement (variation de la vitesse du vent avec la hauteur des pales) reste non pris en charge.

Une estimation de la vitesse du vent est souvent utilisée pour contourner ce problème [25,30]. Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, la vitesse du vent sera déduite de l'équation de la vitesse spécifique comme suit.

$$V = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{\lambda_{opt}} \quad (II.16)$$

D'où le couple éolien Γ_T peut être exprimé en fonction de la vitesse du rotor comme suit.

$$\Gamma_{T_{opt}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^5 \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3} \cdot \Omega_T^2 \quad (II.17)$$

On constate que le couple aérodynamique optimal est proportionnel au carré de la vitesse du rotor au point de fonctionnement.

$$\Gamma_{T_{opt}} = K_{opt} \cdot \Omega_T^2 \quad (II.18)$$

Tel que :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^5 \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3}$$

En régime permanente, l'équation mécanique s'écrit sous la forme.

$$\frac{\Gamma_T}{G} - \Gamma_g - f \cdot \Omega_g = 0 \tag{II. 19}$$

En remplaçant Γ_T par son expression, on trouve.

$$\frac{K_{opt}}{G} \cdot \Omega_T^2 - f \cdot \Omega_g - \Gamma_g = 0 \tag{II. 20}$$

Avec : $\Omega_g = G \cdot \Omega_T$

D'où :

$$\Gamma_{gopt} = \frac{K_{opt}}{G^3} \cdot \Omega_g^2 - f \cdot \Omega_g \tag{II. 21}$$

Cette expression donne le couple qui doit être imposé à la génératrice pour assurer le fonctionnement optimale de l'éolienne [25,29,30]. Le schéma block de cette structure de commande est donné par la figure ci-dessous.

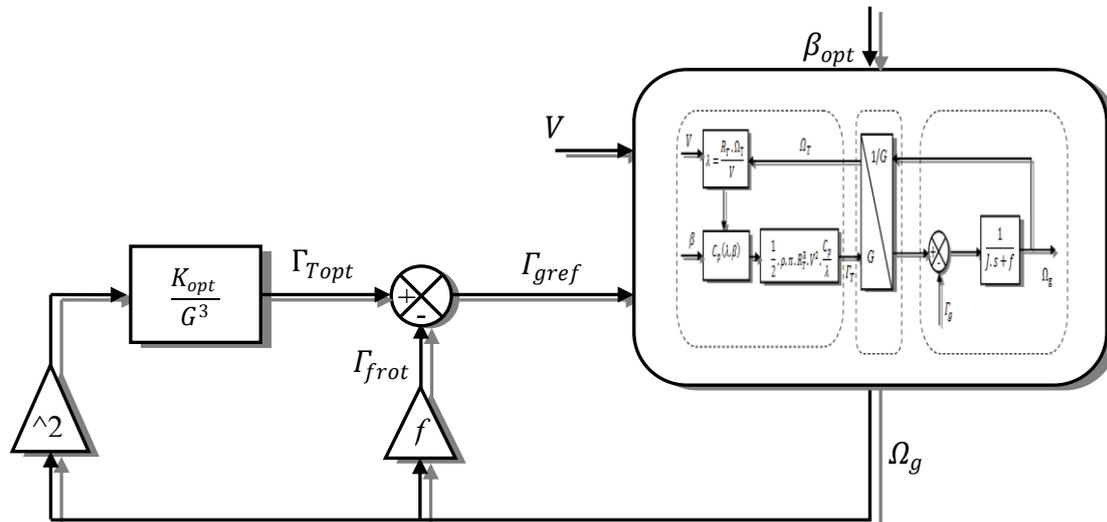


Figure II.13 Commande indirect de vitesse (Zone I).

II.3.3.3. Commande directe de vitesse (Zone I)

Cette structure de commande consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence. Pour atteindre les objectifs de commande, une boucle de vitesse avec un régulateur proportionnel intégral est utilisée (Figure II.14). La

vitesse est influencée par l'application de trois couples : le couple éolien, le couple électromagnétique et le couple des frottements visqueux.

L'action du régulateur de vitesse doit donc accomplir deux tâches [11,31] :

- ✓ Asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- ✓ Atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

La synthèse du régulateur est détaillée dans l'annexe A.2

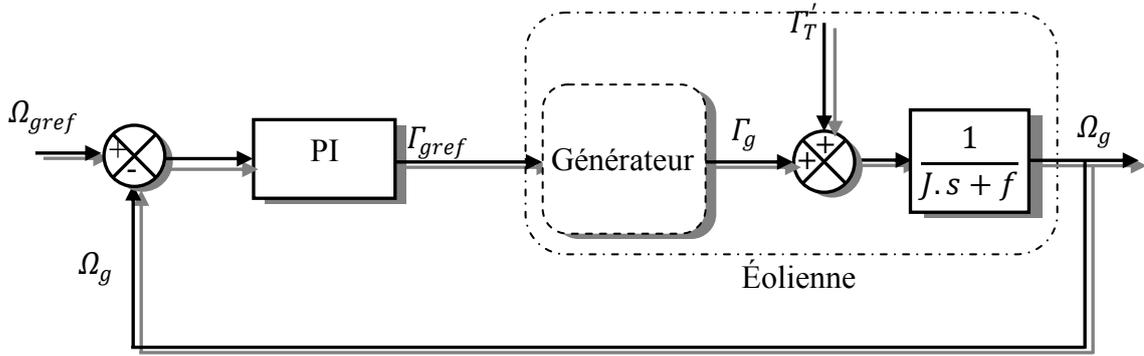


Figure II.14 Schéma bloc de la commande directe de vitesse.

La référence de vitesse de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ permettant d'obtenir la valeur maximale du coefficient de puissance C_p .

On a :

$$\lambda_{opt} = \frac{R_T \cdot \Omega_{T_{opt}}}{V} \quad (II.22)$$

D'où :

$$\Omega_{T_{opt}} = \frac{V \cdot \lambda_{opt}}{R_T} \quad \text{Avec,} \quad \Omega_g = G \cdot \Omega_T \quad (II.23)$$

On obtient :

$$\Omega_{gref} = G \cdot \frac{V \cdot \lambda_{opt}}{R_T} \quad (II.24)$$

Cette référence de vitesse sera ensuite filtrée par un passe-bas pour éliminer l'imprécision sur la mesure de la vitesse du vent due aux turbulences, et aussi pour atténuer la dynamique de la référence de vitesse pour améliorer la stabilité de la boucle de régulation.

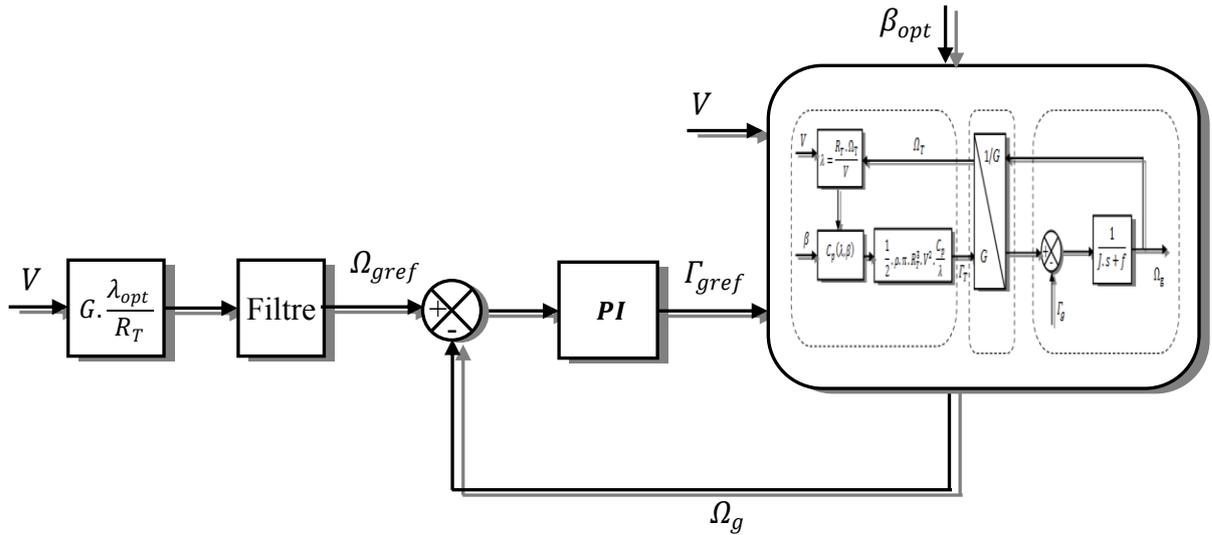


Figure II.15 Commande direct de la vitesse (zone I).

II.3.4. Commande dans la zone II

Quand la vitesse du vent augmente et atteint un certain niveau, la vitesse de rotation de la turbine atteint sa valeur maximale et doit être limitée pour protéger les éléments mécaniques. Cette limitation est mise en œuvre en saturant la vitesse de référence Ω_{gref} dans la commande direct de vitesse et en augmentant le couple de référence, pour maintenir une vitesse de rotation constante, dans le cas de la commande indirect de vitesse. L'optimisation de la conversion énergétique n'est plus alors le critère principal [21].

II.3.4.1. Commande indirecte de vitesse (Zone II)

L'équation (II.12) donne le couple optimale à imposer à la génératrice, comme l'optimisation de la puissance n'est pas l'objectif dans cette zone, le coefficient de puissance, donc la vitesse spécifique λ , n'est plus égale à sa valeur optimale. L'important dans cette zone de fonctionnement est de régler λ à une valeur qui donne une vitesse de rotation constante égale à la vitesse nominale Ω_{nom} [10]. On écrit alors :

$$\lambda_{\Omega_{nom}} = \frac{R_T \cdot \Omega_{nom}}{V} \quad (II. 25)$$

Ainsi, on obtient la nouvelle expression du couple à imposer à la génératrice.

$$\Gamma_{g\Omega_{nom}} = \frac{1}{2G} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^3 \cdot V^2 \frac{C_p(\lambda_{\Omega_{nom}})}{\lambda_{\Omega_{nom}}} \quad (II. 26)$$

Ce nouveau couple est proportionnel au carré de la vitesse du vent. On doit obtenir une vitesse de rotation constante en imposant ce couple à la génératrice électrique.

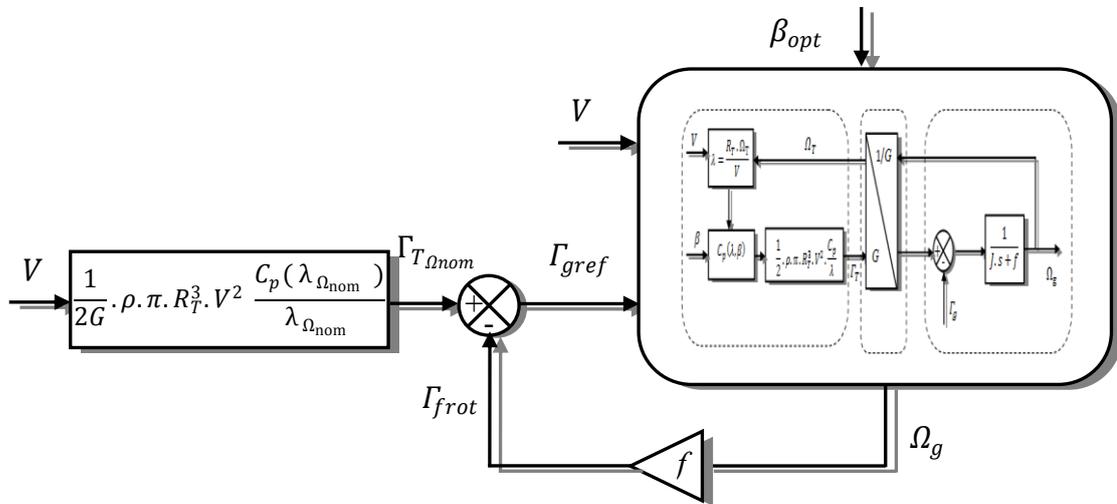


Figure II.16 Commande indirect de la vitesse (zone II).

II.3.4.2. Commande directe de vitesse (Zone II)

Dans ce cas, la structure de commande est encore plus simple que pour la zone I, il suffit de saturer la référence de la vitesse à une valeur égale à la vitesse maximale de l'éolienne. Le régulateur va donc imposer un couple plus important à la génératrice pour assurer une vitesse de rotation constante de l'ensemble turbine-machine électrique, la structure de commande est montré sur la figure ci-dessous.

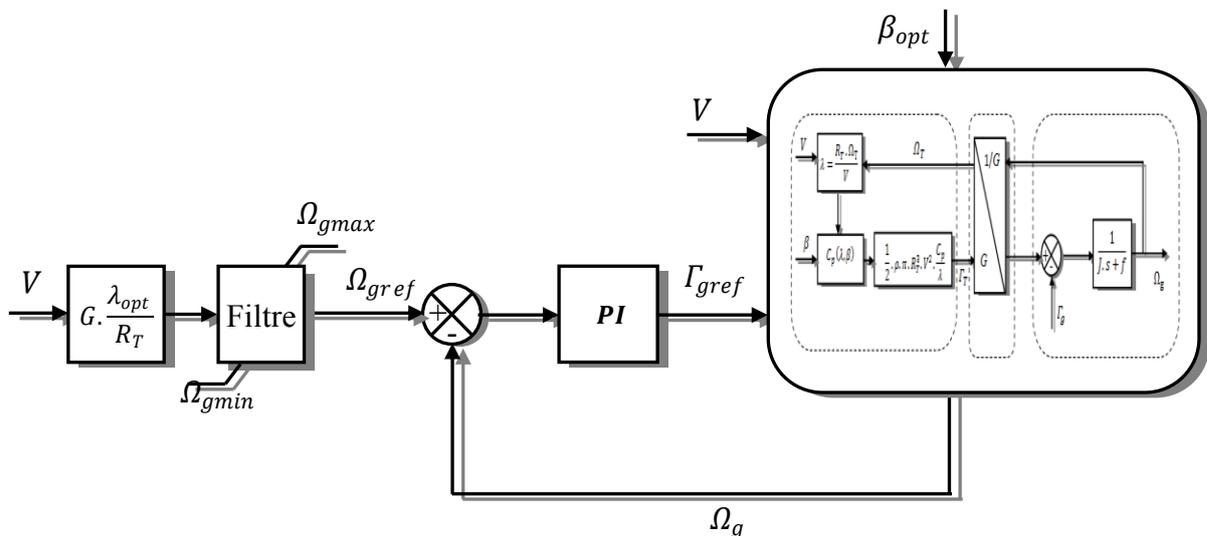


Figure II.17 Commande direct de la vitesse (zone II).

II.3.5. Commande dans la zone III

Pour des vitesses de vent importantes (en général $> 12\text{m/s}$), on bascule à la zone III qui correspond à la pleine charge de l'éolienne. Cette zone est la plus stricte en matière de régulation, le but est de limiter et de maintenir la production de puissance active à sa valeur nominale P_{nom} afin de préserver l'ensemble des éléments de la chaîne éolienne dimensionnés autour de cette puissance [8,10,21]. Une action sur l'angle de calage des pales permet de dégrader le coefficient de puissance (Figure II.3) donc de limiter la puissance convertie. Pour simplifier la structure de commande, la fonction de transfert entre β_{ref} et P (puissance électrique produite) a été approchée par un système du 1^{er} ordre [1,2,3,27]. Cette approche conduit à contrôler la puissance électrique P par un régulateur PI en boucle fermée comme montrer sur la figure suivante.

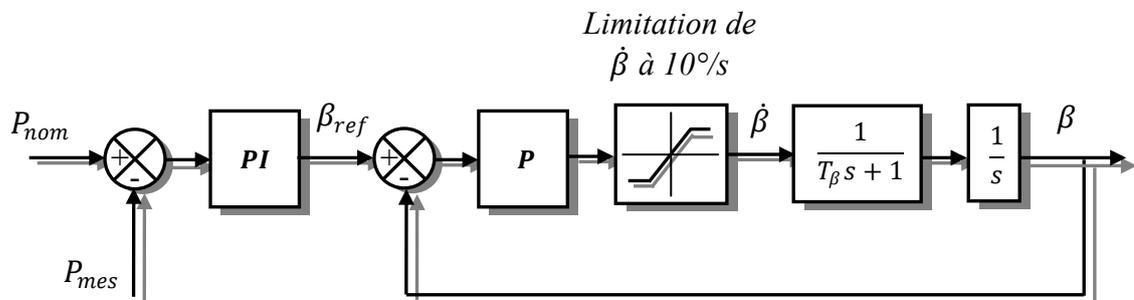


Figure II.18 Schémas bloc de la commande de l'angle de calage des pales.

Certains auteurs ajoutent un limiteur à la sortie de la boucle de régulation de β pour saturer l'angle de calage à une valeur maximale β_{max} comme dans [1], d'autres préfèrent une saturation de la référence β_{ref} [26]. Cette structure de limitation de puissance sera utilisée pour les deux stratégies de commande.

II.4. RESULTATS DE SIMULATION

Le modèle de la turbine ainsi que toutes les structures de commande sont faits sous Matlab/Simulink. Les résultats de simulation que nous allons présenter ont été faits pour une turbine de 300 kW dont les paramètres sont donnés dans l'annexe A.3. Le générateur étant supposé parfait donc il suit parfaitement la référence du couple qu'on lui impose.

II.4.1. Résultats dans la zone I (optimisation de la puissance)

Dans cette zone de fonctionnement on considère un vent d'une vitesse moyenne de 8 m/s, correspondant au fonctionnement dans la zone I. Nous avons utilisé le même profil de

vent pour les deux stratégies de commande pour que nous pouvons faire une comparaison de leurs performances.

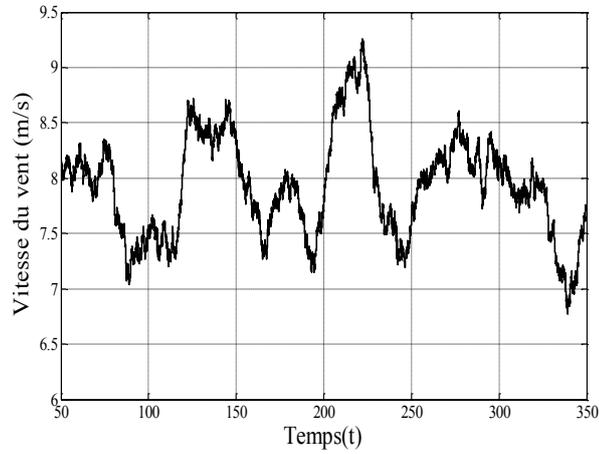
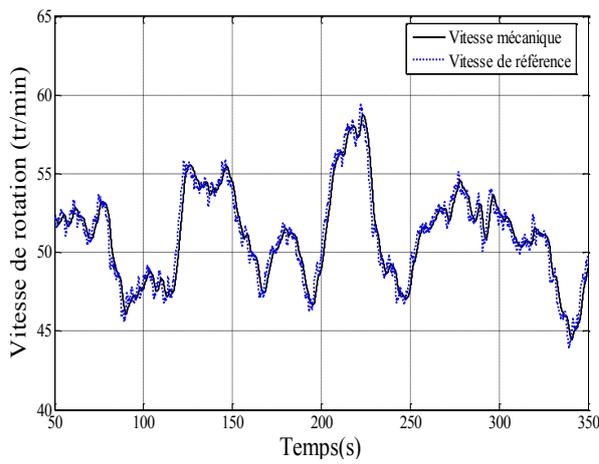
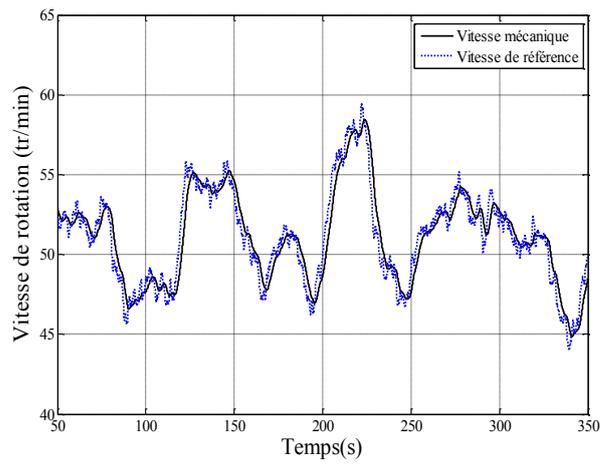


Figure II.19 Le profile du vent considéré (Zone I).

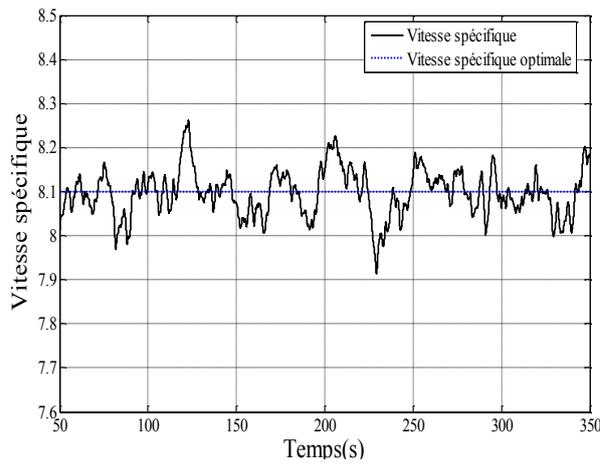


a) Commande direct

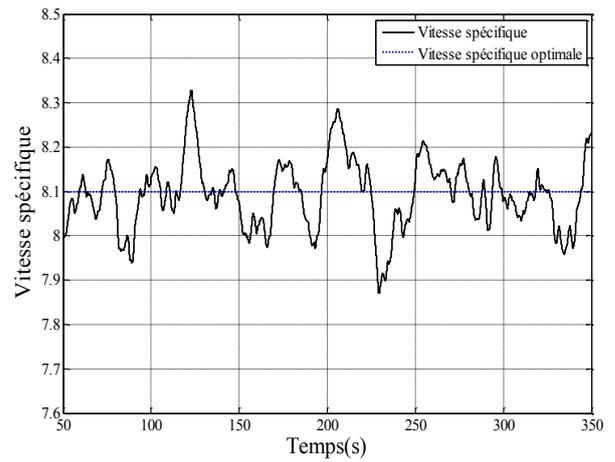


b) Commande indirect

Figure II.20 La vitesse de rotation de la turbine (Zone I).

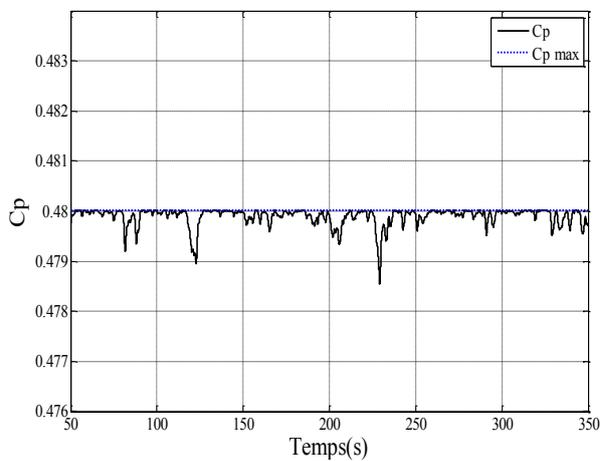


a) Commande direct

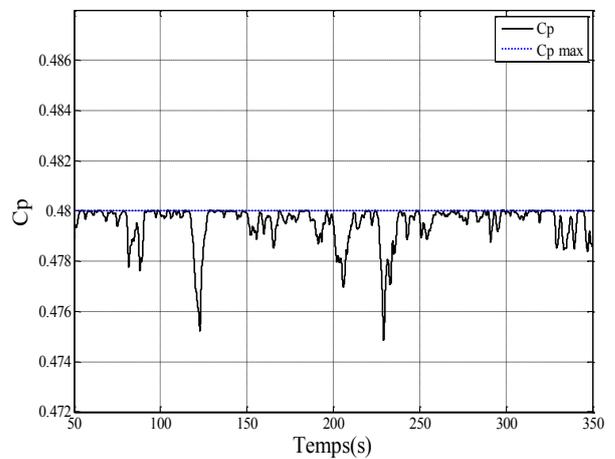


b) Commande indirect

Figure II.21 La vitesse spécifique.

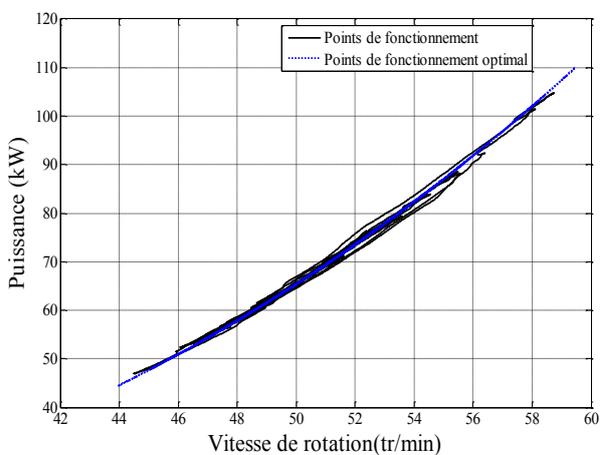


a) Commande direct

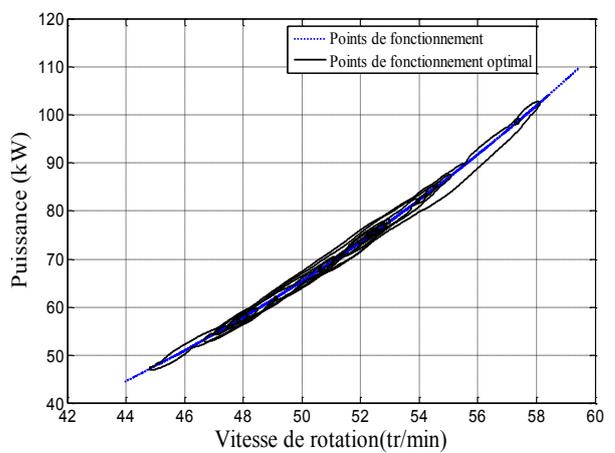


b) Commande indirect

Figure II.22 Le coefficient de puissance (Zone I).



b) Commande direct



b) Commande indirect

Figure II.23 L'évolution du point de fonctionnement.

II.4.2. Résultats dans la zone II (Limitation de la vitesse de rotation)

Le vent considéré dans cette zone est un vent moyen d'une vitesse moyenne de 10m/s qui entraîne une vitesse de rotation de la turbine égale sa vitesse nominale.

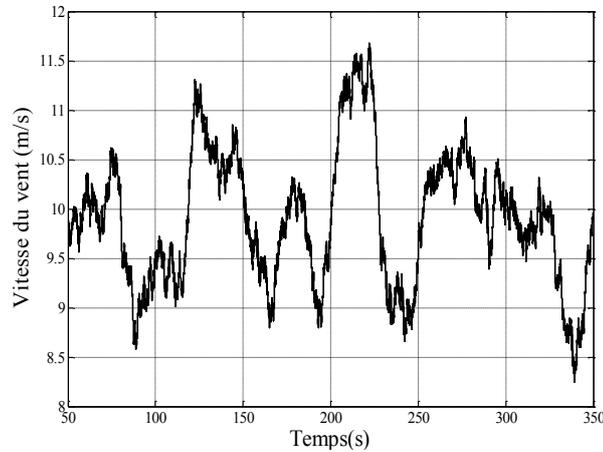
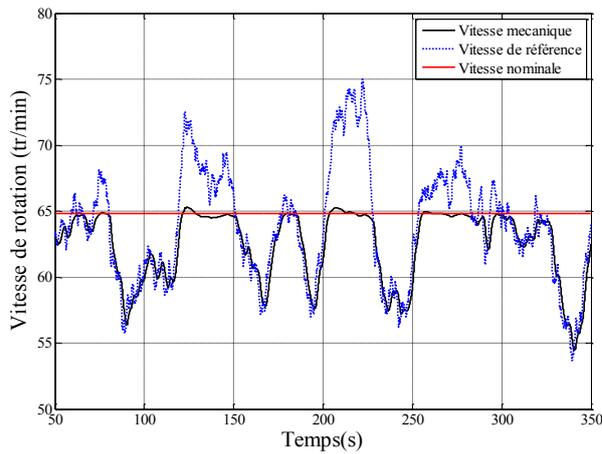
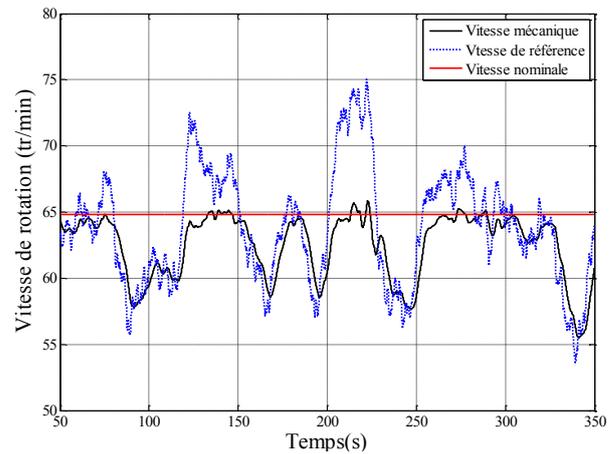


Figure II.24 Le profil du vent (Zone II).

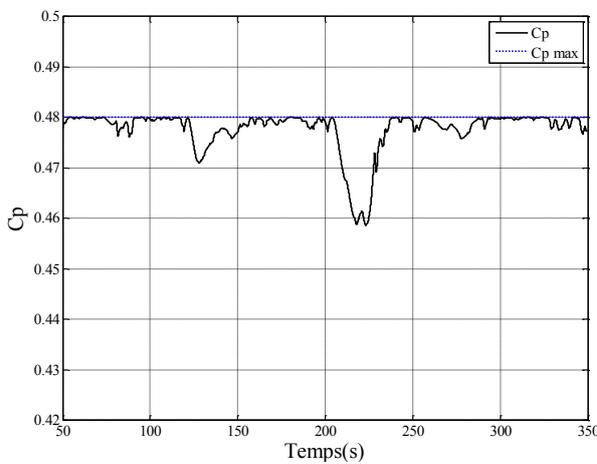


c) Commande direct

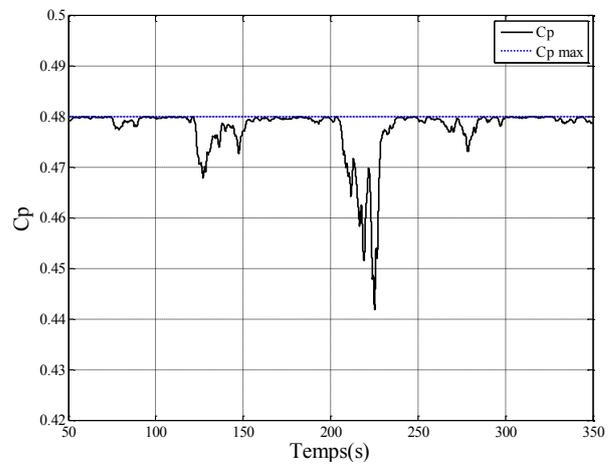


b) Commande indirect

Figure II.25 La vitesse de rotation de la turbine (Zone II).



a) Commande direct



b) Commande indirect

Figure II.26 Le coefficient de puissance (Zone II).

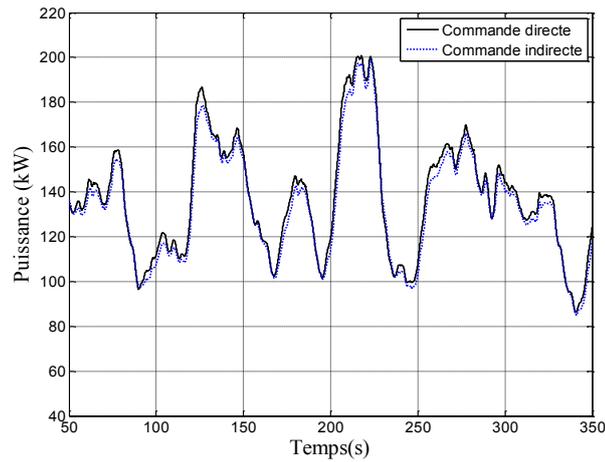


Figure II.27 La puissance mécanique (Zone II).

II.4.3. Résultats dans la zone III (Limitation puissance)

C'est la zone de pleine charge de l'éolienne, la turbine est entraînée, sous l'action du vent, à une vitesse que nous avons limité à ça vitesse nominale (zone II) et elle fournit une puissance mécanique que nous devons la garder égale à sa puissance nominale tant que le vent le permet. Le système de commande dans cette zone est le même pour les deux structure de commande, et le vent considéré est d'une vitesse moyenne de 12 m/s.

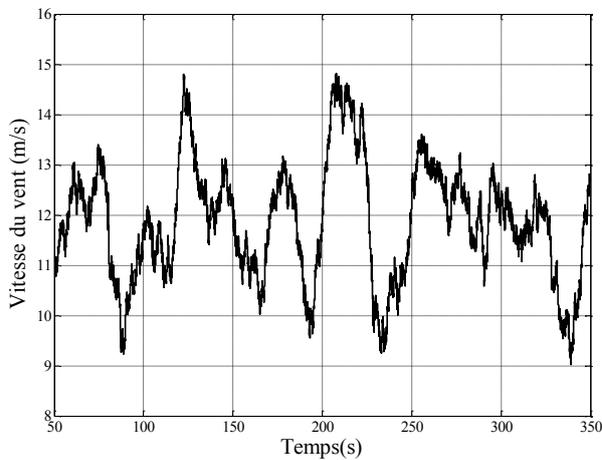


Figure II.28 Le profile du vent (Zone III).

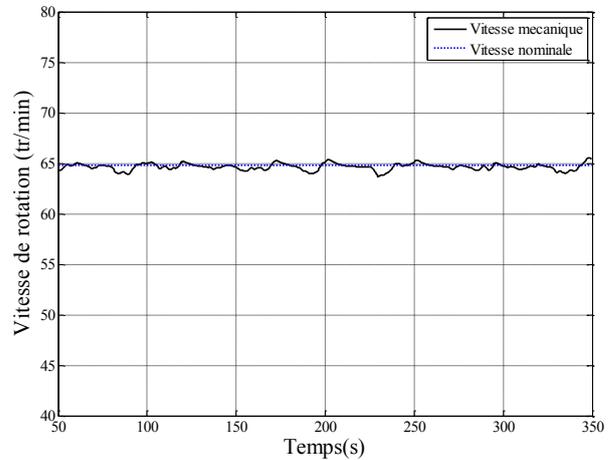


Figure II.29 Vitesse de rotation (Zone III)

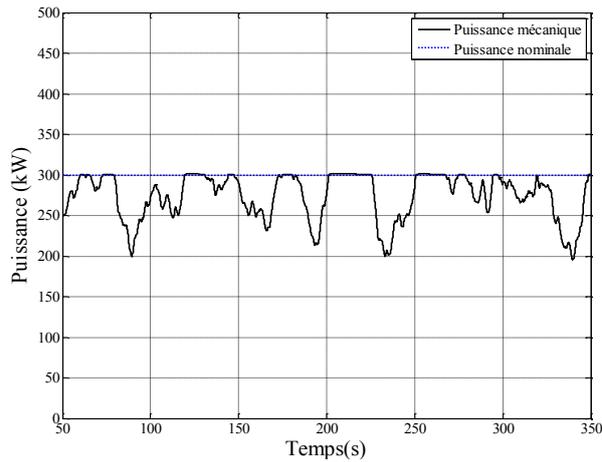


Figure II.30 Puissance mécanique (Zone III)

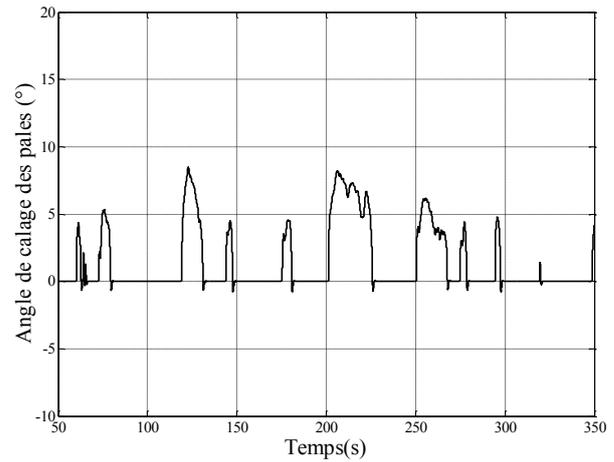


Figure II.31 Angle de calage des pales

II.4.4. Interprétations des résultats et comparaison des deux structures

Les résultats de simulation ont révélé finalement peu de différences entre un contrôle direct et un contrôle indirect de la vitesse. En effet, la figure II.23 montre le peu de différence sur le suivi du point de fonctionnement optimal en faveur de la commande direct de vitesse, nous pouvons le voir aussi sous forme d'un retard sur le suivi de la vitesse de rotation de référence (Figure II. 20) et sur le coefficient de puissance (Figure II. 22). Cette différence se justifie par le fait que la commande indirect est basée sur la mesure de la vitesse de rotation de la turbine qui est toujours en retard par rapport à la vitesse de référence vu la taille de la turbine donc une constante de temps importante.

La figure II.25 montre l'évolution de la vitesse de rotation lors du passage de la zone I vers la zone II, on constate des oscillations de la vitesse autour de la vitesse nominale pour la commande indirecte de vitesse, qui apparaît aussi sur le coefficient de puissance (Figure II. 26-b), dus au changement de la loi de commande ou plus précisément le changement de la référence du couple. Ce pendant ces oscillations sont bien amorties par le régulateur de vitesse dans le cas de la commande direct (Figure II.26-a).

Finalement, la commande dans la zone III donne des résultats similaires ce qui est tout à fait naturel puisque nous avons utilisé le même système de commande dans cette zone. Le système d'orientation des pales permet une limitation stricte de la puissance convertie pour bien protéger l'éolienne des éventuelles surcharges.

II.5. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la partie mécanique de l'éolienne et nous avons considéré la partie électrique comme parfaite. La modalisation de la partie mécanique nous a permis d'implanter deux grandes philosophies de réglage des éoliennes à vitesse variable, le contrôle direct de la vitesse de rotation et le contrôle indirect utilisant une loi de couple. Pour ces deux contrôles, nous avons identifié trois zones de fonctionnement : une zone d'optimisation de la conversion énergétique, une zone de limitation de la puissance produite et une zone intermédiaire.

La comparaison des performances de ces deux grandes familles de contrôle montre une légère différence en matière de suivi des consignes. Néanmoins, la commande directe s'avère plus stricte et plus précise et nous la trouvons la méthode idéale pour notre étude.

CHAPITRE III :
MODELISATION DE LA MACHINE
ASYNCHRONE A DOUBLE ALIMENTATION

III.1. INTRODUCTION

Un intérêt sans cesse croissant est de plus en plus accordé à la machine asynchrone au détriment des autres machines. En effet, cette machine est devenue le choix par excellence de la majorité des industriels, grâce à son prix et sa robustesse. Cependant, elle a une dynamique très complexe à cause des interactions stator rotor, ce qui rend la modélisation basée sur l'élaboration de schémas équivalents dérivés de la théorie du champ tournant insuffisante pour décrire son comportement dynamique. De nouvelles méthodes tel que la méthode du vecteur spiral et la modélisation dans le repère de Park sont développées et devenues la base pour la modélisation, la simulation et la commande des machines à induction.

Dans le présent chapitre nous nous intéresserons à la modélisation dynamique de la machine asynchrone en double alimentation, et plus précisément la modélisation par la méthode de R.H Park.

III.2. DESCRIPTION ET MODES DE FONCTION DE LA MADA

III.2.1. Description de la MADA

Une machine asynchrone à double alimentation (MADA) est constituée d'un stator fixe équipé de trois enroulements identiques répartis d'une manière symétrique dans les encoches au stator, et d'un rotor tournant autour de l'axe de la machine équipé lui aussi de trois enroulements identiques et symétrique couplés en étoile et reliés à un collecteur constitué de trois ou quatre bagues figure III.1.

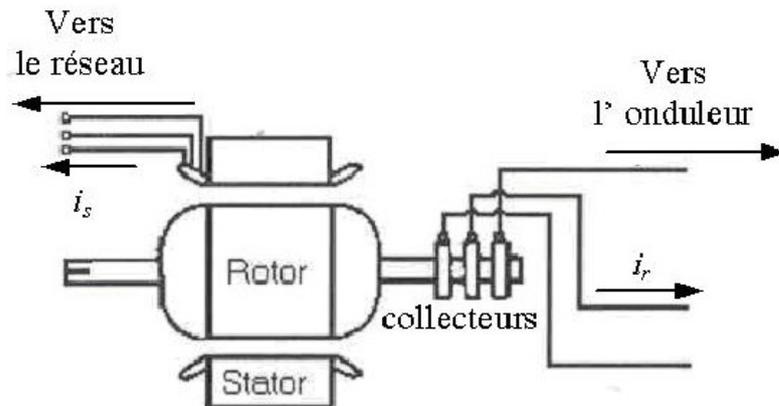


Figure III.1 Structure d'une machine asynchrone à double alimentation.

Les trois enroulements rotoriques sont reliés à travers des balais glissants sur les bagues du rotor à un convertisseur d'électronique de puissance pour assurer une deuxième alimentation par le rotor. Selon le mode de fonctionnement, l'ensemble machine asynchrone, convertisseur et éventuellement un transformateur est appelé cascade hypo ou hyper synchrone.

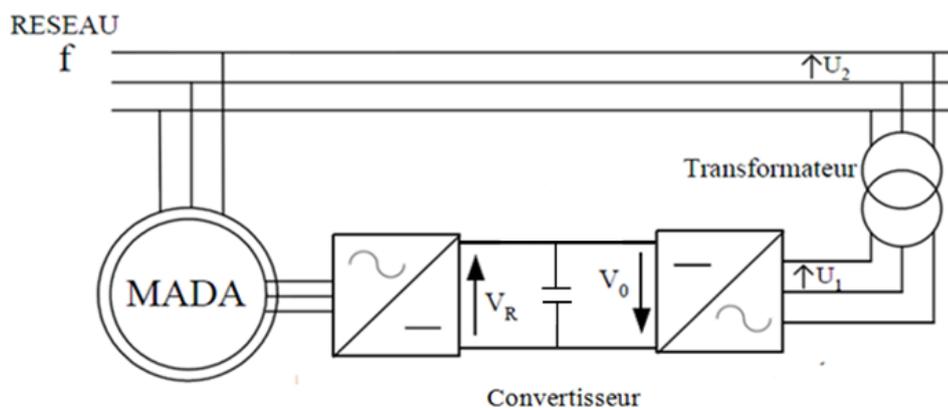


Figure III.2 Cascade d'une machine asynchrone à double alimentation.

III.2.2. Modes de fonctionnement de la MADA

Comme la machine asynchrone à cage, la MADA fonctionne en moteur et en générateur, la différence réside dans le fait que pour la MADA ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement. Dans le cas d'une MADA c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité fonctionnement en hyper ou hypo synchrone aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur [5,32]. Cette propriété fondamentale a fait de la MADA le choix par excellence des entraînements à vitesse variable et surtout ces dernières années pour la génération d'énergie éolienne à vitesse variable.

La figure (III. 3) montre les différents modes de fonctionnement de la MADA, en moteur hyposynchrone ou hypersynchrone dans les quadrants 1 et 2 respectivement et en générateur hyposynchrone ou hypersynchrone dans les quadrants 3 et 4 respectivement. Seuls les quadrants 3 et 4 sont exploitables pour la production de l'énergie électrique, donc nous nous intéressons dans notre étude à ces deux quadrants pour la production d'énergie éolienne.

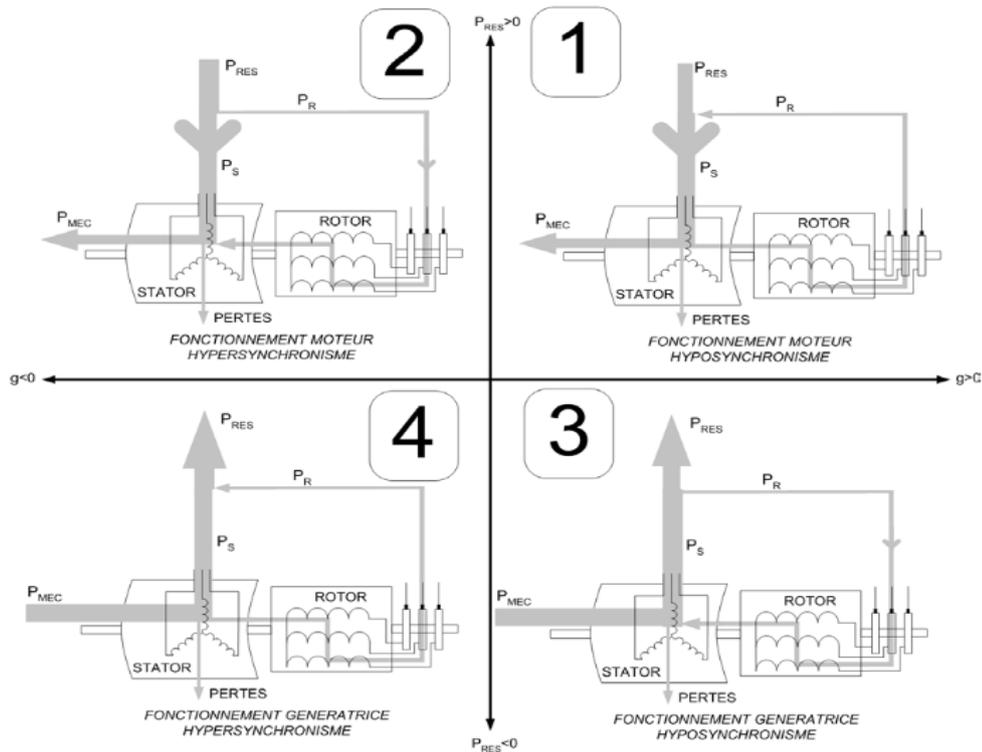


Figure III.3 Quadrants de fonctionnement de la MADA.

En effet, si la plage de variation de vitesse ne dépasse pas $\pm 30\%$ en deçà ou au delà de la vitesse de synchronisme, la machine est capable de débiter une puissance allant jusqu'à 1,3 fois la puissance nominale. Le convertisseur est alors dimensionné pour faire transiter uniquement la puissance de glissement c'est à dire au maximum 0,3 fois la puissance

nominale de la machine. Il est alors moins volumineux et moins coûteux que s'il est placé entre le réseau et le stator d'une machine à cage. De plus, le contrôle des tensions rotoriques nous donne la possibilité de maîtriser les puissances active et réactive, ce qui est très utile pour la poursuite du point de fonctionnement optimale dans la production d'énergie éolienne.

III.3. MODELISATION DE LA MADA EN GRANDEURS DE PHASES

La machine asynchrone étant un système non linéaire très complexe, sa modélisation nécessite l'introduction de certaines hypothèses simplificatrices sans trop exagérer pour avoir un modèle le plus proche possible de la réalité.

III.3.1. Hypothèses simplificatrices

La modélisation de la machine asynchrone sera établie sous les hypothèses simplificatrices suivantes [5,15,16,33].

- L'entrefer est supposé d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoches négligeable.
- La saturation magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables.
- Les résistances des enroulements sont constantes et l'effet de peau négligeable.
- On admet que la f.m.m créée par chacune des phases des deux armatures est à répartition sinusoïdale.
- La machine est symétrique, par conséquent, la somme des courant et des tensions est égale a zéro.

Parmi les conséquences importantes de ces hypothèses on peut citer :

- L'additive des flux,
- La constance des inductances propres,
- La loi de variation sinusoïdale des inductances mutuelles entre les enroulements du stator et du rotor en fonction de l'angle électrique de leurs axes magnétiques.

La position du rotor en rotation, par rapport au stator fixe est fonction de la vitesse de rotation Ω , tel que $\Omega = d\theta/dt$ où θ est l'angle entre l'enroulement statorique (A) et l'enroulement rotor (a) en chaque instant, comme montré sur la figure ci-dessous.

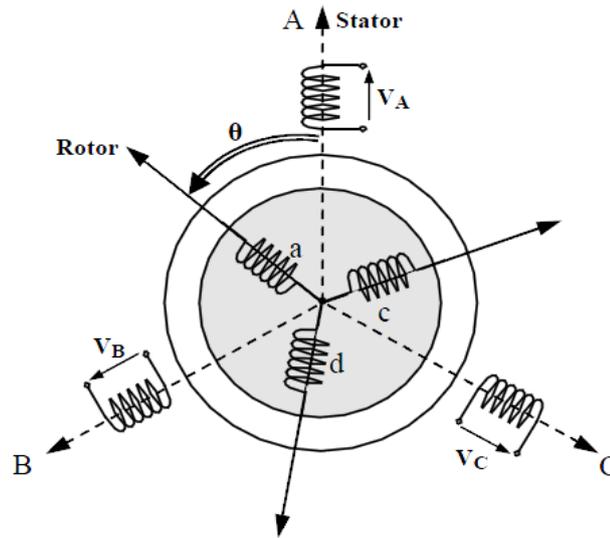


Figure III.4 Représentation schématique de la machine asynchrone.

En utilisant l'approche des circuits couplés magnétiquement, la loi d'Ohm et la loi de Faraday et en tenant compte des hypothèses cités ci-dessus, le comportement dynamique de la MADA peut être décrit par le système d'équations différentielles suivant [34].

III.3.2. Équations des tensions

En écriture matricielle, les équations de tension de la MADA s'écrivent sous la forme suivante :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d[\varphi_s]}{dt} \\ [V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d[\varphi_r]}{dt} \end{cases} \quad (III.1)$$

V_s, V_r : Les tensions simples statorique et rotorique.

I_s, I_r : Les courants de phase statorique rotorique.

φ_s, φ_r : Les flux statorique et rotorique respectivement.

R_s, R_r : Les résistances par phase statorique et rotorique.

Les équations de tensions du stator sont écrites dans un repère lié au stator et les équations du rotor dans un repère lié au rotor, ce qui explique l'absence des tensions induites dues au mouvement [15].

III.3.3. Equations des flux

De la même manière on peut écrire les équations des flux sous la forme suivante :

$$\begin{cases} [\varphi_s] = [L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] \cdot [I_r] \\ [\varphi_r] = [L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{rs}] \cdot [I_s] \end{cases} \quad (III.2)$$

En appliquant la transformée de Laplace, et en remplaçant (III.2) dans (III.1), on obtient le système d'équations ci-dessous, qui représente le modèle de la machine asynchrone dans le repère naturel :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt} ([L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] \cdot [I_r]) \\ [V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} ([L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{rs}] \cdot [I_s]) \end{cases} \quad (III.3)$$

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix}, \quad [I_s] = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, \quad [\varphi_s] = \begin{bmatrix} \varphi_{as} \\ \varphi_{bs} \\ \varphi_{cs} \end{bmatrix}$$

$$[V_r] = \begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix}, \quad [I_r] = \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}, \quad [\varphi_r] = \begin{bmatrix} \varphi_{ar} \\ \varphi_{br} \\ \varphi_{cr} \end{bmatrix}$$

$$[R_s] = \text{diag}[R_s \quad R_s \quad R_s], \quad [R_r] = \text{diag}[R_r \quad R_r \quad R_r]$$

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix}, \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix}$$

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^t = M_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ \cos(\theta - 4\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

L_s, L_r : Les inductances propres statorique et rotorique.

M_s, M_r : Les mutuelles entre les bobines statoriques respectivement rotoriques.

III.3.4. Equation mécanique

L'expression générale du couple électromagnétique est donnée par :

$$\Gamma_e = \left(\frac{1}{2}\right) \cdot p \begin{bmatrix} I_s \\ I_r \end{bmatrix}^t \cdot \frac{d}{dt} L(\theta) \cdot \begin{bmatrix} I_s \\ I_r \end{bmatrix} \quad (III.4)$$

Sachant que les matrices inductances $[L_{ss}]$ et $[L_{rr}]$ sont à termes constante, l'expression du couple devient comme suit.

$$\Gamma_e = \left(\frac{1}{2}\right) \cdot p \begin{bmatrix} I_s \\ I_r \end{bmatrix}^t \cdot \frac{d}{dt} [M_{sr}] \cdot \begin{bmatrix} I_s \\ I_r \end{bmatrix} \quad (III.5)$$

D'autre part nous avons l'équation du mouvement qui est donnée par :

$$J_g \frac{d}{dt} \Omega = \Gamma_e - \Gamma_r - f_g \cdot \Omega \quad (III.6)$$

Les systèmes d'équations différentielles (III.3), (III.5) et (III.6) représente le modèle de la MADA dans le repère naturel. Les équations différentielles de ce système sont fortement couplées l'une à l'autre par la mutuelle inductance entre les bobines. Plus particulièrement, la mutuelle inductance entre les bobines statoriques et rotoriques qui est fonction de la position du rotor θ . Ce couplage rend la résolution de ce système très complexe.

Les transformations mathématiques comme la transformation de Park (d, q) ou la transformation (α, β) peuvent faciliter la résolution d'un tel système en transformant ces équations différentielles à paramètres variable dans le temps en équations différentielles à paramètres constantes écrites dans un repère à axes orthogonaux. [15,34].

III.4. MODELISATION DE LA MADA DANS UN REPERE ORTHOGONAL

III.4.1. La transformation de Park

La transformation de Park est un outil mathématique permettant la simplification des équations des machines électriques triphasées. Elle permet de passer d'un système triphasé alternatif à un système diphasé (repère d, q, o), et donc d'obtenir un système d'équation à coefficients constants ce qui simplifie sa résolution.

La matrice de transformation est définie comme suit :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix}$$

$[P(\theta_s)]$ Est Orthonormée ce qui permet la conservation des puissances lors du passage du système triphasé au système biphasé, et inversement.

θ : L'angle entre le repère du système triphasé à transformer et le repère de Park.

III.4.1.1. Transformation des variables statoriques

La transformation des variables réelles statorique de la machine consiste à appliquer la matrice de Park $[P(\theta_s)]$ aux vecteurs des variables tensions $[V_s]$, courant $[I_s]$ et flux $[\varphi_s]$ pour obtenir leurs composantes relatives correspondantes $[V_{dqos}]$, $[I_{dqos}]$ et $[\varphi_{dqos}]$ respectivement, suivant les équations :

$$[V_{dqo}]_s = [P(\theta_s)] \cdot [V_s] \implies [V_s] = [P(\theta_s)]^{-1} \cdot [V_{dqo}]_s \quad (III.7)$$

$$[I_{dqo}]_s = [P(\theta_s)] \cdot [I_s] \implies [I_s] = [P(\theta_s)]^{-1} \cdot [I_{dqo}]_s \quad (III.8)$$

$$[\varphi_{dqo}]_s = [P(\theta_s)] \cdot [\varphi_s] \implies [\varphi_s] = [P(\theta_s)]^{-1} \cdot [\varphi_{dqo}]_s \quad (III.9)$$

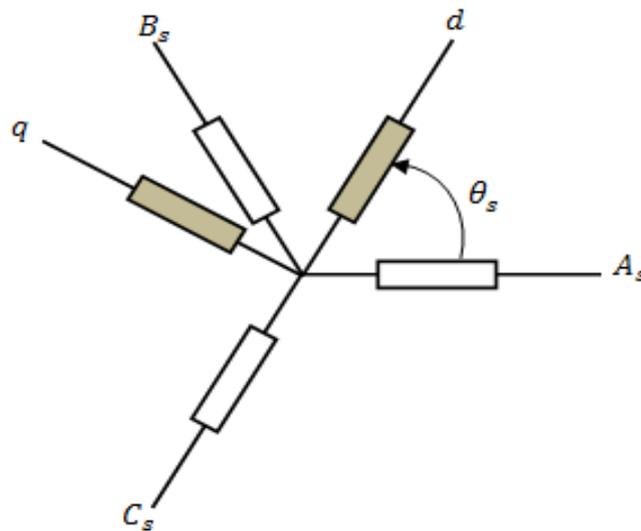


Figure III.5 Transformation des variables statoriques.

$[P(\theta_s)]$ est la matrice de la transformation de Park appliquée au stator de la machine. θ_s étant l'abscisse angulaire du référentiel (d,q) tournant à la vitesse ω_s par rapport à l'axe de la phase statorique (A). θ_s est donnée par la relation suivante [34,35].

$$\theta_s(t) = \int_0^t \omega_s(t) dt + \theta_s(0) \quad (III.10)$$

$\theta_s(0)$ Est l'abscisse initiale du référentiel arbitraire par rapport à la phase (a) du stator.

III.4.1.2. Transformation des variables rotoriques

De la même manière que pour le stator, les composantes relatives correspondantes aux variables rotoriques peuvent être calculées à partir des équations suivantes :

$$[V_{dqo}]_r = [P(\theta_r)] \cdot [V_r] \implies [V_r] = [P(\theta_r)]^{-1} \cdot [V_{dqo}]_r \quad (III. 11)$$

$$[I_{dqor}] = [P(\theta_r)] \cdot [I_r] \implies [I_r] = [P(\theta_r)]^{-1} \cdot [I_{dqor}] \quad (III. 12)$$

$$[\varphi_{dqor}] = [P(\theta_r)] \cdot [\varphi_r] \implies [\varphi_r] = [P(\theta_r)]^{-1} \cdot [\varphi_{dqor}] \quad (III. 13)$$

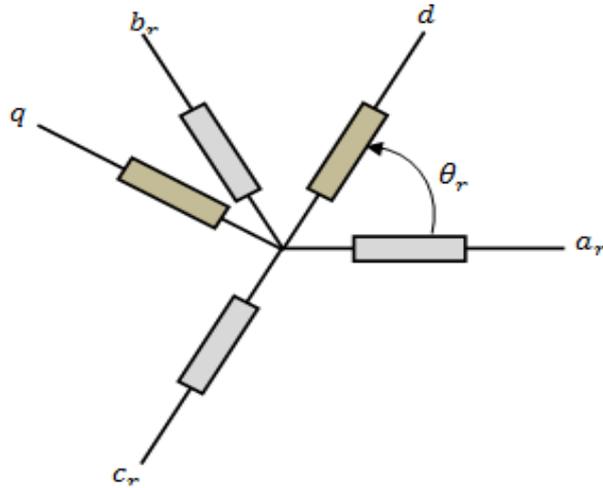


Figure III.6 Transformation des variables rotoriques.

$[P(\theta_r)]$ Est la matrice de la transformation de Park appliquée au rotor de la machine. θ_r Est l'abscisse du référentiel orthogonal par rapport à la phase rotorique (ar) tel que [34,35] :

$$\theta_r(t) = \int_0^t \omega(t) dt + \theta_r(0) \quad (III. 14)$$

$\theta_r(0)$ Est la position initiale du référentiel par rapport à la phase rotorique (a).

III.4.2. Equation de la MADA dans le repère arbitraire

Il paraît clairement que le repère de la transformation de Park des grandeurs statoriques et celui des grandeurs rotoriques doivent coïncider pour simplifier les équations. Ceci se fait en liant les angles θ_s et θ_r par la relation suivante :

$$\theta_s = \theta_r + \theta \quad (III. 15)$$

Cette relation est dite condition de simplification de Park.

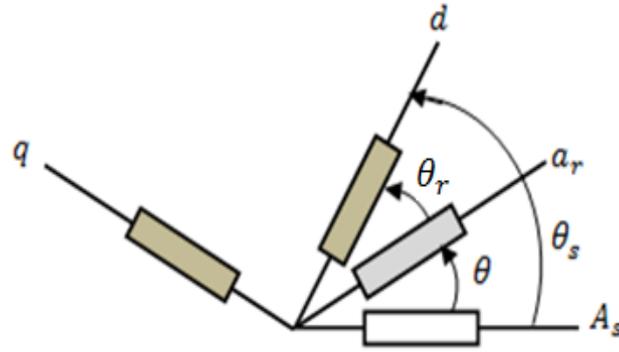


Figure III.7 La MADA dans le référentiel arbitraire.

III.4.2.1. Equations des tensions :

En introduisant les équations (III.7), (III.8), (III.11) et (III.12) dans les équations de la machine, on obtient :

$$\begin{cases} [P(\theta_s)]^{-1} \cdot [V_{dqo}]_s = [R_s] \cdot [P(\theta_s)]^{-1} \cdot [I_{dqo}]_s + \frac{d}{dt} \left([P(\theta_s)]^{-1} \cdot [\varphi_{dqo}]_s \right) \\ [P(\theta_s - \theta)]^{-1} \cdot [V_{dqo}]_r = [R_r] \cdot [P(\theta_s - \theta)]^{-1} \cdot [I_{dqo}]_r + \frac{d}{dt} \left([P(\theta_s - \theta)]^{-1} \cdot [\varphi_{dqo}]_r \right) \end{cases} \quad (III.16)$$

D'où :

$$\begin{cases} [V_{dqo}]_s = [R_s] \cdot [I_{dqo}]_s + [P(\theta_s)] \cdot \frac{d}{dt} [P(\theta_s)]^{-1} \cdot [\varphi_{dqo}]_s \\ [V_{dqo}]_r = [R_r] \cdot [I_{dqo}]_r + [P(\theta_s - \theta)] \cdot \frac{d}{dt} [P(\theta_s - \theta)]^{-1} \cdot [\varphi_{dqo}]_r \end{cases} \quad (III.17)$$

Sachant que :

$$[P(\theta_s)] \cdot \frac{d}{dt} [P(\theta_s)]^{-1} = \frac{d\theta_s}{dt} \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$[P(\theta_s - \theta)] \cdot \frac{d}{dt} [P(\theta_s - \theta)]^{-1} = \frac{d(\theta_s - \theta)}{dt} \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

On peut écrire :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} \\ V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} + (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (III.18)$$

$V_{ds}, V_{qs}, V_{dr}, V_{qr}$: Les tensions direct et en quadrature statoriques, respectivement rotoriques.

$I_{ds}, I_{qs}, I_{dr}, I_{qr}$: Les courants direct et en quadrature statoriques, respectivement rotoriques.

$\varphi_{ds}, \varphi_{qs}, \varphi_{dr}, \varphi_{qr}$: Les flux direct et en quadrature statoriques, respectivement rotoriques.

$\omega_s, \omega_r, \omega$: La pulsation statorique, rotorique et mécanique respectivement.

III.4.2.2. Equations des flux :

De la même manière on peut trouver les équations de flux qui sont donner par :

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s \cdot I_{ds} + M \cdot I_{dr} \\ \varphi_{qs} = L_s \cdot I_{qs} + M \cdot I_{qr} \\ \varphi_{dr} = L_r \cdot I_{dr} + M \cdot I_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r \cdot I_{qr} + M \cdot I_{qs} \end{cases} \quad (III.19)$$

En substituant les flux dans le système d'équations (II.18) par leurs expressions, le système d'équations des tensions de la machine peut être écrit sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s L_s & 0 & -\omega_s M \\ \omega_s L_s & R_s & \omega_s M & 0 \\ 0 & -(\omega_s - \omega) M & R_r & -(\omega_s - \omega) L_r \\ (\omega_s - \omega) M & 0 & (\omega_s - \omega) L_r & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} \\ &+ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (III.20)$$

Ou encore :

$$V = G \cdot I + L \cdot \frac{d}{dt} I \quad (III.21)$$

Qui devient sous forme d'équation d'état :

$$\dot{I} = L^{-1}[V - G \cdot I] \quad (III.22)$$

Où :

$$V = \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} \quad I = \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix}$$

$$G = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s L_s & 0 & -\omega_s M \\ \omega_s L_s & R_s & \omega_s M & 0 \\ 0 & -(\omega_s - \omega)M & R_r & -(\omega_s - \omega)L_r \\ (\omega_s - \omega)M & 0 & (\omega_s - \omega)L_r & R_r \end{bmatrix}$$

$$L = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix}; \quad M = \frac{3}{2}M_{sr}$$

III.4.2.3. Equation du couple électromagnétique

Etant donné que la matrice de transformation que nous avons utilisée conserve la puissance instantanée, nous pouvons écrire alors :

$$\begin{aligned} P_e &= (V_{sa} \cdot I_{sa} + V_{sb} \cdot I_{sb} + V_{sc} \cdot I_{sc}) + (V_{ra} \cdot I_{ra} + V_{rb} \cdot I_{rb} + V_{rc} \cdot I_{rc}) \\ &= (V_{ds} \cdot I_{ds} + V_{qs} \cdot I_{qs}) + (V_{dr} \cdot I_{dr} + V_{qr} \cdot I_{qr}) \end{aligned} \quad (III.23)$$

En remplaçant les tensions par leurs expressions, on trouve :

$$P_e = \omega_s \{ \varphi_{ds} \cdot I_{qs} - \varphi_{qs} \cdot I_{ds} \} + (\omega_s - \omega) \{ \varphi_{dr} \cdot I_{qr} - \varphi_{qr} \cdot I_{dr} \}$$

En exprimant les flux par leur expression à partir du système (III.19), on constate que :

$$\{ \varphi_{ds} \cdot I_{qs} - \varphi_{qs} \cdot I_{ds} \} = - \{ \varphi_{dr} \cdot I_{qr} - \varphi_{qr} \cdot I_{dr} \}$$

D'autre part on a :

$$\Gamma_e = P_e / \Omega$$

D'où :

$$\begin{aligned} \Gamma_e &= p \cdot (\varphi_{ds} \cdot I_{qs} - \varphi_{qs} \cdot I_{ds}) \\ &= p \cdot M \cdot (I_{dr} \cdot I_{qs} - I_{qr} \cdot I_{ds}) \end{aligned} \quad (III.24)$$

$$= p \cdot \frac{M}{L_r} \cdot (\varphi_{dr} \cdot I_{qs} - \varphi_{qr} \cdot I_{ds})$$

Tel que : p est le nombre de paire de pôles de la machine.

III.4.3. Le choix du référentiel

Le système d'équation (III.22) représente le modèle linéaire de la machine asynchrone double alimentation dans un repère arbitraire tournant à une vitesse quelconque ω . Le choix d'un référentiel dépend essentiellement du but de la modélisation et de la compatibilité avec les autres composantes du système étudié [34].

III.4.3.1. Référentiel lié au stator

Ce référentiel, appelé souvent stationnaire, est caractérisé par la relation suivante :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_r}{dt} = -\frac{d\theta}{dt} = -\omega$$

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & \omega M & R_r & \omega L_r \\ -\omega M & 0 & -\omega L_r & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix}$$

Les composantes relatives de la machine dans ce référentiel ont les mêmes caractéristiques que celles du réseau d'alimentation, ce qui convient pour l'étude de la machines dans un réseau complexe. Il est aussi souvent utilisé pour l'étude des variations importantes de la vitesse de rotation. [16,34].

III.4.3.2. Référentiel lié au rotor

Ce référentiel est intéressant pour les problèmes des régimes transitoires où la vitesse de rotation est considérée comme constante. Il est caractérisé par la relation suivante :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_s}{dt} = \frac{d\theta}{dt} = \omega$$

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s L_s & 0 & -\omega_s M \\ \omega_s L_s & R_s & \omega_s M & 0 \\ 0 & -M & R_r & -L_r \\ M & 0 & L_r & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix}$$

III.4.3.3. Référentiel lié au champ tournant

Ce référentiel n'importe aucune simplification aux équations de la machine, il est caractérisé par la relation :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s, \quad \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega = g\omega_s$$

Tel que : g est la vitesse de glissement.

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s L_s & 0 & -\omega_s M \\ \omega_s L_s & R_s & \omega_s M & 0 \\ 0 & -g\omega_s M & R_r & -g\omega_s L_r \\ g\omega_s M & 0 & g\omega_s L_r & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix}$$

Les composantes relatives de la machine dans ce référentiel sont constantes ce qui justifie son large utilisation dans le domaine de la commande des machines asynchrones [16,34]. Vu l'avantage que importe ce dernier référentiel, nous allons l'utiliser dans la suite de notre étude.

III.5. VALIDATION DU MODELE

L'utilisation du logiciel MATLAB, conçu pour la manipulation des matrices, pour la simulation de la MADA nous permet d'utiliser le modèle décrit par l'équation (III.22) sous sa forme matricielle. L'implémentation du modèle de la MADA sous SIMULINK est donnée par le schéma bloc de la figure III.8.

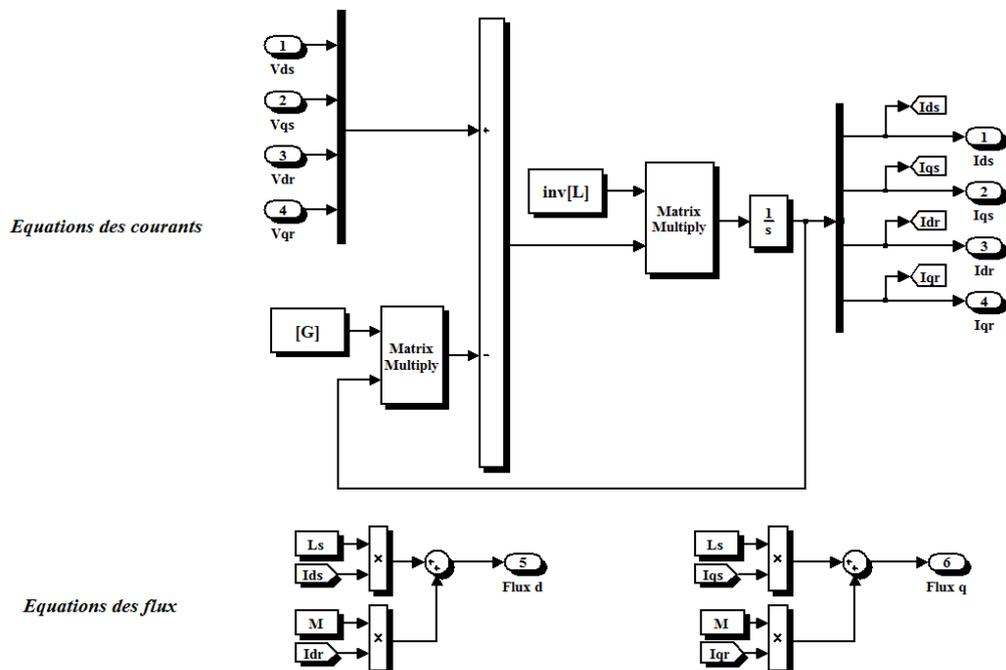


Figure III.8 Schéma bloc du modèle de la MADA.

Les figures ci-dessous présentent les résultats de simulation d'une MADA de 300kW. La machine est entraînée à une vitesse de 1450 tr/min et alimentée directement par deux

sources de tension triphasées parfaites, l'une au niveau du stator avec une fréquence de 50Hz et d'amplitude $V = \sqrt{2} \cdot 400 \text{ V}$, et l'autre au niveau du rotor avec une amplitude de 22V et une fréquence égale à la fréquence rotorique ($g \cdot \omega_s$).

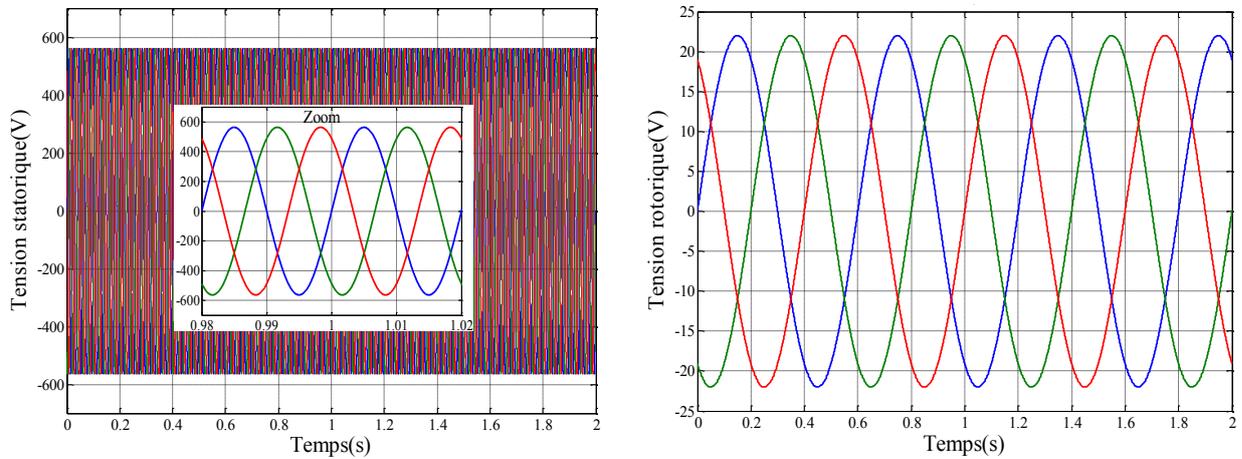


Figure III.9 Les tensions d'alimentations au stator et au rotor.

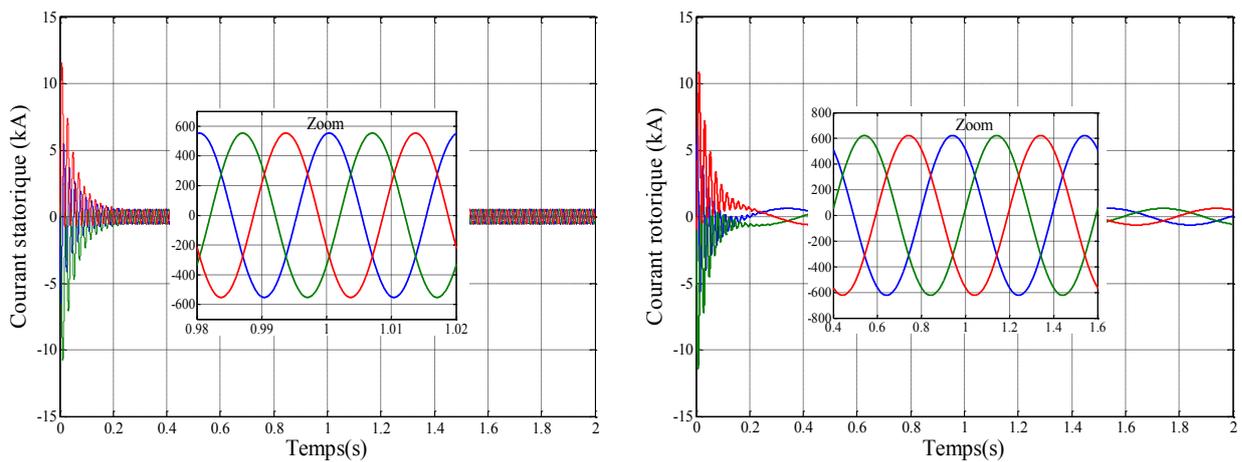


Figure III.10 Les courants statoriques et rotoriques.

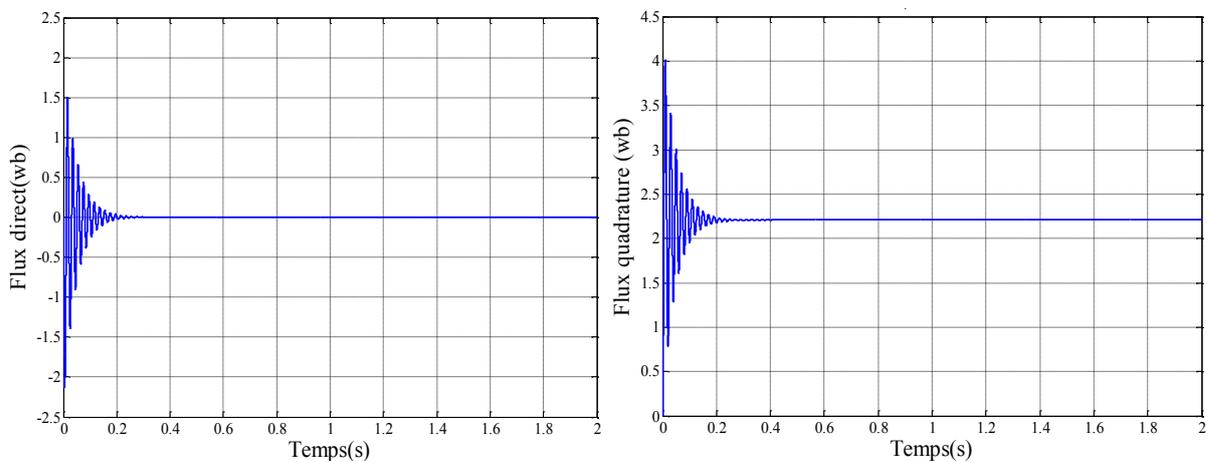


Figure III.11 Les flux direct et quadrature.

III.6. CONCLUSION

Sous quelques hypothèses simplificatrices, nous avons pu établir un modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation. La complexité du modèle a été réduite par l'application de la transformation de Park qui permettait le passage d'un repère triphasé, dans le quel les équations de la machine étaient à coefficients variables dans le temps, à un repère orthogonal dans le quel les équations sont devenues à coefficients constants dans le temps. Le modèle de la MADA a été simulé sous MATLAB/Simulink, et les résultats de simulation ont montré une bonne conformité au comportement dynamique de la machine.

CHAPITRE IV :
CONTROLE INDEPENDANT DES PUISSANCES
ACTIVE ET REACTIVE DE LA MADA

IV.1. INTRODUCTION

Le concept d'orientation de flux, proposé par Hasse en 1969 et Blaschke en 1972[32], constitue sans doute le plus important de paradigme dans la théorie et la pratique de contrôle des machines à induction. En effet, l'objectif de l'orientation du flux est de rendre le moteur à induction semblable à un moteur à courant continu à excitation séparée, ce qui permet le contrôle optimal du couple électromagnétique indépendamment du flux.

Dans ce chapitre, nous allons établir les équations qui lient les tensions rotoriques de la MADA, générées par le convertisseur statique, aux puissances active et réactive statoriques en essayant de développer un algorithme de contrôle indépendant des puissances qui va nous aider à contrôler au mieux le système de production d'énergie éolienne.

IV.2. PRINCIPE DE LA COMMANDE VECTORIELLE

Le principe de la commande vectorielle consiste à orienter l'axe d du repère de Park suivant l'un des flux de la machine asynchrone φ_s , φ_r ou φ_m au choix, afin d'obtenir un découplage flux-courant et couple-courant ce qui nous permet de faire un contrôle du couple indépendamment du flux [15,32,33].

Prenons l'une des trois expressions du couple électromagnétique trouvées dans le chapitre précédent, par exemple l'équation (III.24) suivante.

$$\Gamma_e = p \cdot (\varphi_{ds} \cdot I_{qs} - \varphi_{qs} \cdot I_{ds}) \quad (IV.1)$$

Si on suppose que le flux statorique est orienté suivant l'axe d du repère de Park, on aura :

$$\varphi_s = \varphi_{ds} \implies \varphi_{qs} = 0$$

Donc l'expression du couple électromagnétique devient [31] :

$$\Gamma_e = p \cdot \varphi_{ds} \cdot I_{qs} \quad (IV.2)$$

Cette expression du couple ressemble bien à l'expression du couple d'un moteur à courant continu à excitation séparée. Sous l'hypothèse d'un flux statorique orienté, le couple électromagnétique peut être contrôlé indépendamment du flux par action sur le courant I_{qs} , ce qui est l'objectif de la commande vectorielle.

IV.3. MODELE DE LA MADA A FLUX STATORIQUE ORIENTE

Dans ce qui suit nous allons supposer que l'axe d du repère de Park est orienté suivant le flux statorique. Ce choix n'est pas au hasard mais il se justifie par le fait que la machine est souvent couplée à un réseau puissant de tension et de fréquence constante, ce qui entraîne un flux constat au stator de la machine. [5,15,37]

Rappelant le système d'équations différentielles (III.18), décrivant la machine asynchrone dans un repère lié au champ tournant qui est donné par :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega_s \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega_s \varphi_{ds} \\ V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (IV.3)$$

Avec un flux statorique constant et orienté, $\varphi_s = \varphi_{ds}$ et $\varphi_{qs} = 0$, ces équations peuvent se simplifier sous la forme suivante [31] :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \omega_s \varphi_s \\ V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (IV.4)$$

Si on néglige la résistance des enroulements statoriques, hypothèse souvent acceptée pour les machines de grande puissance utilisée pour la production d'énergie éolienne les équations des tensions de la machine se réduisent à la forme suivante [5, 15, 38] :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = V_s = \omega_s \varphi_s \\ V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (IV.5)$$

De la même manière que pour les tensions, les équations des flux deviennent :

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = \varphi_s = L_s \cdot I_{ds} + M \cdot I_{dr} \\ 0 = L_s \cdot I_{qs} + M \cdot I_{qr} \\ \varphi_{dr} = L_r \cdot I_{dr} + M \cdot I_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r \cdot I_{qr} + M \cdot I_{qs} \end{cases} \quad (IV.6)$$

L'expression du couple électromagnétique devienne alors :

$$\Gamma_e = p \cdot \frac{V_s}{\omega_s} \cdot I_{qs} \quad (IV.7)$$

Γ_e : Le couple électromagnétique.

p : Le nombre de paires de pôles.

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'énergie par la MADA, il est pratique de d'élaborer un modèle pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive. Un tel modèle peut être élaboré en établissant les relations qui lient les puissances active et réactive aux courants et tension rotoriques imposés par l'onduleur.

IV.3.1. Expressions des puissances active et réactive statoriques

Les puissances active et réactive statorique, dans le repère orthogonal, s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \end{cases} \quad (IV.8)$$

Sous l'hypothèse d'un flux statorique orienté, ce système d'équations peut se simplifier sous la forme :

$$\begin{cases} P_s = V_s I_{qs} \\ Q_s = V_s I_{ds} \end{cases} \quad (IV.9)$$

Les puissances active P_s et réactive Q_s sont donc fonction des courants statoriques I_{qs} et I_{ds} respectivement, sur les quels nous avons au qu'une action directe. Nous devons donc chercher une relation entre les courants rotoriques et les courants statoriques.

A partir des expressions des flux statoriques, nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} I_{ds} = \frac{V_s}{\omega_s \cdot L_s} - \frac{M}{L_s} \cdot I_{dr} \\ I_{qs} = -\frac{M}{L_s} \cdot I_{qr} \end{cases} \quad (IV.10)$$

En remplaçant les courants statoriques direct et quadrature par leurs expressions dans les équations des puissances active et réactive, on trouve.

$$\begin{cases} P_s = -\frac{V_s \cdot M}{L_s} \cdot I_{qr} \\ Q_s = \frac{V_s^2}{\omega_s \cdot L_s} - \frac{V_s \cdot M}{L_s} \cdot I_{dr} \end{cases} \quad (IV.11)$$

Il ressort de l'expression (IV.11) que le contrôle des puissances active et réactive au stator est découplé. En effet, avec une inductance magnétisante constante et un réseau électrique puissant, la puissance active sera directement proportionnelle au courant rotorique d'axe q , et la puissance réactive proportionnelle au courant rotorique d'axe d à une constante près $\frac{V_s^2}{\omega_s \cdot L_s}$ imposée par le réseau [32].

IV.3.2. Expressions des tensions rotoriques

A partir du système d'équation (IV.8), les expressions des flux rotoriques peuvent être écrites sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} + \frac{M \cdot V_s}{\omega_s \cdot L_s} \\ \varphi_{qr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} \end{cases} \quad (IV.12)$$

En introduisant ces expressions dans les équations des tensions rotoriques du système (IV.5), on trouve [31, 35, 36] :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} + g \frac{M \cdot V_s}{L_s} \end{cases} \quad (IV.13)$$

A partir des systèmes d'équations (IV.11) et (IV.13), nous pouvons élaborer le modèle pour le contrôle des puissances tel qu'il est présenté par le schéma bloc ci-dessous.

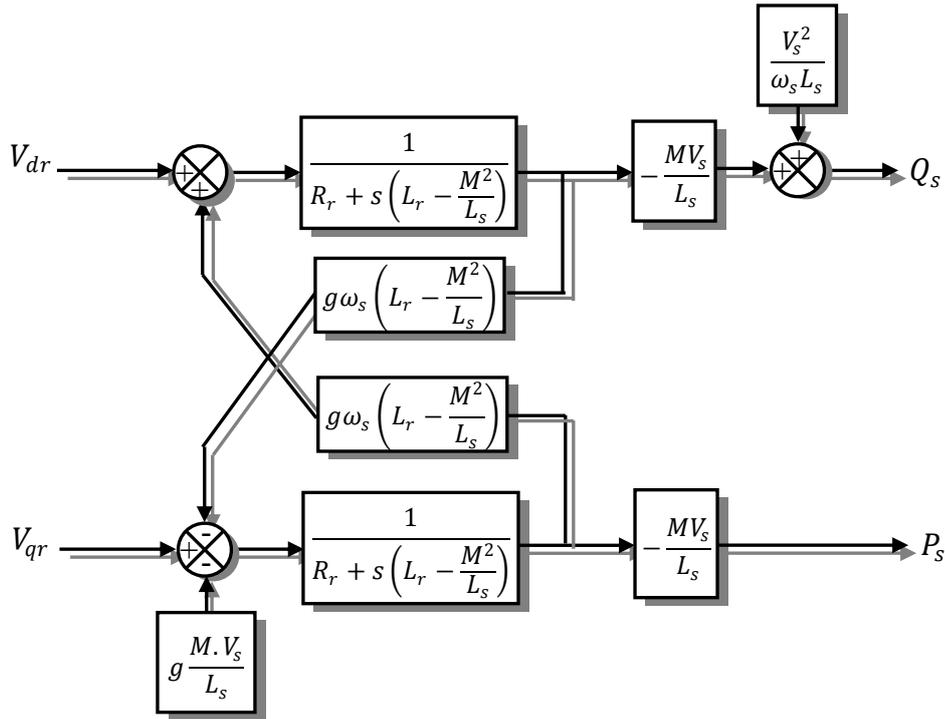


Figure IV.1 Modèle de la MADA pour le contrôle des puissances.

L'expression $g\omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)$ représente le terme de couplage entre l'axe direct et l'axe quadrature. Pour des faibles glissements, ce terme de couplage peut être négligé pour avoir un découplage parfait entre les deux axes. Cependant, pour certaines applications de la MADA, la variation de la vitesse de rotation peut être importante et le glissement ne peut être négligé ; Dans ce cas, il est nécessaire d'envisager des termes de compensation pour avoir le contrôle de chaque axe indépendamment de l'autre.

IV.4. CONTROLE INDEPENDANT DES PUISSANCES ACTIVE ET REACTIVE

Après avoir élaboré le modèle pour le contrôle indépendant des puissances de la MADA, il suffit maintenant d'inverser ses bloc pour déduire les tensions de référence de l'onduleur à partir des puissances active et réactive de références.

IV.4.1. Commande directe

Si l'on observe les équations (IV. 11), on s'aperçoit que les courants rotoriques sont liés aux puissances actives et réactives par le terme $\frac{V_s \cdot M}{L_s}$. De plus, les termes faisant intervenir les dérivées des courants rotoriques diphasés dans le système (IV. 13) disparaissent en régime permanent [15,32]. Nous pouvons donc écrire :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} - g\omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + g\omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot I_{dr} + g \frac{M \cdot V_s}{L_s} \end{cases} \quad (IV.14)$$

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

L'effet du terme de couplage $g\omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)$ est minime pour des faibles glissements et peut être compensé par une synthèse adéquate des régulateurs dans la boucle de commande.

En revanche, le terme $g \frac{M \cdot V_s}{L_s}$ représente une force électromotrice dont l'influence n'est pas négligeable, le système de contrôle devra donc compenser cette perturbation. Ainsi, on obtient un modèle plus simple permettant le contrôle direct et indépendant des puissances active et réactive en utilisant un seul régulateur sur chaque axe (Figure IV.2).

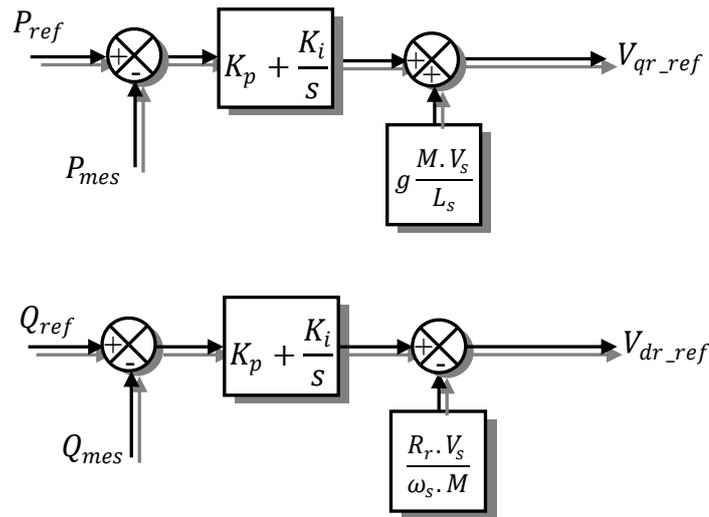


Figure IV.2 Schéma bloc de la commande directe.

IV.4.2. Commande indirecte

IV.4.2.1. Commande en boucle ouvert

La commande en boucle ouvert est essentiellement basée sur l'hypothèse d'un réseau stable en tension et en fréquence, elle consiste à asservir non plus les puissances mais plutôt indirectement les courants rotoriques en n'utilisant non plus les puissances mesurées comme retour sur le comparateur mais les courants rotoriques d'axe d et q .

A partir des expressions de la puissance active et réactive statoriques du système (IV. 11) on déduit les références des courants rotoriques direct et quadrature suivant les relations.

$$\begin{cases} I_{qr_ref} = -\frac{L_s}{M \cdot V_s} \cdot P_{s_ref} \\ I_{dr_ref} = -\frac{L_s}{M \cdot V_s} \cdot Q_{s_ref} + \frac{V_s}{\omega_s \cdot M} \end{cases} \quad (IV. 15)$$

Ces courants seront utilisés comme références à la place des références sur les puissances active et réactive, on aboutit alors au schéma bloc ci-dessous.

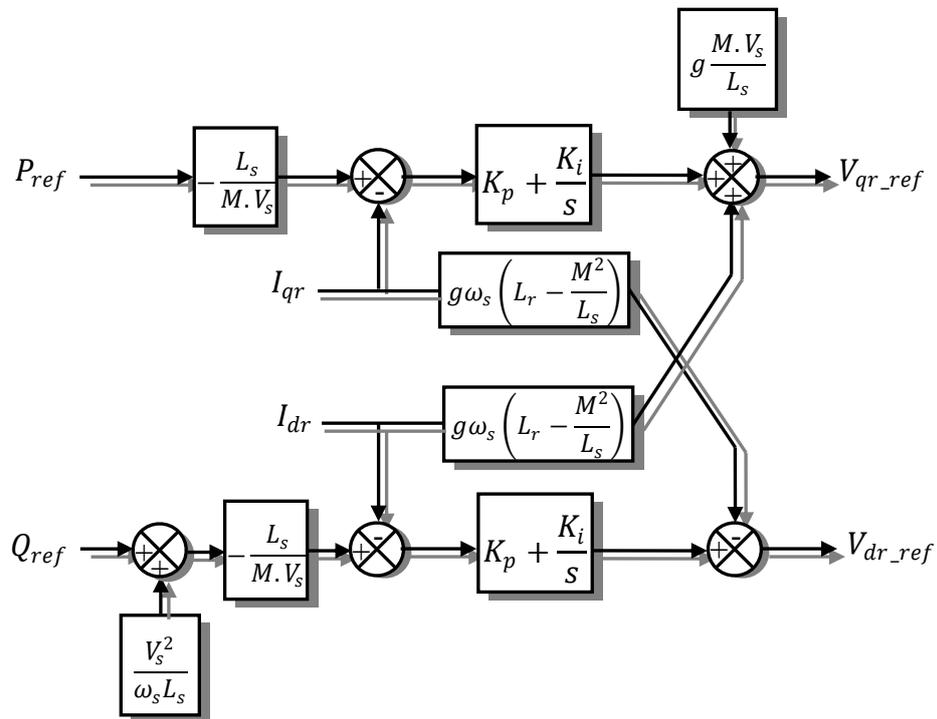


Figure IV.3 Schéma bloc de la commande indirecte en boucle ouverte.

Cette configuration reste fiable tant que le réseau électrique reste stable en tension et en fréquence. Une instabilité du réseau va donc provoquer une erreur sur le suivi des consignes des puissances active et réactive.

IV.4.2.2. Commande en boucle fermé

Pour réguler les puissances de manière optimale, nous allons mettre en place deux boucles de régulation sur chaque axe avec un régulateur proportionnel intégral pour chacune, une boucle sur la puissance et l'autre sur le courant correspondant tout en compensant les termes de perturbations et de couplages apparaissant sur le schéma bloc du modèle de la MADA. Nous obtenons ainsi la structure de commande présentée sur la figure suivante.

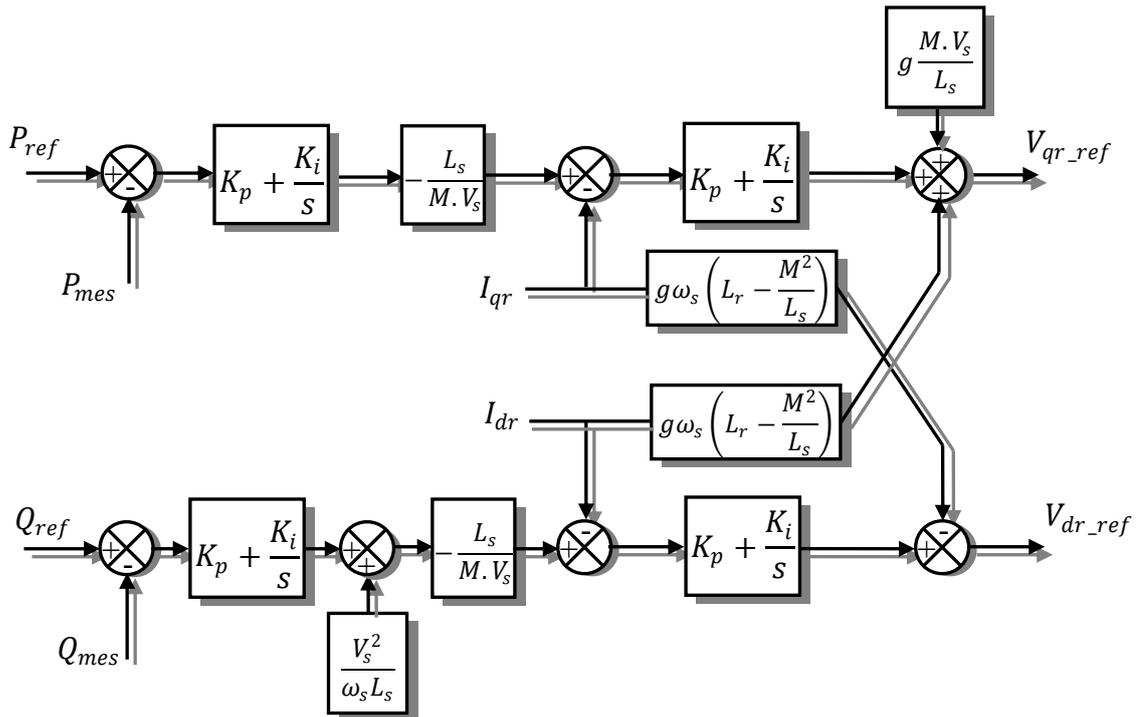


Figure IV.4 Schéma bloc de la commande indirecte en boucle fermée.

Cette structure aboutit à un système de régulation plus complexe. Toutefois, elle offre une meilleure robustesse face aux éventuelles instabilités sur le réseau électrique. Le régulateur proportionnel intégral utilisé pour l'asservissement des courants et des puissances est simple et facile à mettre en place tout en offrant des performances acceptables pour l'utilisation en génératrice de la MADA. De plus, la symétrie du système après compensation mène à calculer les régulateurs pour un seul axe, les deux autres seront identiques aux premiers. La synthèse de ces régulateurs est détaillée dans l'annexe B.

IV.4.3. Etablissement des angles des transformations

Pour déterminer l'angle de transformation de Park pour les grandeurs statoriques, une méthode simple consiste à appliquer la matrice de Concordia aux tensions statoriques pour extraire la phase θ_s que forme le vecteur tension avec l'axe de la première phase du stator. Afin d'aligner le flux statorique avec l'axe d, nous retranchons $\frac{\pi}{2}$ à cet angle. Cette méthode est fiable à condition que les tensions statoriques soient stables en fréquence avec peu de fluctuations pour pouvoir effectuer une mesure précise [32].

Le rotor forme lui, un angle θ_m avec la phase A du stator, l'angle θ_r nécessaire aux transformations des grandeurs rotoriques est donc donné par $\theta_1 - \theta_m$.

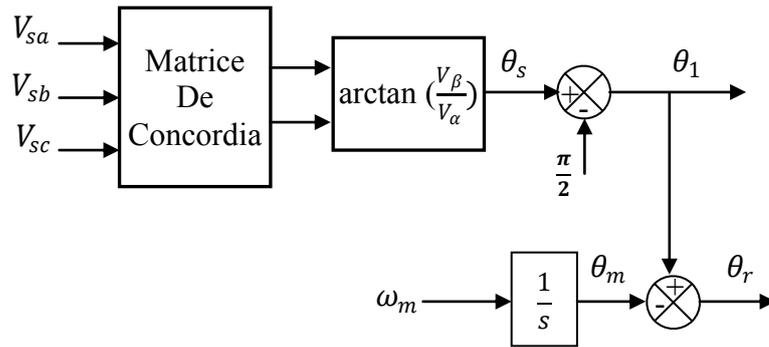


Figure IV.5 Calcul des angles de transformations.

IV.5. MODELE DE L'ONDULEUR DE TENSION A DEUX NIVEAUX

Le rotor de la MADA est alimenté par un onduleur de tension à deux niveaux équipé avec des dispositifs semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. Pour faciliter la modélisation du convertisseur de puissance, on suppose que les interrupteurs semi-conducteurs sont parfait (Figure IV.6).

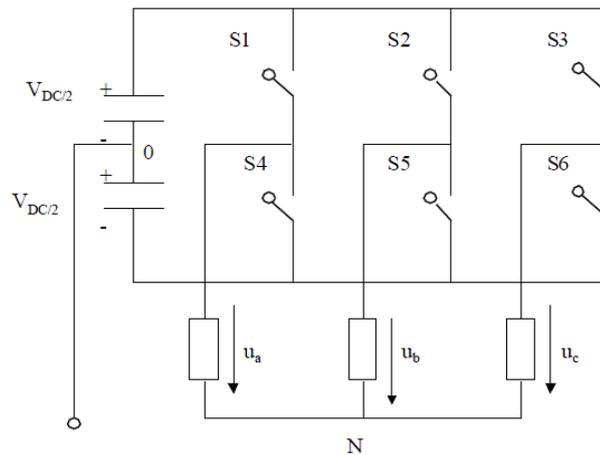


Figure IV.6 Onduleur de tension à deux niveaux.

On peut exprimer les tensions en ligne en fonction de la tension dans l'étape continue et de l'état des commutateurs. On définit pour ça les variables S_a , S_b , S_c en fonction de l'état des commutations dans les trois branches du convertisseur.

➤ **Branche 1**

$S_a = 0$ si S_1 est en position *off* et S_4 est à *on*.

$S_a = 1$ si S_1 est en position *on* et S_4 est à *off*.

➤ **Branche 2**

$S_b = 0$ si S_2 est en position *off* et S_5 est à *on*.

$S_b = 1$ si S_2 est en position on et S_5 est à off.

➤ **Branche 3**

$S_c = 0$ si S_3 est en position *off* et S_6 est à *on*.

$S_c = 1$ si S_3 est en position on et S_6 est à off.

Les tensions composées à la sortie du convertisseur s'expriment alors par :

$$\begin{cases} U_{ab} = V_{DC}(S_a - S_b) \\ U_{bc} = V_{DC}(S_b - S_c) \\ U_{ca} = V_{DC}(S_c - S_a) \end{cases} \quad (IV.16)$$

Si on prend en compte l'équilibre des tensions :

$$u_a + u_b + u_c = 0$$

On en déduit les expressions des tensions simples par rapport aux tensions composées comme suit :

$$\begin{cases} u_a = \frac{1}{3}(U_{ab} - U_{ca}) \\ u_b = \frac{1}{3}(U_{bc} - U_{ab}) \\ u_c = \frac{1}{3}(U_{ca} - U_{bc}) \end{cases} \quad (IV.17)$$

D'où on obtient :

$$\begin{cases} u_a = \frac{V_{DC}}{3}(2S_a - S_b - S_c) \\ u_b = \frac{V_{DC}}{3}(2S_b - S_c - S_a) \\ u_c = \frac{V_{DC}}{3}(2S_c - S_a - S_b) \end{cases} \quad (IV.18)$$

Ou encore sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (IV.19)$$

La tension de sortie de l'onduleur est contrôlée par la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) triangulosinusoidale qui permet le réglage simultané de la fréquence et de la valeur efficace de tension de sortie.

IV.5.1. Principe de la MLI

La technique de modulation de largeur d'impulsion triangulosinususoïdale consiste à comparer en chaque instant un signal triangulaire $w(t)$ de fréquence f_p , que nous appellerons porteuse, à trois signaux de commande, notés u_a , u_b et u_c . Ces signaux u_i sont les images des tensions que l'on souhaite appliquer sur chaque phase [39]. Les commutations des interrupteurs ont lieu quand on a une égalité du type :

$$u_i(t) = w(t) \tag{IV.20}$$

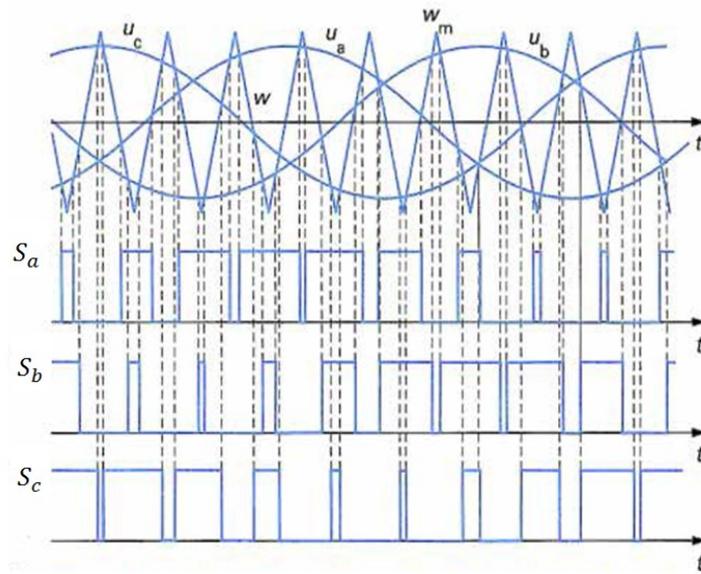


Figure IV.7 Principe de la MLI triangulosinususoïdale.

Cette stratégie est caractérisée par deux paramètres :

- ✓ L'indice de modulation « m » qui est défini comme étant le rapport de la fréquence de la porteuse f_p sur la fréquence de la tension de référence f :

$$m = \frac{f_p}{f} \tag{IV.21}$$

- ✓ Taux de modulation « r » qui est le rapport de l'amplitude de la tension de référence (V_{ref}) et celle de la porteuse (U_p) :

$$r = \frac{V_{ref}}{U_p} \tag{IV.22}$$

Le choix d'un indice de modulation « m » multiple de trois nous permet d'éliminer les harmoniques d'ordre trois qui représente un handicap de cette technique. Cependant, le taux de modulation « r » varie suivant la référence imposée.

IV.6. ANALYSE DES PERFORMANCES

Les résultats présentés ci-dessous sont obtenus en appliquant les lois de commande en puissance active et réactive que nous venons de présenter sur le modèle de la MADA obtenu et validé dans le chapitre III. Les figures ci-dessous montrent les performances de la commande en puissances d'une MADA de 300kW entraînée à une vitesse fixe et pilotée au rotor par un onduleur de tension à deux niveaux. La synthèse des régulateurs utilisés est détaillée dans l'annexe B.

IV.6.1. Suivi de consigne

Le premier essai consiste à réaliser des échelons de puissance active et réactive alors que la machine est entraînée à vitesse fixe pour examiner les performances de la commande en matière de suivi des consignes imposés à la machine.

➤ **Conditions de simulation :**

- ✓ La machine est entraînée à une vitesse égale à 1600 tr/min.
- ✓ A $t = 0$ s, la machine est connectée à une source triphasée parfaite d'une tension simple efficace de 400V.
- ✓ A $t = 1$ s, un échelon sur la référence puissance active de référence.
- ✓ A $t = 1.5$ s, un échelon sur la référence de la puissance réactive statorique.

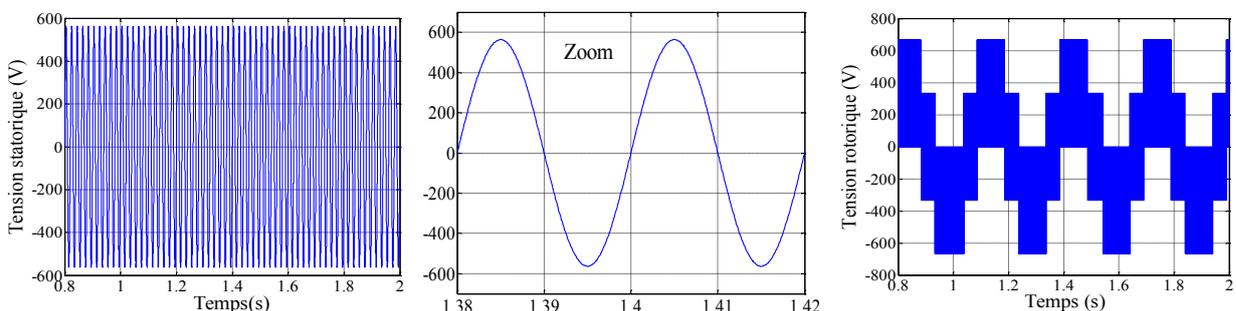
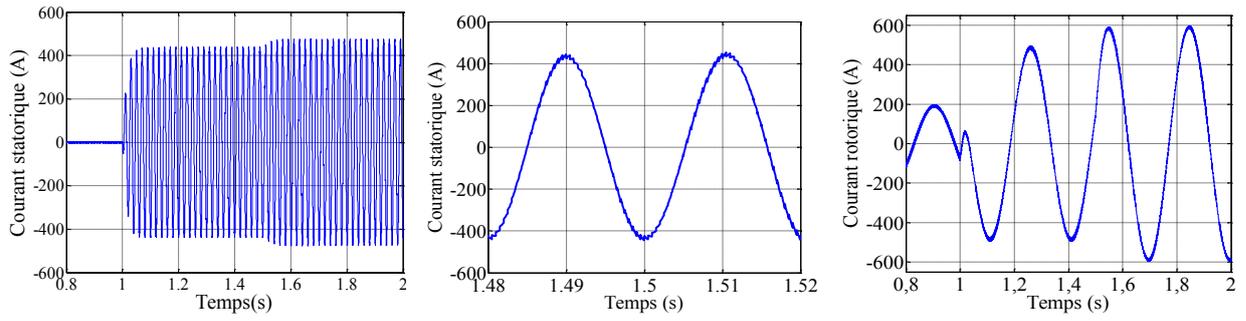
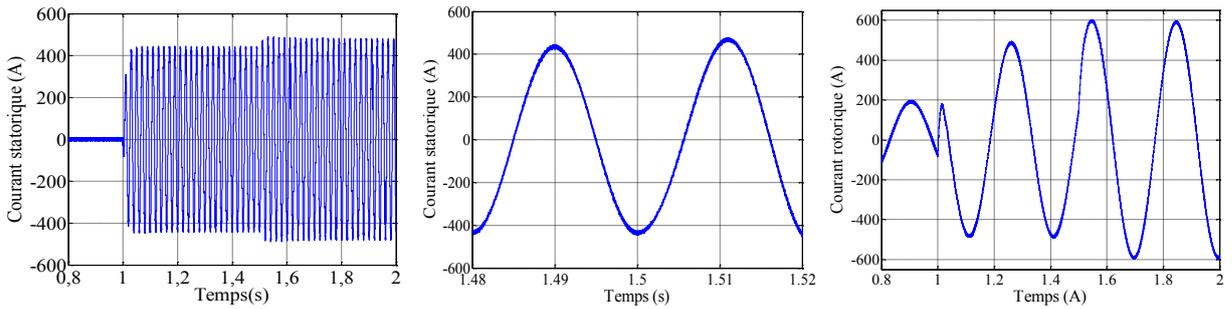


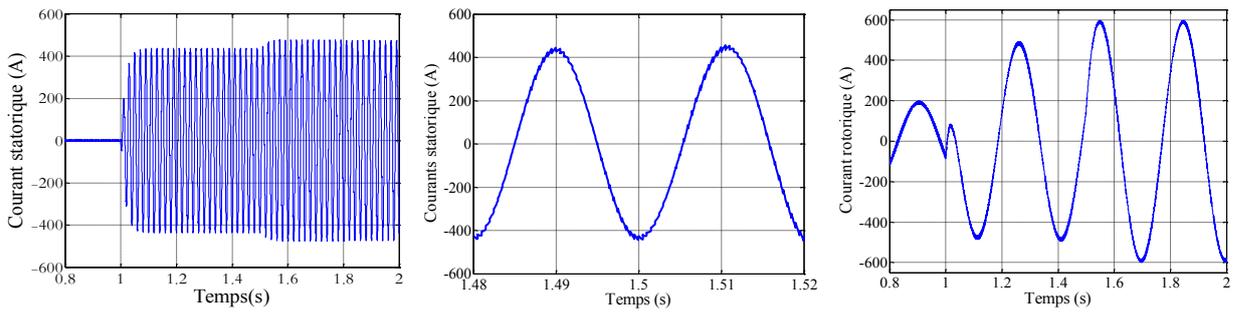
Figure IV.8 Tension statorique avec zoom et tension rotorique.



a) Commande indirecte en boucle fermé

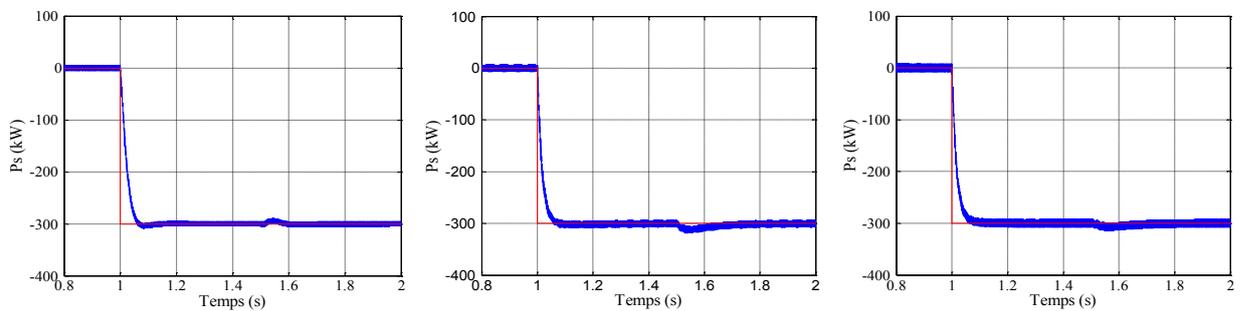


b) Commande indirecte en boucle ouvert



c) Commande directe

Figure IV.9 Courant statorique avec zoom et courant rotorique.



Indirecte boucle fermé

Indirecte boucle ouvert

Directe

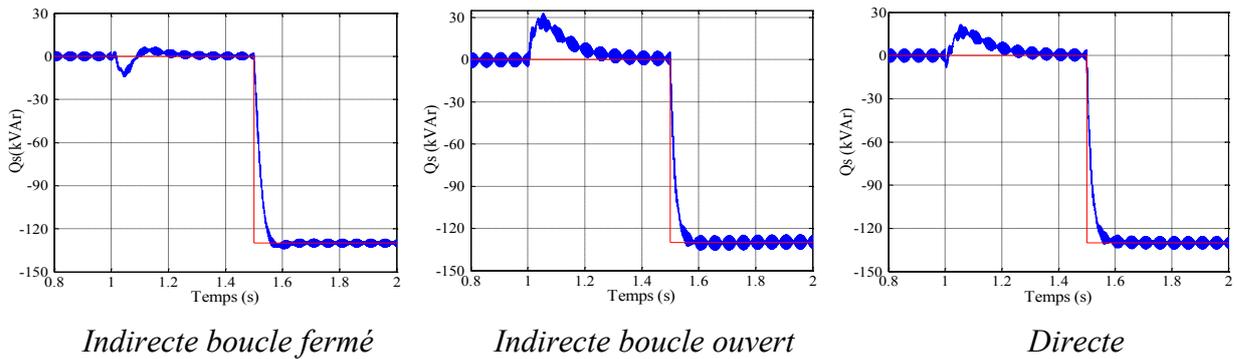


Figure IV.10 Suivi des consignes des Puissances active et réactive statoriques.

Les résultats de simulation ci-dessus montrent l'efficacité de la commande en puissances de la MADA pour les trois méthodes étudiées. En effet, les échelons de puissance sont bien suivis par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive. Cependant, on remarque des oscillations aux instants d'application des échelons de puissance dues au couplage entre les deux axes de la machine et des fluctuations de puissance pour la méthode en boucle ouvert, particulièrement la puissance réactive, dues à l'absence d'un boucle de régulation sur les puissances pour cette méthode, ces oscillations et ces fluctuations de puissances sont bien compensées pour les méthodes en boucle fermé (directe et indirecte en boucle fermé).

IV.6.2. Robustesse

L'objectif de l'essai de robustesse est d'examiner la sensibilité de la commande face aux éventuelles variations des paramètres du système. En effet les calculs de régulateurs sont basés sur des fonctions de transfert dont les paramètres sont supposés fixes. Toutefois, ces paramètres sont soumis à des variations entraînées par différents phénomènes physiques (saturation des inductances, échauffement des résistances...). Ajoutons à cela que l'identification de ces paramètres est soumise à des imprécisions dues à la méthode employée et aux appareils de mesure.

➤ Conditions de simulation :

- ✓ La machine est entraînée à une vitesse égale à 1600 tr/min
- ✓ Les résistances statorique et rotorique sont augmentées de 50%.
- ✓ Les inductances statorique et rotorique sont diminuées de 50%.
- ✓ A $t = 0$ s, la machine est connectée à une source triphasée parfaite d'une tension simple efficace de 400V.
- ✓ A $t = 1$ s, un échelon sur la référence puissance active de référence.

✓ A $t = 1.5$ s, un échelon sur la référence de la puissance réactive statorique.

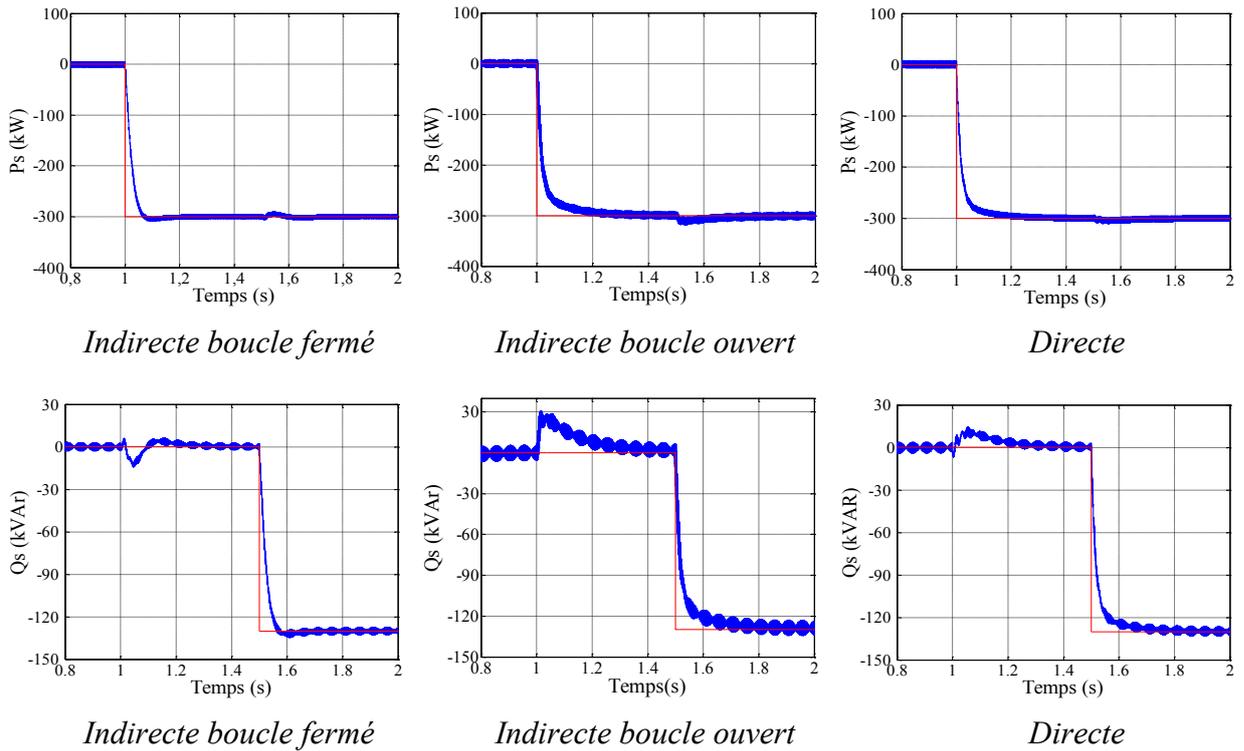


Figure IV.11 Effet d'une augmentation des résistances (Variation de R_s et R_r de 50%).

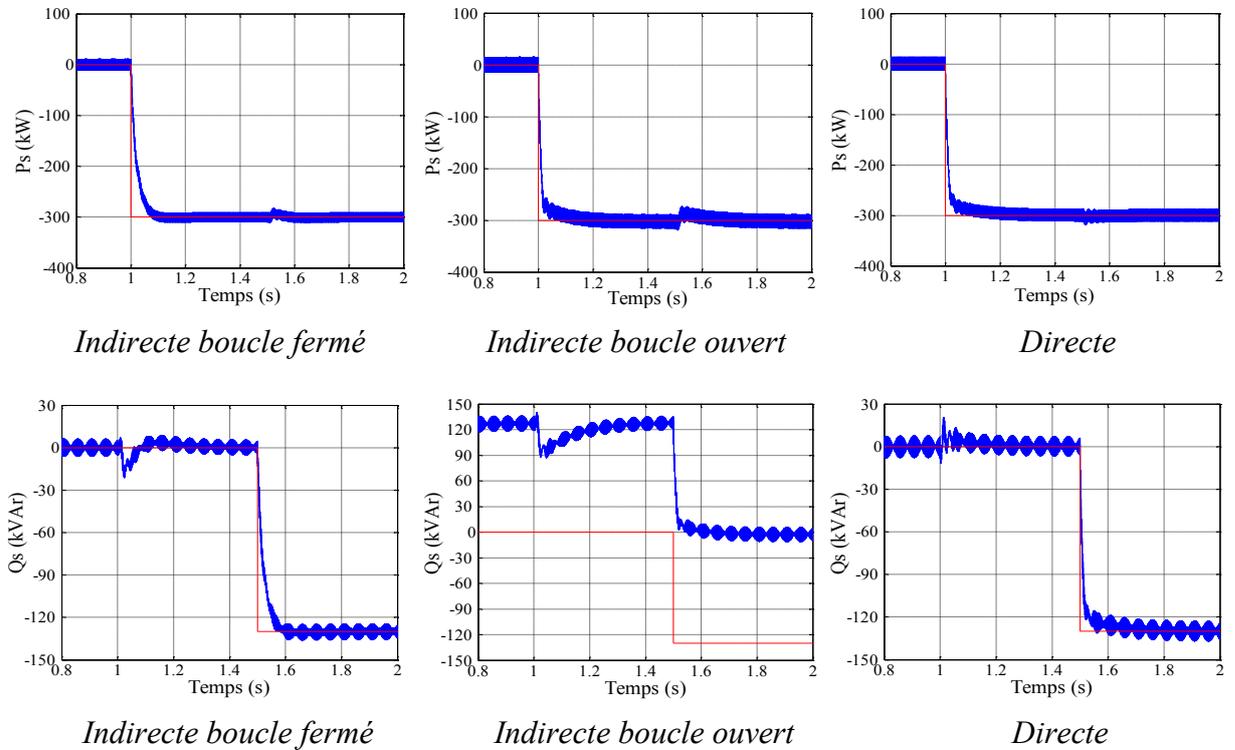


Figure IV.12 Effet de variation des inductances (Variation de L_s , L_r et M de 50%).

Ces essais de robustesse nous ont dévoilé les points faibles de la commande en boucle ouvert et la commande direct de puissance vis-à-vis la variation des paramètres du système. En effet, la variation des résistances statorique et rotorique de la MADA a engendré une augmentation de 5 à 6 fois le temps de réponse pour la commande directe et la commande indirecte en boucle ouvert, alors qu'elle ne dépasse pas les 2 fois pour la commande indirecte en boucle fermé. De plus, la variation des inductances engendre des oscillations de couplage pour la commande directe et la commande indirecte en boucle fermé, et une erreur statique importante pour la commande indirecte en boucle ouvert.

Cette augmentation est due essentiellement au fait que les régulateurs sont dimensionnés à base des fonctions de transfert dont les paramètres sont supposés constantes. Cependant, l'utilisation d'une boucle supplémentaire sur la puissance a permet de corriger l'erreur statique de la commande en boucle ouvert et d'atténué le retard de la repense que présente la commande directe.

IV.7. CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis d'établir la synthèse de la commande vectorielle en puissance active et réactive statoriques de la machine asynchrone à double alimentation. Trois modes de contrôles ont été détaillés en utilisant un régulateur proportionnel intégral. La commande directe, basé sur l'hypothèse d'un découplage parfait entres les deux axes direct et en quadrature, et la commande indirecte, avec et sans boucle de puissance, qui tiens compte du couplage entre les axes et utilise des termes de compensation pour le corriger.

Bien que la commande directe nous ait donné des résultats satisfaisants avec une simplicité de mise en œuvre, la commande indirecte en boucle fermé sur la puissance, certes plus complexe, nous permettait d'obtenir un système plus performant et plus robuste. La présence d'une boucle des courants dans la commande indirecte lui offre un avantage, par rapport à a commande directe, permettant la limitation des courants rotorique pour protéger la machine et aussi la possibilité de superposer des références de courants harmoniques pour une éventuelle application de la MADA en un filtre actif.

Nous tiendrons donc la méthode indirecte avec boucle de puissance pour la commande de la MADA au sein d'un système éolien dans le reste de notre travail.

CHAPITRE V :
ASSERVISSEMENT D'UNE EOLIENNE A BASE
D'UNE MADA

V.1. INTRODUCTION

Après avoir étudié toutes les parties constituant un système de conversion d'énergie éolienne et synthétiser le système de commande de chaque partie séparément, nous allons, dans ce chapitre, étudier les performances de l'association de toutes ces parties. En effet, La partie mécanique, modélisée est contrôlée dans la chapitre II, sera attachée à la machine asynchrone en double alimentation étudiée dans les chapitres III et IV pour constituer un système éolien à vitesse variable. Des résultats de simulations seront présentés pour discuter l'efficacité de ce nouveau système. Les performances du système seront ensuite améliorées par l'insertion d'un système de régulation de la tension et de la fréquence du réseau électrique.

V.2. DESCRIPTION DU MONTAGE

La chaîne de conversion d'énergie éolienne est constituée de la turbine éolienne étudiée dans le chapitre II, et de la machine asynchrone double alimentation étudiée dans les chapitres III et IV associée à un onduleur de tension pour assurer son alimentation au rotor.

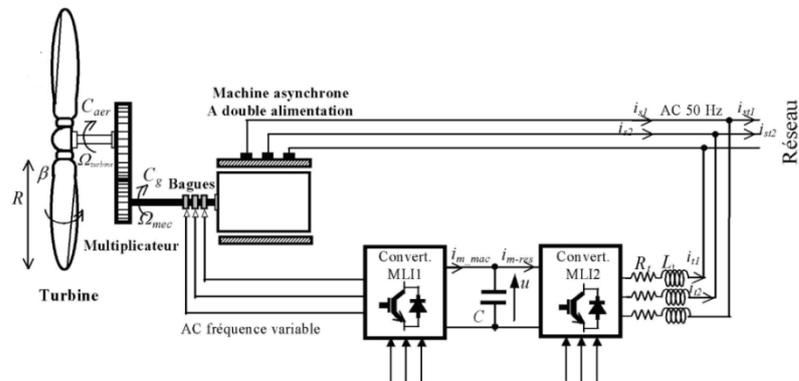


Figure V.1 Synoptique d'une éolienne à base d'une MADA.[11]

Comme montré sur la figure ci-dessus, nous avons introduit un deuxième convertisseur de puissance pour faire la liaison du rotor au réseau électrique à travers un filtre passif R-L. Le convertisseur de puissance aura deux rôles [11] :

- ✓ Assurer le transit de puissance entre le rotor de la machine et le réseau électrique.
- ✓ Maintenir la tension du bus continu constante en contrôlant le transit de puissance entre le rotor de la machine et le réseau.

Le rôle du filtre est d'atténuer les harmoniques d'ordre supérieur générés par le convertisseur de puissance du côté du réseau. Notons qu'un éventuel transformateur aurait dû être introduit entre le filtre et le réseau pour adapter la tension de sortie du convertisseur à celle du réseau. Dans notre cas, le transformateur est considéré comme un simple gain de tension.

V.3. MODELISATION DE LA LIAISON DU ROTOR AU RESEAU

V.3.1. Modélisation du bus continu

L'évolution de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif absorbé par le condensateur, nous pouvant écrire alors :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_c \quad (V.1)$$

Le courant dans le condensateur est donné par la relation :

$$i_c = i_{mac} - i_{res} \quad (V.2)$$

Avec :

V_{dc} : La tension du bus continu.

i_{mac} : Le courant modulé par le convertisseur du coté de la machine.

i_{res} : Le courant modulé par le convertisseur du coté du réseau.

i_c : Le courant dans le condensateur.

C : La valeur de la capacité.

Ainsi, le bus continu sera modélisé par la fonction de transfert suivante :

$$V_{dc} = \frac{1}{C \cdot s} \quad (V.3)$$

Afin de générer un courant au réseau, il faut que la tension du bus continu V_{dc} soit supérieure à la valeur crête des tensions composée apparaissant du côté du filtre [16].

V.3.2. Modélisation du convertisseur coté réseau

Le deuxième convertisseur étant à deux niveau et réversible donc identique au convertisseur coté rotor. Son modèle sera donc identique à celui étudié dans le chapitre précédent.

$$\begin{bmatrix} V_{ma} \\ V_{mb} \\ V_{mc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (V.4)$$

De plus, s'il fonctionne en redresseur, le courant redressé sera donné par :

$$i_{res} = [S_a \ S_b \ S_c] \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (V.5)$$

V.3.3. Modélisation du filtre passif

Les courants transités entre le convertisseur et le réseau sont imposés par les bobines constituant le filtre passe bas [11]. La tension aux bornes du filtre est donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_{b1} \\ V_{b2} \\ V_{b3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ma} \\ V_{mb} \\ V_{mc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{resa} \\ V_{resb} \\ V_{resc} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} \quad (V.6)$$

Soit en appliquant la transformation de Park :

$$\begin{bmatrix} V_{bd} \\ V_{bq} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{fd} \\ I_{fq} \end{bmatrix} + L_f \cdot s \begin{bmatrix} I_{fd} \\ I_{fq} \end{bmatrix} + L_f \cdot \omega_s \begin{bmatrix} -I_{fq} \\ I_{fd} \end{bmatrix} \quad (V.7)$$

On pose : $\begin{cases} -L_f \cdot \omega_s I_{fq} = e_q \\ L_f \cdot \omega_s I_{fd} = e_d \end{cases}$ et $\begin{cases} V_{bd} - e_q = V_{fd} \\ V_{bq} - e_d = V_{fq} \end{cases}$

On aura :

$$\begin{bmatrix} V_{fd} \\ V_{fq} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{fd} \\ I_{fq} \end{bmatrix} + L_f \cdot s \begin{bmatrix} I_{fd} \\ I_{fq} \end{bmatrix} \quad (V.8)$$

D'où on obtient deux fonctions de transfert identiques représentant le modèle du filtre passif dans le repère de Park.

$$\frac{I_{fd}}{V_{fd}} = \frac{I_{fq}}{V_{fq}} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot s} \quad (V.9)$$

V.4. CONTROLE DU CONVERTISSEUR COTE RESEAU

Le convertisseur MLI2 de la figure V.1 est situé entre le bus continu et le filtre passif. Sa topologie permet de générer et également d'appeler un courant provenant du réseau suivant le besoin.

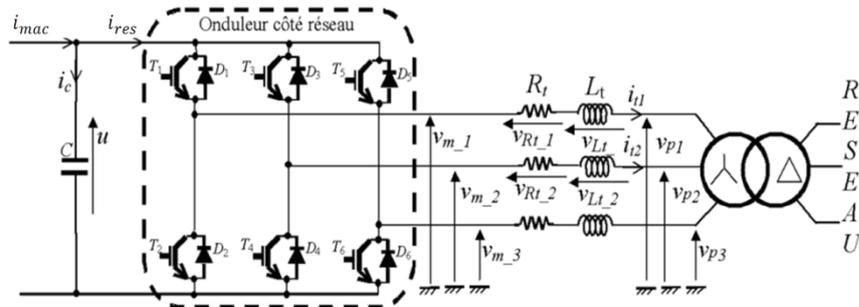


Figure V.2 Liaison du rotor au réseau via le convertisseur MLI2.[11]

Le convertisseur coté réseau a été commandé de manière à contrôler les courants transités par le filtre. Pour cela, on mesure la tension du bus continu et on la compare à une valeur de référence, après une correction par un régulateur PI, on obtient la puissance active qui doit être échangée par le convertisseur avec le réseau afin de maintenir une tension constante du bus continu. Cette référence de puissance va nous aider ensuite à déterminer le courant qui doit être transité par le filtre.

V.4.1. Régulation de la tension du bus continu

Jusqu'à présent nous avons supposé que la tension dans l'étape continue était constante, mais elle va réellement dépendre des puissances transférées dans les convertisseurs coté machine et celui du coté du réseau. En effet, tel qu'on le voit sur la Figure V.2 on peut exprimer le courant dans le condensateur C par :

$$i_c = i_{mac} - i_{res} \quad (V.10)$$

En multipliant par la tension du bus continu V_{DC} on trouve :

$$P_c = P_{mac} - P_{res} \quad (V.11)$$

Tel que :

$P_c = V_{dc} i_c$: est la puissance emmagasinée dans le condensateur.

$P_{mac} = V_{dc} i_{mac}$: est la puissance transité par le convertisseur coté rotor.

$P_{res} = V_{dc} i_{res}$: est la puissance transité par le convertisseur coté réseau.

En négligeant les pertes dans le filtre R-L, la référence de la puissance qui doit être transité par le convertisseur sera donnée par :

$$\begin{aligned} P_{res} &= P_{mac} - P_c \\ &= (I_{mac} - I_c)V_{dc} \end{aligned} \quad (V.12)$$

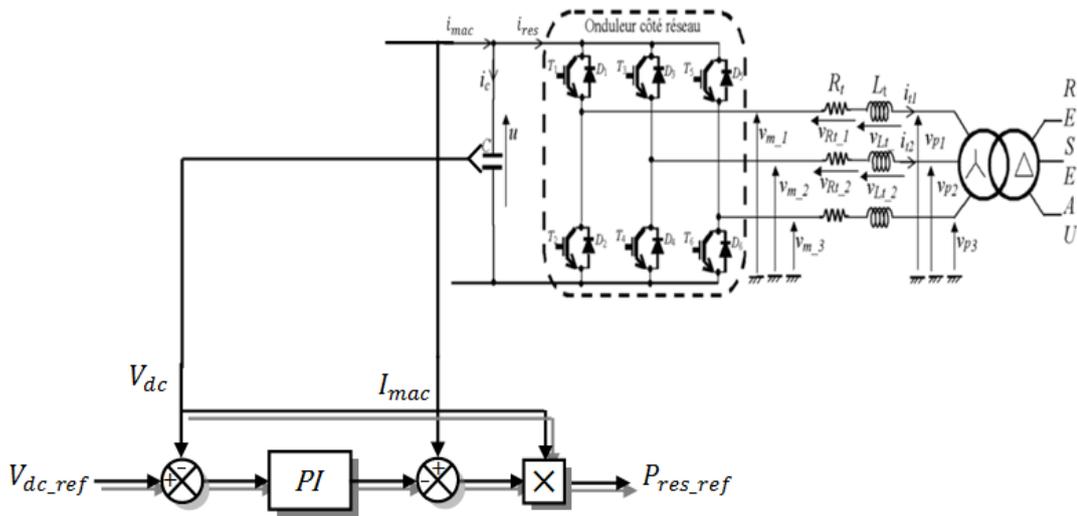


Figure V.3 Schéma bloc de régulation du bus continu.

Ainsi, la régulation des transits de puissance permet d'imposer le courant capacitif du condensateur. Le réglage du bus continu est alors réalisé au moyen d'une boucle de régulation externe, permettant de maintenir une tension constante quelque soit le sens de transit de la puissance rotorique.

V.4.2. Contrôle des courants cote réseau

Les puissances active et réactive transitée au réseau à travers le filtre sont donnée par :

$$\begin{cases} P = V_{resd} I_{fd} + V_{resq} I_{fq} \\ Q = V_{resq} I_{fd} + V_{resd} I_{fq} \end{cases} \quad (V.13)$$

Par inversion de ces relations, il est alors possible d'imposer des références pour la puissance active P_{ref} et la puissance réactive Q_{ref} en imposant les courants de références suivants [11,40] :

$$\begin{cases} I_{fd_ref} = \frac{P_{ref} \cdot V_{resd} + Q_{ref} \cdot V_{resq}}{V_{resd}^2 + V_{resq}^2} \\ I_{fq_ref} = \frac{P_{ref} \cdot V_{resq} - Q_{ref} \cdot V_{resd}}{V_{resd}^2 + V_{resq}^2} \end{cases} \quad (V.14)$$

La composante directe du courant est utilisée pour réguler la tension du bus continu et la composante en quadrature est utilisée pour réguler la puissance réactive transitée. Le système de commande doit permettre de maintenir constante la tension du bus continu, et d'obtenir des courants sinusoïdaux à la sortie du filtre d'amplitude et de fréquence identiques à celles du réseau.

A partir du modèle du filtre établie dans paragraphe VI.3.3, nous pouvons déduire le schéma bloc suivant.

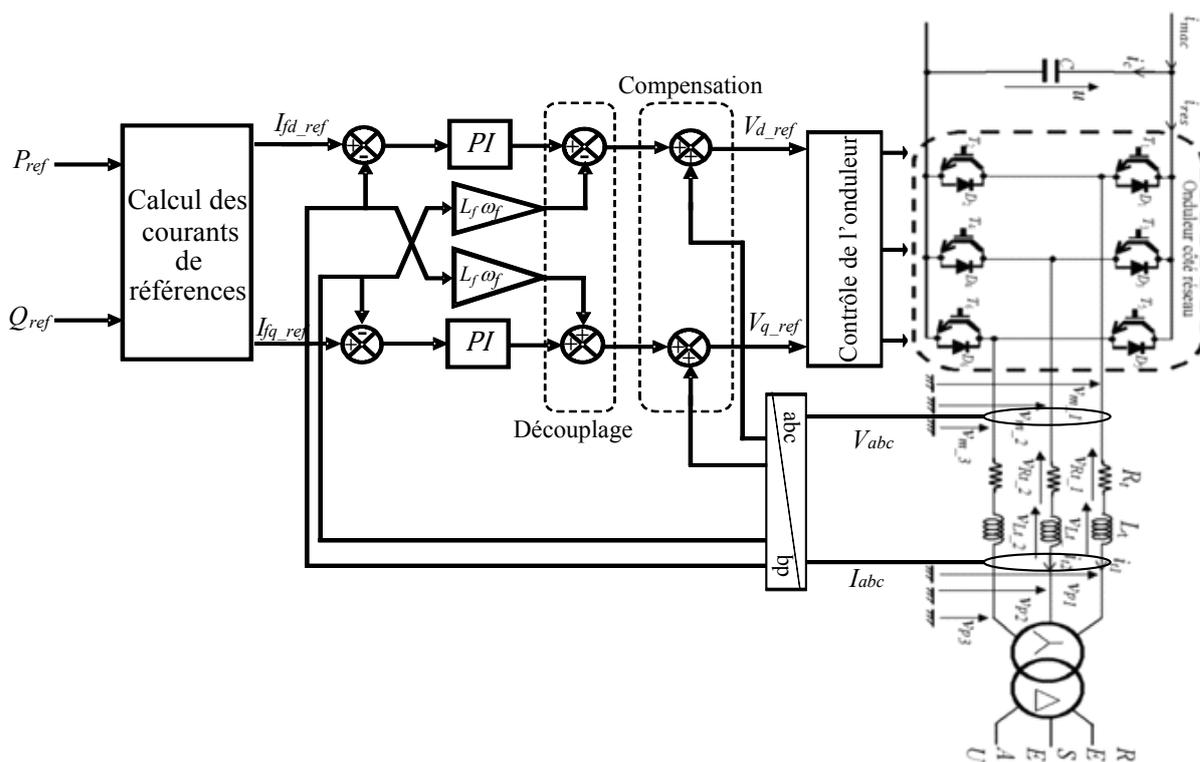


Figure V.4 Contrôle des courant coté réseau

Le convertisseur coté réseau sera alors commandé par deux grandeurs, la puissance active et la puissance réactive. La puissance réactive de référence sera maintenue nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire, et la puissance active sera estimée à partir de la valeur référence de la tension du bus continu.

V.5. PERFORMANCE DE LA CHAÎNE ÉOLIENNE

Le teste de performance de la chaîne éolienne est fait en considérant un vent de vitesse variable qui touche aux trois zones de fonctionnement de l'éolienne. La machine étant raccordée à un réseau de grande puissance d'une tension nominale efficace de 400V et d'une fréquence de 50 Hz. Les résultats de simulation de toute la chaîne éolienne sont représentés sur les figures ci-dessous.

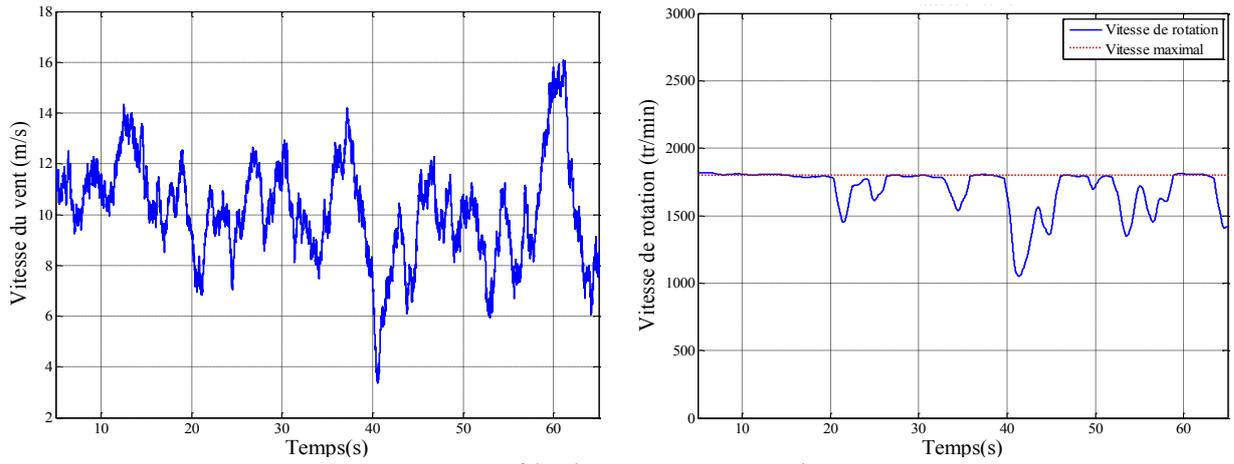


Figure V.5 Profile du vent et vitesse de rotation.

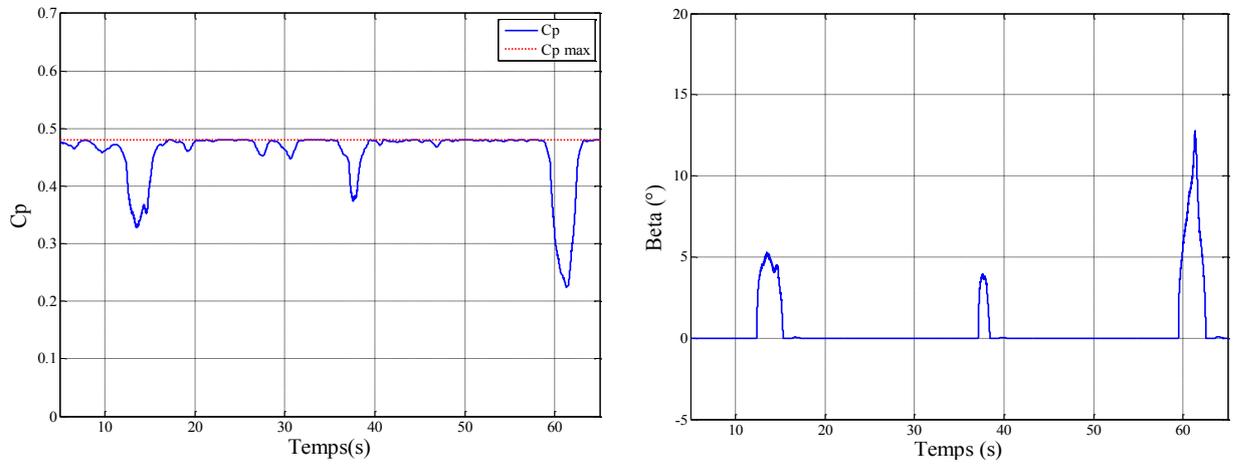


Figure V.6 Coefficient de puissance et angle de calage de pales.

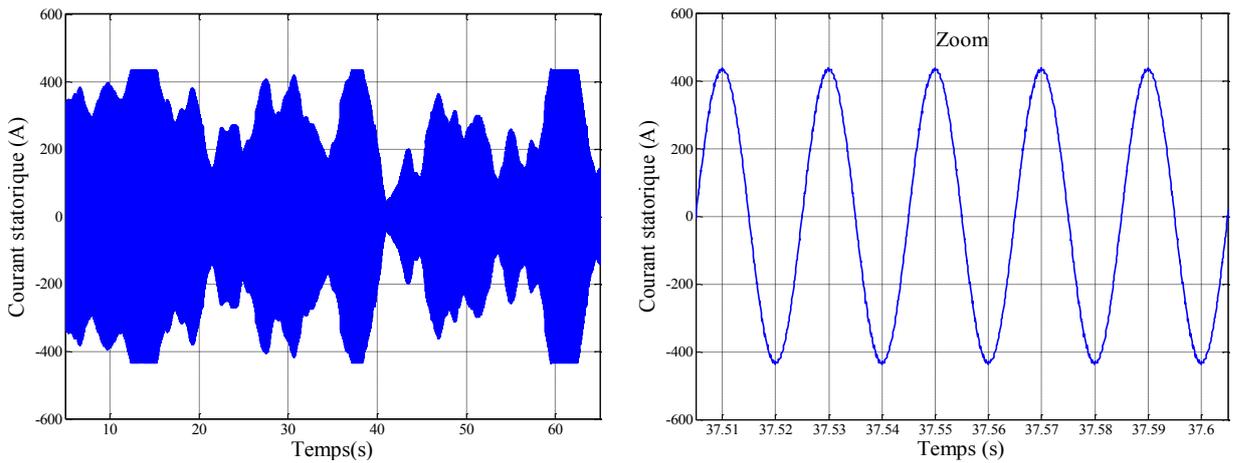


Figure V.7 Courant statorique avec un zoom.

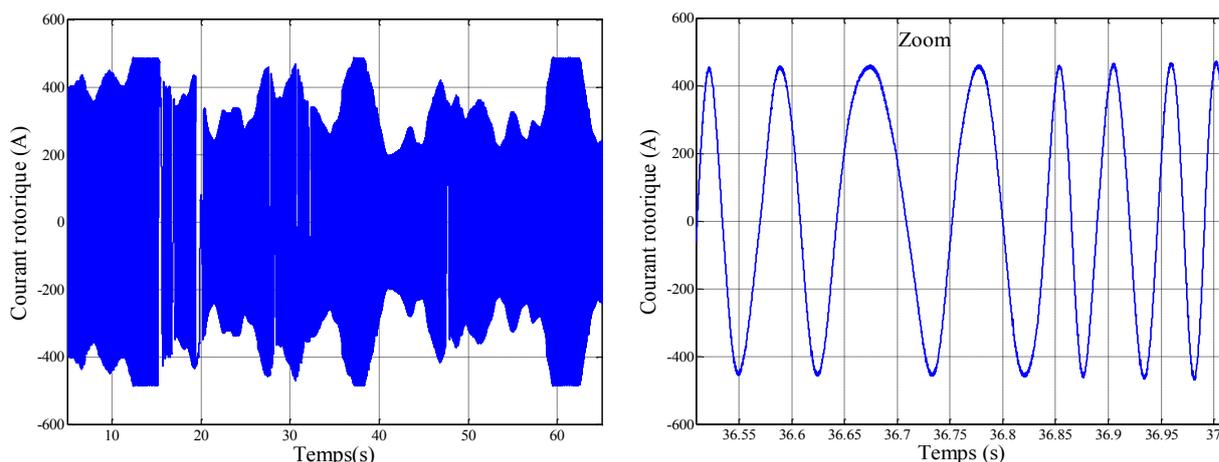


Figure V.8 Courant rotorique avec un zoom.

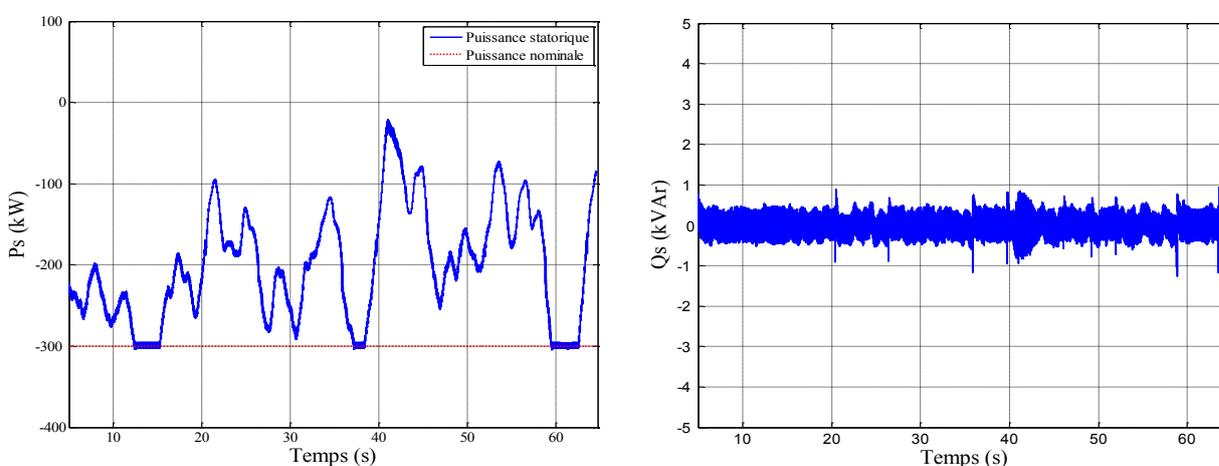


Figure V.9 Puissances active et réactive statoriques.

Les résultats obtenus par la simulation de l'ensemble Turbine-MADA-Convertisseurs confirment le bon fonctionnement de la chaîne et de son système de commande dans les trois zones de fonctionnement. En effet, pour les faibles vents, d'une vitesse inférieure à 10 m/s, le système de commande assure l'optimisation de la puissance extraite en maintenant le coefficient de puissance de la turbine à sa valeur maximale (Figure V.6). Pour les vents moyens et forts, le système de commande intervient pour maintenir la vitesse de rotation à sa valeur maximale (Figure V.5). Si la puissance renvoyée au réseau par la MADA atteint sa valeur nominale le système d'orientation des pales agit pour protéger l'éolienne des surcharges en limitant la puissance convertie (Figure V.9).

V.6. INTEGRATION DES EOLIENNES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

L'intégration des systèmes éolienne peut avoir des impacts significatifs sur la stabilité des réseaux électriques. Traditionnellement, les éoliennes n'étaient obligées de participer au

service système des réseaux, à savoir la régulation de la tension et de la fréquence. Cependant, ces dernières années, de nouveaux codes définissant les normes d'interconnexions des parcs éoliens aux réseaux électriques ont été mise au point.

En effet, les parcs éoliens doivent désormais participer à la régulation de la tension et de la fréquence du réseau auquel sont connectés [3,21,41].

V.6.1. Régulation de la tension

La stratégie d'action consiste à utiliser les possibilités offertes par l'interface d'électronique de puissance et par le contrôle associé. On s'intéresse ici au réglage de la tension au point du raccordement de l'éolienne au réseau électrique, par contrôle de l'énergie réactive échangée avec le réseau. Pour ce la, on suppose que l'éolienne est connecté au réseau via une ligne dont les paramètres sont :

$$R_l = 0.1 \Omega \quad X_l = 0.15 \Omega$$

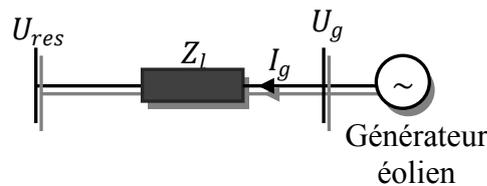


Figure V.10 Schéma équivalent d'une éolienne connectée au réseau.

La chute de tension entre l'éolienne et le point de raccordement est donné en fonction des puissances active et réactive transitées par :

$$\begin{aligned} \Delta U = U_g - U_{res} &= Z_l \cdot I_g = (R_l + jX_l) \left(\frac{P_g + jQ_g}{U_g} \right)^* \\ &\cong \frac{P_g \cdot R_l + Q_g \cdot X_l}{U_g} \end{aligned} \quad (V.15)$$

Au regard de cette formule, on peut conclure que la chute de tension est nulle si :

$$\frac{R_l}{X_l} = -\frac{Q_g}{P_g} \quad (V.16)$$

Cette relation montre qu'on peut faire un réglage de la tension au point de raccordement en agissant sur la puissance réactive ou sur la puissance active de l'éolienne. Cependant, la consigne de puissance active est directement liée à la vitesse du vent pour assurer un

fonctionnement optimal. Il nous reste donc un seul choix, c'est l'action sur la puissance réactive. La présence d'un onduleur de tension connecté au réseau permet de contrôler l'énergie réactive échangée en jouant sur sa référence dans le contrôle indépendant de puissance active et réactive [3,21,42,43]. La loi de commande choisie est présentée sur la figure suivante.

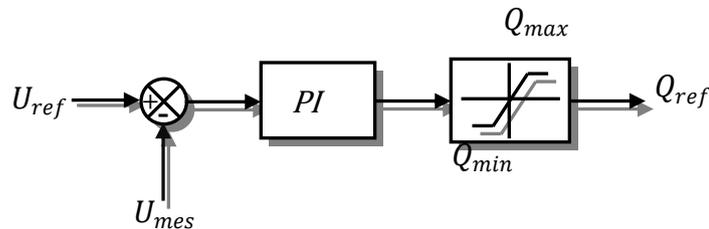


Figure V.11 Schéma bloc de régulation de la tension.

Le correcteur *PI* est un correcteur proportionnel intégral dimensionné pour avoir un temps de repense acceptable de l'ordre de 10 ms. Le limiteur est utilisé pour limiter la puissance réactive à fin de protéger la machine des surcharges et garantir une bonne qualité de l'énergie.

V.6.2. Régulation de la fréquence

L'un des objectifs majeurs du contrôle des systèmes de puissance est de maintenir l'équilibre entre la puissance électrique produite par les unités de production et la puissance consommée par les charges, et ce à tout instant. Ce réglage se fait par la notion de statisme et par la réserve de puissance active [3,21,42,43].

Le statisme représente la relation linéaire entre la variation de fréquence et la variation relative de puissance active.

$$stat = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P / P_0} \cdot 100 \quad (\%) \quad (V.19)$$

Avec :

Δf : Variation de la fréquence.

ΔP : Variation de la puissance.

f_0 : Fréquence nominale.

P_0 : Puissance fournie à la fréquence nominale.

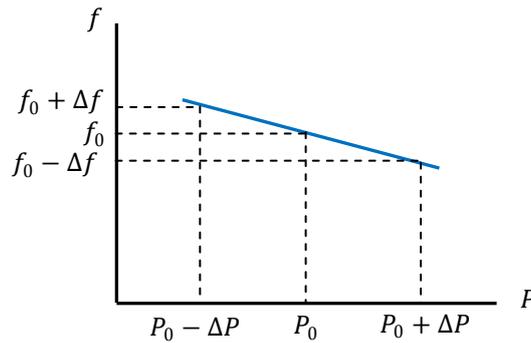


Figure V.12 Droite de statisme du réseau.

La méthode retenue consiste à appliquer la méthode des droites de statisme utilisée par les générateurs classiques. On va donc définir un statisme et une réserve de puissance pour l'éolienne. On peut donc écrire la puissance en fonction de la fréquence.

$$P = P_0 + K(f - f_0) \quad (V.20)$$

P_0 Représente la puissance produite à la fréquence f_0 pour le fonctionnement normal et K représente l'énergie primaire réglante et s'écrit en fonction de la puissance P_0 et du statisme *stat* sous la forme :

$$K = \frac{P_{disp}}{stat \cdot f_0} \quad (V.21)$$

$P_{disp} = P_0 + xP_n$: Est la puissance disponible, elle dépend de la vitesse du vent.

xP_n : Réserve tournante de puissance active.

Dans le cas d'une éolienne, la réserve de puissance se fait par dégradation du coefficient de puissance en actionnant sur l'angle de calage β . L'éolienne fonctionne donc légèrement en dessous de sa caractéristique optimale.

On peut donc jouer sur l'angle de calage en modifiant la référence du correcteur de puissance P_{ref} , comme présenté sur la figure V.13, afin d'augmenter ou de diminuer la puissance extraite par la turbine suivant la variation de la charge.

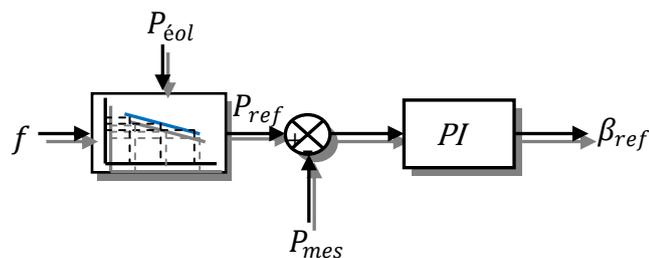


Figure V.13 Implantation du contrôle de fréquence.

V.6.3. Analyse de l'efficacité du réglage

Les tests de régulation de la tension et de la fréquence sont faits sous l'hypothèse d'un vent suffisamment fort (d'une vitesse de 14 m/s) pour répondre à la demande en puissance de la charge. Les résultats de simulation sont présentés sur les figures ci-dessous.

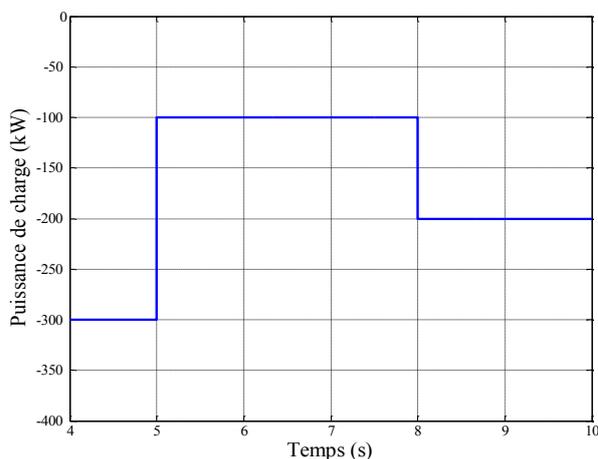


Figure V.14 Variation de la charge.

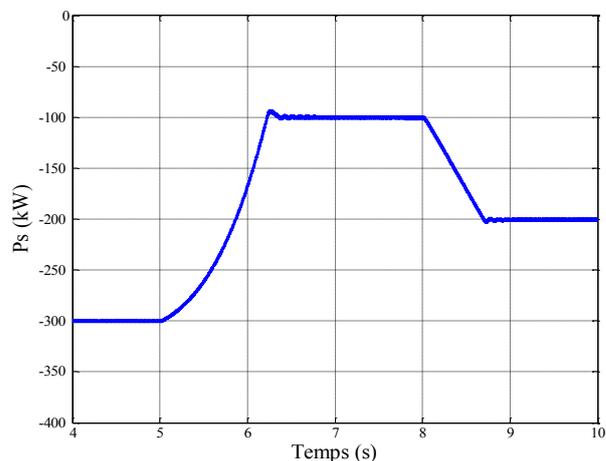


Figure V.15 Puissance active statorique.

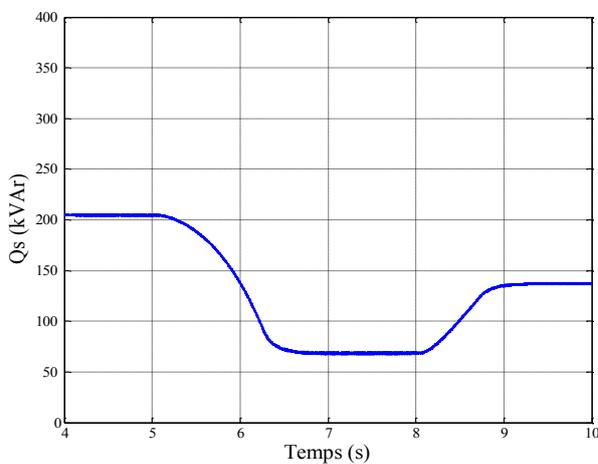


Figure V.16 Puissance réactive statorique.

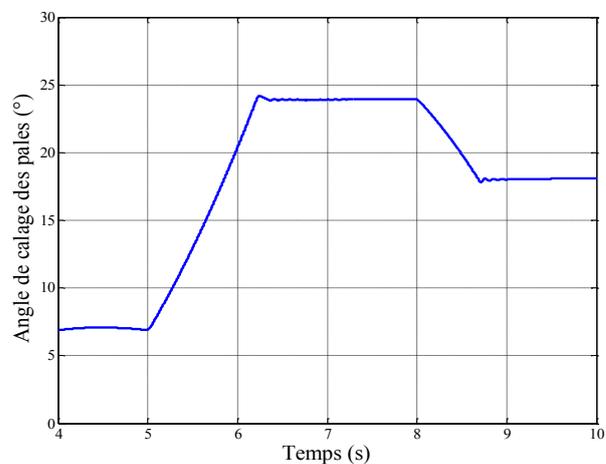


Figure V.17 Angle de calage des pales.

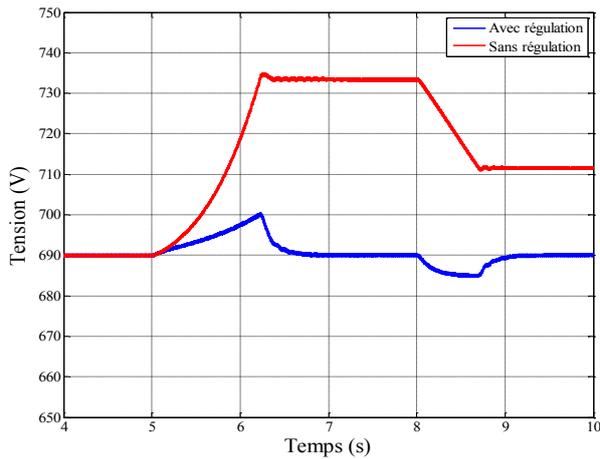


Figure V.18 Tension au point du raccordement

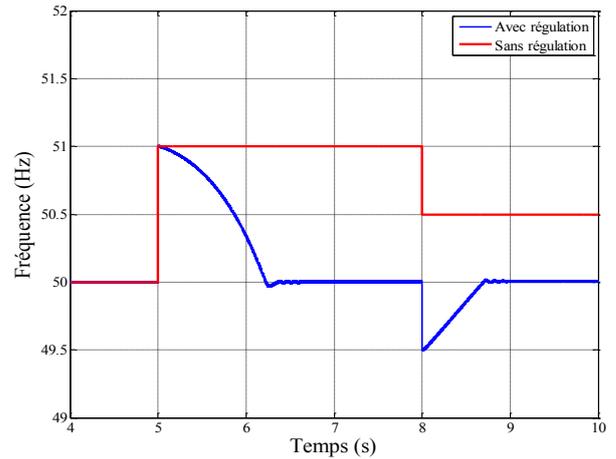


Figure V.19 Fréquence du réseau.

Les figures ci-dessus présentent une comparaison entre les résultats de simulation, pour la même séquence d'événements, de la stabilité de la tension et de la fréquence dans le cas où l'éolienne participe au service système et le cas où elle ne participe pas. On remarque que, si les éoliennes participent au réglage, la tenue en tension et en fréquence est meilleure. En effet, la variation de l'appel en puissance de la charge s'accompagne par une instabilité importante de la tension et de la fréquence si le réseau est dépourvu d'un système de régulation. Cependant, si l'éolienne participe à la régulation, l'instabilité est considérablement amortie.

V.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons examiné, dans une première partie, l'efficacité du contrôle de l'association de tous les composants de la chaîne éolienne étudiées séparément dans les chapitres précédents. Les résultats de simulation ont montré un bon suivi du point de fonctionnement optimal de l'éolienne pour les faibles vents, et aussi une bonne régulation de la puissance autour de la puissance nominale de l'éolienne pour assurer sa protection dans le cas des vents forts.

Pour améliorer les performances de l'éolienne, une deuxième partie était consacrée à l'étude de la possibilité de participation de l'éolienne au service système du réseau. La simulation a montré que les éoliennes pouvaient participer au réglage de la tension et de la fréquence et apporter une contribution à la stabilité du réseau électrique. Cette contribution permet notamment d'améliorer les transitoires en cas d'événements dans le réseau.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Le présent travail nous a permis de faire une étude d'un système de production d'énergie éolienne. L'objectif de notre travail était de faire une modélisation des différents composants du système éolien pour ensuite utiliser ces modèles pour élaborer un système de commande qui devait atteindre les objectifs suivants :

- Assurer un fonctionnement optimal de la chaîne éolienne.
- Assurer la protection des différents composants du système éolien face aux éventuelles surcharges.
- Améliorer les performances du système éolien pour faciliter son intégration dans les réseaux électriques.

Afin d'atteindre ces objectifs et vu la complexité du système, nous avons étudié chaque partie du système dans un chapitre séparé.

Le premier chapitre rappelle les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique. Il nous a permis de comprendre le principe de la conversion aérodynamique de l'énergie éolienne ainsi que les différentes possibilités de réglage et de limitation de la puissance. La comparaison des différentes structures possibles nous a permis de choisir la structure retenue pour notre étude à savoir la structure à vitesse variable à base d'une machine asynchrone à double alimentation.

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes intéressés à l'étude de la partie mécanique de la structure retenue au premier chapitre et à sa commande. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle simplifié de la turbine a été élaboré. Après avoir identifié les différentes zones de fonction du système et défini l'objectif pour chaque zone, nous avons développé deux techniques de maximisation et de limitation de la puissance extraite. Les résultats de simulation des deux algorithmes ont montré l'efficacité du contrôle que se soit pour la poursuite du point de fonctionnement optimale ou pour la limitation de la vitesse de rotation et de la puissance convertie par action sur l'angle de calage des pales. L'analyse de ces résultats nous a permis enfin de choisir l'algorithme le plus performant pour le reste de notre travail.

La modélisation de la machine asynchrone à double alimentation était l'objectif du troisième chapitre. La mise en équation des différentes grandeurs caractérisant la machine étudiée nous a permis d'établir un modèle mathématique équivalent dont la complexité a été réduite en se basant sur certaines hypothèses simplificatrices. Les résultats de simulation de ce

modèle sous Matlab/Simulink nous confirment la validité du modèle linéaire pour l'application envisagée de la machine.

Pour une gestion efficace de la production d'énergie éolienne, il était pratique de raisonner en termes de puissances pour la commande de la MADA. Pour ce la, le quatrième chapitre était réservé au développement d'un modèle pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive statoriques en partant de la commande vectorielle de la MADA à flux statorique orienté. Dans cette partie, nous avons présenté une étude théorique dans laquelle nous avons exprimé les puissances active et réactive statoriques en fonction des tensions rotoriques afin d'envisager un pilotage de la machine par le rotor au moyen d'un onduleur à deux niveaux. Suivant la prise en compte des couplages entre les axes ou non, trois méthodes ont été considérées. La comparaison des résultats de simulation de ces trois méthodes en termes de suivi de consigne et de robustesse a permis de dévoiler la méthode qui sera retenue.

Le cinquième chapitre est une synthèse des quatre premiers chapitres. Dans ce dernier chapitre nous avons étudié les performances de tout le système éolien en utilisant les techniques de contrôle retenues pour chaque partie du système. Pour faciliter l'intégration au réseau du système éolien, la possibilité de participation au service système a été ensuite détaillée. La simulation a bien montré le soutien que peut donner l'éolienne pour la stabilité du réseau en tension et en fréquence.

A l'égard du travail que nous venons de présenter, des perspectives pouvant être envisagées pour l'amélioration de la chaîne turbine-MADA-réseau. Parmi les quels on peut citer :

- ✓ Le développement d'autres algorithmes permettant la maximisation de la puissance captée sans recours au coefficient de puissance, qui s'avère très difficile à obtenir, tel que la logique flux, les réseaux de neurones,...
- ✓ L'établissement d'un modèle de la MADA plus réaliste prenant en compte la saturation magnétique.
- ✓ L'étude et l'application d'autres convertisseurs de niveaux supérieurs pour la minimisation des harmoniques renvoyés au réseau.
- ✓ L'intégration éventuelle d'un système de stockage d'énergie pour le lissage de la puissance fournie au réseau.
- ✓ L'étude du comportement de l'éolienne face aux éventuels défauts sur le réseau électrique pour assurer la continuité du service.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1]. N. ABU-TABAK. « Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation ». Thèse de Doctorat, École Centrale de Lyon 2008.
- [2]. S.M. MUYEEN, J. TAMURA, T. MURATA. « Stability augmentation of a grid-connected wind farm ». Springer 2009.
- [3]. N. LAVERDURE, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ». Thèse doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble 2005.
- [4]. T. BURTON, D. SHARPE, N. JENKINS, E. BOSSANYI. « Wind energy handbook ». John Wiley & Sons 2001.
- [5]. A. BOYETTE. « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production d'énergie éolienne ». Thèse de doctorat, Nancy I 2006.
- [6]. E. HAU. « Wind turbines ». 2nd Ed Springer 2006.
- [7]. B. MULTON. « Aérogénérateurs électriques. Techniques d'ingénieur ». Techniques de l'ingénieur D3960.
- [8]. F.D. BIANCHI, H. De BATTISTA, R.J. MANTZ. « Wind turbine control systems, principles, Modelling and Gain Scheduling Design ». Springer 2007.
- [9]. M. O. L. HANSEN. « Aerodynamics of wind turbines ». 2nd Ed EARTHSCAN 2008.
- [10]. I. MUNTEANU, A. I. BRATCU, N.A CUTULULIS, E. CEANGĂ. « Optimal control of wind energy systems ». Springer 2008.
- [11]. S. EL AIMANI. « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ». Thèse de doctorat, École Centrale De Lille 2004.
- [12]. L.M. FERNANDEZ, C.A. GARCIA, F. JURADO. « Comparative study on the performance of control systems for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines operating with power regulation ». Energy Volume 33, Issue 9, ENERGY 33, pp 1438–1452, Elsevier 2008.
- [13]. A.A. EL-SATTAR, N.H. SAAD, M.Z. SHAMS EL-DEIN. « Dynamic response of doubly fed induction generator variable speed wind turbine under fault ». Electric Power Systems Research, Volume 78, Issue 7, pp 1240-1246, Elsevier 2008.
- [14]. H. POLINDER, F. F.A. VAN DER PIJL, G.J de Vilder, P. Tavner. « Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines ». , 2005 IEEE International Conference on Electric Machines and Drives, pp 543-550, IEEE 2005.
- [15]. I. BOLDEA. « Variable speed generators ». Taylor & Francis 2006.
- [16]. F. MERRAHI. « Alimentation et commande d'une machine asynchrone à double alimentation (application à l'énergie éolienne) ». Mémoire de Magister ENP 2007.
- [17]. M. GARCÍA, M. PAZ COMECH. « Voltage dip generator for wind energy systems up to 5 MW ». Applied Energy, Volume 86, Issue 4, pp 565-574, Elsevier 2009.
- [18]. F. IOV, A. D. HANSEN, P. SØRENSEN, F. BLAABJERG. « Wind turbine blockset in matlab/Simulink, general overview and description of the models ». Institute of Energy Technology, Aalborg University. Danemark, March 2004.

- [19]. A. D. HANSEN, C. JAUCH, P.SØRENSEN, F. IOV, F. BLAABJERG. « Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT ». Risø National Laboratory, Roskilde. Denmark, December 2003.
- [20]. C. NICHITA, D. LUCA, B. DAKYO, E. CEANGA. « Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators ». IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, no. 4, pp 523- 529, December 2002.
- [21]. V. 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, Université D'Artois 2004.
- [22]. H. CAMBLONG. « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable ». Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers 2003.
- [23]. J.F. MANWELL, J.G. MCGOWAN, A.L. ROGERS. « Wind energy explained theory, design and application ». John Wiley & Sons 2002.
- [24]. S. MATHEW. « Wind energy, fundamentals, resource analysis and economics ». Springer 2006.
- [25]. B. BOUKHEZZAR. « Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes a vitesse variable ». Thèse de doctorat, université paris XI 2006.
- [26]. Y. EL-TOUS. « Pitch angle control of variable speed wind turbine ». American J. of Engineering and Applied Sciences 1 (2), pp 118-120, 2008.
- [27]. M.N. MANSOURI, M.F. MIMOUNI, B. BENGHANEM, M. ANNABI. « Simulation model for wind turbine with asynchronous generator interconnected to the electric network ». Renewable Energy, Volume 29, Issue 3, pp 421-431, Elsevier 2004.
- [28]. V. CALDERARO, V. GALDI, A. PICCOLO, P. SIANO. « A fuzzy controller for maximum energy extraction from variable speed wind power generation systems ». Electric Power Systems Research, Volume 78, Issue 6, pp 1109-1118, Elsevier 2008.
- [29]. M. G. MOLINA, P. E. MERCADO. « A new control strategy of variable speed wind turbine generator for three-phase grid-connected applications ». Power Systems Conference and Exposition, vol.2, pp 759 – 764, IEEE 2008.
- [30]. B. BOUKHEZZAR, H. SIGUERDIDJANE, M. M. HAND. « Nonlinear control of variable-speed wind turbines for generator torque limiting and power optimization ». Journal of Solar Energy Engineering Vol. 128, pp 516-530, ASME 2006.
- [31]. D. AOUZELLAG, K. GHEDAMSI, E.M. BERKOUK. « Network power flux control of a wind generator ». Renewable Energy, Volume 34, Issue 3, pp 615- 622, Elsevier 2009.
- [32]. F. POITIERS. « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne, machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau ». Thèse de Doctorat, l'École Polytechnique de l'université de Nantes 2003.
- [33]. R. KRISHNAN. « Electric motor drives modeling, analysis and control». Prentice Hall, 2001.
- [34]. O. Chee-Mun. « Dynamic simulation of electric machinery using matlab/Simulink ». Printice hall, 1998.

- [35]. A. NESBA. « Caractérisation du phénomène de la saturation magnétique de la machine asynchrone ». Thèse de doctorat d'état, ENP, 2007.
- [36]. A. M. TRZYNADLOWSKI. « Control of induction motors ». Academic press, 2001.
- [37]. N. P. QUANG, J.-A. DITTRICH. « Vector control of three-phase ac machines ». Springer, 2008.
- [38]. K. GHEDAMSIA, D. AOUZELLAGA, E.M. BERKOUK. « Control of wind generator associated to a flywheel energy storage system ». Renewable Energy, Volume 33, Issue 9, pp 2145-2156, Elsevier 2008.
- [39]. J.-P LOUIS, C. BERGMANN. « Commande numérique, régimes intermédiaires et transitoires ». Techniques d'ingénieur D 3 643.
- [40]. S. EL AIMANI, B. FRANÇOIS, B. ROBYNS. « Modélisation de générateurs éoliens à vitesse variable connectés à un bus continu commun ». FIER, pp 356- 362, Tétouan – Maroc, 2002.
- [41]. F. BLAABJERG, Z. CHEN. « Power electronics for modern wind turbines ». Morgan & Claypool, 2006.
- [42]. P. SØRENSEN, A. D. HANSEN, F. IOV, F. BLAABJERG, M. H. DONOVAN. « Wind farm models and control strategies ». Risø National Laboratory, Denmark, 2005.
- [43]. F.D. KANELLOS N.D. HATZIARGYRIOU. « Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems ». The Institution of Engineering and Technology, Renewable Power Generation Vol. 3, No. 1, pp. 96–108, 2009.

ANNEXES

ANNEXE A

Modélisation de la turbine éolienne

A.1 THEORIE DE BETZ

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Albert Betz [21]. A. Betz suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V et à l'infini en aval d'une vitesse v . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique, la vitesse v est nécessairement inférieure à V . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant.

Soit donc V la vitesse de l'air en amont, v celle en aval et V' celle au travers de S , la section balayée par les pales de l'éolienne (comme présenté à la figure A.1) et m la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation d'énergie cinétique de l'air ΔE est :

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (V^2 - v^2) \quad A.1$$

La puissance de l'éolienne P est alors :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V^2 - v^2) \quad A.2$$

Avec : ρ la densité de l'air.

S la surface balayée par les pales de la turbine.

Par ailleurs, la force de l'air F sur l'éolienne est :

$$F = \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V - v) \quad A.3$$

D'où :

$$P = F \cdot V' = \rho \cdot S \cdot V'^2 \cdot (V - v) \quad A.4$$

En identifiant les équations A.2 et A.4, il vient :

$$V' = \frac{V + v}{2} \quad A.5$$

Et donc :

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S (V^2 - v^2) \cdot (V + v) \quad A.6$$

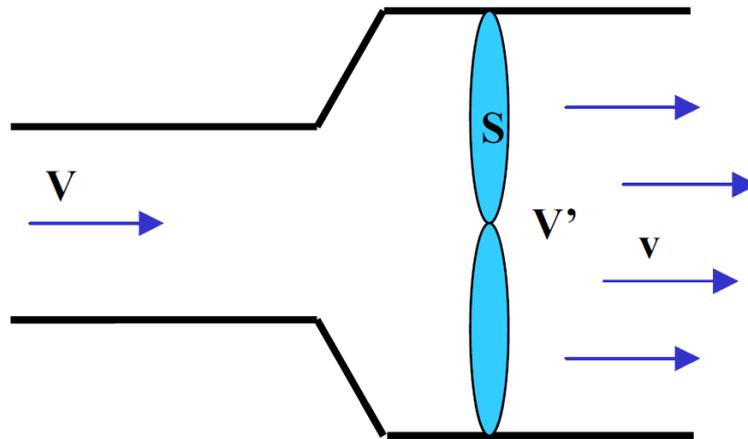


Figure A.1 théorie de Betz : schéma de principe

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée $\frac{dP}{dv}$ sera nulle, soit pour $v = \frac{V}{3}$. La puissance est alors maximale et vaut :

$$P = P_{max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad A.7$$

On peut donc en déduire que même si la forme des pales permet d'obtenir $v = \frac{V}{3}$, on ne récupère au mieux que 0.593 fois l'énergie cinétique de la masse d'air amont. On écrira en notant la vitesse du vent amont $V = v_{vent}$.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot v_{vent}^3 \cdot C_p \quad A.8$$

Où : C_p est le coefficient de puissance de l'éolienne, il dépend de la vitesse du vent, du nombre de pales, de leur rayon, de leur angle de calage et de leur vitesse de rotation.

R_T est le rayon de la turbine.

A.2 SYNTHÈSE DU CORRECTEUR DE VITESSE

Le régulateur utilisé pour l'asservissement de la vitesse de la commande direct de vitesse (§II.2.2.3) est de type proportionnel intégral, le processus de régulation est présenté sur la figure ci-dessous.

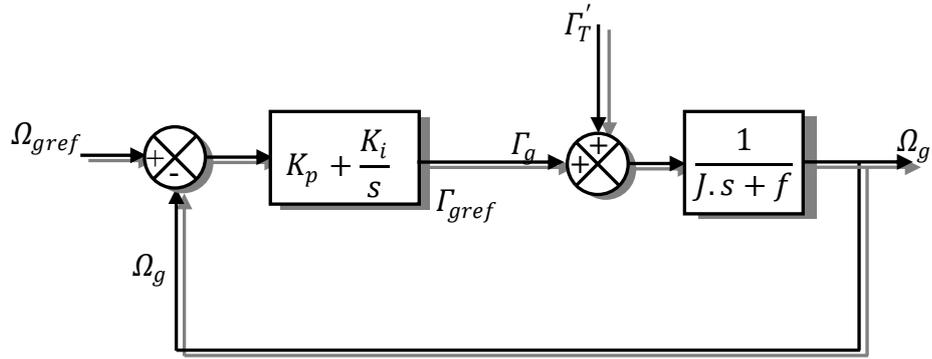


Figure A.2 Schéma bloc de la commande directe de vitesse

Le correcteur considéré a pour expression.

$$\Gamma_g = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \cdot (\Omega_{gref} - \Omega_g) \quad A.9$$

K_p et K_i sont les paramètres du régulateur proportionnel intégral à déterminer.

La fonction de transfère en boucle fermé du processus s'écrit alors :

$$\begin{aligned} \Omega_g &= \left[\left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) (\Omega_{gref} - \Omega_g) + \Gamma'_T \right] \cdot \frac{1}{J.s + f} \quad A.10 \\ &= \frac{(J.s + f).s}{J.s^2 + (K_p + f).s + K_i} \left[\frac{K_p.s + K_i}{(J.s + f).s} \cdot \Omega_{gref} + \frac{1}{J.s + f} \cdot \Gamma'_T \right] \end{aligned}$$

Après simplification, la fonction de transfère prendra la forme :

$$\Omega_g = f(s) \cdot \Omega_{gref} + g(s) \cdot \Gamma'_T \quad A.11$$

Avec :

$$\begin{aligned} f(s) &= \frac{K_p.s + K_i}{J.s^2 + (K_p + f).s + K_i} \\ g(s) &= \frac{s}{J.s^2 + (K_p + f).s + K_i} \end{aligned}$$

Dans l'objectif d'atténuer l'action de la perturbation provoquée par le couple éolien Γ'_T , il faut que le paramètre K_i soit élevé.

La pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement sont déterminés par :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_i}{J}} \quad \text{et} \quad \xi = \frac{f + J + K_p}{K_i} \cdot \frac{\omega_n}{2}$$

Le paramètre K_p est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement unitaire. Et le paramètre K_i pour avoir un temps de réponse en boucle fermée de 0.1s.

A.3 PARAMETRE DE LA TURBINE EOLIENNE

Les paramètres de la turbine considérée dans notre étude sont illustrés dans le tableau suivant :

VIIIA-VIII.1 Paramètres de la turbine éolienne

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale P_n	300 kW
Longueur d'une pale R_T	14 m
Inertie J	50 kg.m ²
Frottement visqueux f	$7 \cdot 10^{-3}$
Gain du multiplicateur de vitesse G	28
Coefficient de puissance maximal C_{pmax}	0.48
Vitesse relative optimale λ_{opt}	8.1
Vitesse du vent nominale v_n	12 m/s
Vitesse du vent de démarrage v_{min}	3 m/s
Vitesse du vent de l'arrêt v_{max}	25 m/s

ANNEXE B

Synthèse des régulateurs

B.1 SYNTHÈSE DU RÉGULATEUR PROPORTIONNEL INTÉGRAL

La stratégie de commande de la MADA décrite au paragraphe IV.4 utilise un régulateur proportionnel intégral *PI*. C'est un régulateur simple et rapide à mettre en œuvre et donne un bon compromis complexité-performance. La Figure B.1 montre un système en boucle fermée corrigé par un régulateur *PI*.

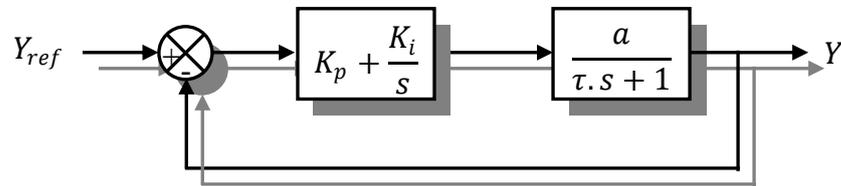


Figure B.1 Système régulé par un régulateur proportionnel intégral

Où :

- ✓ $K_p + \frac{K_i}{s}$ est la fonction de transfert du régulateur proportionnel intégral.
- ✓ $\frac{a}{\tau \cdot s + 1}$ est la fonction de transfert du système à réguler.
- ✓ τ est la constante de temps du système.

La fonction de transfert de l'ensemble système-régulateur s'écrit alors sous la forme suivante.

$$FTBO = \frac{\frac{K_p}{K_i} \cdot s + 1}{\frac{s}{K_i}} \times \frac{a}{\tau \cdot s + 1} \quad B.1$$

Nous choisissons la méthode de compensation des pôles pour la synthèse du régulateur afin de compenser le pôle de la fonction de transfert du système par un zéro de la fonction de transfert du régulateur. Ceci conduit à l'égalité suivante.

$$\frac{K_p}{K_i} = \tau$$

Si on considère que le pôle est parfaitement compensé, la fonction de transfert devient alors :

$$FTBO = \frac{K_i \cdot a}{s} \quad B.2$$

Ce qui donne en boucle fermé :

$$FTBF = \frac{1}{\tau_r \cdot s + 1} \quad \tau_r = \frac{1}{K_i \cdot a} \quad B.3$$

Avec τ_r est le temps de repense du système corrigé qui doit être suffisamment rapide pour l'application envisagée de la MAD. Nous choisissons un temps de repense en boucle fermé égale à 10 ms, qui est une valeur suffisante pour l'application de la MADA en génératrice éolienne.

Ainsi, les gains du régulateur peuvent être exprimés de la manière suivante :

$$K_i = \frac{1}{\tau_r \cdot a}$$

$$K_p = \frac{\tau}{\tau_r \cdot a}$$

Cette méthode de synthèse sera utilisée pour la détermination des gains des différents régulateurs utilisés dans la commande de la MADA. Rappelons que la symétrie du système compensé nous permet de calculer un seul régulateur pour les deux axes pour les puissances et pour les courants.

➤ *Boucle des courants*

Si on considère l'hypothèse d'un couplage entre l'axe direct et l'axe en quadrature négligeable pour la commande directe, et parfaitement compensé pour les commandes indirectes en boucle ouvert et en boucle fermé, ainsi que tous les termes de perturbation compensés on obtient le système corrigé de la figure ci-dessous.

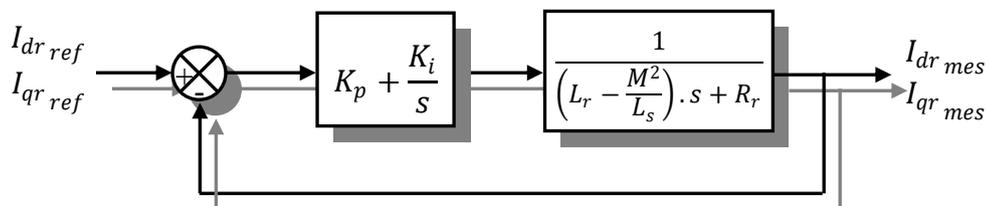


Figure B.2 Schéma de la régulation des courants rotorique

➤ **Boucle des puissances**

Sous les mêmes hypothèses que pour la boucle des courants, on obtient la fonction de transfère à corriger pour le contrôle des puissances comme sur la figure suivante.

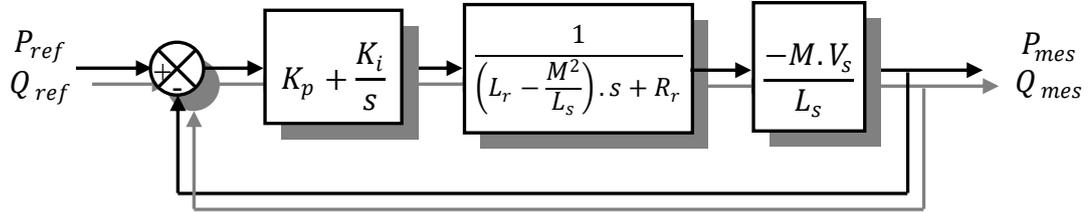


Figure B.3 Schéma de la régulation des puissances statoriques

B.2 PARAMETRES DE LA MADA

La machine utilisée est une machine asynchrone à rotor bobiné d'une puissance de 300kW dont les paramètres sont donnés sur le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Puissance nominale P_N	300 kW
Tension nominale V_N	400/690 V
Resistance statorique R_s	0.0063
Resistance rotorique R_s	0.0048
Inductance statorique L_s	0.0118
Resistance rotorique L_r	0.0116
Inductance magnétisante M	0.0115
Nombre de paires de pôles p	2

En effectuant le calcul des gains des régulateurs suivant la méthode détaillée au début de cette annexe, on trouve les valeurs numériques, affinées pour obtenir les meilleures performances, suivantes.

Tableau B.1 Gains des régulateurs utilisés

Méthode	Commande directe	Commande indirecte BO	Commande indirecte BF	
Grandeurs	Puissances	Courants	Courants	Puissances
K_p	4.3478 e-005	0.0292	0.0658	0.5
K_i	4.4612 e-004	0.3	0.375	75