

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Commande Des Systèmes Electriques

THÈME

Commande d'une éolienne double alimentation sur réseau électrique

Préparé par :
Melle Matmati soria

Devant le Jury :

Nom et prénoms	Grade	Qualité
M.CHAALAL	MAA	Président
B.BELABBAS	MAA	Examineur
Y.BEKAOUAL	MAA	Examineur
Y. MESSLEM	Pr	Encadreur

PROMOTION 2016 /2017

Remerciements

Avant tout, nous remercions **Dieu** le tout puissant de nous avoir donné la force et le courage pour finaliser ce travail.

Nous adressons le grand remerciement à notre encadreur **Mr Y.MESSLEM** qui a proposé le thème de ce mémoire, pour ses conseils et ses dirigés du début à la fin de ce travail.

Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance, tout particulièrement :

Mr M .CHAALAL pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.

Nous souhaitons exprimer notre gratitude à **Mr B .BELABES** et **Mme Y.BEKAOUAL** pour avoir lu notre mémoire, allé l'examiner et l'évaluer. Nous vous remercions pour l'intérêt que vous avez porté à ce travail et pour vos précieux conseils et remarques.

A tous nos enseignants depuis nos tous premiers jour d'école jusqu'à aujourd'hui, à nos amies et à nos familles respectives nous vous remercions infiniment.

Merci à toute personne ayant participé de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents, dont le sacrifice, la tendresse, l'amour, la patience, le soutien, l'aide et les encouragements sont l'essence de ma réussite.

A mes chères mères,

A mon encadreur M. Messlem Youcef.

A mes chers frères,

A mes adorables sœurs et mes neveux,

A toutes mes amies,

A tous mes proches,

A mes collègues de la promotion 2016-2017,

SORIA

Tiaret, juin 2017

Nomenclatures :

1. Symbole :

P :	puissance [W ou J/s].
ρ :	densité [kg/m^3].
S :	surface balayée [m^2].
R :	Rayon de la surface balayée par la turbine.
v :	vitesse du vent [m/s].
C_p :	Coefficient de puissance.
$C_{p\max}$:	Coefficient de puissance maximum.
I :	turbulence de la vitesse du vent.
$\bar{V}_{10\text{min}}$:	Vitesse moyenne du vent sur 10 minutes.
n :	Nombre d'échantillons.
h :	Hauteur.
Z_0 :	Longueur de rugosité du paysage.
$h_{w,i} (V_i)$:	Probabilité d'une classe de vitesse du vent i [% ou s/m].
k :	facteur de forme [sans dimension].
A :	facteur d'échelle [m/s].
V_i	Classe de vitesse du vent [m/s].
P :	nombre de pôles.
f :	Fréquence.
λ :	vitesse spécifique.
β :	L'angle d'orientation de pale.
P_{aer} :	Puissance aérodynamique.
λ_{opt}	La vitesse relative optimale de l'éolienne.
C_{aer}	Couple aérodynamique.
R_t :	le rayon de l'aérogénérateur ou la longueur d'une pale.
J_t :	Le moment d'inertie de la turbine équivalent aux inerties des trois pales de l'éolienne;
J_g :	Le moment d'inertie de la MADA.
f_v :	Le coefficient dû aux frottements visqueux de la MADA.
C_g :	Le couple mécanique sur l'arbre de la MADA.
C_t :	Couple totale de l'éolienne.
Ω_t :	Vitesse de rotation de la turbine.

Nomenclatures

Ω_{mec} :	La vitesse de rotation du générateur(MADA) (rad/s).
C_{mec} :	Couple mécanique.
G :	Le rapport multiplicateur de vitesse.
C_{em} :	Couple électromagnétique du générateur en (N.m).
P_{mec} :	Puissance mécanique.
C_{em-ref} :	Couple électromagnétique de référence.
$C_{aer-estimé}$:	Couple aérodynamique estimé.
$v_{estimé}$:	La vitesse du vent estimé.
Ω_{ref} :	vitesse mécanique de référence.
C_{ass} :	Régulateur de vitesse.
$\Omega_{turbine-ref}$:	vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine.
V_{sabc} :	Tension statorique dans le repère (abc).
V_{rabc} :	Tension rotorique dans le repère (abc).
I_{sabc} :	Courants statorique dans le repère (abc).
I_{rabc} :	Courants rotorique dans le repère (abc).
ϕ_{sabc} :	Flux statorique dans le repère (abc).
ϕ_{rabc} :	Flux rotorique dans le repère (abc).
R_s :	Résistance de l'enroulement statorique.
R_r :	Résistance de l'enroulement rotorique.
M_{sr} :	Inductance mutuelle entre stator et rotor.
M_{rs} :	Inductance mutuelle entre rotor et stator.
L_{rr} :	Inductance cyclique rotoriquerotorique.
L_{ss} :	Inductance cyclique statoricestatorique.
L_s :	Inductance cyclique statorique.
L_r :	Inductance cyclique rotorique.
g :	Glissement.
M_s :	Inductance mutuelle statorique.
M_r :	Inductance mutuelle rotorique.
C_r :	Le couple résistant en (N.m).

Nomenclatures

θ_r :	La position du rotor par rapport au stator.
θ_s :	La position du stator par rapport au rotor.
x_a, x_b, x_c :	Sont les valeurs instantanées des grandeurs triphasées.
x_d, x_q	Sont les valeurs instantanées des grandeurs biphasée.
x_h :	La composante homopolaire.
$[P(\theta)]$:	La matrice de Park.
$[P(\theta)]^{-1}$:	La matrice inverse de Park.
θ :	L'angle entre l'axe d et l'axe de référence dans le système triphasé (pour les grandeurs statorique et pour les grandeurs rotorique).
ϕ_{rd}, ϕ_{rq} :	Flux rotorique dans le repère (dq).
ϕ_{sd}, ϕ_{sq} :	Flux statorique dans le repère (dq).
V_{sd}, V_{sq} :	Tensions statorique dans le repère (dq).
V_{rd}, V_{rq} :	Tensions rotorique dans le repère (dq).
i_{rd}, i_{rq} :	Courants rotorique dans le repère (dq).
i_{sd}, i_{sq} :	Courants statorique dans le repère (dq).
ω_s, ω_r :	Vitesses angulaires électriques statoriques et rotoriques.
M :	Inductance mutuelle cyclique.
p :	Le nombre de paires de pôles de la machine.
σ :	Coefficient de dispersion.
v_{ab}, v_{bc}, v_{ca} :	Les tensions composées à la sortie du convertisseur.
v_a, v_b, v_c :	Les tensions simples d'amplitude v_s .
i_a, i_b, i_c :	Les courants simples d'amplitude i_c .
φ_s :	Le déphasage.
V_s :	Tension simple.
P_s :	Puissance active.
Q_s :	Puissance réactive.
V_{dc} :	Tension de bus continu.
$V_{in\ a.b.c}$:	Tensions de phases.
V_{ab}, V_{ca}, V_{bc}	tensions composées.

Nomenclatures

V_{mod} :	Tension de sortie de l'onduleur.
V_p :	Valeur de crête de la porteuse.
V_m :	Valeur maximale de la tension de référence.
f_p :	Fréquence de la porteuse.
f_m :	Fréquence de la modulante.
i_{ond}, i_{red} :	Respectivement les courants modulés par le CCM et le CCR.
i_{cond} :	Courant traversant le condensateur.
R_f :	Résistance et l'inductance de filtre RL.
i_{fd}, i_{fq} :	courants traversant le filtre RL dans le repère de Park.
P_c :	Puissance active aux bornes du condensateur.
P_f :	puissance active générée par le CCR.
P_{ond} :	Puissance active générée par le CCM coté continu.
P_{red} :	Puissance active générée par le CCR coté continu.

2. Abréviations :

DPE :	Densité de Puissance Éolienne.
CEI :	Commission électrotechnique internationale.
MADA :	Machine Asynchrone à Double Alimentation.
GADA :	Génératrice asynchrone à double alimentation.
MCC :	machine à courant continu.
MATLAB :	Matrix Laboratoire (logiciel de simulation numérique).
f.m.m :	Force magnétomotrice.
FTBO :	fonction de transfère en boucle ouverte.
PI :	Proportionnel- Intégrateur.
FTBF :	fonction de transfère en boucle fermée.
MPPT :	maximum Power Point Tracking.
MLI :	Modulation à Large Impulsion.
CCM :	Convertisseur Cote rotor.
CCR :	Convertisseur Cote Réseau
BDV :	Boite de vitesse.

Liste des Figures :

Chapitre I :

Figure I.1 : Évolution de la puissance nominale, du diamètre du rotor et de la hauteur du moyeu des éoliennes de 1980 à 2011 -----	3
Figure I.2 : Évolution de la capacité éolienne installée dans le monde jusque 2012-----	4
Figure I.3 : Capacités installées annuellement par région du monde de 2004 à 2012 -----	5
Figure I.4: Situation de l'énergie éolienne dans le monde en 2012 -----	5
Figure I.5: Brises locales provoquées par le réchauffement de la surface terrestre et de la surface de la mer -----	7
Figure I.6 : Vent turbulent : moyenne de la vitesse effective du vent-----	9
Figure I.7 : Cisaillement du vent au-dessus de différentes surfaces (h = hauteur) -----	10
Figure I.8 : Calcul du cisaillement du vent à l'aide du profil logarithmique et de la loi exponentielle.-----	11
Figure I.9 : Distribution de Weibull ; à gauche : facteurs de forme k différents et facteur d'échelle A identique ($A = 2$) ; à droite : facteurs d'échelle A différents et facteur de forme k identique ($k = 2$) -----	12
Figure I.10: Éoliennes face au vent et sous le vent -----	13
Figure I.11 : Effet de portance au niveau de la pale grâce à la différence de pression ----	14
Figure I.12 : Courbe de puissance d'une éolienne contrôlée par calage variable de pale --	16
Figure 13: Courbe de puissance d'une éolienne à régulation par décrochage aérodynamique -----	16
Figure I.14 : Courbe de puissance et courbe de coefficient de puissance d'une éolienne de 330Kw -----	17
Figure I.15 : Éolienne sans multiplicateur -----	18
Figure I.16 : Éolienne avec multiplicateur -----	18
Figure I.17 : Modèles de génératrices : type 1 – génératrice asynchrone classique ; type 2 –génératrice asynchrone à rotor bobiné avec résistance rotorique variable ; type 3 – génératrice asynchrone à double alimentation ; type 4-pleine interface du convertisseur -----	19
Figure I.18 : Fondation par caisson, à mono pilot, jacket et à trépied des éoliennes offshore-----	20

Liste des figures

Figure I.19 : Rotor de Savonius	21
Figure I.20: Comportement de la fréquence provoqué par les déséquilibres entre la génération et la demande.....	22
Figure I.21 : Niveaux de tension dans les systèmes d'alimentation électrique.	22
Figure I.22: Courbe de la demande d'un ménage en Allemagne.	23
Figure I.23 : Lignes aériennes à haute tension.....	24
Figure I.24 : Circuit équivalent de ligne de transmission/distribution et diagramme de vecteur de phase des tensions et courants.	25
Figure I.25 : États opérationnels du système d'alimentation électrique.	26
Chapitre II :	
Figure II.1 : Turbine éolienne.	28
Figure II. 2: Coefficient de puissance(C_p) en fonction de λ	31
Figure II.3: Caractéristique C_p - λ pour les différentes valeurs de l'angle de calage.	31
Figure II.4 : Modèle mécanique de la turbine éolienne.	32
Figure II.5: Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.....	34
Figure II.6 : Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne en boucle ouvert.	34
Figure II.7: Diagramme de conversion de puissance	35
Figure II.8: Stratégies de commande de la turbine étudiée.	36
Figure II.9: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.	36
Figure II.10: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse	38
Figure II.11: Courbe typique de la puissance produite d'un aérogénérateur a vitesse variable.	40
Figure II.12: Résultats du MPPT obtenue sans asservissement de la vitesse.	40
Figure II. 13: Résultats du MPPT obtenue avec asservissement de la vitesse.	41
Figure II.14 : Fonctionnement dans les quatre quadrants d'une MADA.	42
Figure II.15 : Principe de la transformation de Park appliquée à la MADA.	44
Figure II.16 : Comportement de la MADA en mode Générateur.	48

Liste des figures

Figure II.17: schéma bloc de la MADA. -----	52
Figure II.18: schéma bloc de la commande directe. -----	53
Figure II.19: Système régulé par un PI. -----	54
Figure II. 20: La puissance active et réactive statorique pour la commande vectorielle directe de la puissance.-----	55
Figure II. 21 : Le flux statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.-----	55
Figure II. 22: Le courant rotorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.-----	56
Figure II.23: couple électromagnétique pour la commande vectorielle de la puissance.---	56
Figure II.24 : Schéma bloc de la commande indirecte. -----	58
Figure II.25: Résultats de simulation de la commande indirecte sans boucle de puissance. -----	59
Figure II.26 : Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance. -----	60
Figure II.27 : La puissance active et réactive statorique de la commande indirecte avec boucle de puissance. -----	61
Figure II.28: Le flux statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle de la commande indirecte avec boucle de puissance. -----	61
Figure II.29: Le courant rotorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.-----	62
Figure II.30: couple électromagnétique pour la commande vectorielle de la puissance.---	62
Chapitre III :	
Figure III.1 : Architecture de commande du système éolien -----	65
Figure III.2 : Principe de la commande du CCM.-----	65
Figure III.3: Schéma de principe d'un onduleur triphasé alimentant le rotor d'une MADA.-----	66
Figure III.4 : Principe de commande en MLI sinus-triangulaire. -----	69
Figure III.5: résultat de la commande d'un onduleur MLI.-----	70
Figure III.6 : Principe du contrôle des courants rotoriques de la MADA.-----	71
Figure III.7 : Commande du CCM -----	72

Liste des figures

Figure III.8 : Modélisation de la Commande du CCM. -----	72
Figure III.9 : Résultats du contrôle en puissance du CCM.-----	73
Figure III.10 : Principe de la commande du CCR. -----	74
Figure III.11 : Connexion du CCR au réseau électrique. -----	74
Figure III.12 : Contrôle des courants circulant dans le filtre RL [41].-----	76
Figure III.13 : Boucle de régulation de la tension du bus continu. -----	77
Figure III.14 : Commande du CCR. -----	78
Figure III.15 : Modélisation de la Commande du CCR. -----	78
Figure III.16 : Résultats de la commande MLI coté réseau CCR. -----	79
Figure III.17 : Modélisation de l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique. ----	80
Figure III.18: Résultats de l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique. -----	81
Figure III.19 : Schéma bloc d'un convertisseur côté réseau avec un filtre. -----	82
Figure III.20 : Résultats de la commande MLI CCR avec l'ouverture des lignes de réseaux.-----	83

Liste des tableaux

Tableau I.1: Densité de Puissance Éolienne en conditions atmosphériques standards (niveau de la mer, 15°C) -----	8
Tableau I.2: Longueur de rugosité (Z_0) de divers paysages -----	11
Tableau I.3 : Raccordement d'éoliennes et de parcs éoliens aux différents niveaux de réseau-----	19
Tableau I.4 : Plages de tension pour différents niveaux de tension dans les réseaux électriques.-----	23
Tableau II.1 : Coefficients définissant l'évolution de C_p -----	30



Table des matières

Remerciement

Nomenclatures

Liste des figures

Liste des tableaux

Table des matières

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralités sur la conversion Eolienne

I.1 Introduction.....	3
I.1.1 Le potentiel de la puissance éolienne.....	6
I.1.1.a Potentiel technique	6
I.1.1.b Potentiel sous contrainte	6
I.2 Notions élémentaires de physique	6
I.2.1 Formation du vent	6
I.2.2 La puissance du vent comme énergie cinétique.....	7
I.2.3 Limite de Betz.....	8
I.2.4 Turbulence.....	9
I.2.5 Le cisaillement du vent.....	10
I.2.6 Bases de données des vents.....	12
I.3 Composants de l'éolienne.....	13
I.3.1 Conception générale.....	13
I.3.2 Les pales du rotor.....	13
I.3.3 La vitesse spécifique	14
I.3.4 Les concepts de surveillance et de limitation de la puissance	14
I.3.5 La courbe de puissance des éoliennes	15
I.3.6 La nacelle	17
I.3.7 Génératrice et raccordement au réseau	18

Table des matières

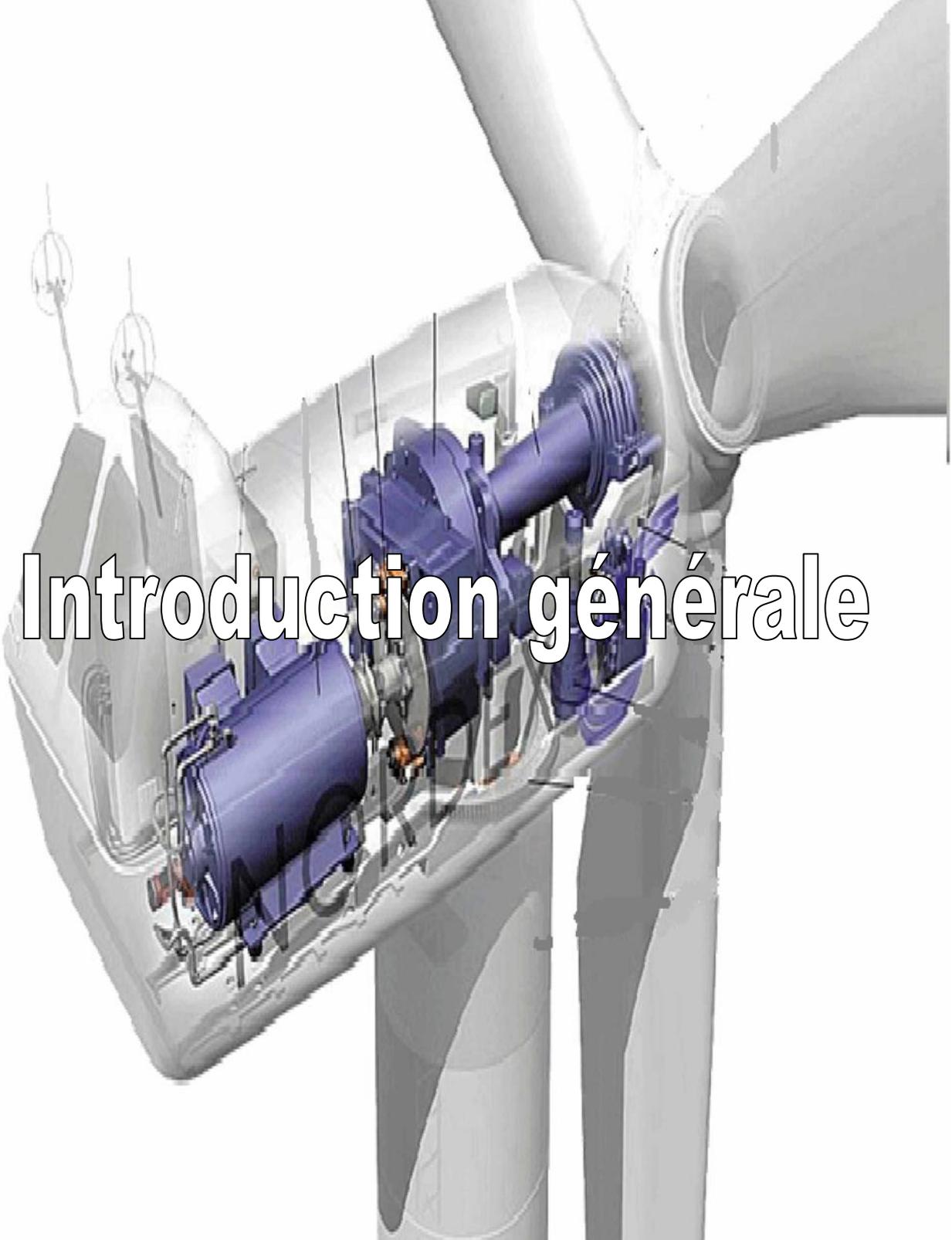
I.3.8 Le système d'orientation -----	19
I.3.9 Le mât -----	20
I.3.10 Fondation du mât -----	20
I.3.11 L'éolienne à axe vertical -----	20
I.4 Pourquoi un contrôle de la tension et de la fréquence ? -----	21
I.4.1 Variables de contrôle de la stabilité de fréquence et de tension dans un système d'alimentation électrique. -----	23
I.4.1.1 Fréquence : -----	23
I.4.1.2 Tension : -----	24
I.5 Contrôles des systèmes d'alimentation électrique interconnectés -----	25
I.6 Conclusion : -----	26
Chapitre II : Modélisation de la chaîne de conversion	
II.1 Introduction -----	28
II.2 Modélisation de la turbine éolienne -----	28
II.2.1 Modèle du vent -----	29
II.2.2 Modèle aérodynamique -----	29
II.2.3 Modèle de la partie mécanique -----	32
II.3 Techniques d'extraction du maximum de la puissance. -----	34
II.3.1 Bilan des puissances. -----	34
I.3.a Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse -----	36
II.3.b Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse -----	38
II.3.1.1 Principe général -----	38
II.4 Résultats de simulation -----	40
II.5 Modélisation mathématique de la génératrice asynchrone doublement alimenté -----	41
II.5.1 Hypothèses simplificatrices -----	42
II.5.2 Equations mathématiques de la GADA dans le repère (abc) -----	42

Table des matières

a. Equation magnétiques -----	43
b. Equation mécanique -----	43
II.5.3 Equations mathématiques de la GADA dans le repère de Park-----	44
a. Tensions statoriques et rotoriques-----	45
b. flux statoriques et rotoriques -----	45
II.5.4 Choix du référentiel -----	46
II.5.5 Equation du couple -----	47
II.6 Résultats de simulation. -----	47
II.7 Principe générale de la commande à flux orientée -----	49
II.8 Modèle pour le contrôle indépendant des puissances -----	49
II.9 Mise en place de la régulation [40] -----	53
II.9.1 Commande directe en puissance active et réactive de la MADA en génératrice ----	53
II.9.2 Synthèse du régulateur PI-----	53
II.9.3 Résultats de simulation-----	55
II.10 Commande indirecte en puissance active et réactive de la MADA en génératrice---	57
II.10.1 Commande sans boucle de puissance -----	57
II.10.2 Résultats de simulation -----	58
II.10.3 Commande avec boucle de puissance-----	60
II.10.4 Résultats de simulation -----	61
II.11 Conclusion -----	63
Chapitre III : l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique	
III.1 Introduction-----	64
III.2 Description de commande du système d'énergie éolienne -----	64
III.3 Commande du convertisseur côté MADA -----	65
III.3.1 Contrôle du convertisseur Cote Rotor de la MADA (CCM): -----	65
III.3.2 Association onduleur – MADA (rotor)-----	65

Table des matières

III.3.3 Commande par MLI du CCM -----	67
III.3.4 Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)-----	68
III.3.5 Résultats de simulation-----	70
III.4 Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique -----	70
III.4.1 Résultats de la commande MPPT appliquée au convertisseur côté rotor: -----	73
III.5 Commande du convertisseur côté réseau-----	74
III.5.1 Modélisation de la connexion du convertisseur côté réseau « CCR » -----	74
III.5.1.1 Modèle du bus continu -----	75
III.5.2.1 Contrôle des courants transitant dans le filtre RL-----	75
III.5.3.1 Contrôle de la tension du bus continu -----	76
III.6 Résultat simulation du contrôle du convertisseur côté réseau :-----	78
III.7 l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique -----	80
III.7.1 Résultat de simulation et Interprétation :-----	80
III.8 Comportement de la MADA lors de l'ouverture des lignes de réseaux -----	82
III.8.1 Résultat de simulation et Interprétation :-----	82
III.9 Conclusion -----	83
Conclusion générale -----	85
Bibliographiques -----	87
Annexe -----	90



Introduction générale

Introduction générale :

La demande énergétique est en progression alors que les ressources énergétiques sont en baisse. Le monde peut faire face à une grave crise énergétique à l'avenir en l'absence de mesures de précaution appropriées. Parallèlement à la production et l'utilisation plus efficace de l'énergie, les sources d'énergie renouvelables offrent un potentiel important pour réduire les émissions de dioxyde de carbone. Parmi les sources d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne est considérée comme le moyen le plus efficace et économique pour la production d'électricité. Bien que le vent soit un élément à notre portée, l'énergie éolienne nécessitant un haut niveau de technologie, elle est surtout développée dans les pays industrialisés. Les systèmes éoliens modernes ont diverses topologies commerciales disponibles dans le marché utilisant des génératrices asynchrones (à vitesse fixe) et des Génératrices Asynchrones à Double Alimentation (GADA ou MADA) ou encore des Génératrices Synchrones à Aiment Permanent (GSAP) (à vitesse variable). En raison de l'aspect intermittent de vent, la multiplication de Systèmes de Conversion de l'Énergie Éolienne (SCEE) et leur intégration au réseau électrique ont des impacts notoires sur le réseau en modifiant sa structure et son exploitation.

La MADA a fait l'objet de nombreuses études ces dernières années. La plus intéressante est celle qui fonctionne à vitesse variable de vent. Sa particularité principale est qu'elle est constituée d'une machine asynchrone à rotor bobiné et elle peut ainsi fournir de la puissance active au réseau par le stator et par le rotor. Elle permet grâce à cette structure d'obtenir un bon rendement sur une large plage de vitesse de vent.

La MADA est dimensionnée de manière à ce que les convertisseurs de puissance au rotor ne soient traversés que par 30% de la puissance nominale. Elle utilise donc des convertisseurs sous dimensionnés et donc moins chers. Malgré ces avantages, il demeure un problème : sa connexion au réseau. Le réseau électrique n'est pas toujours stable, il subit régulièrement des détériorations de tension (type creux de tension ou surtension). Ces détériorations peuvent engendrer des courants de défaut dans la machine et ainsi abîmer voire détruire les convertisseurs de puissance. Pour éviter ce genre de problème, les éoliennes se déconnectent du réseau lorsque celui-ci subit une détérioration.

Dans ce cadre, l'avènement de l'électronique de puissance et le développement de la microinformatique ont un impact majeur sur le développement des SCEE par rapport aux

prototypes utilisés ces 30 dernières années au niveau de la modélisation électrique ainsi que dans la commande

Au cours des dernières années, Matlab-Simulink est devenu le logiciel le plus utilisé pour la modélisation et Simulation de systèmes dynamiques. Il fournit une interface graphique puissante pour la construction et la vérification de nouveaux modèles mathématiques ainsi que de nouvelles stratégies de contrôle, en particulier pour les Systèmes non linéaires.

L'étude des MADA est un exemple de ces systèmes dynamiques, Contenant des sous-systèmes avec différentes constantes de temps: vent, turbine, générateur, Électronique de puissance, transformateur et réseau.

L'objectif de notre étude est de développer une chaine complète sous Matlab qui nous permettra dans le future de suivre le comportement global de la chaine lors d'évènement sur le réseau. Le choix des paramètres et de la commande s'avère une tâche dure et importante dans ce comportement. Notre travail est structuré en trois partie :

Le premier chapitre traite les généralités sur les énergies éoliennes ou sera abordé l'ensemble de la chaine sous ses différents angles technologique et physique.

Le deuxième chapitre abordera la modélisation des différentes parties de la chaine. Chaque partie sera implémentée sous Matlab et validé en choisissant les meilleurs choix en vue de la commande.

Le troisième chapitre concerne la chaine complète connecté au réseau électrique de test.



CHAPITRE I

Généralités sur la conversion Eolienne

I.1 Introduction

L'énergie éolienne est exploitée par l'Homme depuis des millénaires[1]. Elle figure parmi les sources d'énergie les plus anciennes. On peut citer les premiers Égyptiens remontant le Nil à la voile, les moulins à vent verticaux permettant de pomper l'eau et de moulinier le grain et plus proches de nous, la production d'électricité raccordée au réseau, les applications hors-réseaux destinées à l'électrification des campagnes ou des zones reculées ou encore la production d'électricité pour les stations de base des téléphones portables. Les dernières décennies ont vu la technologie de l'éolien connaître un développement important en raison des contraintes environnementales et des accords gouvernementaux le dernier en date est l'accord de Paris sur l'environnement. En 1980, la puissance nominale des éoliennes n'était que de quelques watts. Aujourd'hui, celle des plus grandes structures peut atteindre 7500 kW (voir Figure I.1). Les plus grandes éoliennes possèdent actuellement un rotor de 126 mètres de diamètre et des machines aux dimensions encore plus élevées sont en cours de développement.

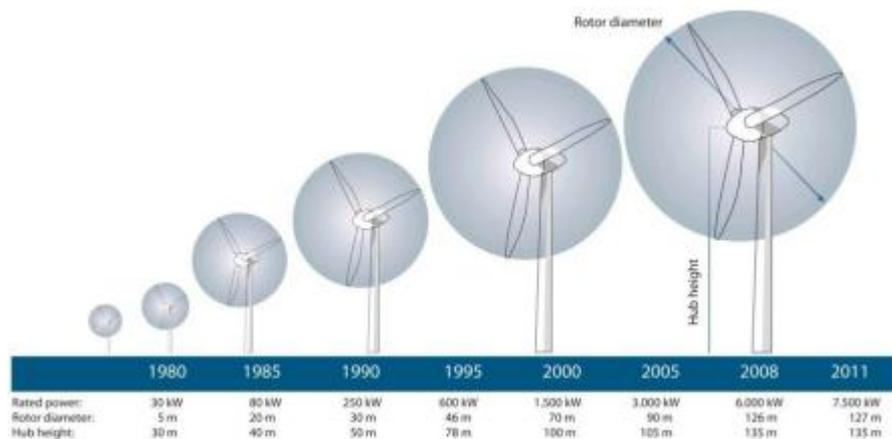


Figure I.1 : Évolution de la puissance nominale, du diamètre du rotor et de la hauteur du moyeu des éoliennes de 1980 à 2011[1].

La croissance exponentielle de la taille des éoliennes fut motivée par un certain nombre de facteurs, et principalement par des avantages économiques : la proportion que représentent les frais de surveillance, les frais de raccordement au réseau et les frais de maintenance sur la valeur du système diminue si la taille augmente[1]. Les premières éoliennes présentaient une puissance nominale pouvant atteindre 60 kW. En comparaison avec des grandes installations d'aujourd'hui, le coût des petites éoliennes était et reste encore beaucoup plus élevé par kW installé (€/kW ou \$/kW). Cela s'explique en partie par le fait que, proportionnellement au diamètre du rotor, il est nécessaire d'accroître la hauteur des mâts

pour éviter tout obstacle au passage du vent et échapper aux conditions défavorables que représentent les turbulences et le cisaillement du vent à proximité du sol.

À la fin de l'année 2010, quelques 194 GW de puissance éolienne étaient installés à travers le globe. Si l'on regarde 20 ans en arrière, la capacité installée a été multipliée par plus de vingt (voir Figure I.2).

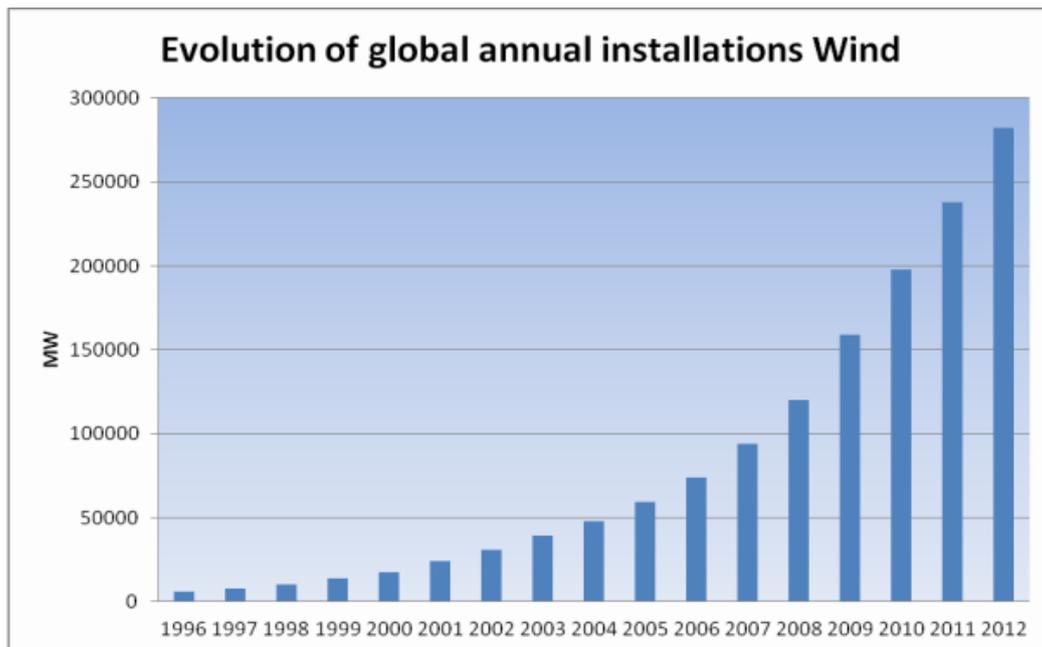


Figure I.2 : Évolution de la capacité éolienne installée dans le monde jusque 2012[2].

Pendant de nombreuses années, l'Europe a représenté le plus vaste marché mondial au regard du développement de l'énergie éolienne ; depuis 2008 cependant, on constate l'émergence de nouveaux marchés entraînant la croissance de l'énergie éolienne. En 2009, les continents européen, asiatique et nord-américain ont chacun installé de nouvelles capacités générant plus de 10 GW (voir Figure I.3).

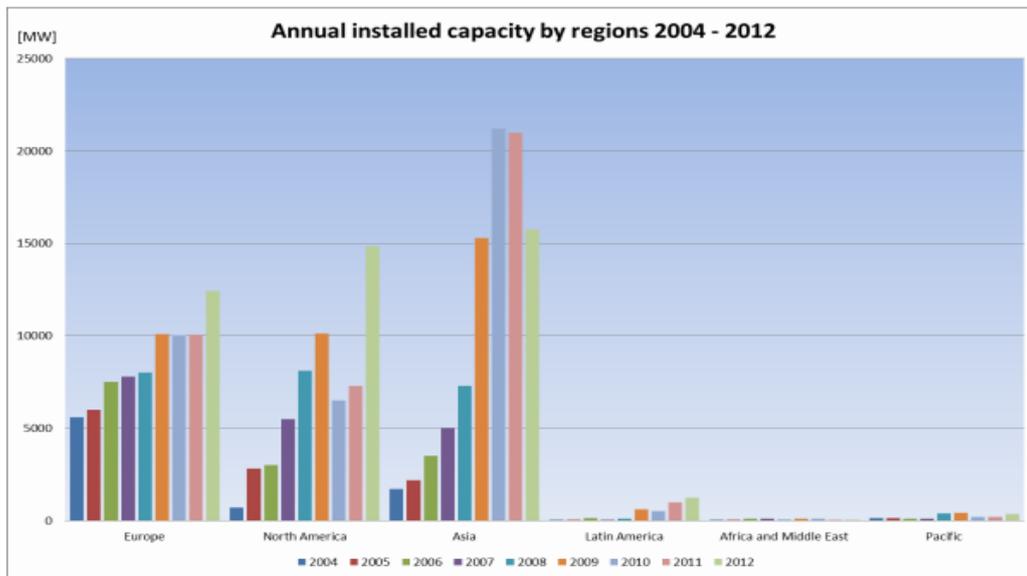


Figure I.3 : Capacités installées annuellement par région du monde de 2004 à 2012[3].

Figure I.4 montre les proportions que représentent en 2010 les installations des différents pays par rapport à la totalité des capacités installées. Les États-Unis, la République populaire de Chine et l’Allemagne exploitent chacun plus de 25 GW de puissance éolienne. Pendant cette même année, plus de 2 GW de puissance éolienne furent installés en République populaire de Chine, aux États-Unis et en Inde.

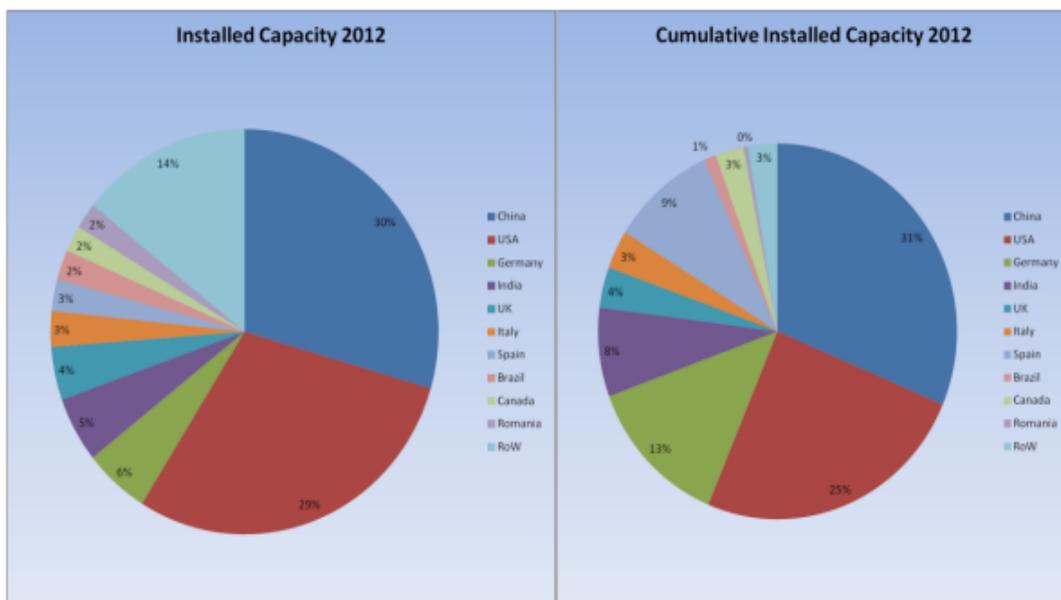


Figure I.4: Situation de l’énergie éolienne dans le monde en 2012[3].

L’Algérie a pris du retard mais a vue l’installation de 10 éoliennes de 10Megawatts dans la région d’Adrar qui présente un grand gisement de vent comparer au reste du territoire national.

I.1.1 Le potentiel de la puissance éolienne

Toutes formes d'énergies renouvelables (énergies marémotrice et géothermique exceptées) trouvent leur origine première dans le soleil qui continuera à briller sur la Terre pendant encore quelques milliards d'années. On définit ainsi les différents niveaux de potentiel d'énergie éolienne[3].

I.1.1.a Potentiel technique

Le potentiel technique désigne le niveau le plus élevé du potentiel de génération d'énergie éolienne. Il se base sur la disponibilité globale des ressources, sur la densité de déploiement maximale[4]. Des éoliennes et sur le recours aux technologies et aux pratiques actuelles. Le calcul du potentiel technique tient compte de l'analyse des ressources éoliennes locales reposant principalement sur les mesures de la vitesse du vent et l'anticipation des évolutions techniques.

I.1.1.b Potentiel sous contrainte

Le potentiel sous contrainte désigne le potentiel technique pouvant être réalisé une fois qu'ont été pris en compte différents facteurs tels la présence de zones naturelles protégées, la protection de la biodiversité, les aspects réglementaires et les préférences sociales. La distance par rapport aux zones d'habitation et aux régions touristiques ou les limitations imposées par le réseau routier, les zones militaires ou l'exploration de ressources naturelles peuvent elles aussi représenter des contraintes.

I.2 Notions élémentaires de physique

I.2.1 Formation du vent

C'est le soleil qui est à l'origine de l'énergie éolienne. Le rayonnement solaire atteint la Terre et la différence de températures entre l'équateur et les pôles entraîne l'apparition de courants thermiques – les vents – qui circulent autour du globe. L'atmosphère est une sorte de grosse machine thermique « produisant » du vent en permanence.

La masse atmosphérique se déplace entre les centres de basse et de haute pression. À l'heure actuelle, l'industrie de l'éolienne est en mesure d'exploiter des vents jusqu'à 200 m environ au-dessus du sol. En 2010, la plus haute éolienne s'élevait à une hauteur de 205 m [5].

Les éoliennes utilisent des vents d'une vitesse de 3 m/s à 35 m/s pour générer de l'électricité. Certaines, de conception spécifique, peuvent même fonctionner à des vitesses plus faibles ou plus élevées.

Le vent change fréquemment de vitesse et de direction. Les rafales et les accalmies sont des fluctuations rapides : une rafale est une brusque hausse de la vitesse du vent tandis qu'une accalmie se manifeste par sa baisse soudaine. Elles sont provoquées par des turbulences (voir I.2.4).

Les particularités géographiques locales perturbent la circulation des vents sur la planète. Une brise soufflant de la mer vers les terres est un exemple de circulation atmosphérique local. En journée, la température est plus élevée sur la terre qu'en mer, alors que pendant la nuit, la situation s'inverse. La différence entre le réchauffement de la surface terrestre et celui de la surface de la mer adjacente résulte en un gradient de pression. Celui-ci entraîne un flux de vent entre ces deux surfaces (voir Figure I.5).

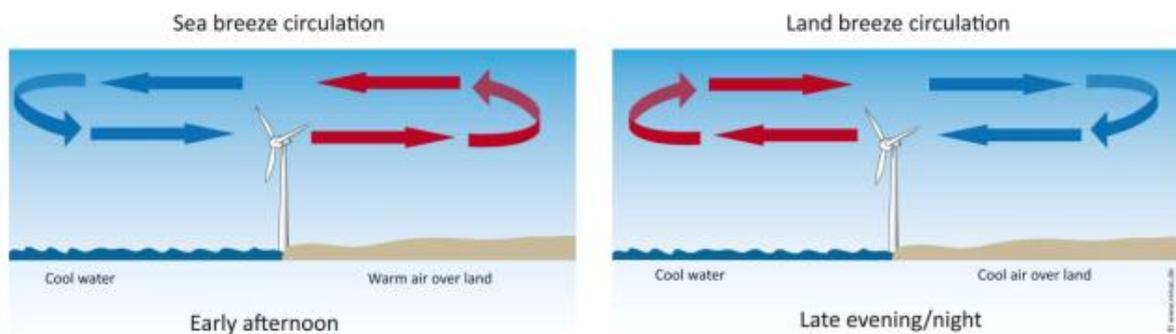


Figure I.5: Brises locales provoquées par le réchauffement de la surface terrestre et de la surface de la mer [6].

I.2.2 La puissance du vent comme énergie cinétique

Les éoliennes convertissent dans un premier temps l'énergie cinétique du vent en énergie cinétique de rotation du rotor. Cette dernière est elle-même convertie par l'arbre principal, le multiplicateur (en option) et la génératrice en énergie électrique pouvant être fournie aux consommateurs par l'intermédiaire du réseau électrique. La quantité d'électricité générée dépend des paramètres techniques de l'éolienne mais aussi de la qualité de la ressource «vent».

La puissance du vent arrivant face à l'éolienne est déterminée par la densité atmosphérique, la surface de balayage du rotor et en particulier la vitesse du vent. La surface balayée par le rotor varie quant à elle en fonction de la longueur des pales. La densité atmosphérique et la vitesse du vent constituent des ressources spécifiques dépendant de la température, de l'humidité et de l'altitude. La formule suivante illustre l'influence de la vitesse du vent, de la densité atmosphérique et de la surface balayée sur la puissance du vent :

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (\text{I.1})$$

Avec :

P = puissance [W ou J/s]

ρ = densité [kg/m^3]

S = surface balayée [m^2]

V = vitesse du vent [m/s]

La Densité de Puissance Éolienne est calculée par la formule $DPE = \frac{1}{2} \times \rho \times v^3$. Elle ne dépend ni du modèle, ni de la taille de l'éolienne, mais est uniquement fonction de la vitesse du vent et de la densité atmosphérique. Exprimée en watt par mètre carré, elle est utile pour évaluer la ressource éolienne disponible sur un site potentiel.

Vitesse du vent [m/s]	Densité de Puissance Éolienne [W/m ²]
< 5,5	<100
5,5 – 6,9	100 - 200
6,9 – 8,7	200 - 400
8,7 – 9,9	400 - 600
9,9 – 10,9	600 - 800
10,9 – 11,8	800 – 1 000
11,8 – 14,8	1 000 – 2 000

Tableau I.1: Densité de Puissance Éolienne en conditions atmosphériques standards (niveau de la mer, 15°C)[6].

I.2.3 Limite de Betz

Afin d'évaluer la quantité de puissance du vent en mesure d'être transformée par le rotor d'une éolienne en énergie de rotation, il peut être utile de prendre en compte les considérations suivantes.

Deux situations s'avèrent généralement défavorables à l'exploitation des éoliennes :

I) Si une éolienne convertissait la totalité de l'énergie cinétique du vent en énergie cinétique de rotation, pas le moindre souffle de vent ne passerait entre les pales du rotor. La vitesse du vent derrière ce dernier serait donc nulle. Cela signifierait que le vent stopperait sa trajectoire et qu'aucune autre quantité de vent ne circulerait à travers le rotor : l'éolienne aurait alors l'effet d'un mur.

II) Si les vitesses du vent devant et derrière le rotor étaient les mêmes, aucune énergie cinétique ne pourrait être récupérée à partir des courants aériens. Ces deux situations n'ont

aucun lieu d'être. Il est par conséquent nécessaire de trouver une solution optimale entre ces deux extrêmes.

Le physicien allemand Albert Betz a effectué des recherches sur le sujet et a conclu en 1919 qu'aucune éolienne n'est à même de convertir plus de $16/27$ (59,3 %) de l'énergie cinétique du vent en énergie de rotation du rotor (la Limite ou Loi de Betz).

Le pourcentage de la puissance récupérée correspond au coefficient de puissance c_p (sans dimension). Le coefficient de puissance maximum théorique s'appliquant à tout modèle d'éolienne est de $c_{p\ max} = 0,59$. Néanmoins, à cause des pertes, les éoliennes ne fonctionnent jamais à cette limite maximum. Le multiplicateur, les roulements, la génératrice et l'électronique de puissance réduisant l'efficacité globale, les éoliennes les plus perfectionnées atteignent un c_p situé entre 0,35 et 0,45.

La valeur c_p est propre à chaque type d'éolienne. Pendant son fonctionnement, l'éolienne réduit le c_p si la vitesse du vent devient trop élevée. Ainsi, les éoliennes sont à même de limiter la conversion de la puissance du vent en énergie rotationnelle du rotor (voir I.3.4). Les fabricants d'éoliennes publient des données c_p validées spécifiques au modèle construit, associées à la courbe de puissance de l'éolienne (voir I.3.5). Cette courbe indique la quantité d'énergie électrique générée par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.

I.2.4 Turbulence

Les brusques variations de la vitesse et de la direction du vent ont non seulement un impact négatif considérable sur plusieurs composants mécaniques des éoliennes, mais peuvent également nuire fortement aux résultats économiques des parcs éoliens. À l'intérieur d'un fluide, toute évolution chaotique ou irrégulière du flux est appelée « turbulence ».

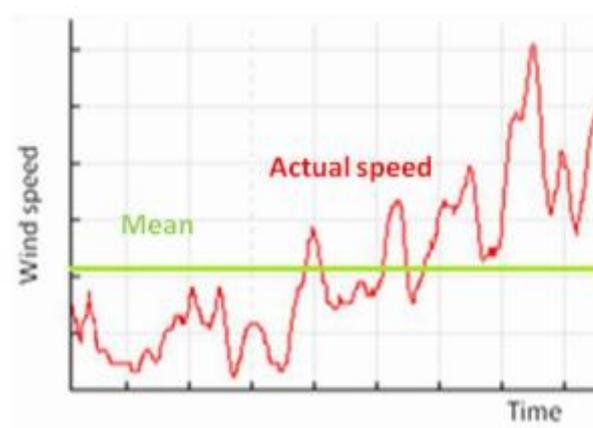


Figure I.6 : Vent turbulent : moyenne de la vitesse effective du vent [7].

Pour calculer la turbulence de la vitesse du vent, la déviation standard par rapport à la vitesse moyenne du vent sur 10 minutes doit être divisée par la vitesse moyenne du vent.

$$I = \frac{Stdev}{Mean} \quad (I.2)$$

$$Stdev(v) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_n (V_i - \bar{V}_{10min})^2} \quad (I.3)$$

Avec :

I = turbulence de la vitesse du vent

Moyenne = vitesse moyenne du vent

$Stdev$:

V_i : Échantillon de la vitesse du vent

n : Nombre d'échantillons

Ces phénomènes peuvent considérablement réduire la durée de vie des composants de l'éolienne, en particulier le multiplicateur, les pales du rotor et des paliers. En conséquence, les éoliennes sont conçues pour affronter différentes catégories de turbulence. La norme *CEI* 61400 énonce en détail les exigences particulières à ce sujet.

I.2.5 Le cisaillement du vent

C'est uniquement à haute altitude que l'influence de la surface terrestre sur le vent est limitée. Dans les couches les plus basses de l'atmosphère, la troposphère, le frottement contre la surface terrestre affecte la vitesse du vent. Ce phénomène, généralement appelé « cisaillement du vent », s'explique par les raisons suivantes :

- la rugosité du terrain
- l'influence des obstacles
- l'influence des contours du terrain (orographie de la zone).

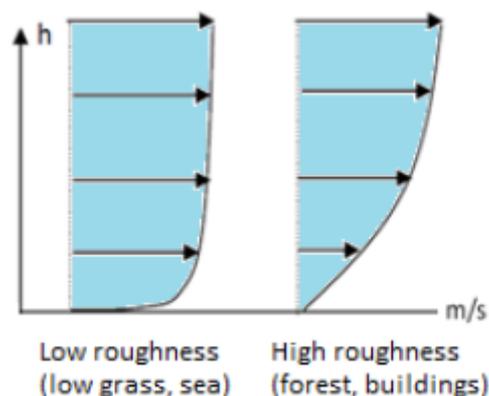


Figure I.7 : Cisaillement du vent au-dessus de différentes surfaces (h = hauteur) [7].

La rugosité des différents paysages sont classés dans les classes de rugosité ou décrit par le paramètre de longueur de rugosité (voir tableau ci-dessous). La longueur de rugosité correspond à la hauteur par rapport au sol pour laquelle la vitesse du vent devrait théoriquement être nulle.

Types de paysage	Longueur de rugosité, Z_0 [m]
Surface de l'eau	0,0002
Terrain entièrement dégagé et à la surface lisse, par ex. une piste d'atterrissage en béton, une étendue d'herbe après fauchage, etc.	0,0024
Superficie agricole dégagée sans clôture ni haie, bâtiments très espacés ; douces collines uniquement	0,03
Terres agricoles avec quelques habitations et des haies de 8 mètres espacées d'environ 1 250 mètres	0,055
Terres agricoles avec quelques habitations et des haies de 8 mètres espacées d'environ 500 mètres	0,1
Terres agricoles avec un grand nombre d'habitations, d'arbustes et de plantes ou des haies de 8 mètres espacées d'environ 250 mètres	0,2
Villages, petites agglomérations, terres agricoles avec des haies hautes ou présentes en grand nombre, forêts et terrains à la surface très rugueuse ou accidentée	0,4
Agglomérations plus importantes avec de hauts immeubles	0,8
Agglomérations très importantes avec de hauts immeubles et des gratte-ciels	1,6

Tableau I.2: Longueur de rugosité (Z_0) de divers paysages [8].

Si les données de vitesse du vent V_1 sont disponibles pour une certaine hauteur h_1 (par ex. grâce à un poste météorologique avec anémomètre à 10 m de hauteur) et que la longueur de rugosité ou l'exposant de cisaillement du vent de ce paysage est connu, il est possible de déterminer approximativement la vitesse du vent V_2 à une autre hauteur (h_2) à l'aide du profil logarithmique ou de la loi exponentielle (voir figure I.8: Calcul du cisaillement du vent à l'aide du profil logarithmique et de la loi exponentielle).

Cette approximation a uniquement une valeur indicative.

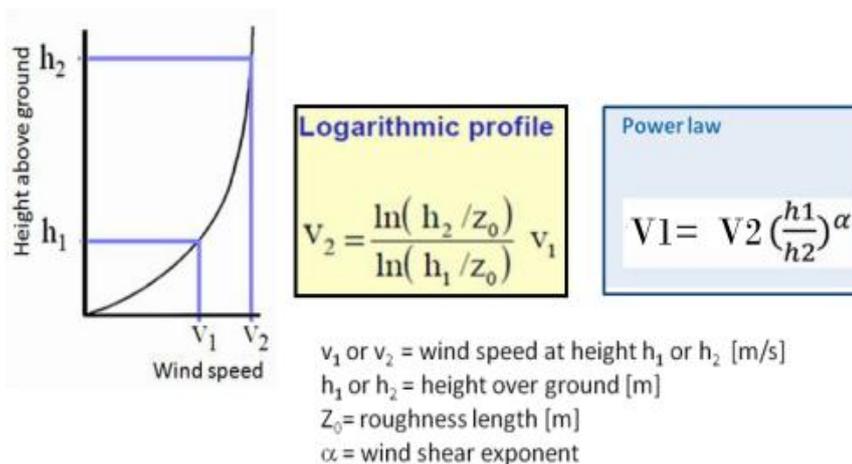


Figure I.8 : Calcul du cisaillement du vent à l'aide du profil logarithmique et de la loi exponentielle.

L'équation Weibull est une approximation mathématique couramment employée pour traduire la distribution des vitesses du vent mesurées. La formule suivante reflète la fréquence relative d'une vitesse de vent $h(v)$. Le facteur d'échelle A et le facteur de forme k en sont les paramètres. Le facteur de forme est déterminant car il indique l'ampleur de la distribution des vitesses du vent.

$$h_{w,i}(V_i) = \left(\frac{V_i}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V_i}{A}\right)^k\right] \quad (\text{I.4})$$

Avec :

$h_{w,i}(V_i)$ = probabilité d'une classe de vitesse du vent i [% ou s/m]

k = facteur de forme [sans dimension]

A = facteur d'échelle [m/s]

V_i = classe de vitesse du vent [m/s]

Le schéma suivant illustre cinq distributions de Weibull. Bien qu'elles présentent toutes une vitesse moyenne de 6 m/s, chacune d'entre elles possède un facteur Weibull k différent.

Lorsque $k = 2$, la distribution de Weibull est appelée distribution de Rayleigh [9].

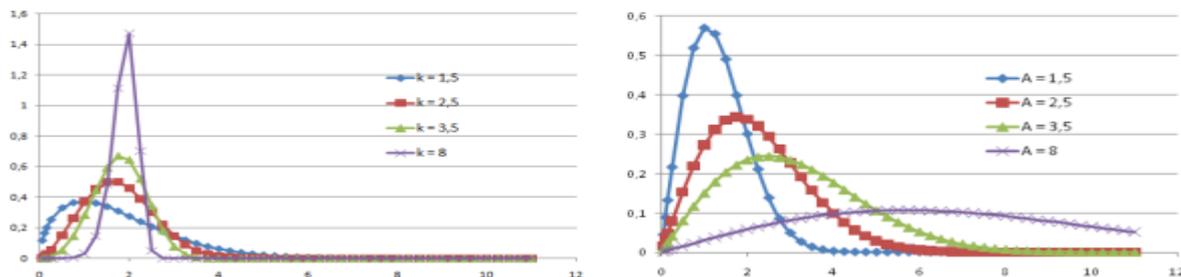


Figure I.9: Distribution de Weibull ; à gauche : facteurs de forme k différents et facteur d'échelle A identique ($A = 2$) ; à droite : facteurs d'échelle A différents et facteur de forme k identique ($k = 2$) [10].

I.2.6 Bases de données des vents

Les données du vent sont publiées en tant que séries temporelles (par ex. la vitesse ou la direction du vent sur une période), en tant qu'analyse statistique d'une série temporelle (par ex. la fréquence par intervalle de vitesse ou par direction, les vitesses minimum ou maximum) ou en tant que description mathématique d'une distribution statistique (par ex. la distribution de Weibull). Des atlas des vents ont été publiés par de nombreux pays et ces données peuvent être exploitées dans le cadre d'une évaluation préliminaire des ressources éoliennes.

I.3 Composants de l'éolienne

I.3.1 Conception générale

Il existe un grand nombre de modèles destinés à remplir des exigences spécifiques. Les éoliennes peuvent être à axe vertical ou horizontal, comporter des rotors de 1 à 20 pales, avoir une capacité allant de quelques watts à plusieurs mégawatts, comporter ou non un multiplicateur, une génératrice à courant continu ou à courant alternatif. Il n'y a pas de modèle général, mais les éoliennes à trois pales face au vent sont les plus répandues. Sur ces turbines, les pales du rotor sont orientées face au vent tandis que sur les éoliennes sous le vent, c'est la nacelle qui est dirigée en face du vent (Figure I.10). Les éoliennes sous le vent s'orientent passivement en fonction de la direction du vent. Aucun dispositif d'orientation n'étant nécessaire, leur conception s'avère plus simple. Ce modèle est parfois choisi pour la structure des petites éoliennes.

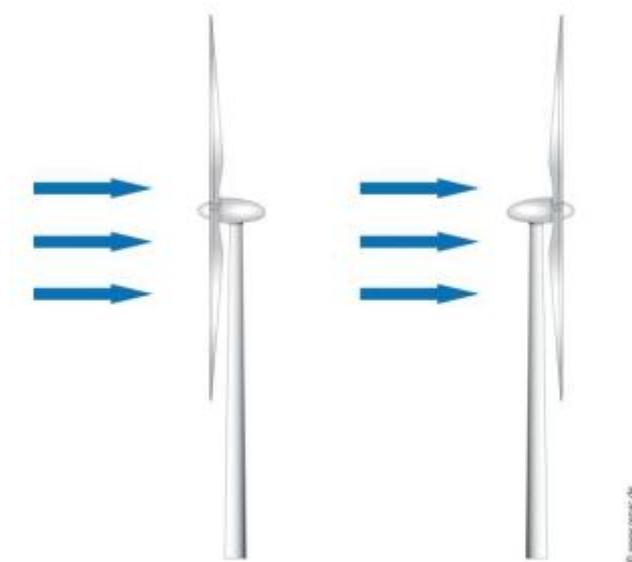


Figure I.10: Éoliennes face au vent et sous le vent [11].

I.3.2 Les pales du rotor

Les pales du rotor extraient l'énergie du vent. Elles « capturent » ce dernier et convertissent son énergie motrice en rotation du moyeu. Le moyeu, en fonte ou en acier moulé, est le centre du rotor. C'est sur lui que sont fixées les pales. Il redirige l'énergie des pales vers la génératrice. Si l'éolienne est équipée d'un multiplicateur, le moyeu est connecté à l'arbre lent de ce dernier et l'énergie du vent est convertie en énergie de rotation. Si elle est en revanche à entraînement direct, le moyeu transfère l'énergie directement vers la génératrice

annulaire (voir Figure I.15: Éolienne sans multiplicateur et Figure I.16 : Éolienne avec multiplicateur).

Chaque fabricant possède ses propres concepts quant à la construction des pales mais on constate cependant que la conception de toutes pales modernes s'apparente généralement à celle des ailes d'un avion [12].

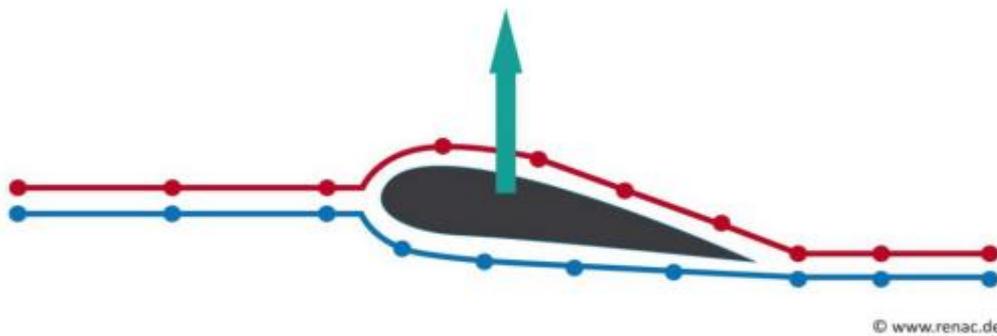


Figure I.11 : Effet de portance au niveau de la pale grâce à la différence de pression[13] .

I.3.3 La vitesse spécifique

Un paramètre de base ayant trait au dimensionnement des pales est le rapport de vitesse λ (tip speed ratio). Il s'agit du quotient de la vitesse de l'extrémité des pales (U) par la vitesse du vent non perturbé en amont du rotor (V). Par exemple, si un vent de 10 m/s souffle sur une turbine et que l'extrémité de ses pales tourne à une vitesse de 70 m/s, la vitesse spécifique sera de $70/10 = 7$. Ces valeurs déterminent la charge des pales :

$$\lambda = U / V \quad (\text{I.5})$$

Avec :

V = vitesse en amont du rotor (m/s)

U = vitesse périphérique des pales (m/s)

I.3.4 Les concepts de surveillance et de limitation de la puissance

Comme l'illustre l'équation $P \sim v^3$, la puissance du vent augmente très rapidement lorsque sa vitesse s'intensifie. Une vitesse du vent élevée pourrait exposer le rotor à une accélération trop importante : son énergie de rotation serait alors supérieure à la puissance nominale de la génératrice électrique, phénomène provoquant l'endommagement de cette dernière. Aussi, les éoliennes sont munies de dispositifs de surveillance et de limitation de la puissance. Deux technologies sont appliquées :

- Le pas variable (pitch-control);
- Le pas fixe (stall-control).

Les pales à pas fixe sont montées à un angle fixe sur le moyeu. Cependant, la géométrie de la pale est conçue de façon à provoquer une turbulence derrière la pale lorsque le vent atteint une certaine vitesse : si cette dernière est trop élevée, l'écoulement d'air s'écarte de la surface de la pale et le transfert de la puissance du vent vers la pale est réduit [14].

Le concept de pas variable a été élaboré de 1990 à 2000. Chacune des pales peut être individuellement pivotée hors du vent ou face au vent. L'ajustement de l'angle d'inclinaison peut être effectué par transmission mécanique (pour les systèmes à puissance de sortie inférieure à 100 kW).

Aujourd'hui le pas variable est très courant sur les éoliennes à raccordement au réseau ; celui-ci occupe 90 % des parts du marché.

I.3.5 La courbe de puissance des éoliennes

Les deux graphiques suivants figure I.12 et I.13 représentent les courbes de puissance d'une éolienne à pas variable et d'une éolienne à pas fixe. Le vent une fois parvenu à la vitesse de démarrage, les deux éoliennes commencent à générer de l'électricité. La puissance de chaque éolienne augmente avec rapidité et lorsque la vitesse du vent s'approche de la vitesse nominale, la limitation de puissance est activée.

Dès que la puissance nominale de la génératrice est atteinte, la puissance de sortie de l'éolienne cesse de croître. À partir de là, les éoliennes à pas variable voient leur courbe de puissance s'aplatir ou presque ; celle des éoliennes à pas fixe varie. Dans les deux cas, les courbes ne dépassent jamais la puissance nominale de la génératrice. Si la vitesse du vent devient trop élevée, les éoliennes s'arrêtent automatiquement (vitesse de coupure). Une fois que la vitesse de coupure est atteinte, les éoliennes à pas variable font pivoter leurs pales dans la direction de la girouette et les éoliennes à pas fixe appliquent un freinage aérodynamique.

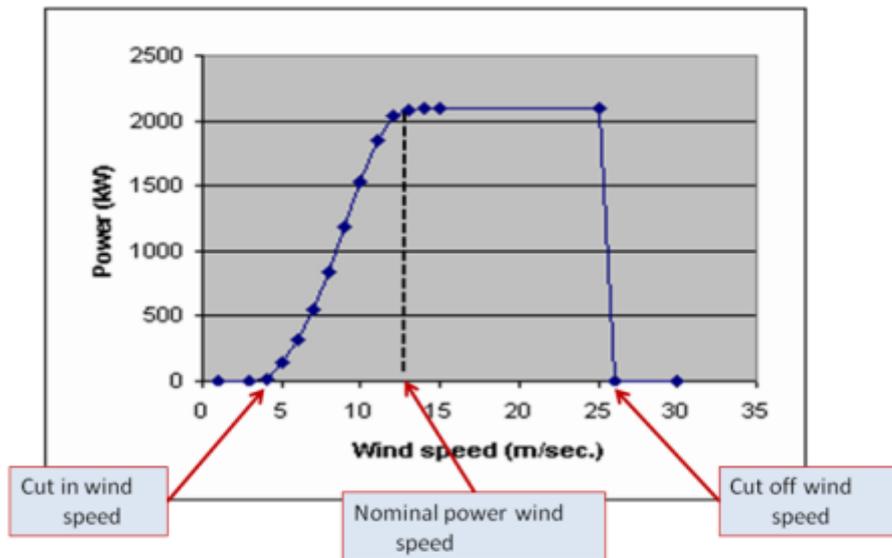


Figure I.12 : Courbe de puissance d’une éolienne contrôlée par calage variable de pale [15].

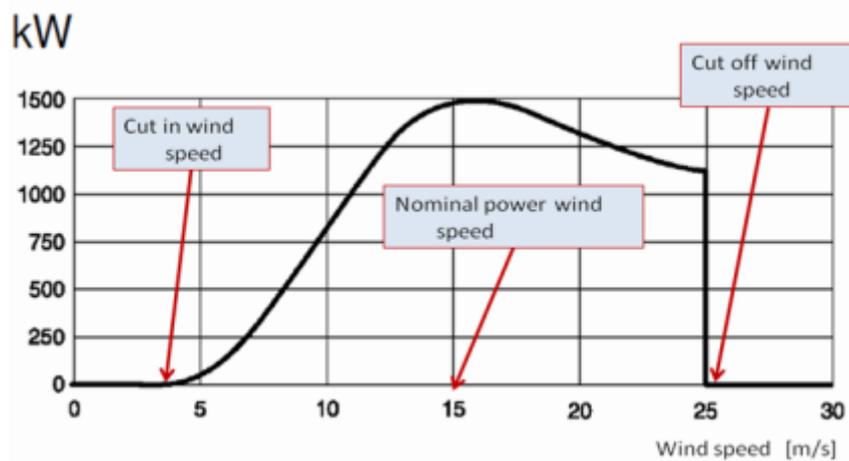


Figure 13: Courbe de puissance d’une éolienne à régulation par décrochage aérodynamique [15].

Le graphique ci-dessous illustre la relation entre la courbe de puissance du vent (en bleu – axe des ordonnées de gauche) et la courbe du coefficient de puissance (en rouge – axe des ordonnées de droite) : sur cet exemple, l’éolienne fait pivoter les pales en position de fonctionnement à partir de la vitesse de démarrage 2 m/s. De la puissance est alors générée. Le coefficient de puissance augmente très rapidement pour atteindre sa valeur maximale de 0,48 ; après quoi, il reste constant sur des vitesses de vents situées entre 7 m/s et 9 m/s. Au-delà de 9 m/s, l’éolienne commence à réduire le coefficient de puissance en faisant tourner les pales de quelques degrés. Celles-ci se retrouvent alors dans une position leur permettant de perdre une partie de la puissance du vent. Au-dessus de la

vitesse nominale du vent (13 m/s), l'éolienne fonctionne à une puissance nominale de 330 kW. La puissance de sortie peut rester constante même si les vitesses du vent sont plus élevées car le coefficient de puissance est réduit en continu jusqu'à 0,05. La vitesse de coupure avec un coefficient de puissance nul n'apparaît pas sur ce graphique.

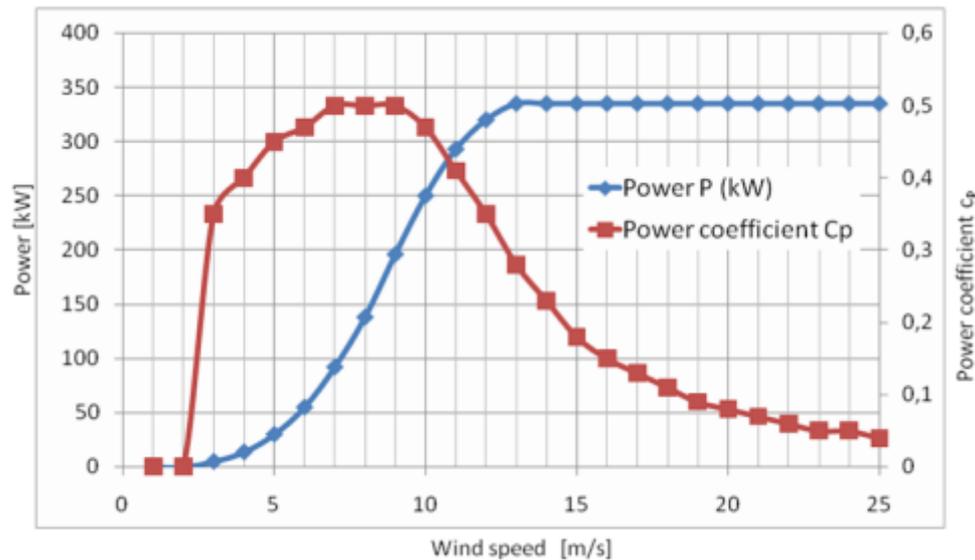


Figure I.14 : Courbe de puissance et courbe de coefficient de puissance d'une éolienne de 330Kw [16].

I.3.6 La nacelle

La nacelle abrite toute la machinerie permettant le fonctionnement de l'éolienne. Devant être à même de pivoter pour suivre la direction du vent, elle est fixée au mât par des roulements (voir le chapitre sur le système d'orientation). La nacelle comporte le système de transmission constitué des éléments suivants : l'arbre du rotor avec roulement, le multiplicateur (absent sur les éoliennes à entraînement direct), le ou les freins, l'accouplement, la génératrice, l'électronique de puissance, le système de refroidissement/de réchauffement et une petite grue.

La disposition des composants à l'intérieur de la nacelle peut varier légèrement selon le fabricant.



Figure I.15 : Éolienne sans multiplicateur [16].

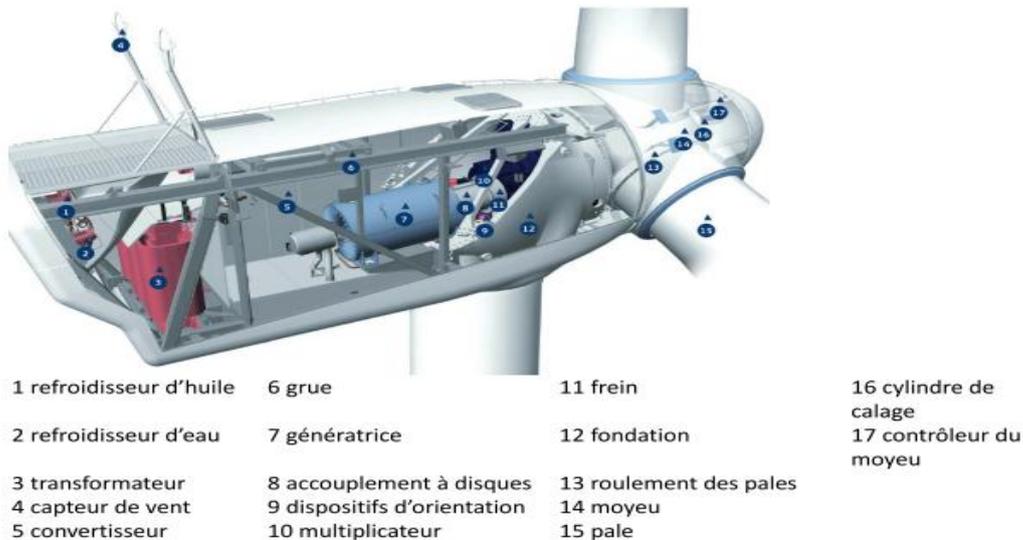
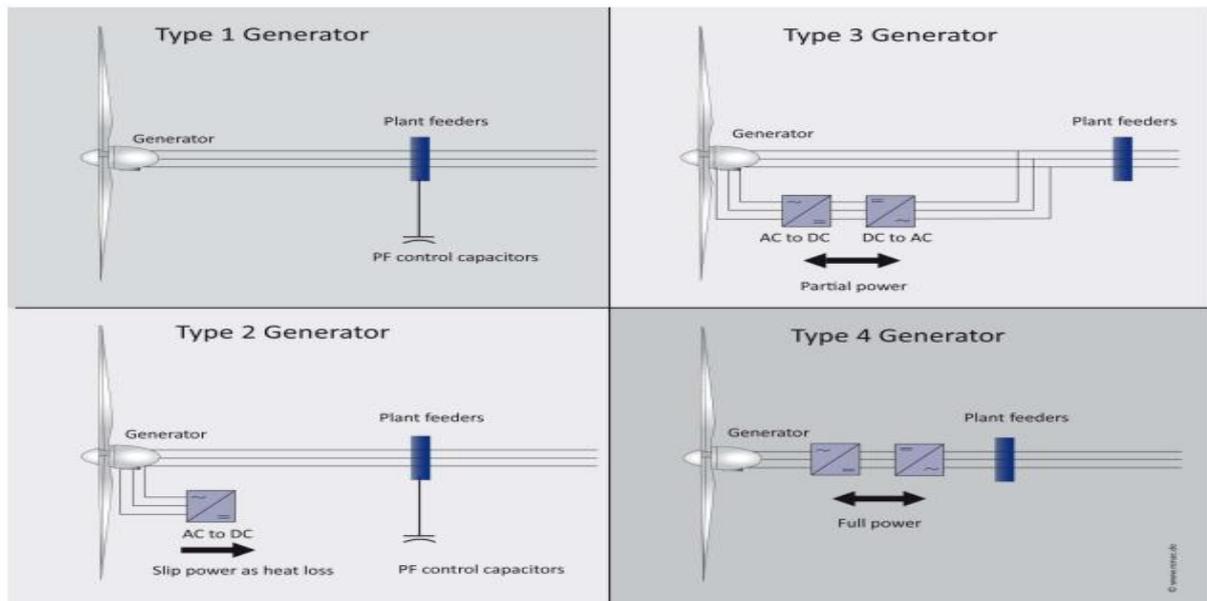


Figure I.16 : Éolienne avec multiplicateur [17].

I.3.7 Génératrice et raccordement au réseau

Lorsque le développement de l'énergie éolienne raccordée au réseau en était encore à ses prémices, les modèles de génératrice étaient relativement simples. Les génératrices asynchrones classiques (génératrices de type 1) ou les génératrices asynchrones à rotor bobiné avec résistance rotorique variable (génératrices de type 2) dominaient alors le marché. Aujourd'hui, en raison des exigences spécifiques du code réseau, les génératrices asynchrones à double alimentation (génératrices de type 3) et les génératrices à pleine interface du convertisseur (génératrices de type 4) occupent une place de plus en plus prépondérante.



Le tableau suivant récapitule quelles capacités de parcs peuvent être raccordées aux différents niveaux de tension du réseau.

Taille de l'éolienne ou capacité du parc éolien	Niveau de réseau adapté au raccordement
Éoliennes de petite à moyenne taille, jusque ≈ 300 kW	Réseau basse tension (env. 1 kV)
Éoliennes de moyenne à grande taille, petits parcs éoliens, jusque $\approx 2 - 5$ MW	Ligne de réseau moyenne tension (env. 1 à 35 kV)
Parcs éoliens onshore de moyenne à grande taille, jusque $\approx 10 - 40$ MW	Réseau moyenne tension, poste de transformation haute tension (env. 1 à 35 kV)
Clusters de grands parcs onshore, jusque ≈ 100 MW	Réseau haute tension (env. 35 à 110 kV)
Grands parcs éoliens offshore, $> 0,5$ GW	Réseau extra-haute tension (env. 220 kV ou plus)

Tableau I.3 : Raccordement d'éoliennes et de parcs éoliens aux différents niveaux de réseau [19].

I.3.8 Le système d'orientation

Pour permettre une conversion efficace de l'énergie cinétique du vent en énergie de rotation du rotor, les éoliennes sont équipées d'un système s'adaptant à la direction du vent. L'ensemble de la nacelle est mis en mouvement par des moteurs électriques constituant le système d'orientation. Celui-ci modifie la position de la nacelle en fonction de la direction du

vent mesurée à l'aide d'une girouette en haut de la nacelle. Faisant figure d'exception, les éoliennes Savonius et Darrieus ne possèdent pas de dispositif d'orientation.

I.3.9 Le mât

Le mât d'une éolienne est en béton, en métal ou en bois ; il peut également être fabriqué dans une combinaison de ces matériaux.

Les plus grandes éoliennes possèdent une tour tubulaire en acier construite par sections. La plupart de ces mâts sont généralement constitués de deux à quatre sections de 20 à 30 mètres chacune et munies d'une bride aux deux extrémités. Elles sont assemblées par des boulons sur le site même.

I.3.10 Fondation du mât

La fondation doit garantir la stabilité de l'éolienne. En fonction de la consistance du sol, il existe différents modes de construction.



Figure I.18 : Fondation par caisson, à mono pilot, jacket et à trépied des éoliennes offshore [20].

I.3.11 L'éolienne à axe vertical

Les éoliennes Savonius et Darrieus sont des modèles à axe vertical. Basé sur le principe de la traînée, le fonctionnement des Savonius est similaire à celui d'un anémomètre à coupelle (figure ci-dessous). Le rendement des éoliennes Savonius est généralement bas. Environ 15 % de la puissance éolienne atteignant le rotor est transformée en énergie mécanique de rotation cette quantité est très inférieure aux performances de l'éolienne Darrieus qui, au lieu de la traînée, exploite l'effet de portance.

Les éoliennes Savonius conviennent difficilement aux grandes puissances électriques ; elles sont cependant utiles pour la génération d'électricité domestique à petite échelle, en particulier dans les zones en proie à de fortes turbulences. Elles sont davantage adaptées à des

applications réclamant une vitesse de rotation lente et un couple élevé, tel le pompage de l'eau ou la mouture du grain [30].

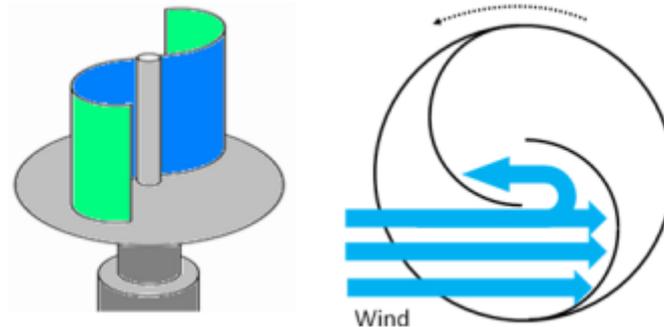


Figure I.19 : Rotor de Savonius [21].

I.4 Pourquoi un contrôle de la tension et de la fréquence ?

L'objectif principal d'un système d'alimentation électrique est de fournir efficacement de l'électricité fiable aux consommateurs. La fréquence de la tension et du système sont les principales variables pour garantir la stabilité d'un système électrique. Le système d'alimentation électrique le plus simple se compose d'un seul générateur électrique et d'une charge. Un générateur électrique convertit de l'énergie cinétique rotative en énergie électrique. La Loi de la conservation d'énergie demande qu'à tout instant, la puissance demandée par la charge soit fournie par le générateur et/ou par l'énergie stockée dans le système[22]. Si la consommation augmente dans la charge, la demande d'énergie supplémentaire est fournie initialement par l'inertie de rotation du générateur par une réduction de sa vitesse. La fréquence de la tension dans un générateur électrique est directement proportionnelle à la vitesse de rotation de son rotor. Tous les alternateurs raccordés à un système électriques, tournent à la même vitesse angulaire électrique selon la relation.

$$f = \frac{p.n}{60} \quad (\text{I.6})$$

f étant la fréquence, p le nombre de pôles dans l'alternateur et n la vitesse de rotation du rotor en tpm (tours par minute). Par conséquent, la diminution de la vitesse de rotation sera accompagnée d'une diminution proportionnelle de la fréquence de la tension générée par générateur.

Un système d'alimentation électrique se composant de centaines de générateurs interconnectés et de charges se comporte plus comme un système un seul générateur une charge, dont la fréquence est identique pour tout le système d'alimentation électrique interconnecté. Cependant, il n'y a jamais d'équilibre parfait entre la génération et la demande

dans un système d'alimentation électrique. Comme la quantité stockée est généralement relativement limitée dans un système d'alimentation électrique en comparaison de la charge demandée, il y aura des décalages de fréquence résultant des déséquilibres entre la génération et la demande comme indiqué dans Figure I.20. La fréquence dérive vers le bas quand la demande dépasse l'approvisionnement et inversement.

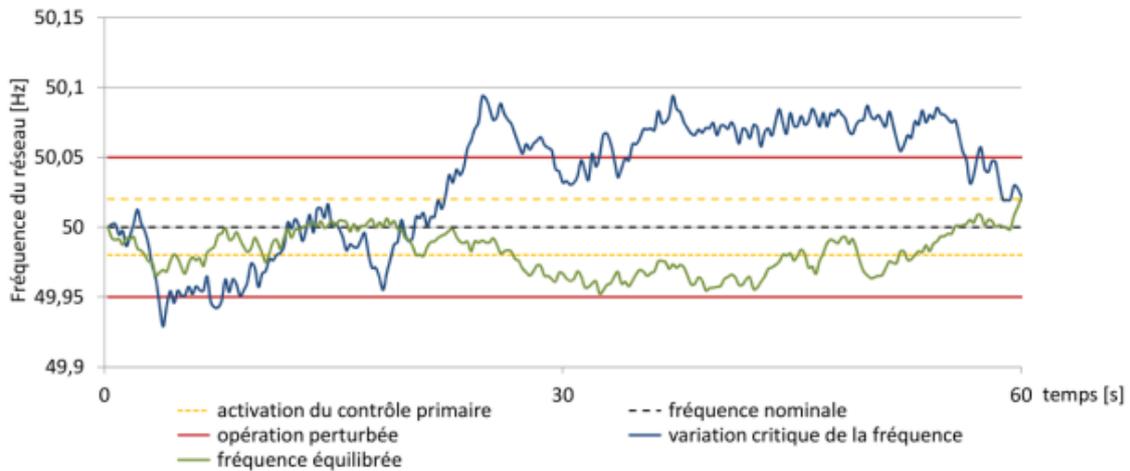


Figure I.20: Comportement de la fréquence provoqué par les déséquilibres entre la génération et la demande.

Figure I.21 présente un diagramme simplifié de système de production électrique avec des niveaux différents de tension. Les transformateurs sont les interfaces entre les différents niveaux de tension.

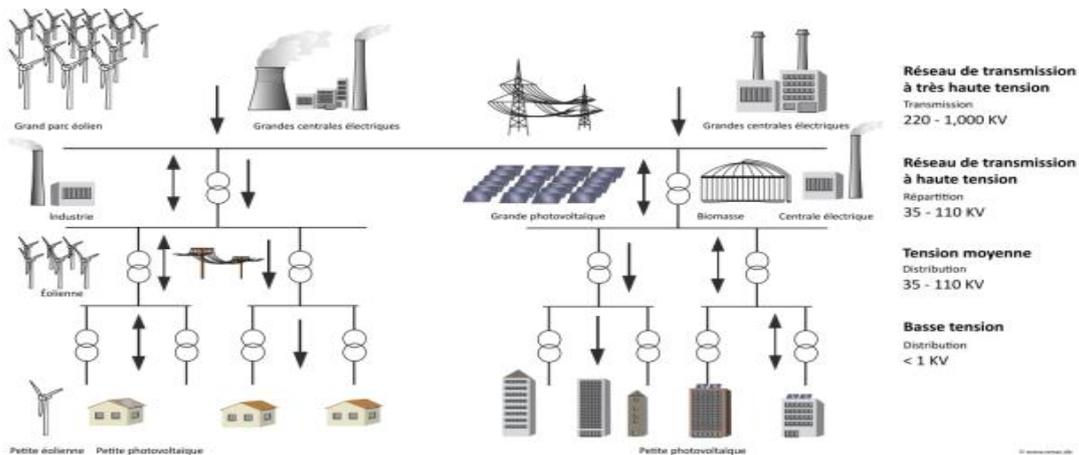


Figure I.21 : Niveaux de tension dans les systèmes d'alimentation électrique.

En outre, le tableau suivant présente les plages de tension typiques pour les différents niveaux de tension présents dans les réseaux électriques.

Niveau de tension	Plage de tension
Basse tension	<400 V, pour des applications industrielles jusqu'à 690 V
Moyenne tension	6 kV à 30 kV
Haute tension	De 50 kV à 750 kV

Tableau I.4 : Plages de tension pour différents niveaux de tension dans les réseaux électriques.

I.4.1 Variables de contrôle de la stabilité de fréquence et de tension dans un système d'alimentation électrique.

I.4.1.1 Fréquence :

Comme expliqué dans le chapitre précédent, pour une fréquence presque constante à conserver, la production et la consommation de la puissance active doit être en équilibre à chaque moment. Plus l'équilibre entre la génération et la consommation est bon, plus la variation de la fréquence sur le réseau est petite et par conséquent meilleure est la qualité de l'électricité.

La demande d'électricité d'une seule charge se caractérise par une variabilité élevée.

Figure I.22 montre la courbe de la charge pour un seul ménage en Allemagne, pendant une période d'1 min. et partiellement en moyenne. Avec une résolution de temps plus fine, la variabilité serait plus élevée et le rapport entre la demande minimale et la demande maximale serait plus élevée (en raison par exemple des pics de puissance provenant de la mise hors tension de dispositifs, etc.).

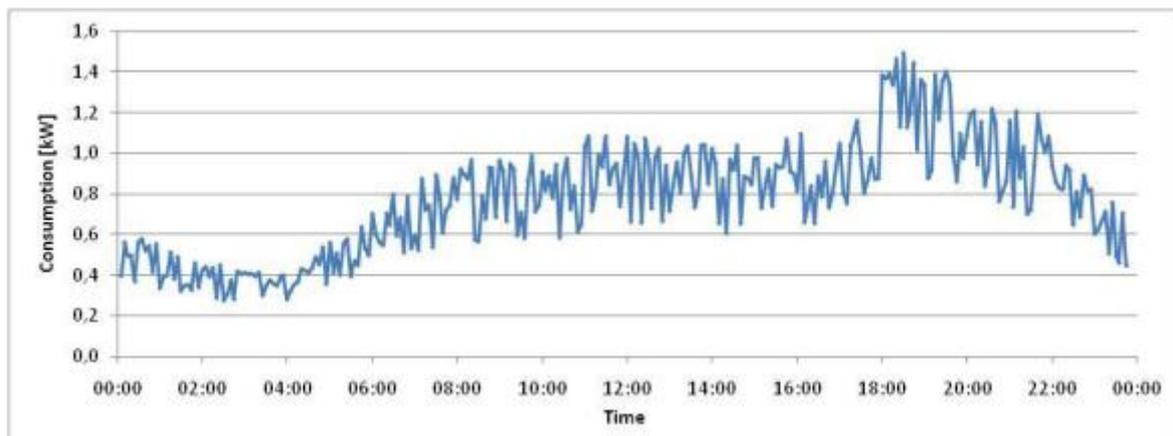


Figure I.22: Courbe de la demande d'un ménage en Allemagne.

Cependant la consommation d'électricité de différents consommateurs n'est pas corrélée. En combinant les charges de différents comptes d'électricité, la courbe de la

demande s'amortit et le rapport entre la demande pic et la demande la plus faible diminue. L'effet est plus fort quand plus de systèmes d'alimentation électrique sont interconnectés. Pour les systèmes d'alimentation électrique plus importants, le cumul de la demande et l'interconnexion permettent de prévoir la charge attendue pour le jour suivant, en facilitant la tâche de réorganisation de la génération nécessaire pour faire face à la demande plus une réserve qui sera nécessaire pour réguler la fréquence dans le système.

I.4.1.2 Tension :

Pour garantir la stabilité de la tension à différents nœuds du réseau de génération d'électricité, les impédances de ligne du système de transmission doivent être prises en compte.

Figure I.24 présente un circuit équivalent simplifié d'une ligne de transmission. Les câbles utilisés dans les lignes électriques aériennes ou câbles souterrains sont fabriqués en cuivre, aluminium, acier ou alliages. Ces matériaux présentent une résistance faible mais non négligeable au flux de courant électrique quand on tient compte des longues distances parcourues par les lignes de transmission (modélisées dans figure I.15 par R_L). La méthode la plus habituelle pour la transmission et la distribution du courant alternatif sont les systèmes triphasés, dans lesquels trois conducteurs de circuit transportent trois courants alternatifs (de la même fréquence) qui atteignent leurs valeurs de pic instantanées à des moments différents

Figure I.23 montre une ligne aérienne à haute tension. Les tours en acier transportent des lignes triphasées à double circuit avec deux conducteurs par faisceau de phase. En outre, un conducteur de terre a été installé au sommet des tours en acier pour protéger les conducteurs de phase des éclairs directs et pour fournir un chemin d'impédance faible en cas de défaillances.

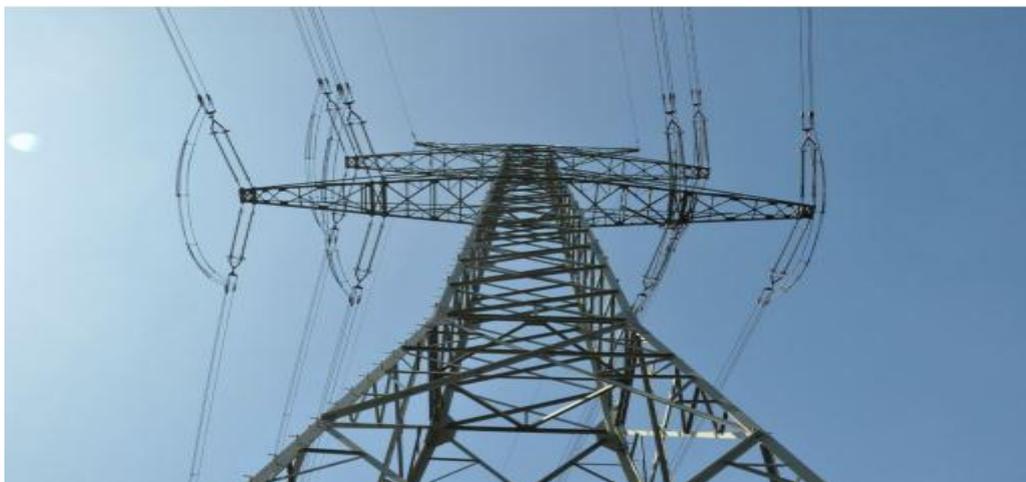


Figure I.23: Lignes aériennes à haute tension.

En considérant que le système triphasé est équilibré, la ligne de transmission peut être simplifiée vers le circuit à une seule ligne dans (Figure I.24.a). Tant la résistance de la ligne R_L que la réactance de ligne X_L ont été comprises. (Figure I.24. b) présente les chutes de tension dans les différents éléments de la ligne de transmission. En raison de la présence d'un élément inducteur, le courant I ne sera pas en phase avec la tension U_A . La chute de tension dans la résistance de la ligne $U_R = R_L * I$ sera en phase avec le courant I , tandis que la chute de tension dans la réactance de la ligne X_L dirigera le courant 90° .

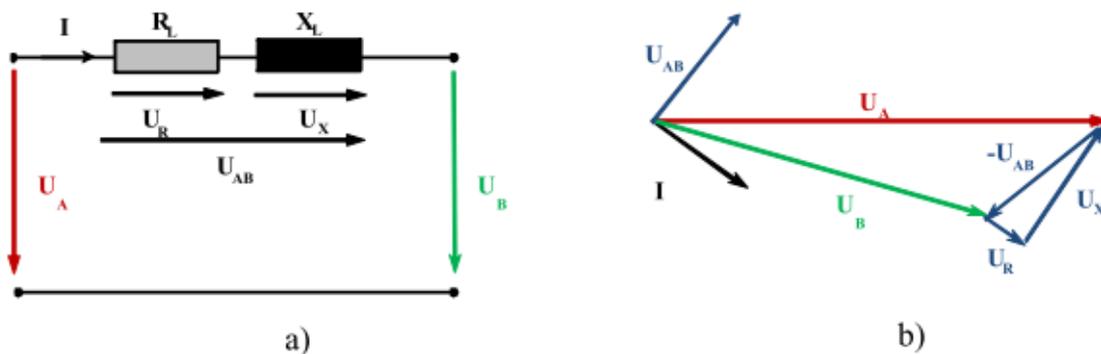


Figure I.24 : Circuit équivalent de ligne de transmission/distribution et diagramme de vecteur de phase des tensions et courants.

I.5 Contrôles des systèmes d'alimentation électrique interconnectés

L'effet positif des systèmes d'alimentation électrique interconnectés en termes d'atténuation des courbes de demande électrique associées aux charges électriques cumulées a déjà été mentionné dans I.4.1. En outre, l'interconnexion des systèmes électriques présente des avantages ultérieurs

- Elle augmente les possibilités pour le commerce de l'électricité
- Elle améliore la fiabilité de l'approvisionnement électrique
- La charge générale de pic est inférieure à la somme des charges de pic des systèmes électriques individuels interconnectés. Cela réduit à son tour la capacité installée nécessaire.
- Par conséquent, la capacité de réserve nécessaire est également inférieure.
- Elle produit des conditions opérationnelles plus favorables pour les unités individuelles de génération, en augmentant leur efficacité qui réduit de nouveau la consommation de carburant.

L'interconnexion a certains inconvénients. Elle augmente la complexité et également l'impact des perturbations car le nombre de consommateurs d'électricité affecté est supérieur dans de

grands systèmes interconnectés. Pour cette raison, la stabilité des systèmes électriques est une préoccupation principale dans le fonctionnement de grands systèmes électriques interconnectés. Les systèmes électriques peuvent être élargis en connectant les systèmes électriques de différents pays pour qu'ils travaillent de manière synchronisée, c'est à dire avec une fréquence communale commune. Les états possibles d'un système d'alimentation électrique en cinq différentes catégories selon leur condition opérationnelle. Ils sont classés en fonction des niveaux de risque de fréquence/charge ou du réseau et de l'urgence des actions à prendre compte tenu des risques de propagation, comme l'indique Figure I.25.

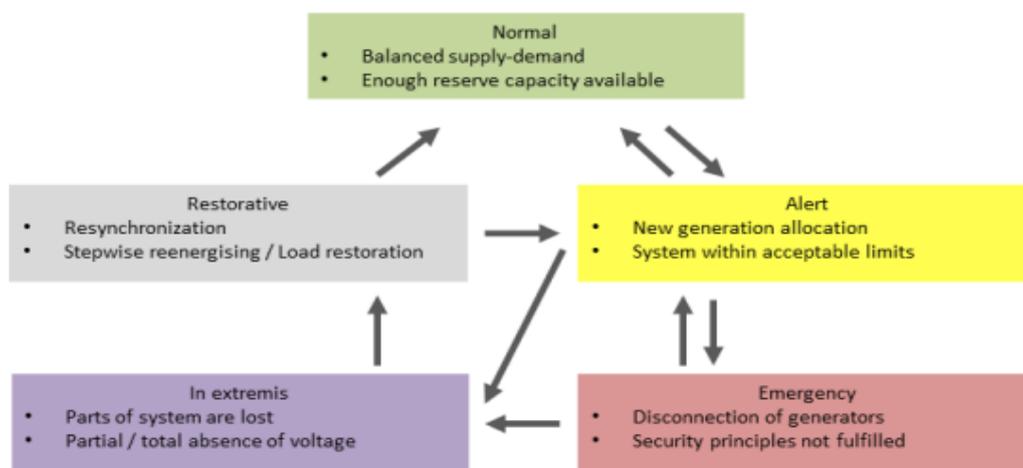


Figure I.25 : États opérationnels du système d'alimentation électrique.

En général, la stabilité des systèmes électriques interconnectés demande un contrôle efficace de ses conditions opérationnelles dans les états normaux et d'urgence.

I.6 Conclusion :

Une brève description sur les systèmes éoliens a été présentée dans ce chapitre. Comme beaucoup d'énergies renouvelables, le gisement éolien mondial est considérable puisqu'il est très supérieur à la consommation énergétique actuelle de l'humanité.

Dans ce chapitre nous avons donné une vue d'ensemble des différents types d'éolienne utilisées pour la production d'énergie électrique, pour avoir une meilleure compréhension du fonctionnement des turbines éoliennes, partant des Principaux composants d'une éolienne. Ensuite nous avons décrit la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par la turbine (Loi de Betz. nous avons vu les différents types des machine utiliser une éolienne

Nous avons aussi cité les différents types de la machine asynchrone à double alimentation (la génératrice utilisée dans ce mémoire) avec leurs exigences du point de vue raccordement aux réseaux et aux charges électriques.

La maîtrise et la compréhension du comportement de ce type des machines passent obligatoirement par une étude modélisation, qui est l'objectif du chapitre suivant.

A 3D cutaway rendering of a wind turbine nacelle, showing the internal powertrain components. The main shaft, gearbox, and generator are highlighted in a vibrant purple color, while the rest of the nacelle structure is shown in a light grey. The view is from a perspective looking into the nacelle from the side, showing the arrangement of the shafts and the generator. The text "CHAPITRE II" and "Modélisation de la Chaîne de Conversion" is overlaid on the image in a white, outlined font.

CHAPITRE II

Modélisation de la Chaîne de Conversion

II.1 Introduction

La MADA est utilisée comme génératrice dans la plupart des projets de centrale éolienne, car elle offre l'avantage de sur une large plage de vitesses de vent, et d'en tirer le maximum de puissance possible, pour chaque vitesse de vent.

Dans la chaîne de conversion de l'énergie éolienne, la turbine et la génératrice sont les éléments les plus importants, puisque la turbine assure la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui permet de faire tourner le rotor de la génératrice et cette dernière est la composante qui assure la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique.

Dans ce chapitre, nous présentons la modélisation de la chaîne de conversion éolienne à savoir la turbine éolienne, la MADA, et la commande appliquée aux machines électriques (la commande à flux orientée). Elle nous permet d'obtenir le fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale les vecteurs flux résultants. En plus, elle nous permet d'assimiler le comportement d'une machine asynchrone à celui de la machine à courant continu, où le couple électromagnétique est proportionnel au courant d'induit.

II.2 Modélisation de la turbine éolienne

Nous utilisons le modèle d'une éolienne de 10 kW. C'est un modèle de turbine tripale dont la longueur d'une pale est de 3 m et le rapport du multiplicateur de vitesse est de 5.4. L'évolution du coefficient de puissance est une donnée spécifique à chaque éolienne. Dans notre cas, son évolution en fonction de λ est basée sur l'observation de données de plusieurs petites éoliennes de quelques kW. Suite à ces observations, nous fixons sa valeur maximale à 0,495. Figure (II-1)

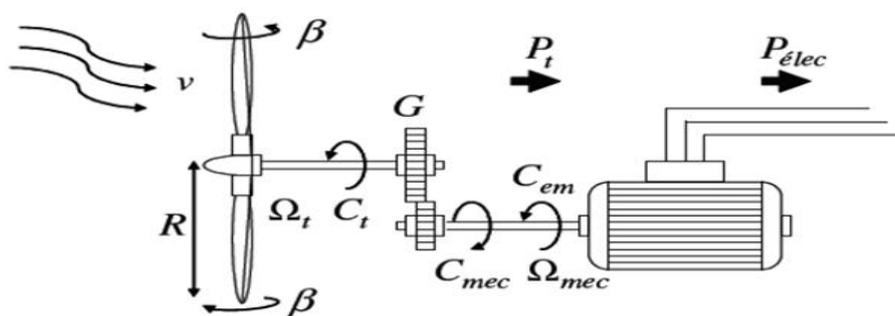


Figure II.1 : Turbine éolienne.

II.2.1 Modèle du vent

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 [23].

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 [23,24,25,26]. 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.

L'expression du vent s'écrit comme suit :

$$V = 6.5 + 0.2 \cdot \sin(0.104 \cdot t) + 2 \cdot \sin(0.2665 \cdot t) + \sin(1.2930 \cdot t) + 0.2 \cdot \sin(3.6645 \cdot t) \quad (\text{II.1})$$

II.2.2 Modèle aérodynamique

La modélisation de la turbine consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse incidente du vent et des conditions de fonctionnement, sa vitesse de rotation en particulier. Cela permettra de connaître le couple éolien appliqué sur l'arbre lent de l'éolienne.

Cette modélisation (essentiellement dépendante du coefficient de puissance C_p ou rendement énergétique de l'éolienne).

La puissance cinétique du vent est définie comme suit [26,27] :

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

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors [27]:

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot V^3 \quad (\text{II.3})$$

- ρ : la masse volumique de l'air (approximativement $1,225 \text{ kg/m}^3$).

- S : la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle décrit étant défini par la longueur d'une pale, $S = \pi \cdot R_t^2$.

- R_t : le rayon de l'aérogénérateur ou la longueur d'une pale.

- V : est la vitesse du vent.

- C_p : est le coefficient qui caractérise le rendement aérodynamique de la turbine (Figure II-1). Ce coefficient, dont la limite théorique égale à $16/27=0.593$ (limite de Betz), dépend de deux paramètres :

➤ La vitesse spécifique λ représentant le rapport entre la vitesse linéaire à l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent,

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v} \quad (\text{II.4})$$

Où Ω_t est la vitesse de rotation la turbine.

➤ L'angle de calage des pales β

$$\left\{ \begin{array}{l} C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot \exp\left(\frac{C_2}{\lambda_i}\right) + C_1 \cdot \lambda \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \end{array} \right. \quad (\text{II.5})$$

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

La caractéristique du coefficient de puissance par rapport au rapport de la vitesse en extrémité est présentée par la figure (II.2). Cette caractéristique est un élément principal dans la caractérisation des convertisseurs d'énergie éolienne[28].

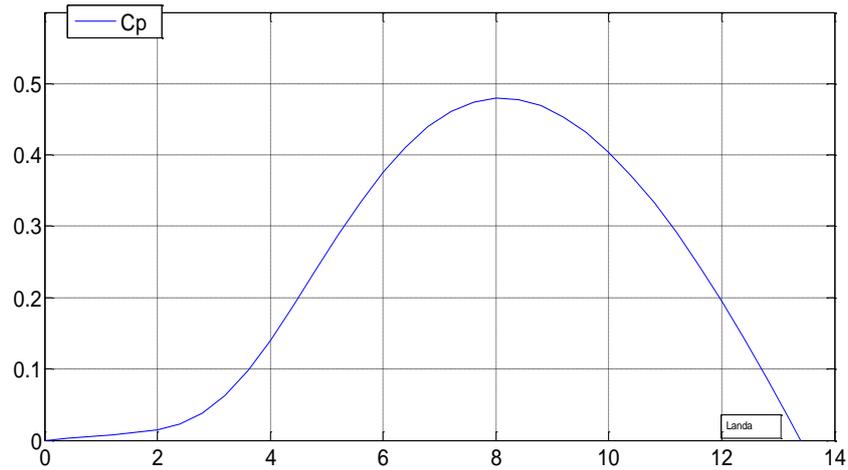


Figure II.2: Coefficient de puissance(C_p) en fonction de λ .

Où : u - la vitesse tangentielle d'attaque de la pale ; Ω_t - la vitesse angulaire du rotor ; R - le rayon du rotor.

Sur la figure II.3, plusieurs courbes sont représentées mais on s'intéresse à celle qui possède le plus haut sommet. Cette courbe est caractérisée par le point optimal ($\lambda_{opt}=8.1$, $C_{pmax}=0.48$, $\beta=0^\circ$) qui est le point correspondant au maximum du coefficient de puissance C_p et donc au maximum de la puissance mécanique récupérée. Nous remarquons que l'augmentation de β permet de dégrader le coefficient C_p et par conséquent, provoquer la diminution de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne

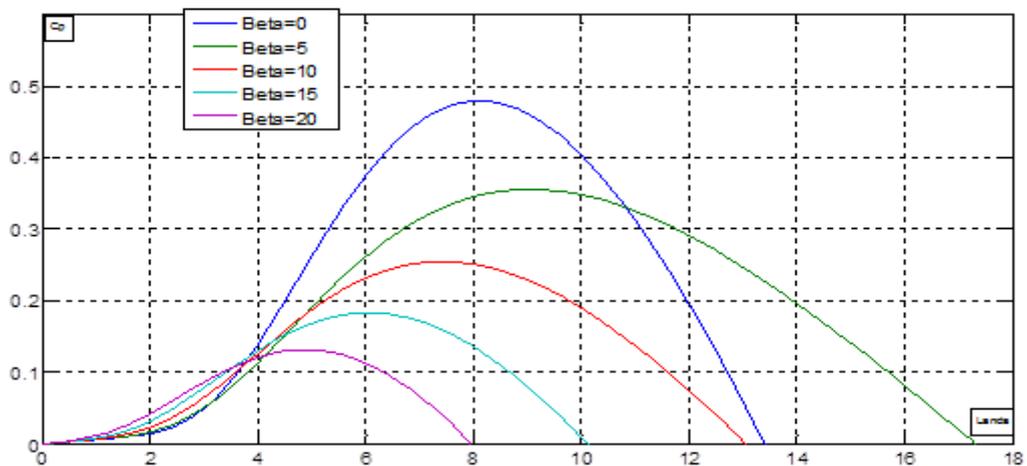


Figure II.3: Caractéristique C_p - λ pour les différentes valeurs de l'angle de calage.

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par:

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \frac{\rho \cdot \pi \cdot R_t^3 V^2}{\lambda} \cdot C_p(\lambda, \beta) \tag{II.6}$$

II.2.3 Modèle de la partie mécanique

La partie mécanique de la turbine comprend trois pales orientables et de longueur R . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation Ω_t , relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne la génératrice électrique. Les trois pales sont considérées identiques. De plus, on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée. Ainsi, on peut modéliser l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De part la conception aérodynamique des pales, nous considérons que leur coefficient de frottement par rapport à l'air est très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement du côté de la génératrice. Sur la base de ces hypothèses, on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme l'illustre la figure II.3 dont la validité, par rapport au modèle complet de la turbine, a déjà été vérifiée [29,30].

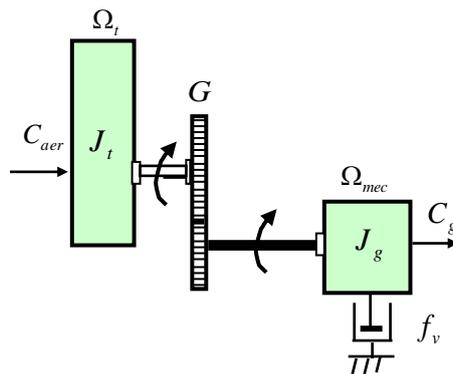


Figure II.4 : Modèle mécanique de la turbine éolienne.

Avec:

- J_t : Le moment d'inertie de la turbine équivalent aux inerties des trois pales de l'éolienne;
- J_g : Le moment d'inertie de la MADA;
- f_v : Le coefficient dû aux frottements visqueux de la MADA;
- C_g : Le couple mécanique sur l'arbre de la MADA;
- G : Le rapport multiplicateur de vitesse
- Ω_{mec} : La vitesse de rotation du générateur(MADA) (rad/s).

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la MADA (arbre rapide) (Figure II-4). En considérant que le multiplicateur est idéal, c'est-

à-dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisé par les deux équations suivantes:

$$\Omega_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (\text{II.7})$$

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (\text{II.8})$$

D'après la figure II-4, nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la MADA par:

$$\frac{C_t}{G} - C_g = \left(\frac{J_t}{G^2}\right) \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} + \left(\frac{f_t}{G^2} + f_g\right) \cdot \Omega_{mec} \quad (\text{II.9})$$

On suppose:

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

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

D'où, l'équation mécanique devienne :

$$\frac{C_t}{G} - C_g = J \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} + f \cdot \Omega_{mec} \quad (\text{II.10})$$

Où:

- J : Inertie totale des parties tournantes (Kg.m^2);
- f : Coefficient de frottement visqueux;
- $C_t = C_g + C_{em}$: Couple totale de l'éolienne;
- C_{em} : Couple électromagnétique du générateur en (N.m).

Le schéma bloc de la figure II.5 correspond aux modélisations aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation Ω_{mec} de la MADA, donc de la turbine, peut être contrôlée par action soit sur l'angle de calage des pales β , soit sur le couple électromagnétique C_{em} de la MADA. La vitesse du vent v est considérée comme une entrée perturbatrice au système.

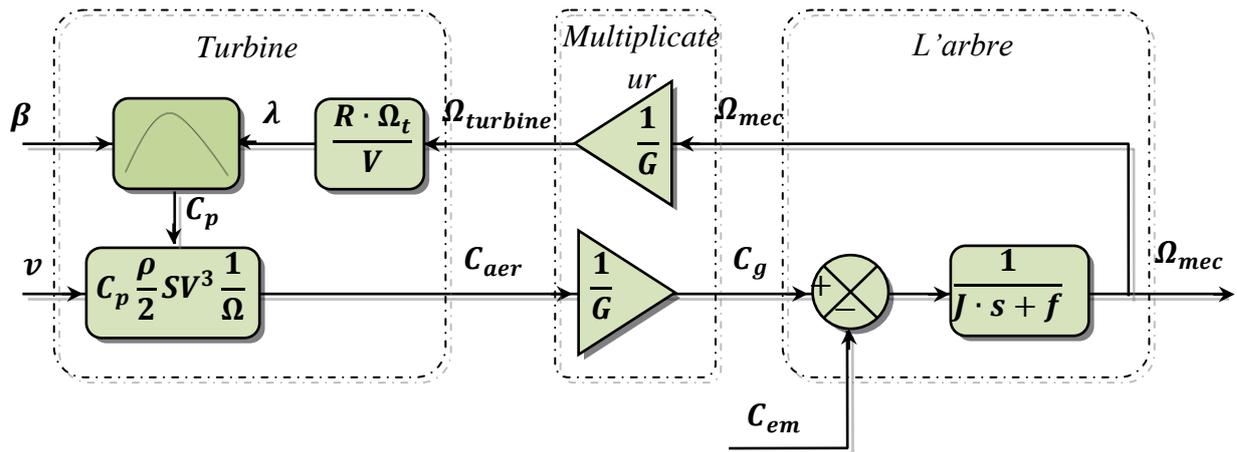


Figure II.5: Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.

Le modèle est simulés sous un logiciel MATLAB/Simulink tenant compte de l'ensemble des composantes de la turbine (pales, multiplicateur de vitesse, arbre mécanique) en conservant l'architecture réelle Figure (II.6).

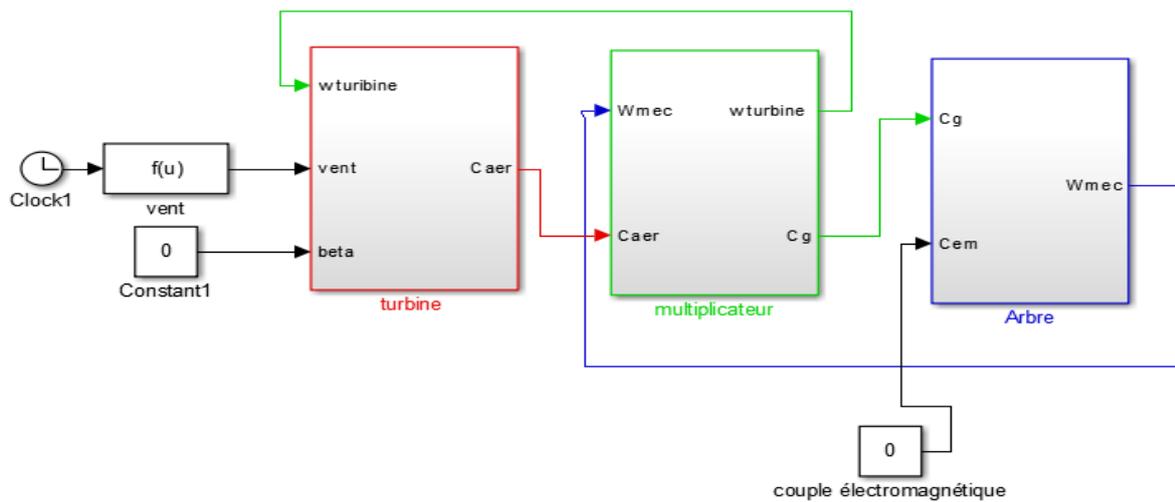


Figure II.6 : Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne en boucle ouverte.

Les résultats du modèle sont présentés vers la fin de la section

II.3 Techniques d'extraction du maximum de la puissance.

II.3.1 Bilan des puissances.

L'équation (II.3) quantifie la puissance capturée par la turbine éolienne. Cette puissance peut être essentiellement maximisée en ajustant le coefficient C_p . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice (ou encore du ratio de vitesse λ), l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire

de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux) est convertie directement en puissance électrique Figure (II.7),[31] .

$$P_{ele} = P_{aer} - P_{pertes} \quad (II.11)$$

La puissance mécanique stockée dans l'inertie totale J et apparaissant sur l'arbre de la génératrice P_{mec} est exprimée comme étant le produit entre le couple mécanique C_{mec} et la vitesse mécanique Ω_{mec} :

$$P_{mec} = C_{mec} \cdot \Omega_{mec} \quad (II.12)$$

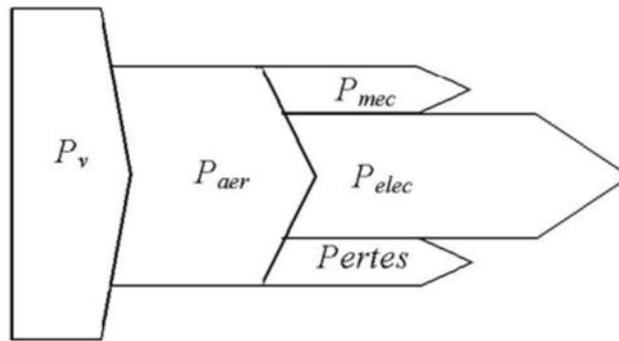


Figure II.7: Diagramme de conversion de puissance, [31].

Dans cette partie, nous présenterons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique. Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T.) et correspond à la zone *B* de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne (Fig. II.11). On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées [31] Figure (II-8):

- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique ;
- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique.

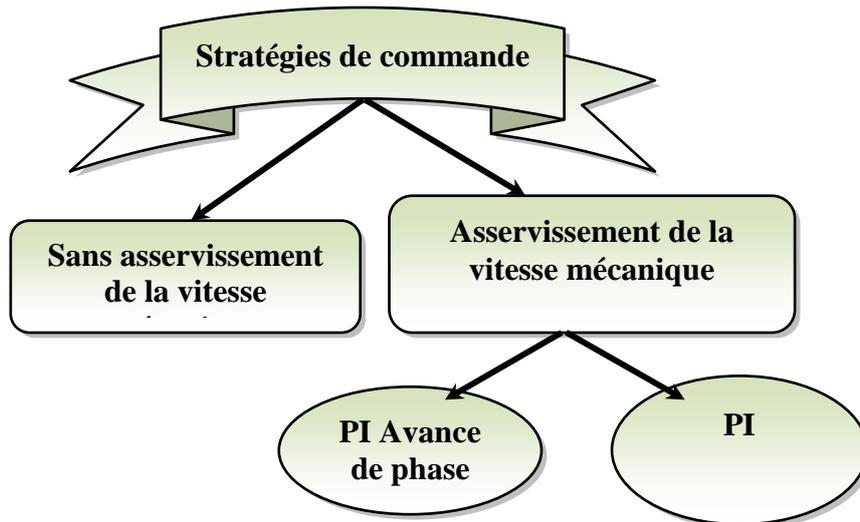


Figure II.8: Stratégies de commande de la turbine étudiée.

I.3.a Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

La seconde structure de la commande repose sur l’hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. On obtient l’équation statique décrivant le régime permanent de la turbine, [31] :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \tag{II.13}$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l’effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} \approx 0$), on obtient, [31] .

$$C_{em} = C_g \tag{II.14}$$

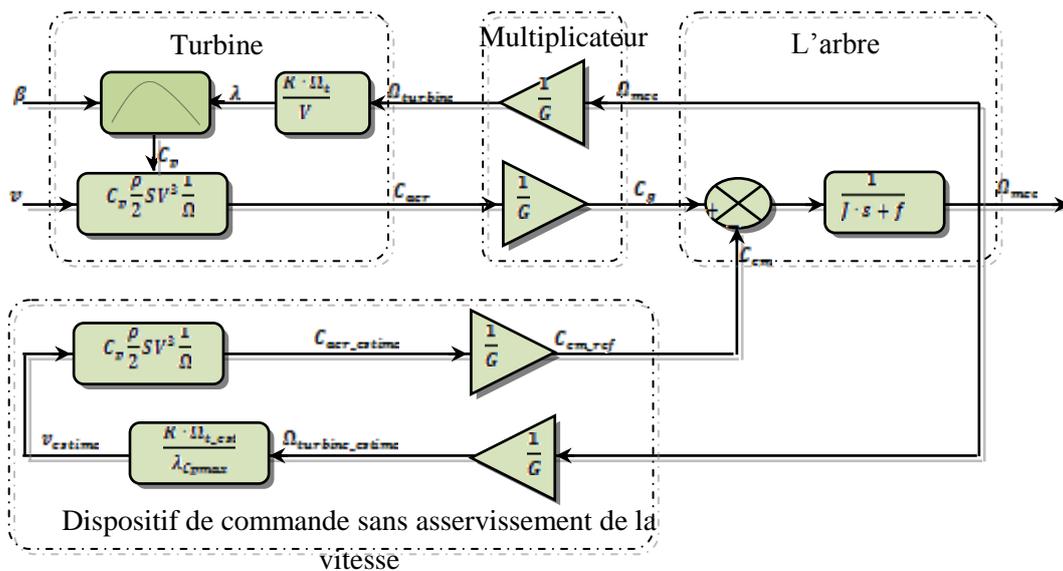


Figure II.9: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien, [31] :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-estimé}}{G} \quad (II.15)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation (II.6) , [31] :

$$C_{aer-estimé} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine-estime}} \cdot v_{estimé}^3 \quad (II.16)$$

Une estimation de la vitesse de la turbine $\Omega_{turbine-estime}$ est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique, [31]. :

$$\Omega_{turbine-estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II.17)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation (II.18) , [31] :

$$v_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine-estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (II.18)$$

En regroupant ces quatre équations (II.15), (II.16), (II.17) et (II.18) on obtient une relation globale de contrôle, [31]. :

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II.19)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur $\lambda_{C_{pmax}}$ qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} (fig. II.9). Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante, [31]. :

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda_{C_{pmax}}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II.20)$$

L'expression du couple de référence devient alors proportionnelle au carré de la vitesse de la génératrice, [31].:

$$C_{em-ref} = A \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (II.21)$$

Avec

$$A = \frac{C_p}{\lambda_{C_{pmax}}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{1}{G^3} \quad (II.22)$$

La représentation sous forme de schéma-blocs est montrée à la figure II.9, [4] .

II.3.b Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

II.3.1.1 Principe général

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Le schéma bloc de la figure II.10 montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance, [31].

Pour cette étude, on supposera que la machine électrique et son variateur sont idéaux et donc, que quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence, [31].

$$C_{em} = C_{em-ref} \tag{II.23}$$

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Plusieurs dispositifs de commande peuvent être imaginés, [31].

La vitesse est influencée par l'application de trois couples : un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} , [31]. :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} \cdot (C_g - f \cdot \Omega_{mec} - C_{em}) \tag{II.24}$$

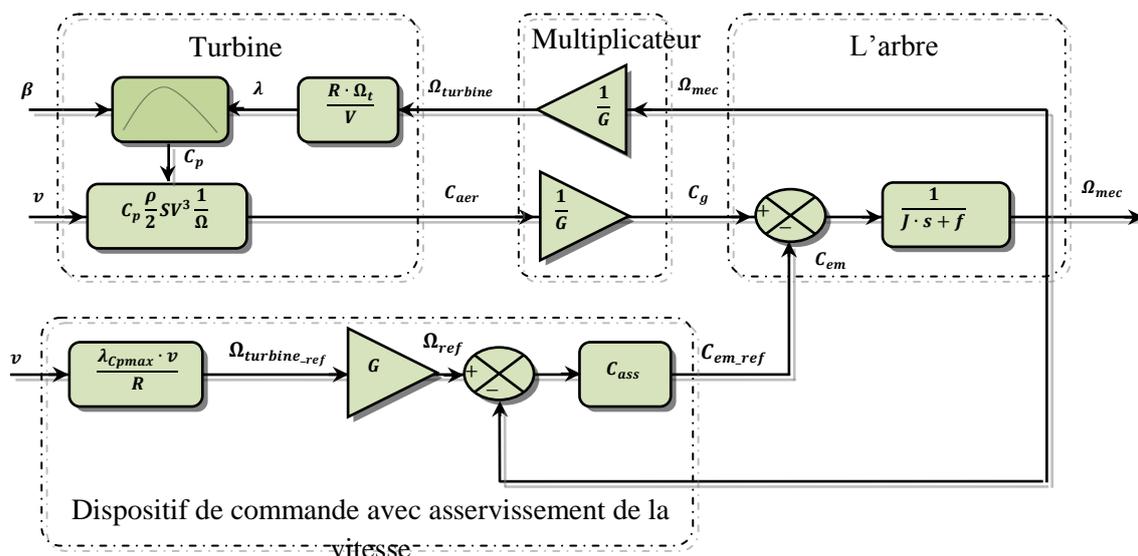


Figure II.10 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse, [31].

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. Cela est réalisé, en utilisant l'asservissement de la vitesse, [31].

Le couple électromagnétique de référence C_{em-ref} permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence Ω_{ref} :

$$C_{em-ref} = C_{ass} \cdot (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II.25)$$

Où

- C_{ass} est le régulateur de vitesse ;
- Ω_{ref} est la vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer ($\Omega_{turbine-ref}$) pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{turbine-ref} \quad (II.26)$$

Où

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{c_{pmax}} \cdot v}{R} \quad (II.27)$$

En pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Ceci pour deux raisons, [31] :

- L'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui rend la lecture de la vitesse du vent erronée, [31].
- Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m pour une éolienne de 1.5 MW), une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre. L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales, [31].

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente.

La fonction de la vitesse de vent en fonction de la puissance est illustrée sur la (figure II.11). Trois zones de fonctionnement peuvent être distinguées. La zone A correspond aux vitesses très faibles du vent insuffisante pour entraîner l'éolienne et produire de la puissance.

La zone B correspond aux vitesses moyennes dont le système de contrôle de l'aérogénérateur peut intervenir pour contrôler la puissance électrique à générer. La zone C correspond aux vitesses très élevées du vent pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à

une valeur maximale pour éviter des dégâts sur la structure. Par conséquent, la puissance électrique produite est maintenue constante et égale à sa valeur nominale.

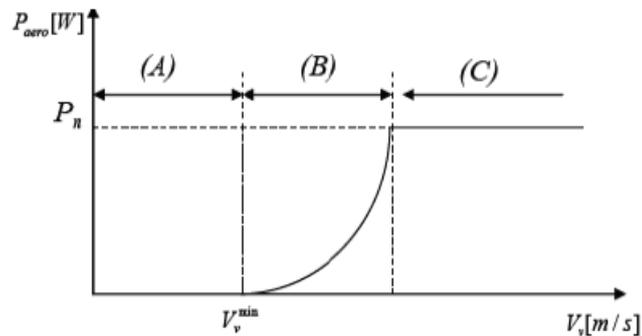


Figure II.11: Courbe typique de la puissance produite d'un aérogénérateur à vitesse variable.

II.4 Résultats de simulation

Nous présentons la simulation du fonctionnement de la partie mécanique de l'éolienne afin de les validés avec d'autres travaux publiés dans la littérature. Les résultats obtenus sont basés sur la structure de commande sans asservissement de la vitesse et avec asservissement de la vitesse.

La figure (II.12) présente le profil du vent qui sera appliqué pour la turbine éolienne dont la valeur moyenne est de (6.5m/s). Cette valeur est très répandue dans l'Algérie et en particulier dans le sud et l'ouest du pays.

Les résultats de simulation montrent que la variation de la vitesse mécanique (rotor) est adaptée à la variation de la vitesse du vent. Ceci montre l'influence de la variation de la vitesse mécanique en fonction de la vitesse du vent.

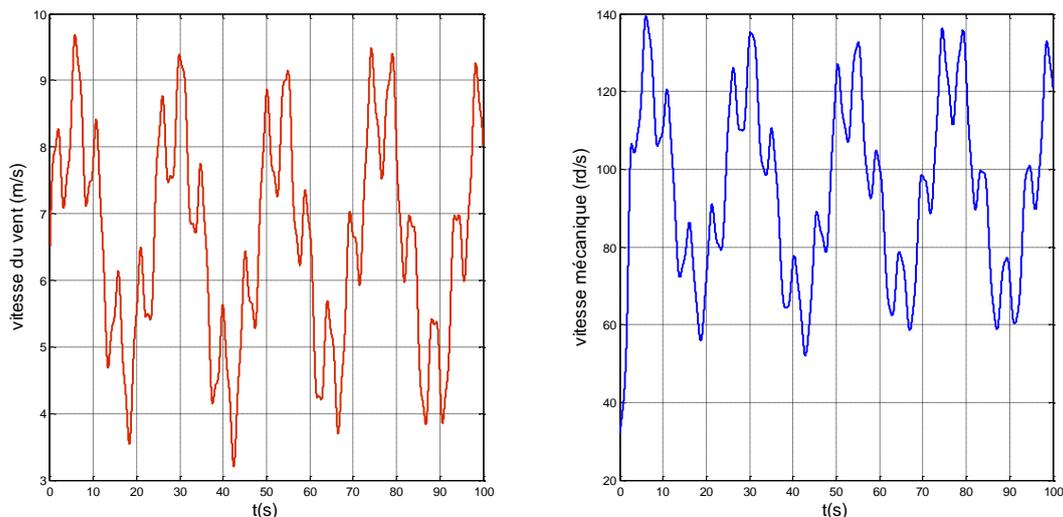


Figure II.12: Résultats du MPPT obtenus sans asservissement de la vitesse.

Les profils sont presque identiques.

Nous avons effectué des simulations pour asservir la vitesse mécanique. Pour montrer cela, on a adapté un régulateur classique de type PI (Annexe). La simulation du fonctionnement de la turbine dans la zone B pendant une durée égale à 100s.

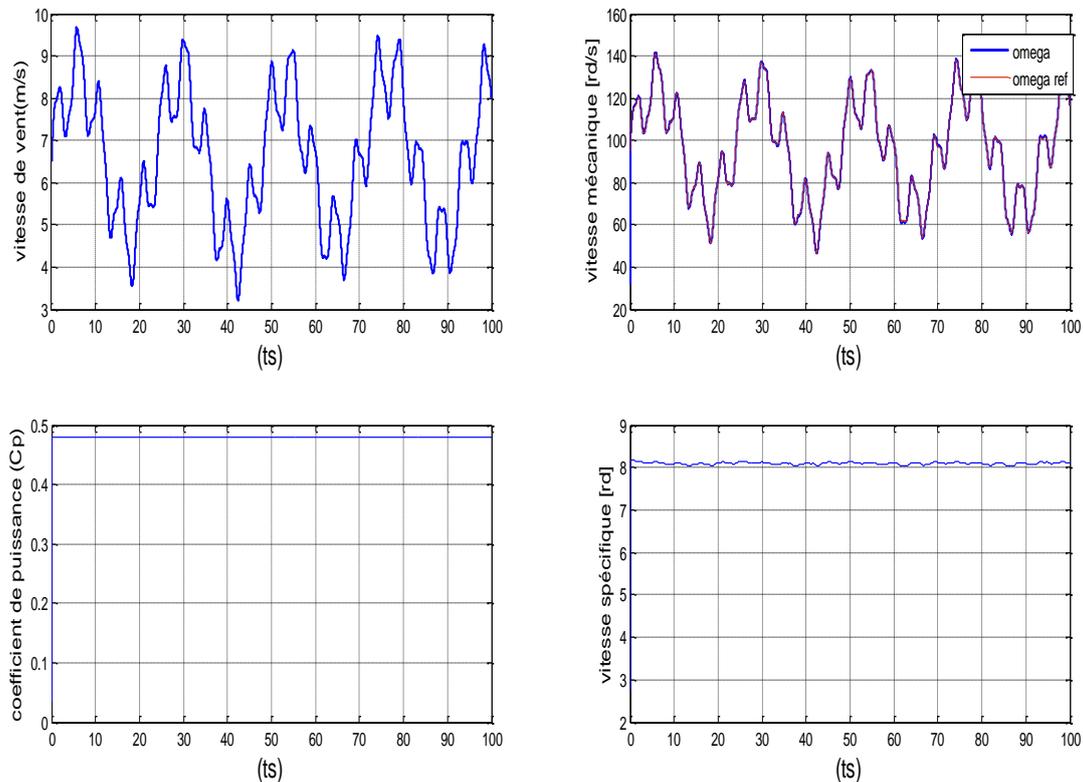


Figure II.13: Résultats du MPPT obtenus avec asservissement de la vitesse.

La Figure (II.13) montre l'allure de la vitesse mécanique obtenue par le profil du vent

On constate que la vitesse mécanique suit à chaque instant sa valeur de référence.

Concernant le coefficient de puissance est obtenu pour un angle calage fixe ($\beta=0^\circ$), qui nous donne un $\lambda_{opt}=8.1$.

On remarque que le C_p et λ atteignent ces valeurs maximums, on cherche à les garder maximum dont le but d'augmenter la production. Il varie légèrement selon le changement de la vitesse du vent.

II.5 Modélisation mathématique de la génératrice asynchrone doublement alimenté

Le fonctionnement d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) dans quatre quadrants est schématisé dans la Figure(II.4), tel que, désignent les puissances absorbées ou

fournies par le stator et le rotor de la machine. On dit que la machine fonctionne en génératrice lorsque le stator fournit de la puissance (quadrant I et IV) [32]:

- ✓ Hyper synchrone quand le rotor fournit une puissance (quadrant I).
- ✓ Hypo synchrone quand le rotor absorbe une puissance (quadrant IV).

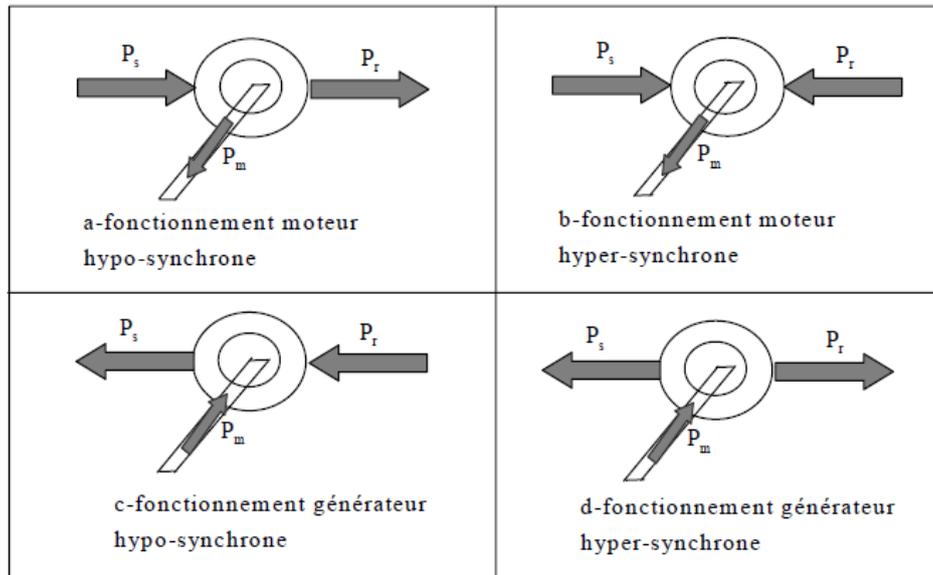


Figure II.14 : Fonctionnement dans les quatre quadrants d'une MADA.

II.5.1 Hypothèses simplificatrices

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

- ✓ L'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoche est négligeable.
- ✓ La saturation du circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables.
- ✓ On admet, de plus, que la f.m.m créée par chacune des phases des deux armatures est à répartition sinusoïdale.

II.5.2 Equations mathématiques de la GADA dans le repère (abc)

Le modèle de la GADA est équivalent au modèle de la machine asynchrone à cage d'écureuil. A cet effet, lors de la modélisation, on assimile la cage d'écureuil à un bobinage triphasé. La seule différence réside dans le fait que les enroulements de la GADA ne sont pas

en court-circuit, par conséquent les tensions triphasées rotoriques du modèle que l'on rappelle ci-après, ne sont pas nulles[32] .

En tenant compte des hypothèses ci-dessus, la GADA comporte trois équations de tensions statoriques et trois équations rotoriques :

$$[v_{sabc}] = -[R_s][i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{rabc}] \quad (\text{II.28})$$

$$[v_{rabc}] = R_r[i_{rabc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{sabc}] \quad (\text{II.29})$$

a. Equations magnétiques

Les équations des flux statoriques et rotoriques sont :

$$[\phi_{sabc}] = -[L_{ss}][i_{sabc}] + [M_{sr}][i_{rabc}] \quad (\text{II.30})$$

$$[\phi_{rabc}] = [L_{rr}][i_{rabc}] - [M_{rs}][i_{sabc}]$$

Avec :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

$$[L_{rr}] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

Ou :

L_s et L_r : Sont respectivement les inductances statoriques et rotoriques.

M_s et M_r : Sont respectivement les inductances mutuelles statoriques et rotoriques.

La matrice des inductances mutuelles est donnée par :

$$[M_{sr}] = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

Ou : $[M_{sr}] = [M_{rs}]^t$

b. Equation mécanique

L'équation fondamentale de la dynamique régissant le fonctionnement d'un mobile en rotation est de la forme suivante :

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega = C_{em} - C_r \tag{II.34}$$

Ou : J : Moment d'inertie de la partie tournante ;

f : Coefficient de frottement visqueux ;

Ω : Vitesse angulaire de rotation

C_{em} : Couple électromagnétique ;

C_r : Couple résistant ;

II.5.3 Equations mathématiques de la GADA dans le repère de Park

Pour passer du système triphasé (abc), au système biphasé (dq), (et réciproquement) il faut utiliser la transformation de Park.

La transformation de Park constituée d'une transformation triphasé-biphasé, suivie d'une rotation. Elle permet de passer du repère (abc) vers le repère ($\alpha\beta$), puis vers le repère (dq).

Le repère ($\alpha\beta$) est fixe par rapport au repère (abc), par contre le repère (dq) est mobile il forme avec le repère fixe ($\alpha\beta$) un angle, appelé angle de la transformation de Park ou angle de Park [33].

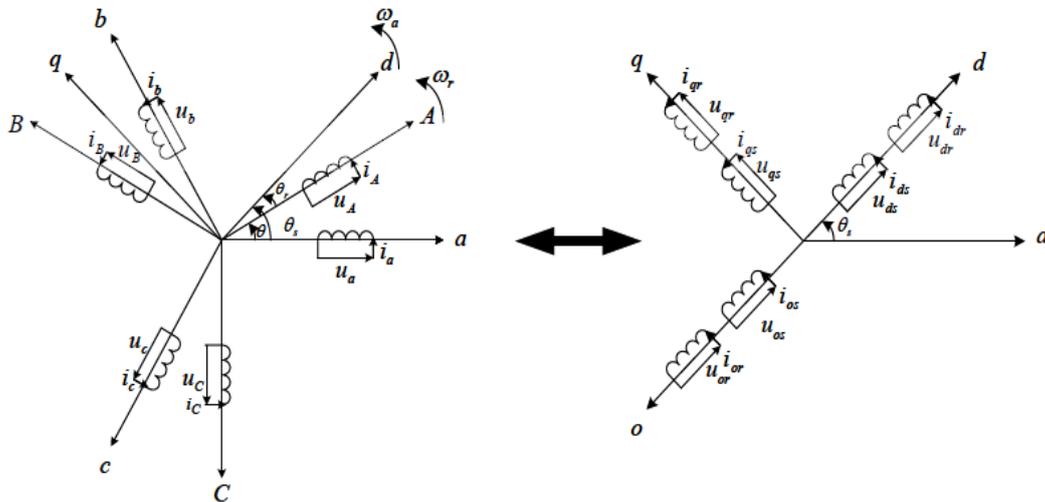


Figure II.15: Principe de la transformation de Park appliquée à la MADA.

L'angle θ_r donne la position du rotor par rapport au stator.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_h \end{bmatrix} = [P(\theta)] \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \tag{II.35}$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [P(\theta)]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_h \end{bmatrix} \tag{II.36}$$

Ou :

x_a, x_b, x_c : Sont les valeurs instantanées des grandeurs triphasées.

x_d, x_q : Sont les valeurs instantanées des grandeurs biphasées.

$[P(\theta)]$: La matrice de Park.

$[P(\theta)]^{-1}$: la matrice inverse de Park.

x_h : La composante homopolaire.

Les matrices de Park sont données ensuite :

$$[p(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.37})$$

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

Ou :

θ est l'angle entre l'axe d et l'axe de référence dans le système triphasé (pour les grandeurs statorique et pour les grandeurs rotoriques).

Les équations électriques de la GADA sont écrites dans le repère (dq) [33] :

a. Tensions statoriques et rotoriques

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \\ V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad (\text{II.39})$$

b. flux statoriques et rotoriques

$$\begin{cases} \phi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \phi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \phi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

II.5.4 Choix du référentiel

Il existe différentes possibilités concernant le choix référentiel auquel est lié le repère d'axes dq qui dépend des objectifs de l'application:

- Axe tournant à la vitesse du rotor ($\theta_r = 0$) : étude des grandeurs statoriques,
- Axe solidaire du champ tournant: étude de la commande,
- Axe lié au stator ($\theta_s = 0$): étude des grandeurs rotoriques.

On désigne par : $\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt}$ la vitesse angulaire des axes d et q dans le repère statoriques et

$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt}$ la vitesse angulaire des axes d et q dans le repère rotoriques, de sorte qu'à partir de

l'expression ($\theta = \theta_s - \theta_r$), il se déduit par dérivation :

$$\omega_s - \omega_r = \frac{d\theta}{dt} \quad (\text{II.41})$$

a. Référentiel lié au rotor

Ce référentiel se traduit par les conditions $\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_m$ et $\frac{d\theta_r}{dt} = 0$, d'où les équations suivantes:

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \end{cases} \quad (\text{II.42})$$

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases}$$

Ce choix est intéressant dans l'étude des régimes transitoires ou la vitesse de rotation est constante.

b. Référentiel lié au stator

Ce référentiel est noté (α, β) , il se traduit par les conditions $\frac{d\theta_s}{dt} = 0$,

$\frac{d\theta_r}{dt} = -\omega_m$ D'où les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.43})$$

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases}$$

c. Référentiel lié au champ tournant

Ce référentiel est noté (dq) . Il se traduit par les conditions $\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s$ et $\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega_m$. d'où les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \\ V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad (\text{II.44})$$

Le champ tournant nécessite la présence d'une variable supplémentaire qui permet de définir sa position. On choisit ce référentiel pour effectuer les méthodes de commande classiques (scalaire et vectorielle).

II.5.5 Equation du couple

On peut exprimer l'équation du couple électromagnétique en fonction des grandeurs de Park sous plusieurs formes :

$$C_{em} = P (\phi_{rq} i_{rd} - \phi_{rd} i_{rq}) \quad (\text{II.45})$$

$$C_{em} = P M_{sr} (\phi_{sq} i_{rd} - \phi_{sd} i_{rq}) \quad (\text{II.46})$$

$$C_{em} = \frac{P 1-\sigma}{\sigma M_{sr}} (\phi_{sq} i_{rd} - \phi_{sd} i_{rq}) \quad (\text{II.47})$$

$$C_{em} = P \frac{M_{sr}}{L_s} (\phi_{rd} i_{sq} - \phi_{rq} i_{sd}) \quad (\text{II.48})$$

II.6 Résultats de simulation.

Le modèle de la machine a été réalisé dans le repère du champ tournant afin de le valider avec les résultats de la littérature.

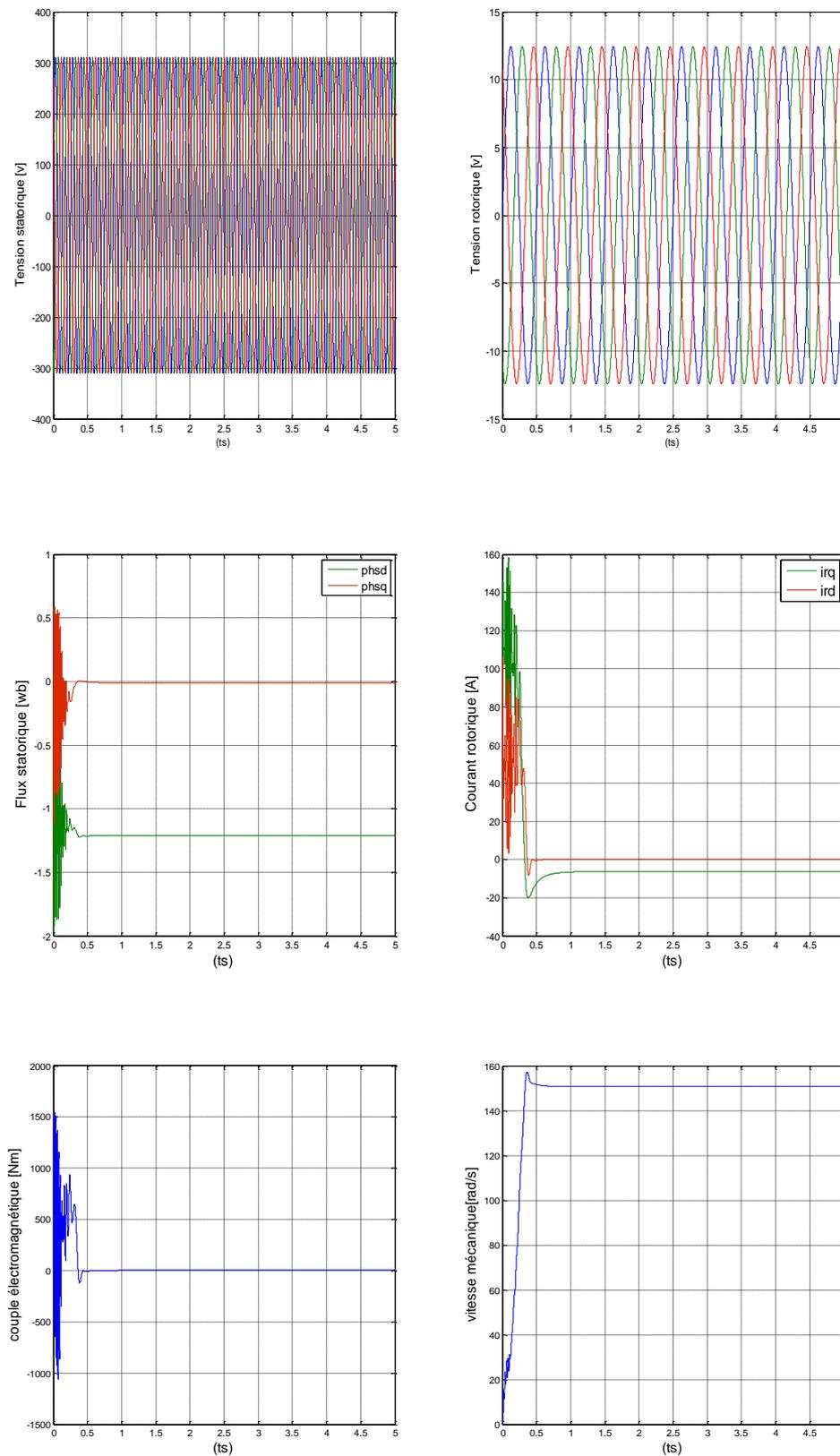


Figure II.16: Comportement de la MADA en mode Générateur.

Les Figure (II.16) montrent que toutes les grandeurs de la machine au démarrage présentent un régime transitoire oscillant avec des valeurs élevées, elles ne se stabilisent qu'après 0.5s et présentent la forme sinusoïdale.

Nous avons constaté sur l'ensemble des figures représentées, que la machine a un régime de démarrage lent et avec des dépassements plus importants, ce qui nécessite l'introduction d'une commande pour améliorer les performances dynamique de la machine.

II.7 Principe générale de la commande à flux orientée

Dans la machine asynchrone, le principe d'orientation du flux a été développé par BLASCHKE au début des années 70. [34]

Il consiste à orienter le vecteur courant et le vecteur flux afin de rendre le comportement de cette machine similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée (MCC) où le courant inducteur contrôle le flux et le courant d'induit contrôle le couple. Il s'agit de placer le référentiel $d-q$ de sorte que le flux soit aligné sur l'axe direct d . Ainsi, le flux est commandé par la composante directe du courant et le couple est commandé par l'autre composante.

La commande vectorielle par orientation du flux présente une solution attractive pour réaliser de meilleures performances dans les applications à vitesse variable pour le cas de la machine asynchrone double alimentée aussi bien en fonctionnement générateur que moteur.

De nombreuses variétés ont été présentées dans les littératures, et classées [34]

Suivant la source d'énergie :

- Commande en tension,
- Commande en courant;

Suivant l'orientation du repère :

- Le flux rotorique,
- Le flux statorique,
- Le flux d'entrefer;

Suivant la détermination de la position du flux :

- Directe par mesure ou observation du vecteur flux,
- Indirecte par contrôle de la fréquence de glissement.

II.8 Modèle pour le contrôle indépendant des puissances

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'électricité de l'éolienne, nous allons réaliser un contrôle indépendant des puissances actives et réactives en établissant les

équations qui lient les valeurs des tensions, générées par un onduleur, aux puissances actives et réactives statoriques [34].

Nous utilisons la modélisation diphasée de la machine. On oriente le repère d,q afin que l'axe d soit aligné sur le flux statoriques φ_s .

Ainsi :

$$\varphi_{ds} = \varphi_s \quad \text{et} \quad \varphi_{qs} = 0 \quad (\text{II.49})$$

Le couple électromagnétique de l'équation (II.47) s'écrit alors :

$$C_{em} = p \frac{M}{L_s} I_{qr} \varphi_{ds} \quad (\text{II.50})$$

Et l'équation des flux (II.40) devient :

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s I_{ds} + M I_{dr} \\ 0 = L_s I_{qs} + M I_{qr} \end{cases} \quad (\text{II.51})$$

Si l'on suppose le réseau électrique stable, ayant pour tension simple V_s , cela conduit à un flux statorique φ_s constant. Cette considération associée à l'équation (II.50), montre que le couple électromagnétique C_{em} est directement proportionnel au courant rotorique en quadrature I_{qr} .

De plus, si l'on néglige la résistance des enroulements statoriques, hypothèse réaliste pour les machines de forte puissance utilisées pour la production éolienne, les équations des tensions statoriques de la machine se réduisent à :

$$\begin{cases} V_{ds} = \frac{d\varphi_s}{dt} \\ V_{qs} = \omega_s \varphi_s \end{cases} \quad (\text{II.52})$$

Avec ω_s la pulsation électrique des grandeurs statoriques.

Avec l'hypothèse du flux statorique constant, on obtient :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = V_s \end{cases} \quad (\text{II.53})$$

A l'aide de l'équation (II.51), on peut établir le lien entre les courants statoriques et rotoriques :

$$\begin{cases} I_{ds} = -\frac{M}{L_s} I_{dr} + \frac{\varphi_s}{L_s} \\ I_{qs} = -\frac{M}{L_s} I_{qr} \end{cases} \quad (\text{II.54})$$

Les puissances actives et réactives statoriques s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \end{cases} \quad (\text{II.55})$$

Ou bien encore, d'après l'équation (II.53) par :

$$\begin{cases} P_s = V_s I_{qs} \\ Q_s = V_s I_{ds} \end{cases} \quad (\text{II.56})$$

Pour obtenir l'expression des puissances en fonction des courants rotoriques, on remplace dans l'équation précédente les courants par l'équation (II.54) :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{M}{L_s} I_{qr} \\ Q_s = -V_s \frac{M}{L_s} I_{dr} + V_s \frac{\varphi_s}{L_s} \end{cases} \quad (\text{II.57})$$

A partir des équations (II.52) et (II.53), nous obtenons, pour le flux statorique, l'expression suivante :

$$\varphi_s = \frac{V_s}{\omega_s} \quad (\text{II.58})$$

L'expression des puissances peut donc se simplifier de la manière suivante :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{M}{L_s} I_{qr} \\ Q_s = -V_s \frac{M}{L_s} I_{dr} + \frac{V_s^2}{L_s \omega_s} \end{cases} \quad (\text{II.59})$$

Si l'on considère l'inductance magnétisante M constante, on remarque que l'équation (II.59) fait apparaître que la puissance active P statorique est directement proportionnelle

Au courant rotorique en quadrature I_{qr} . De même, la puissance réactive Q du stator est proportionnelle au courant rotorique direct I_{dr} , à un constant pré $\frac{V_s^2}{L_s \omega_s}$. Ces dépendances seront montrées en simulation un peu plus bas.

Afin de pouvoir contrôler correctement la machine, il nous faut alors établir la relation entre les courants et les tensions rotoriques qui seront appliqués à la machine.

En remplaçant dans l'équation des flux (II.40), les courants statoriques par l'expression (II.54) on obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} + \frac{M V_s}{L_s \omega_s} \\ \varphi_{qr} = \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr} \end{cases} \quad (\text{II.60})$$

En remplaçant l'expression des flux rotoriques de l'équation (II.50) par leurs expressions dans l'équation (II.39) on obtient :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{dI_{dr}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{dI_{qr}}{dt} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} + g \frac{M V_s}{L_s} \end{cases} \quad (\text{II.61})$$

Où g correspond au glissement de la machine asynchrone à double alimentation.

A partir des équations que nous venons de mettre en place, on établit les relations entre les tensions appliquées au rotor de la machine et les puissances statoriques que cela engendre. Il est donc possible maintenant de reproduire le schéma bloc de la machine asynchrone à double alimentation figure (II.17) qui sera le bloc à réguler par la suite.[35]

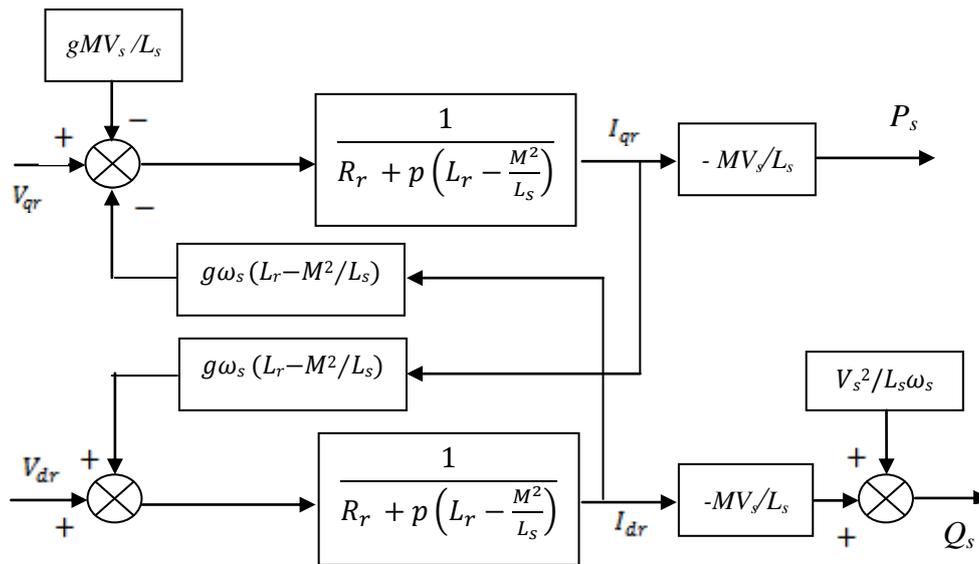


Figure II.17: schéma bloc de la MADA.

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

Ainsi, il apparaît deux solutions pour effectuer la commande en puissance de cette machine [36] :

- **La première méthode** consiste à négliger les termes de couplage et à mettre en place un régulateur indépendant sur chaque axe pour contrôler indépendamment les puissances actives et réactives. Cette méthode sera appelée **méthode directe** car les régulateurs de puissance contrôlent directement les tensions rotoriques de la machine.
- **La deuxième méthode** consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en effectuant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques. Cette méthode appelée **méthode indirecte** découle directement des équations (II.61) et (II.62).

Ces deux méthodes vont être étudiées et simulées dans la suite. L'intérêt que présente la méthode direct est que sa mise en œuvre est simple, par contre la méthode indirecte a l'avantage de contrôler les courants rotoriques ce qui permettra de faire une protection de la machine en limitant ces courants pour faire fonctionner la MADA.

II.9 Mise en place de la régulation [40]

Considérons le schéma bloc du système à réguler de la figure II.18 afin de déterminer les éléments à mettre en place dans la boucle de régulation. Si l'on regarde la relation qui lie les courants rotoriques aux puissances statoriques, on voit apparaître le terme $\frac{MV_s}{L_s}$.

Dans notre étude, nous avons considéré que la MADA était raccordée à un réseau de forte puissance et stable, donc ce terme est constant. Nous ne placerons donc pas de régulateur entre les courants rotoriques et les puissances.

Pour réguler la machine, nous allons mettre en place une boucle de régulation sur chaque puissance avec un régulateur indépendant tout en compensant les termes de perturbation qui sont dans le schéma bloc de la MADA figure (II.18)[37].

II.9.1 Commande directe en puissance active et réactive de la MADA en génératrice

Cette méthode nous permet d'utiliser une seule boucle de régulation sur chaque puissance active et réactive avec un régulateur indépendant. Toutefois nous allons négliger les termes de couplage entre les deux axes, qui apparaît dans la figure (II.17) du schéma bloc de la MADA à cause du faible glissement, tout en compensant aussi les perturbations.

Il a été mis en évidence le lien entre, d'une part la puissance active et la tension V_{qr} et d'autre part la puissance réactive et la tension V_{dr}

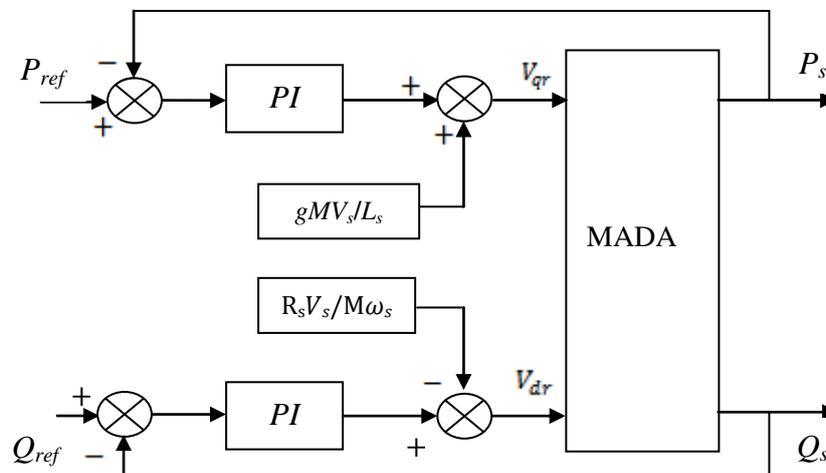


Figure II.18: schéma bloc de la commande directe.

II.9.2 Synthèse du régulateur PI

Le régulateur Proportionnel Intégral PI, utilisé pour commander la MADA en génératrice, est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables. C'est pour cela qu'il a retenu notre attention pour une étude globale du système.

La figure (II.19) montre une partie du système bouclé et corrigé par un régulateur PI dont la fonction de transfert est de la forme $K_p + \frac{K_i}{p}$ correspondant aux deux régulateurs utilisés dans la figure (II.18).

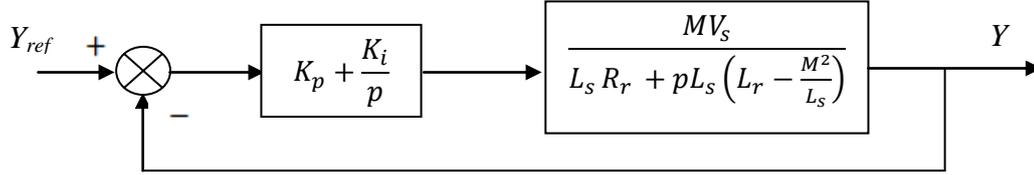


Figure II.19: Système régulé par un PI.

La Fonction de Transfert C'est la transmittance entre la consigne Y_{ref} et la sortie Y en avec les régulateurs s'écrit de la manière suivante :

$$FTBO = \frac{p + \frac{K_i}{K_p}}{\frac{p}{K_p}} \cdot \frac{\frac{MV_s}{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}}{p + \frac{L_s R_r}{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}} \quad (II.62)$$

Nous choisissons la méthode de compensation de pôles pour la synthèse du régulateur (utilisé ici pour sa rapidité) afin d'éliminer le zéro de la fonction de transfert. Ceci nous conduit à l'égalité suivante :

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{L_s R_r}{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})} \quad (II.63)$$

Notons toutefois ici que la compensation des pôles n'a d'intérêt que si les paramètres de la machine sont connus avec une certaine précision car les gains des correcteurs dépendent directement de ces paramètres. Si tel n'est pas le cas, la compensation est moins performante. Si l'on effectue la compensation, on obtient la fonction de transfert en boucle ouverte « FTBO » suivante :

$$FTBO = \frac{K_p \frac{MV_s}{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}}{p} \quad (II.64)$$

Ce qui nous donne en boucle fermée :

$$FTBF = \frac{1}{1 + \tau_r p} \quad \text{avec} \quad \tau_r = \frac{1}{K_p} \frac{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}{MV_s} \quad (II.66)$$

Avec τ_r le temps de réponse du système qui d'après des études effectuées par de nombreux chercheurs sur ce type de régulations l'ont fixés à l'ordre de 10ms, correspondant à une valeur suffisamment rapide pour l'utilisation faite sur l'éolienne où les variations de vent sont peu rapides et les constantes de temps mécanique sont importantes.

S'imposer une valeur plus faible n'améliorerait probablement pas les performances de l'ensemble, mais risquerait d'engendrer des perturbations lors des régimes transitoires en provoquant des dépassements et des instabilités indésirables.

On peut désormais exprimer les gains des correcteurs en fonction des paramètres de la machine et du temps de réponse :

$$K_p = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s(L_r - \frac{M^2}{L_s})}{MV_s}; \quad K_i = \frac{1}{\tau_r} \frac{R_r L_s}{MV_s} \quad (II.65)$$

II.9.3 Résultats de simulation

La modélisation de la machine et de la partie commande directe a été implantée dans l'environnement MATLAB, Simulink, afin d'effectuer des tests de la régulation.

Nous avons donc soumis ce système à des échelons de puissance active et réactive afin d'observer le comportement de sa régulation.

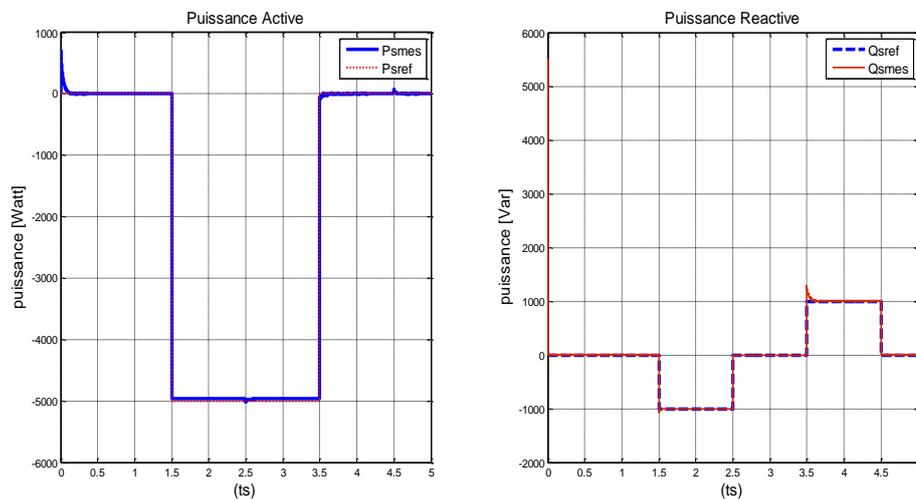


Figure II.20: La puissance active et réactive statorique pour la commande vectorielle directe de la puissance.

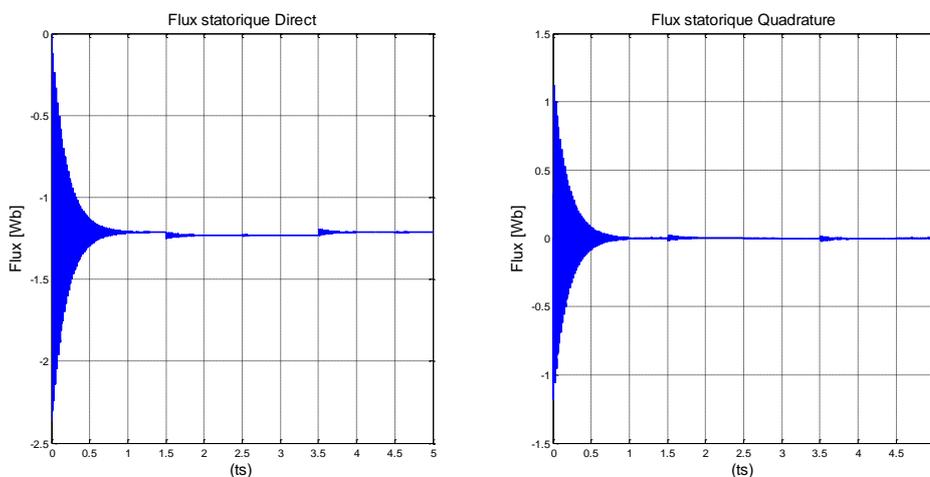


Figure II.21: Le flux statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.

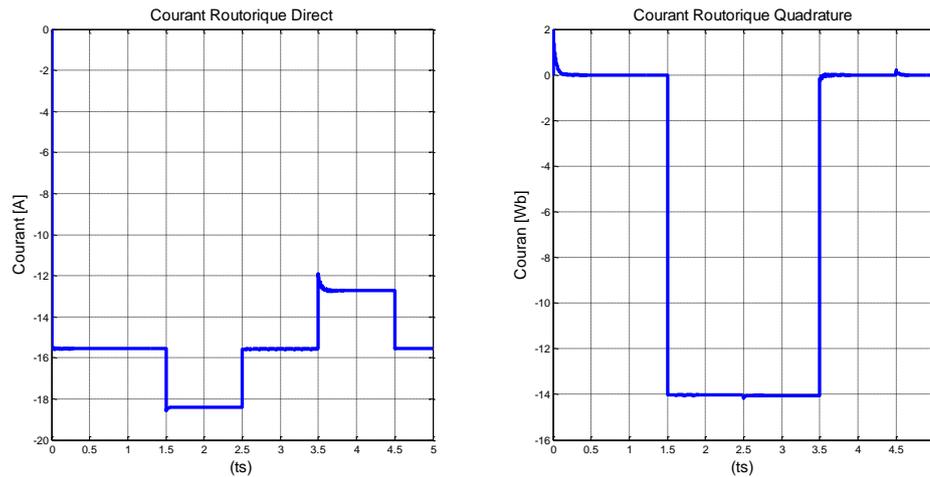


Figure II.22: Le courant rotorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.

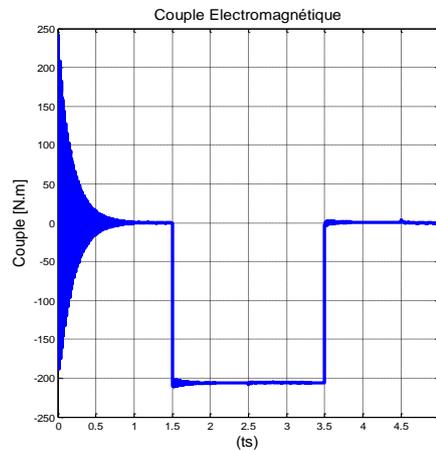


Figure II.23: couple électromagnétique pour la commande vectorielle de la puissance.

Les résultats de simulation présentent des différentes courbes qui sont obtenus par la commande, Permet de découpler les expressions des puissances du générateur. D'après les résultats obtenus, on peut dire que le contrôle direct utilisant les régulateurs PI présente un bon découplage au réglage des puissances actives et réactive au niveau du rotor de la machine.

Après le régime transitoire, on note une bonne poursuite des allures aux valeurs de références imposées.

On peut remarquer que les échelons de puissance Figure (II.20).sont bien suivis par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive.

Cependant on observe l'effet du couplage entre les deux axes de commande d et q car un échelon imposé à l'une des deux puissances, active ou réactive, induit de faibles oscillations sur la seconde.

Enfin le fonctionnement de contrôle de puissance réactive nous permet d'avoir une puissance réactive négative (comportement capacitif) ou positive (comportement inductif).

La Figure (II.21), représentent le flux statorique qui suit sa référence suivant l'axe (d) avec une composante quadrature presque nulle, ce qui signifie que le découplage de la machine est réalisé avec succès.

On voit clairement que la composante quadrature du courant rotorique ir_q Figure (II.22) contrôle le couple électromagnétique Figure (II.23) donc la puissance active. La composante directe du courant rotorique ir_d contrôle le flux et donc la puissance réactive transitée entre le stator et le réseau.

II.10 Commande indirecte en puissance active et réactive de la MADA en génératrice

La méthode indirecte consiste à reproduire, en sens inverse, le schéma bloc du système à réguler[38].

On construit ainsi un schéma bloc permettant d'exprimer les tensions en fonction des puissances. On aboutit alors à un modèle qui correspond à celui de la machine mais dans l'autre sens. La commande indirecte va donc contenir tous les éléments présents dans le schéma bloc de la MADA.

Cette méthode est très sensible aux variations paramétriques de la machine. Il est important de souligner que la méthode indirecte est la plus simple à réaliser et plus utilisée que la méthode directe.

II.10.1 Commande sans boucle de puissance

En gardant les mêmes hypothèses sur la stabilité du réseau, on établit le système de régulation de la figure (II.24) ou l'on trouve désormais une boucle de régulation des courants rotoriques dont les consignes sont directement déduites des valeurs des puissances que l'on veut imposer à la machine.

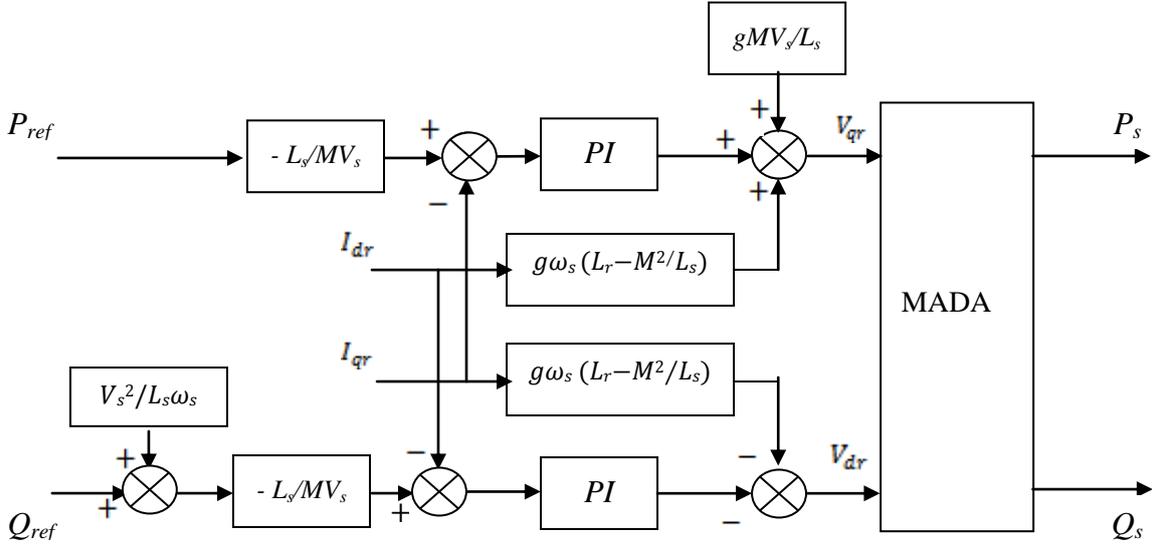


Figure II.24: Schéma bloc de la commande indirecte.

II.10.2 Résultats de simulation

La simulation est faite avec les mêmes paramètres.

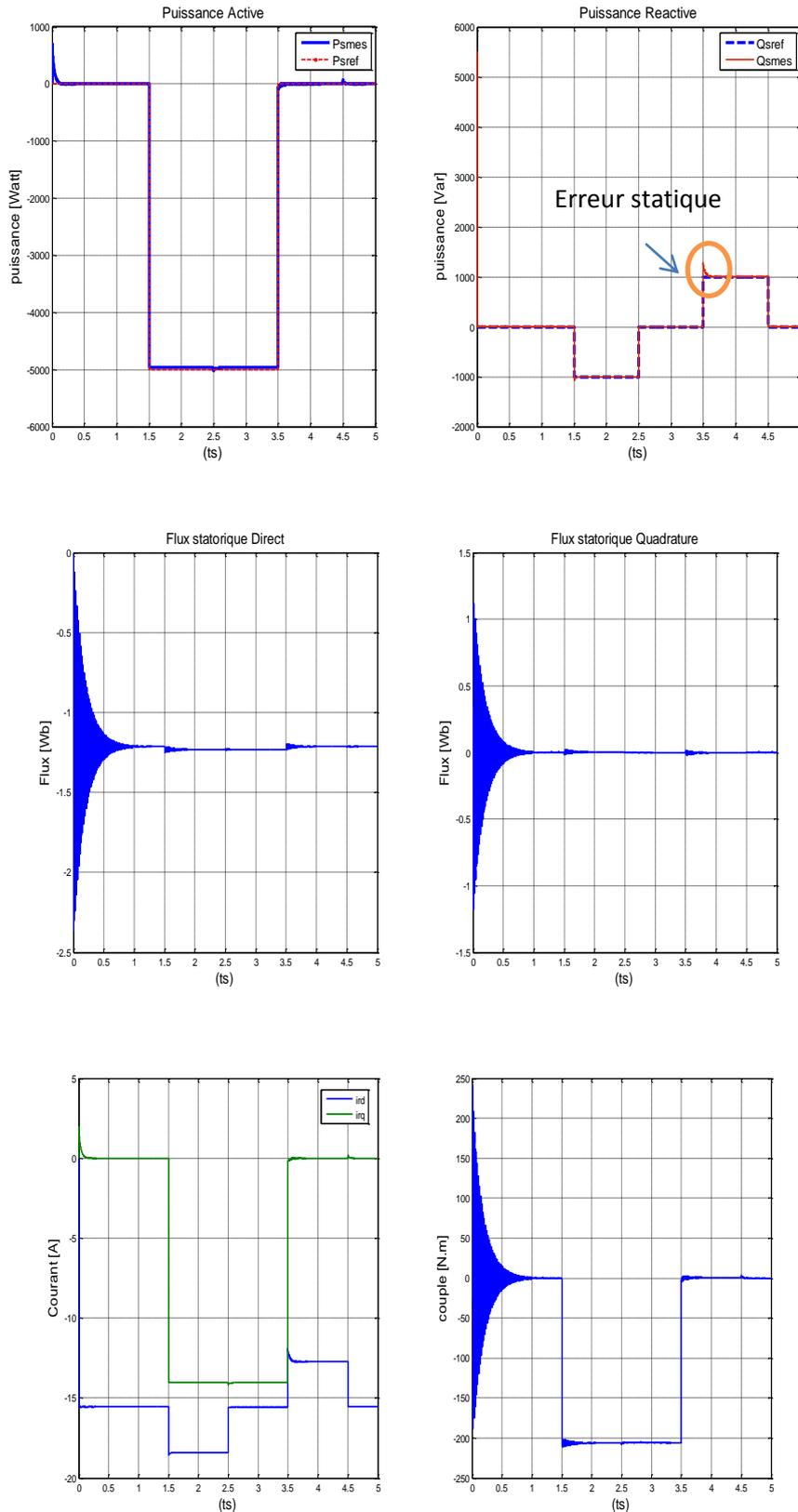


Figure II.25: Résultats de simulation de la commande indirecte sans boucle de puissance.

La simulation de cette régulation a donné de bons résultats en termes de dynamique et de réponse aux échelons pour les puissances actives et réactive, comme on peut le voir sur la

figure (II.25). Une erreur statique au niveau de la puissance active et réactive qui est due au fait que dans cette régulation on ne trouve qu'une seule boucle sur les courants et que les puissances ne sont pas asservies.

Une des hypothèses de notre modèle était que la tension V_s soit constante, mais lorsque la puissance active produite varie, cela entraîne nécessairement une légère variation de tension V_s . Cette petite variation est aussi à l'origine de l'écart des puissances. De plus, la résistance statorique qui a été négligée dans notre modélisation, a une influence sur les puissances.

L'erreur est nettement plus importante sur la puissance réactive que sur la puissance active car sur la puissance réactive le terme de $\frac{V_s^2}{L_s \omega_s}$, de la figure II.20, 21, 22, 23. Vient s'ajouter avant le régulateur de courant.

On voit aussi l'effet du couplage entre les axes qui est tout de même moins perceptible que pour la commande directe.

II.10.3 Commande avec boucle de puissance

Afin d'améliorer la commande précédente, nous allons incorporer une boucle de régulation supplémentaire au niveau des puissances afin d'éliminer l'erreur statique tout en préservant la dynamique du système.

Nous aboutissons au schéma bloc présenté en figure (II.26), sur lequel on distingue bien les deux boucles de régulation pour chaque axe, l'une contrôlant le courant et l'autre la puissance. Ce type de régulation donne une dynamique satisfaisante et une erreur statique nulle.

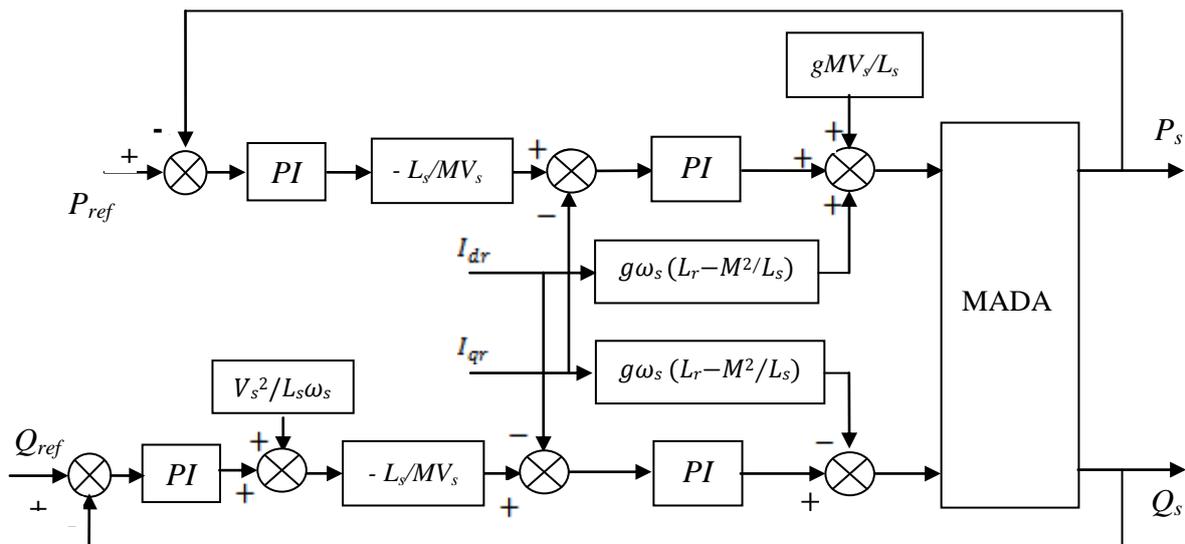


Figure II.26: Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance.

La commande indirecte avec boucle des puissances nécessite six capteurs de courant, trois pour contrôler les courants rotoriques et trois associés à trois capteurs de tension pour mesurer les puissances statoriques. Ces puissances seront aussi utilisées pour le contrôle général de l'éolienne afin de déterminer les références de puissance.

II.10.4 Résultats de simulation

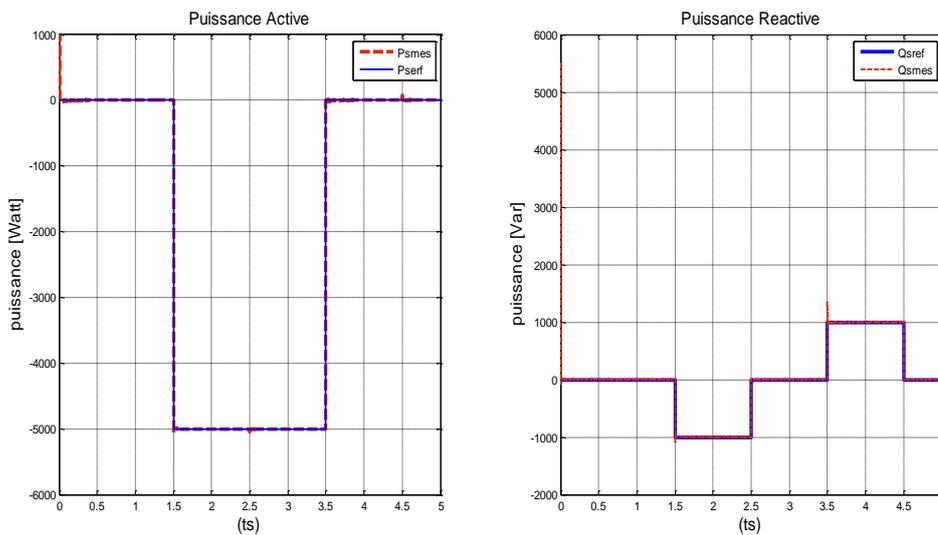


Figure II.27: La puissance active et réactive statorique de la commande indirecte avec boucle de puissance.

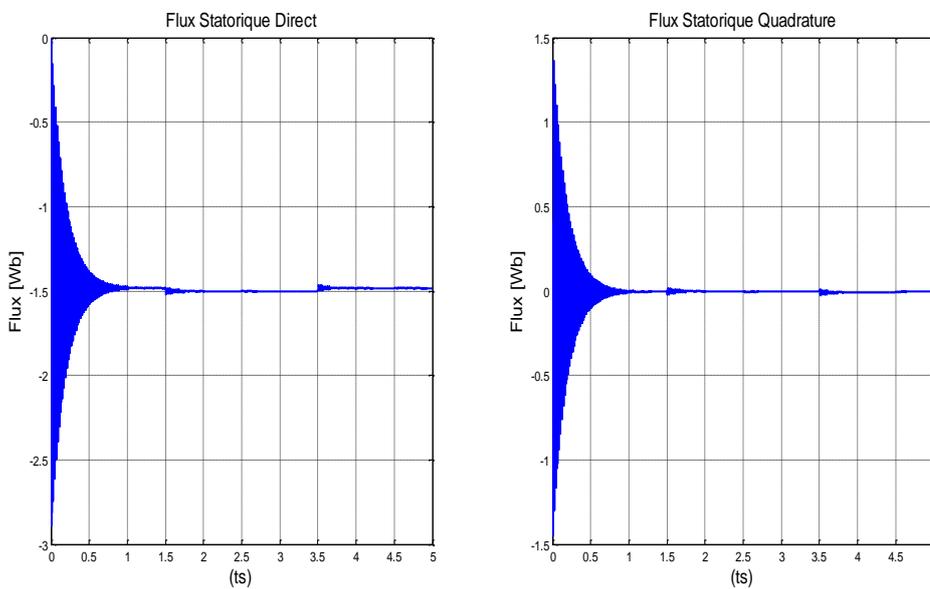


Figure II.28 : Le flux statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle de la commande indirecte avec boucle de puissance

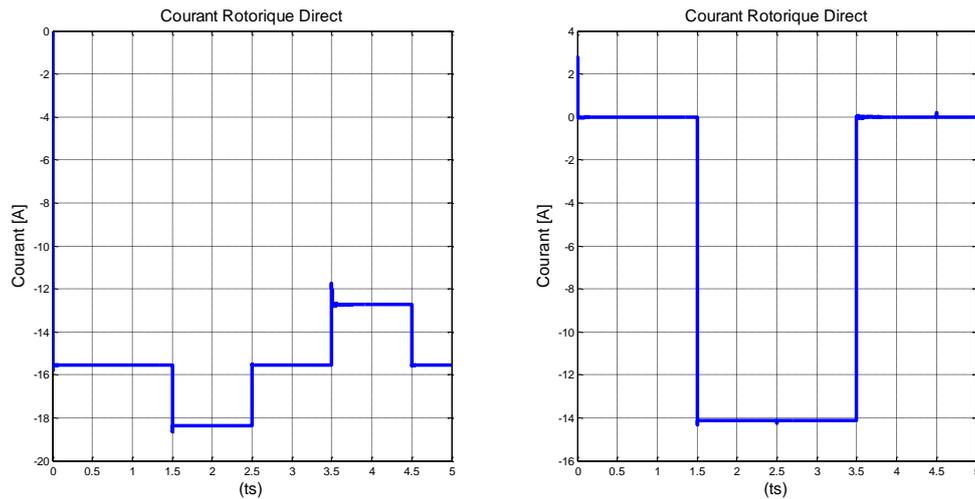


Figure II.28: Le courant rotorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.

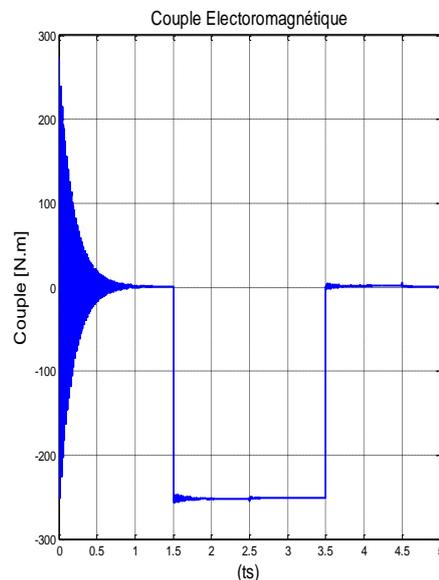


Figure II.29: couple électromagnétique pour la commande vectorielle de la puissance.

La figure (II.27) montre que notre système présente une dynamique satisfaisante et une erreur statique presque nulle, que ce soit pour la puissance active ou réactive, on observe une dynamique qui réagit rapidement et sans dépassement. Le couplage entre les deux puissances est très faible est peu perceptible.

On peut ainsi notamment compenser la consommation de puissance réactive de la machine MADA et fournir au réseau de la puissance réactive en fonction de la demande.

Notons aussi qu'on peut obtenir avec ce principe de commande :

- Une onde statorique parfaitement synchronisée sur le réseau, assurant une bonne stabilité même en présence de variations brutales de vent.

➤ Un dimensionnement minimal des composants électroniques permettant la variation de puissances.

La Figure (II.29).Obtient aussi des bons résultats en terme de dynamique et de réponse aux courants rotorique direct et quadrature.

On peut remarquer aussi que le couple électromagnétique dépend directement de la puissance active et ceci traduit par sa forme identique figure (II.27, II.30). Dans ce cas, on peut conclure que la puissance active est une conséquence du couple électromagnétique ; alors que la puissance réactive est une conséquence de l'excitation du circuit rotorique.

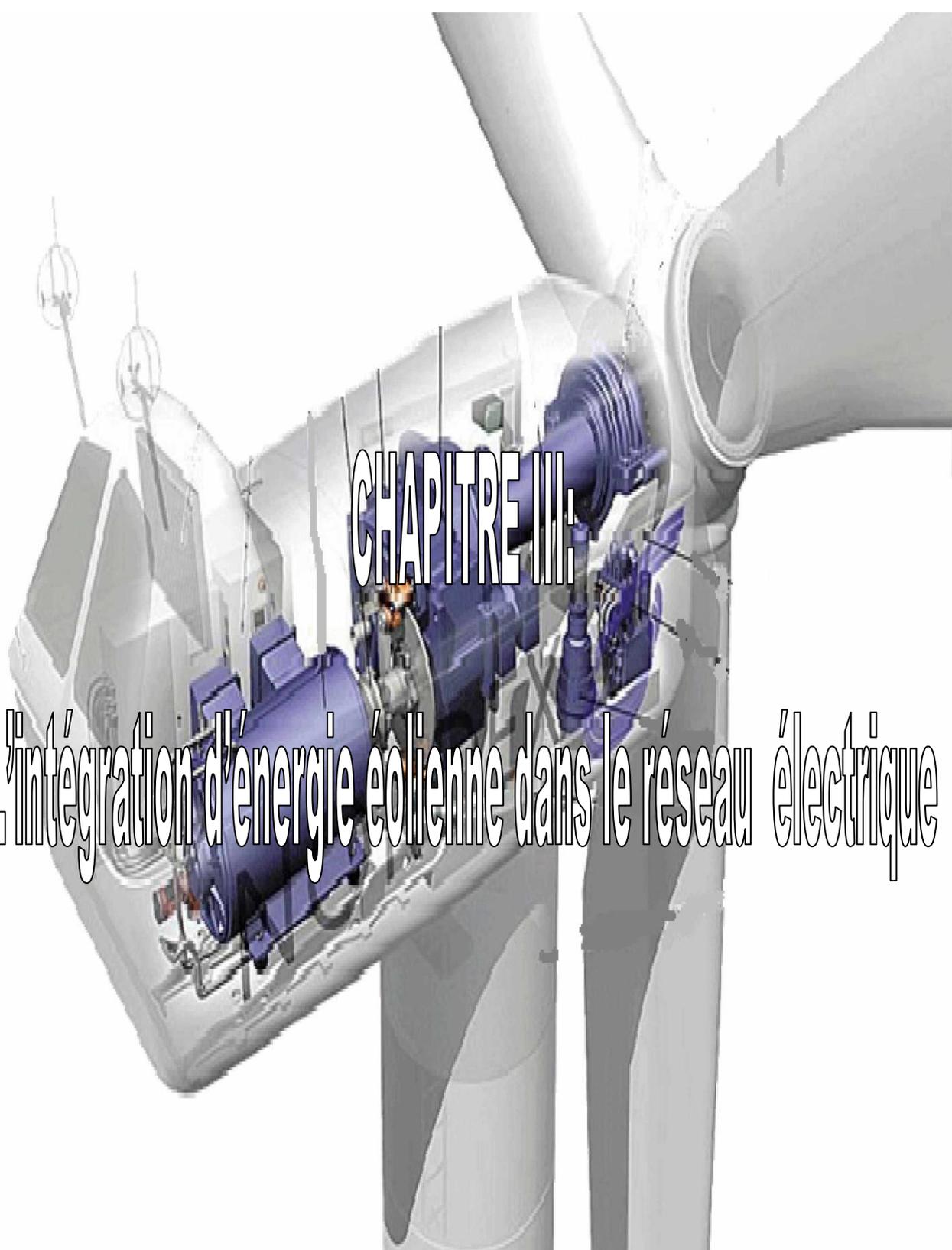
Cette commande est donc plus performante que la commande directe qui présente plus de perturbations entre les deux puissances. Nous allons donc retenir la commande indirecte avec boucle de puissance pour le reste de notre étude.

II.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de la turbine et le développement d'un modèle mathématique décrivant le fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation par des équations à l'aide de la transformation de Park. Nous avons présenté aussi la modélisation de la commande vectorielle en puissance active et réactive statorique de la machine asynchrone à double alimentation utilisée en génératrice.

Pour réaliser cette commande, nous avons suggérés des boucles de régulation, une boucle régule les puissances active et réactive et une autre boucle pour la régulation des courants par des régulateurs de type PI. Le choix sur l'orientation du flux à été le plus judicieux en orientant le flux statorique selon l'axe d , par conséquent la puissance active sera dépendant uniquement du courant I_{qr} . Les résultats obtenus par simulation s'avèrent satisfaisants, vu que les paramètres internes et externes ne varient pas. Lors de la variation de ces paramètres.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier la cascade (turbine- MADA-redresseur-onduleur) connecté au réseau électrique de test.



CHAPITRE III

L'intégration d'énergie éolienne dans le réseau électrique

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons le réglage des puissances statoriques de la MADA associés à un onduleur de tension pour le réglage des puissances statoriques injectées au réseau électrique. Après avoir donné le modèle mathématique simplifié de la machine dans le deuxième chapitre, une commande adéquate est nécessaire afin de bien contrôler les puissances statoriques pour permettre un bon fonctionnement de la MADA en génératrice. Dans cette optique, la MADA sera pilotée par les tensions rotoriques afin de contrôler les puissances statoriques produites tant au niveau actif que réactif. Ceci sera primordial pour la gestion de l'éolienne reliée au réseau électrique.

Nous aborderons au préalable l'étude du convertisseur triphasé constitué d'un onduleur et d'un redresseur à deux niveaux, en citant les stratégies de commande en plus du réseau électrique de connexion. L'ensemble de la chaîne sera implémenté dans l'environnement de simulation Matlab /Simulink.

III.2 Description de commande du système d'énergie éolienne

Le système de conversion éolienne à vitesse variable basé sur une MADA, est illustré sur la figure III.1 La turbine éolienne entraîne la MADA à une vitesse de rotation variable à travers un multiplicateur ou une boîte de vitesse (BDV). Le stator de la MADA est directement raccordé au réseau électrique, tandis que son rotor est connecté au réseau mais via un filtre triphasé de courant et deux convertisseurs statiques bidirectionnels triphasés commandés en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI), mis en cascade à travers un bus continu.

L'intérêt majeur de ce système éolien réside dans le fait que le convertisseur côté rotor ou bien coté MADA « CCM » et le convertisseur côté réseau « CCR »[39], transférant la puissance de glissement et l'acheminant vers le réseau électrique, ne sont dimensionnés que pour une partie de la puissance nominale de la MADA. En général, le dimensionnement de la chaîne rotorique se limite jusqu'à 30% de la puissance nominale du stator de la MADA, ce qui suffit à assurer une variation de 30% de la plage de vitesse autour de la vitesse du synchronisme. Ceci constitue le principal avantage de cette structure.

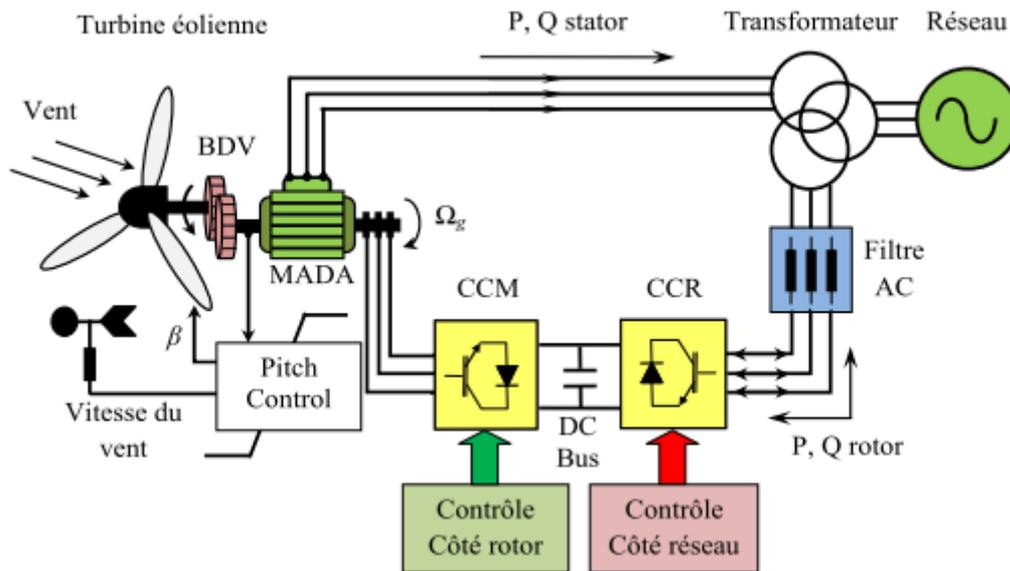


Figure III.1: Architecture de commande du système éolien[39].

Cette structure sera étudiée plus amplement dans la suite de ce chapitre.

III.3 Commande du convertisseur côté MADA

Dans cette partie, nous nous intéressons à la commande du convertisseur coté machine (rotor) « CCM » de la Figure III.2.

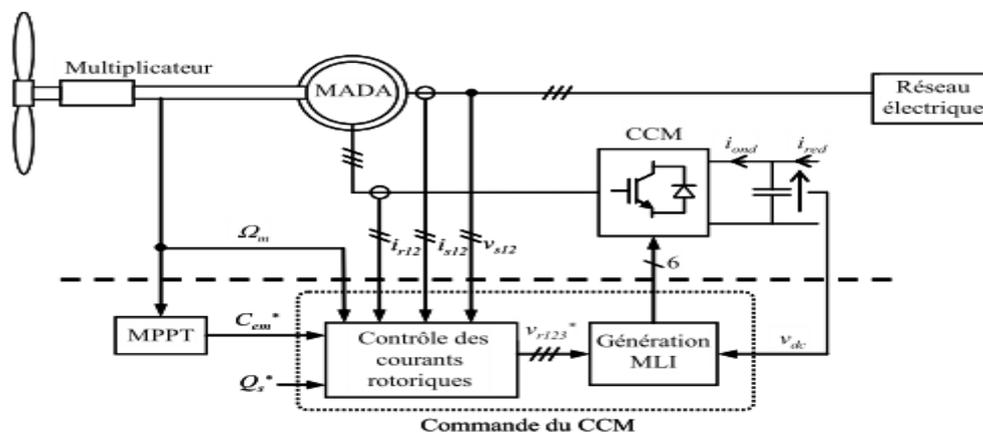


Figure III.2: Principe de la commande du CCM.

Les contrôles du couple électromagnétique et de la puissance réactive statorique seront obtenus en contrôlant les courants rotoriques d'axes dq de la MADA.

III.3.1 Contrôle du convertisseur Cote Rotor de la MADA (CCM):

III.3.2 Association onduleur – MADA (rotor)

L'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation. Il permet d'imposer à la machine des ondes de tensions à amplitudes et fréquences variables à

partir d'un réseau 225/389V-50Hz. Après redressement, la tension filtrée V_{DC} est appliquée à l'onduleur. Il est le cœur de l'organe de commande de la MADA et peut être considéré comme un amplificateur de puissance.

Le schéma structurel des onduleurs triphasés à deux niveaux et de ses charges est illustré par la figure II.3. Chaque IGBT – diode assemblé en parallèle forme un interrupteur bicommandable (à l'ouverture et à la fermeture) dont l'état apparaît complémentaire à celui qui lui est associé pour former ainsi un bras de commutation par exemple K_{11} et K_{12} .

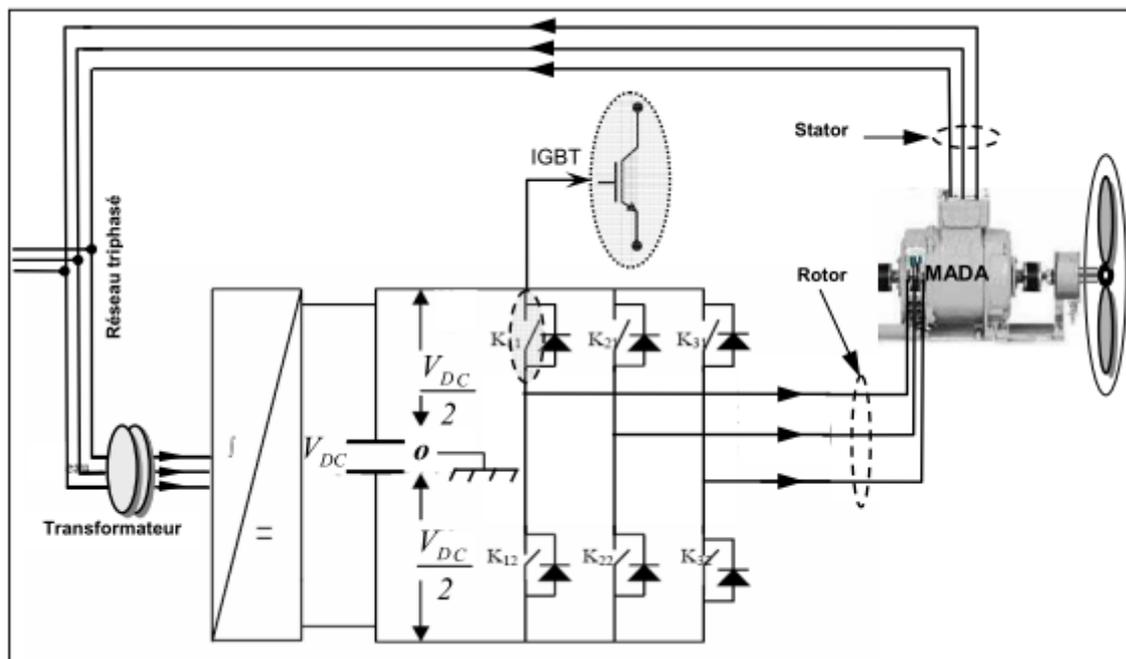


Figure III.3: Schéma de principe d'un onduleur triphasé alimentant le rotor d'une MADA.

Les couples d'interrupteurs (K_{11} et K_{12}), (K_{21} et K_{22}), (K_{31} et K_{32}) doivent être commandés de manière complémentaire pour assurer la continuité des courants alternatifs dans la charge d'une part et d'éviter le court-circuit de la source d'autre part. Les diodes (D_i ($i=1, 2, \dots, 6$)) sont des diodes à roue libre assurant la protection des IGBT.

L'état des interrupteurs, supposés parfaits peut être défini par deux grandeurs booléennes de commande S_i ($i=a,b,c$) [40]:

- $S_i = 1$, Le cas où l'interrupteur de haut est fermé et celui d'en bas ouvert.
- $S_i = 0$, Le cas où l'interrupteur de haut est ouvert et celui d'en bas fermé.

Dans ces conditions on peut écrire les tensions de phases $V_{in\ a.b.c}$ en fonction des signaux de commande S_i :

$$U_{ina.b.c} = S_i U_{DC} - \frac{U_{DC}}{2} \quad (\text{III.1})$$

Les trois tensions composées V_{bc} et V_{ca} et V_{ab} sont définies par les relations suivantes en tenant compte du point fictif « o »

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{oa} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{oc} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{oa} \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Soit « n » le point neutre du coté alternatif (MADA), alors on a :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{nb} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{nc} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

La charge est considérée équilibrer, il l'en résulte :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{III.4})$$

La substitution de (III.3) dans (III.2) nous donne :

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{III.5})$$

En remplaçant (III.5) dans (III.3) on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3}V_{ao} + \frac{2}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} + \frac{2}{3}V_{co} \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

L'utilisation de l'expression (III.6) permet d'établir les équations instantanées des tensions simples en fonction des grandeurs de commande :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.7})$$

Avec V_{ao}, V_{bo}, V_{co} comme les tensions d'entrée de l'onduleur (valeurs continues), et V_{an}, V_{bn}, V_{cn} sont les tensions de sorties de l'onduleur, par conséquent l'onduleur modélisé par la matrice du transfert T donnée par :

$$T = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

III.3.3 Commande par MLI du CCM

Les techniques dites Modulation de Largeur d'Impulsions « MLI » ou (Pulse Width Modulation « PWM ») sont utilisées pour la commande des convertisseurs statiques.

Ces stratégies de commande s'appuient sur les performances en fréquence de découpage permises par les composants électroniques utilisés. Cette configuration permet d'imposer à la MADA des courants présentant une faible distorsion harmonique ce qui va nous faciliter

l'opération de filtrage et réduire la taille des éléments du filtre associé; et conduit finalement à produire une énergie de qualité meilleure.

Plusieurs techniques de modulation de largeur d'impulsion sont utilisées dans la commandes de ce types de convertisseurs afin:

- ✓ De repousser vers des fréquences élevées les harmoniques de la tension de sortie, ce qui facilite leurs filtrages.
- ✓ De faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie.

Et pour cela on peut citer les techniques suivantes [40]:

- La solution la plus largement utilisée consiste à tiliser les ntersections d'une onde de référence ou modulante, généralement sinusoïdale, avec une onde de modulation ou porteuse, généralement triangulaire, d'où son appellation « modulation sinus-triangle».
- On peut également utiliser une bascule à hystérésis commandée par la différence entre une onde de référence (ou son intégrale) et l'intégrale de la tension en créneaux à la sortie de l'onduleur ; c'est « la modulation en delta » ou en sigma delta.
- Dans certaines applications, on calcule au préalable, sur la base d'un critère d'optimisation les instants de commande. Les valeurs calculées sont introduites sous forme de table dans une mémoire morte ; la lecture de celle-ci par un système à microprocesseur assure la génération des signaux de commande des interrupteurs, c'est « la modulation calculée » dite aussi optimisée.

III.3.4 Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)

Elle consiste à convertir une modulante (tension de référence au niveau commande), généralement sinusoïdale, en une tension sous forme de créneaux successifs, générée à la sortie de l'onduleur (niveau puissance). Au niveau électronique, son principe repose sur la comparaison de la modulante avec la porteuse (tension à haute fréquence de commutation). La valeur du rapport de fréquences entre la porteuse triangulaire (ou en dents de scie) et la modulante procède d'un compromis entre une bonne neutralisation des harmoniques et un bon rendement de l'onduleur[41], [42].

Les techniques de modulation sont nombreuses, les plus utilisées sont: La naturelle, la régulière, l'optimisée (élimination des harmoniques non désirés), la vectorielle et la modulation à bande d'hystérésis.

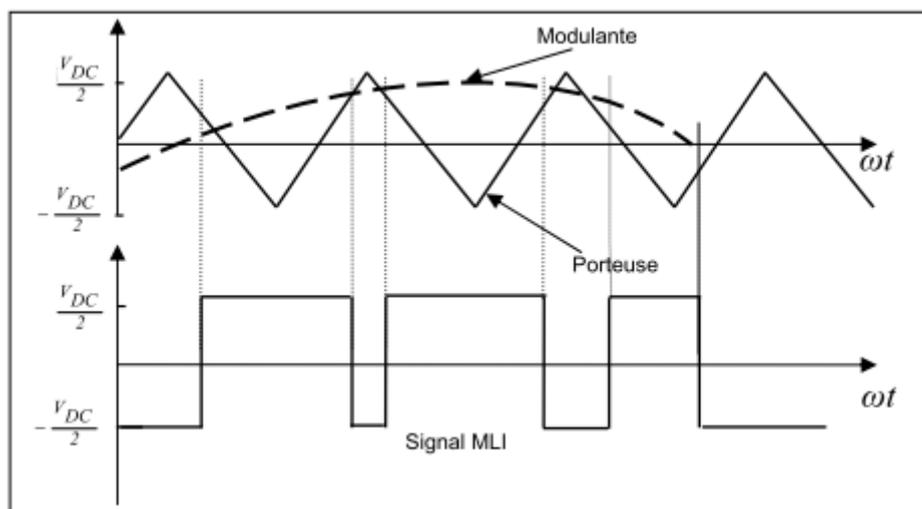


Figure III.4: Principe de commande en MLI sinus-triangulaire.

L'objectif de la MLI, c'est la minimisation ou la réduction des oscillations sur la vitesse, le couple et les courants. Cela permettra de réduire la pollution du réseau électrique en harmonique, avec minimisation des pertes dans le système par conséquent augmenter le rendement.

Dans notre travail, parmi les techniques de modulation précitées la technique MLI naturelle sera utilisée en se basant sur la comparaison entre deux signaux (Figure III.3) :

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

On peut régler la tension de sortie de l'onduleur en agissant sur l'indice d'amplitude V_{mod} :

$$V_{mod} = \frac{V_m}{V_p} \quad (\text{III.9})$$

V_p : Valeur de crête de la porteuse.

V_m : Valeur maximale de la tension de référence.

Ainsi on peut agir sur l'indice de modulation m :

$$m = \frac{f_p}{f_m} \quad (\text{III.10})$$

f_p : Fréquence de la porteuse.

f_m : Fréquence de la modulante.

La valeur maximale de la tension fondamentale (à la sortie de l'onduleur) vaut exactement :

$$V_{I\ max} = \frac{V_{DC}}{2} V_{mod} \quad (\text{III.11})$$

V_{DC} : la tension continue à l'entrée de l'onduleur.

III.3.5 Résultats de simulation

Les résultats de la simulation numérique de l'onduleur commandé par la technique MLI triangulo-sinusoidale sont donnés à la figure III.5.

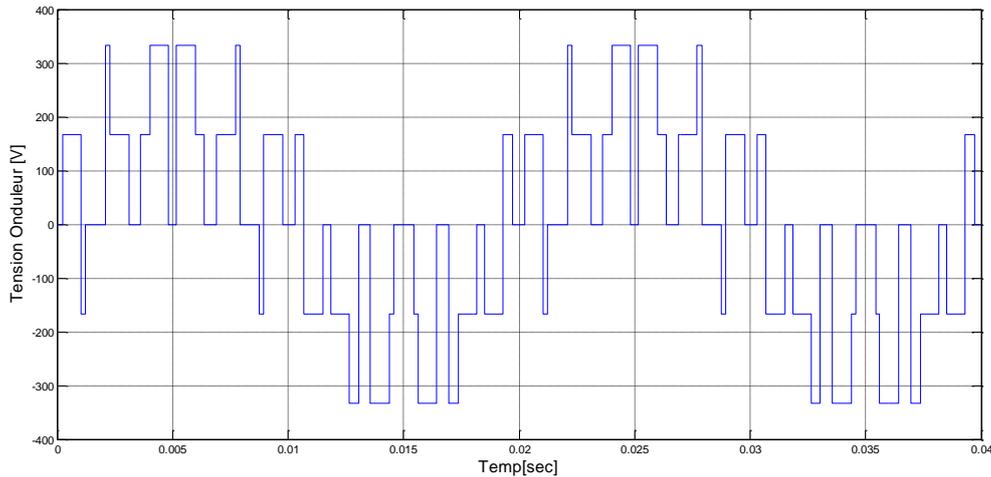


Figure III.5: résultat de la commande d'un onduleur MLI.

III.4 Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique

Le modèle de la MADA dans le repère $d-q$ lié au champ tournant statorique nous montre que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants rotoriques étant donné qu'à l'influence des couplages près, chaque courant peut être commandé indépendamment. Pour chacun son propre régulateur. Les grandeurs de référence pour ces régulateurs seront le courant rotorique d'axe q et le courant rotorique d'axe d .

Afin d'établir les boucles de régulation des courants rotoriques, nous supposons que le CCM es idéal (ce qui correspond à négliger les temps morts imposés par les drivers des interrupteurs de puissance du CCM) et modélisé au sens des valeurs moyennes. Ainsi, le CCM peut être représenté par un gain G_c dont l'expression est :

$$G_c = \frac{V_{dc}}{2V_p} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

- V_p : l'amplitude de la porteuse triangulaire servant à la génération de la MLI.

De plus, nous supposons que les tensions rotoriques V_{rk} sont égales à leurs références V_{rk}^* ($k \in \{1, 2, 3\}$), ce qui implique que l'amplitude de la porteuse V_p doit être fixée à $V_{dc}/2$, correspondant ainsi à un gain G_c égal à 1.

Le schéma bloc des boucles de régulation des courants rotoriques d'axes $d-q$ est présenté à la Figure III.6. Les régulateurs utilisés sont des correcteurs de type PI.

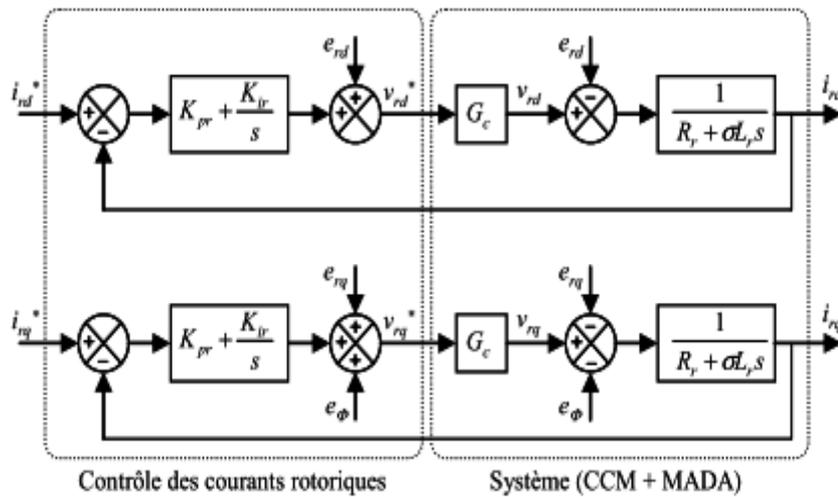


Figure III.6: Principe du contrôle des courants rotoriques de la MADA.

Le courant rotorique de référence d'axe q est issu du contrôle MPPT via le couple électromagnétique de référence. Le courant rotorique de référence d'axe d est, quant à lui, issu du contrôle de la puissance réactive statorique. La Figure III.7 représente le schéma bloc de la commande du CCM. Cette commande permet de contrôler indépendamment les courants rotoriques d'axes $d-q$ et donc les puissances active et réactive statoriques de la MADA.

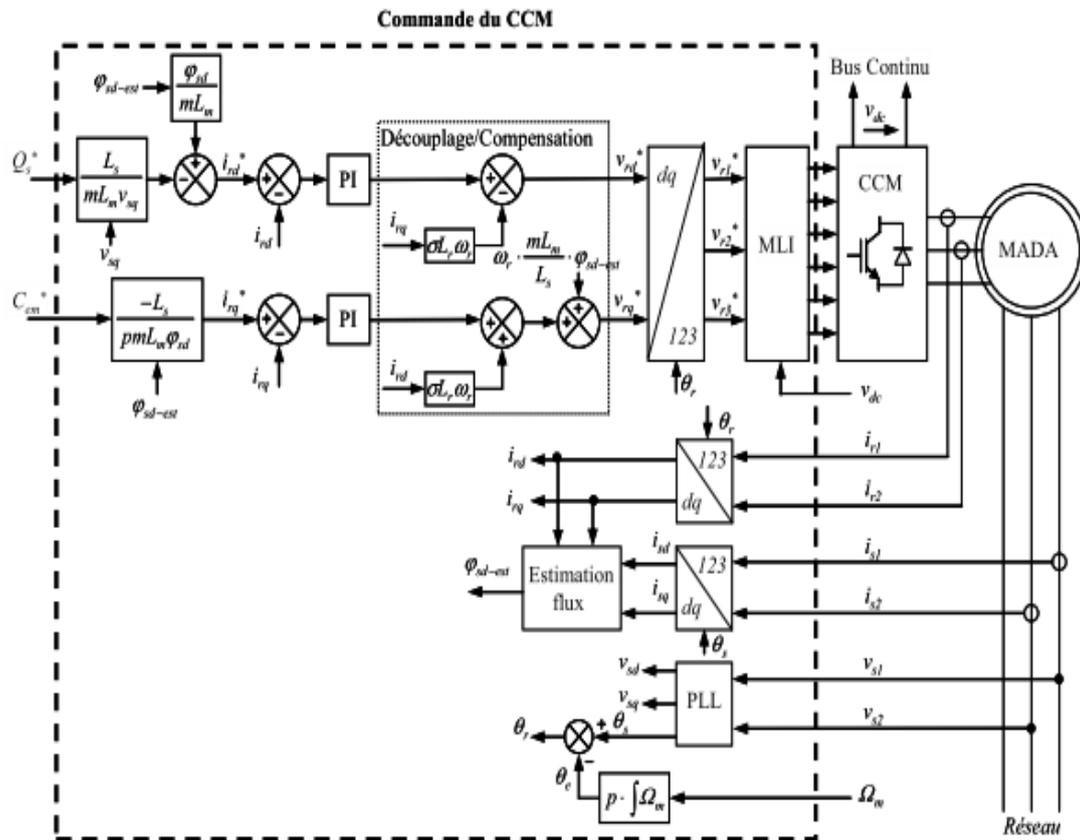


Figure III.7: Commande du CCM .

Le modèle est simulés sous un logiciel MATLAB/Simulink en conservent l'architecture réelle Figure (III.8).

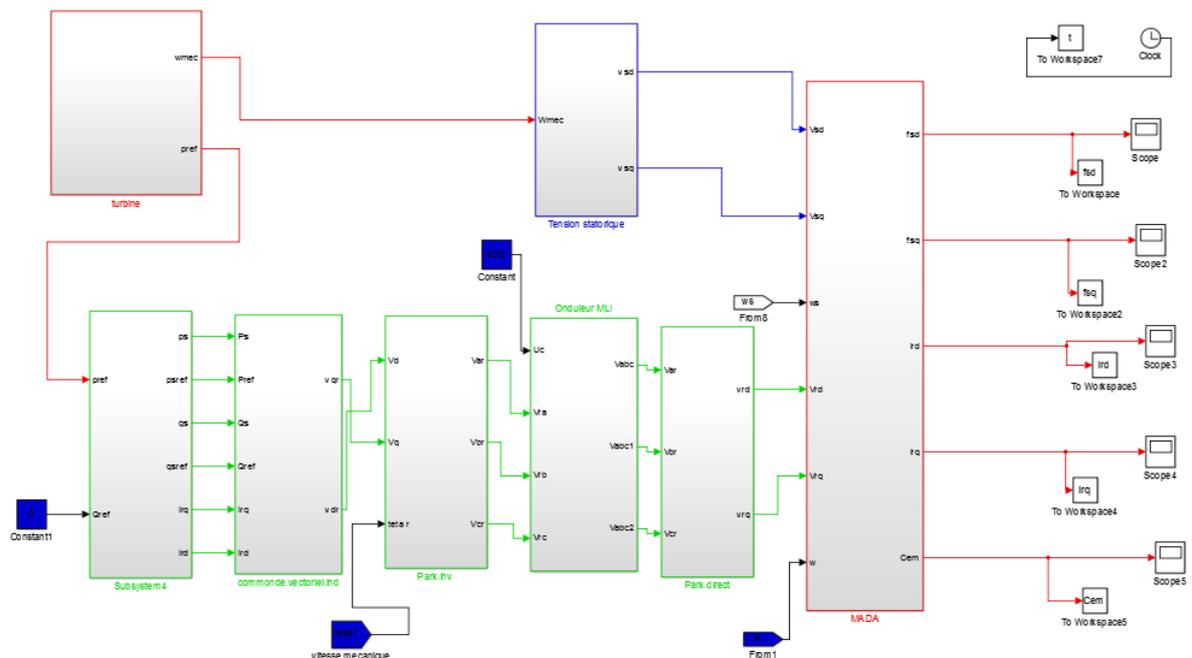


Figure III.8: Modélisation de la Commande du CCM.

III.4.1 Résultats de la commande MPPT appliquée au convertisseur côté rotor:

Le contrôle en puissance du système de conversion d'énergie éolienne à base d'un convertisseur CCM a été simulé dans les mêmes paramètres que le contrôle en couple. La figure III.9 montre une bonne poursuite des puissances active et réactive par rapport à leurs références avec des oscillations importantes qui reviennent à la présence du convertisseur coté MADA.

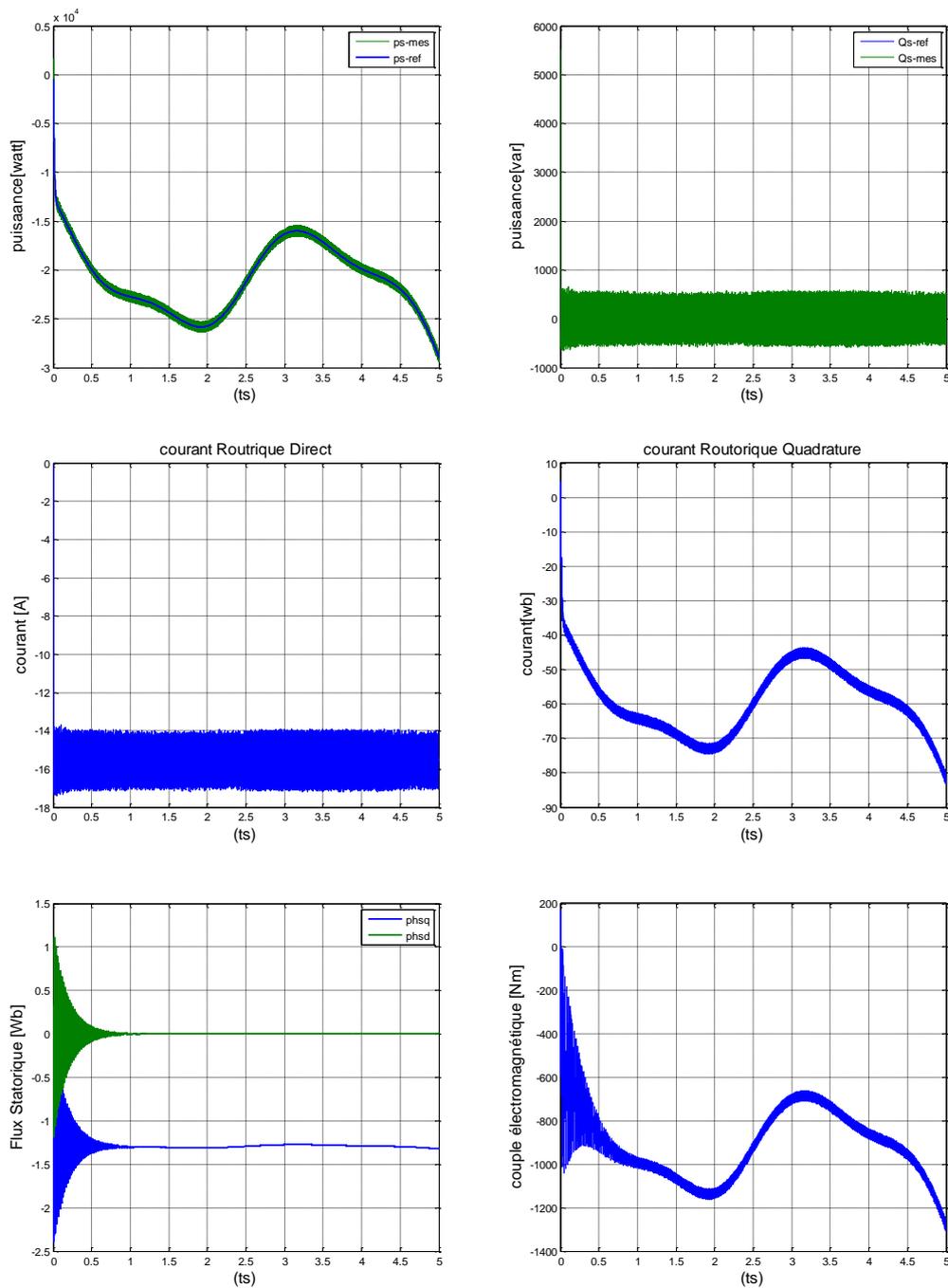


Figure III.9 : Résultats du contrôle en puissance du CCM.

III.5 Commande du convertisseur côté réseau

Le CCR est connecté entre le bus continu et le réseau électrique via un filtre RL . Ce convertisseur à deux rôles: maintenir la tension du bus continu constante, quelle que soit l'amplitude et le sens de l'écoulement de la puissance rotorique de la MADA et maintenir un facteur de puissance unitaire au point de connexion avec le réseau électrique. La Figure III.10 décrit la commande du CCR. Cette commande réalise donc les deux fonctions suivantes :

- Le contrôle des courants circulant dans le filtre RL ,
- Le contrôle de la tension du bus continu.

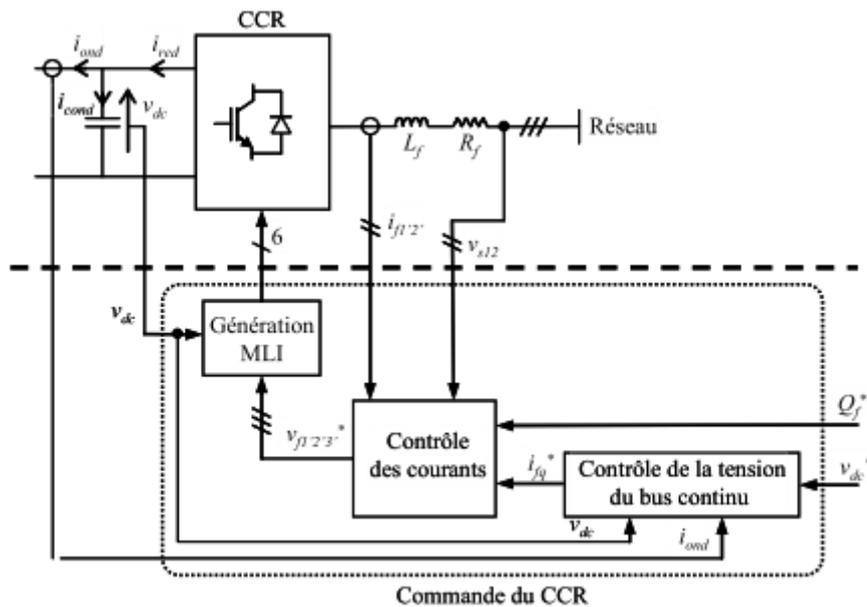


Figure III.10: Principe de la commande du CCR.

III.5.1 Modélisation de la connexion du convertisseur côté réseau « CCR »

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR, avec le réseau électrique via le filtre RL . La Figure III.11 illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique, constituée du bus continu, du CCR et du filtre d'entrée.

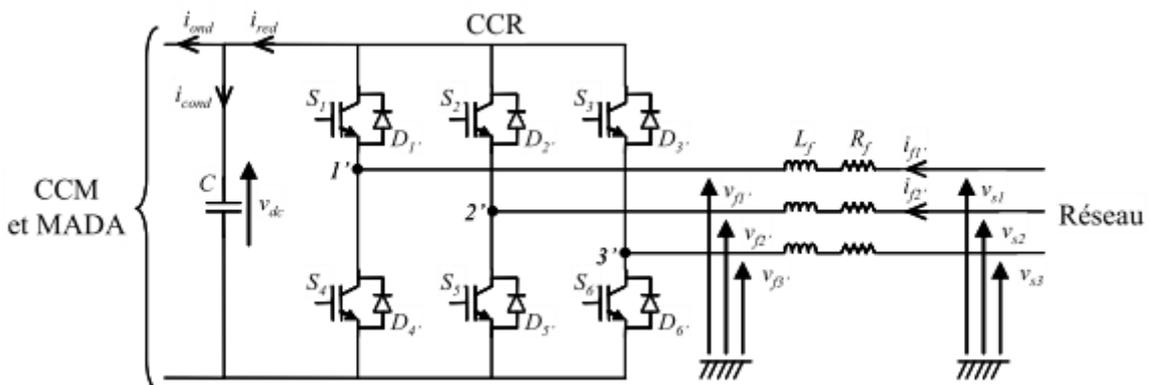


Figure III.11: Connexion du CCR au réseau électrique.

Avec :

- i_{ond}, i_{red} : respectivement les courants modulés par le CCM et le CCR,
- i_{cond} : le courant traversant le condensateur,
- V_{dc} : la tension du bus continu (tension aux bornes du condensateur),
- S_i, D_i : respectivement les transistors IGBT et les diodes connectées en antiparallèle ($i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$)[40],
- R_f et L_f : respectivement la résistance et l'inductance du filtre RL ,
- v_{fk} : les tensions simples modulées par le CCR ($k \in \{1, 2, 3\}$)
- v_{sk} : les tensions simples du réseau électrique,
- i_{f1}, i_{f2} : les courants circulant à travers le filtre RL .

III.5.1.1 Modèle du bus continu

La tension aux bornes du condensateur du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant circulant dans le condensateur[41] :

$$\frac{dv_c}{dt} = \frac{1}{C} \cdot i_{cond} \quad (\text{III.13})$$

Le courant dans le condensateur est issu d'un nœud à partir duquel circulent deux courants modulés par le CCM et le CCR (Figure III-10) :

$$i_{cond} = i_{red} - i_{ond} \quad (\text{III.14})$$

III.5.2.1 Contrôle des courants transitant dans le filtre RL

Dans le repère $d-q$ lié au champ tournant statorique, les équations deviennent :

$$V_{fd} = -R_f \cdot i_{fd} - L_f \frac{di_{fd}}{dt} + e_{fd} \quad (\text{III.15})$$

$$V_{fq} = -R_f \cdot i_{fq} - L_f \frac{di_{fq}}{dt} + e_{fq} \quad (\text{III.16})$$

$$e_{fd} = w_s \cdot L_f \cdot i_{fq} \quad (\text{III.17})$$

$$e_{fq} = -w_s \cdot L_f \cdot i_{fd} + v_{sq} \quad (\text{III.18})$$

Le modèle de la liaison du CCR au réseau dans le repère $d-q$ suivant le champ tournant statorique nous montre que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants circulant dans le filtre RL étant donné qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec pour chacun son propre régulateur. Les grandeurs de référence pour ces régulateurs seront les courants dans le filtre RL d'axes $d-q$.

Comme pour la régulation des courants rotoriques, nous modélisons le convertisseur par un gain G_c (voir équation III.12), avec ici G_c égal à 1. Le schéma bloc des boucles de régulation des courants d'axes $d-q$ est décrit à la Figure 1-18. Les correcteurs utilisés sont de

type PI. Dans ces schémas blocs de régulation apparaissent les termes de compensation et de découplage des axes d - q ainsi que les modèles du CCR et de la liaison de celui-ci au réseau via le filtre RL suivant le repère d - q .

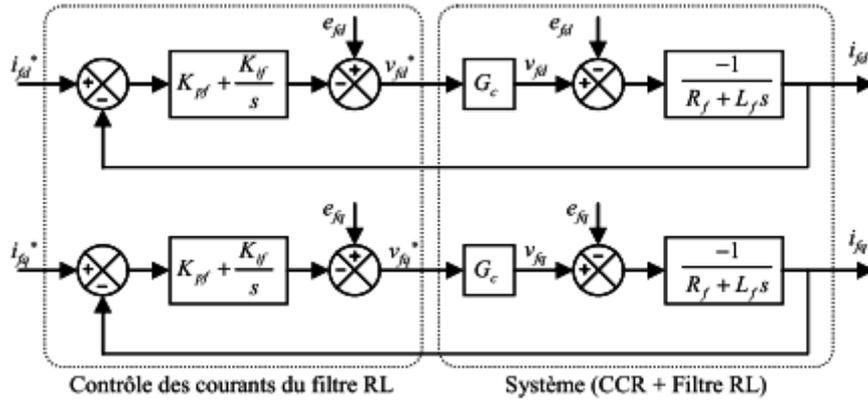


Figure III.12: Contrôle des courants circulant dans le filtre RL [41].

Les courants de référence i_{fd}^* et i_{fq}^* sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique (Figure III.9)

En négligeant les pertes dans la résistance R_f du filtre RL et en tenant compte de l'orientation du repère d - q lié au champ tournant statorique ($V_{sd} = 0$), les équations deviennent

$$P_f = V_{sq} \cdot i_{fd} \quad (III.19)$$

$$Q_f = V_{sq} \cdot i_{fq} \quad (III.20)$$

A partir de ces relations, il est alors possible d'imposer les puissances active et réactive de référence, notées ici P_f^* et Q_f^* , en imposant les courants de référence suivants :

$$i_{fd}^* = \frac{Q_f^*}{V_{sq}} \quad (III.21)$$

$$i_{fq}^* = \frac{P_f^*}{V_{sq}} \quad (III.22)$$

La composante directe du courant est utilisée pour contrôler la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique. La composante en quadrature, quant à elle, est utilisée pour réguler la tension du bus continu. Avec ce principe, une puissance réactive de référence nulle peut alors être imposée ($Q_f^* = 0$ VAR).

III.5.3.1 Contrôle de la tension du bus continu

Nous pouvons exprimer les puissances mises en jeu sur le bus continu

$$P_{red} = V_{dc} \cdot i_{red} \quad (III.23)$$

$$P_c = V_{dc} \cdot i_{cond} \quad (III.24)$$

$$P_{ond} = V_{dc} \cdot i_{ond} \quad (III.25)$$

Ces puissances sont liées par la relation :

$$P_{red} = P_c + P_{ond} \tag{III.26}$$

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

$$P_f = P_{red} = P_c + P_{ond} \tag{III.27}$$

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

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

$$P_c^* = V_{dc} \cdot i_{cond}^* \tag{III.28}$$

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

La Figure III.13 présente le schéma bloc du contrôle de la tension du bus continu. On considère, pour simplifier la chaîne de régulation, que le courant de référence i_{fq}^* est toujours égal au courant i_{fq} car le temps de réponse de la boucle interne est plus faible que celui de la boucle externe.

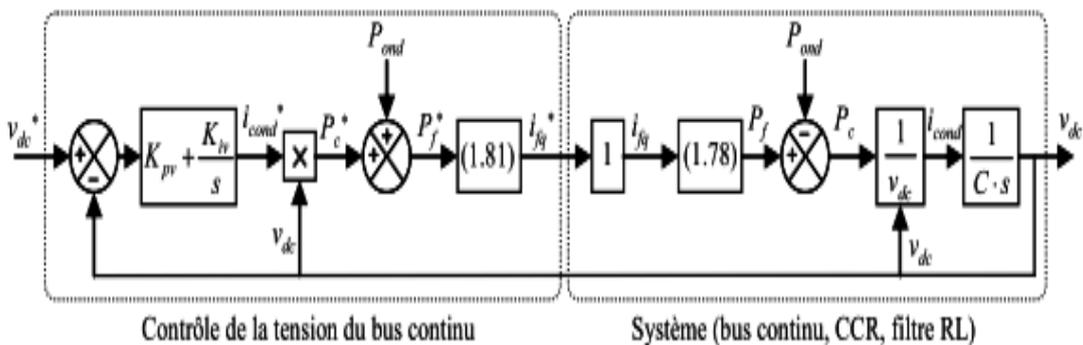


Figure III.13: Boucle de régulation de la tension du bus continu.

A la Figure III.13 apparaît la puissance disponible P_{ond} correspondant à la puissance rotorique : c'est une perturbation vu de la régulation et elle sera compensée dans la chaîne de régulation. La Figure III-14 représente le schéma bloc de la commande du CCR. Ce schéma bloc inclut les termes de découplage et de compensation afin de pouvoir

contrôler indépendamment les courants d'axes $d-q$ circulant dans le filtre RL et les puissances active et réactive échangées entre le CCR et le réseau.

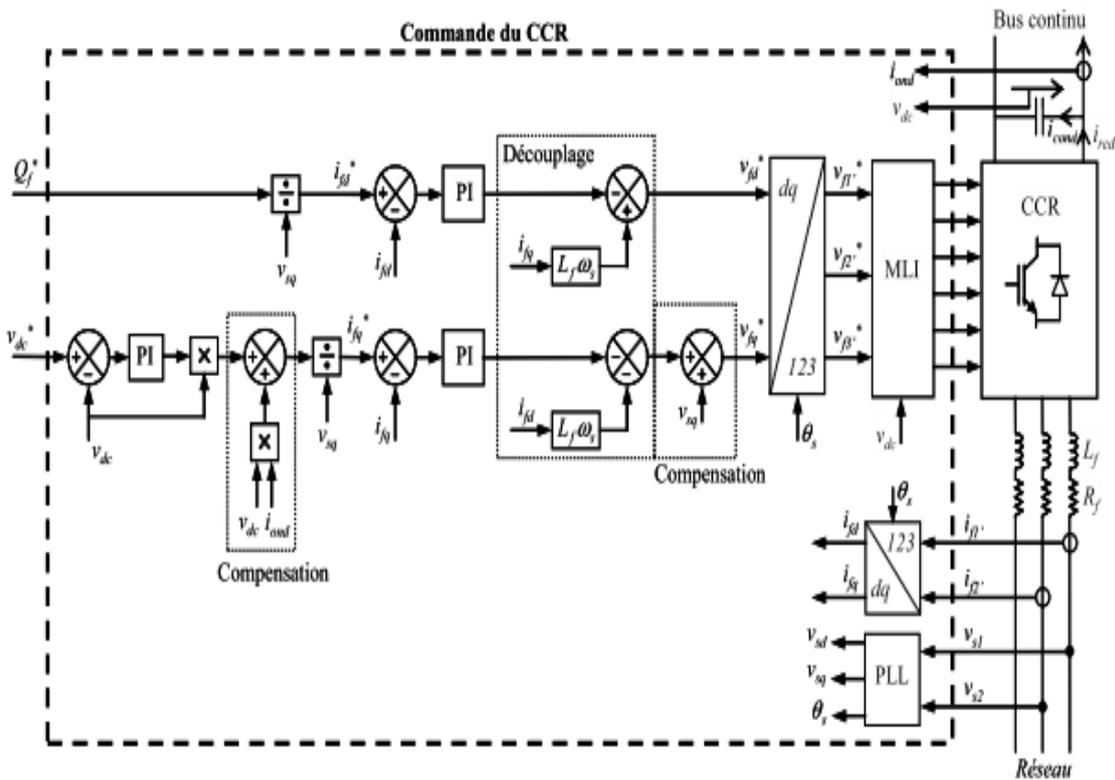


Figure III.14: Commande du CCR.

Le modèle est simulés sous un logiciel MATLAB/Simulink en conservant l'architecture réelle Figure (III.15).

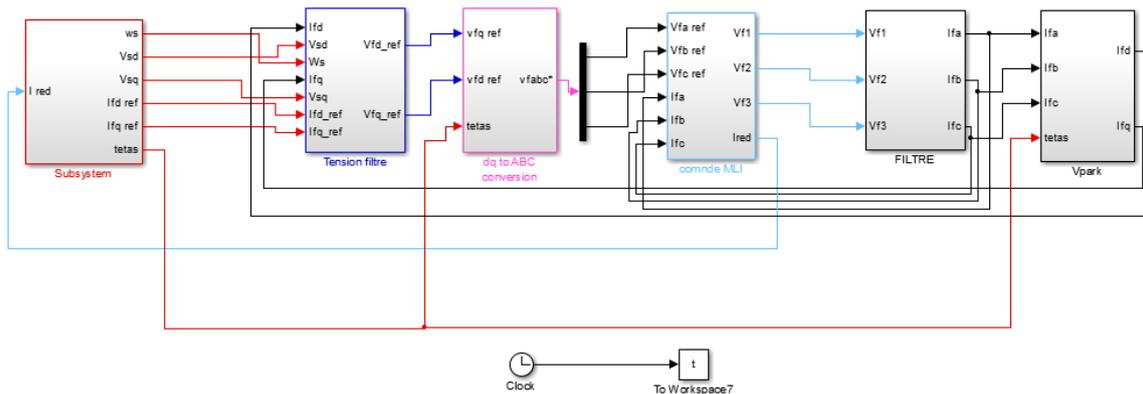
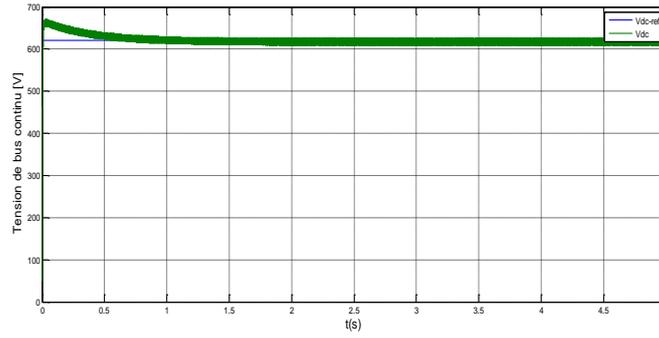


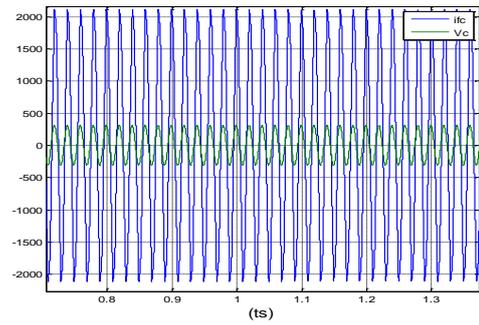
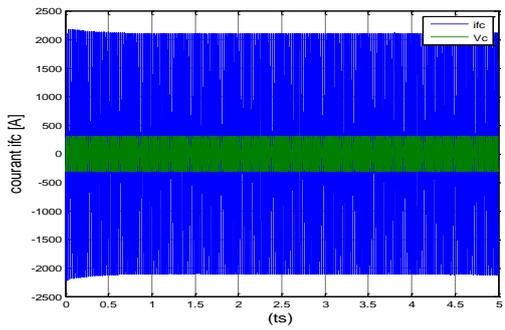
Figure III.15: Modélisation de la Commande du CCR.

III.6 Résultat simulation du contrôle du convertisseur côté réseau :

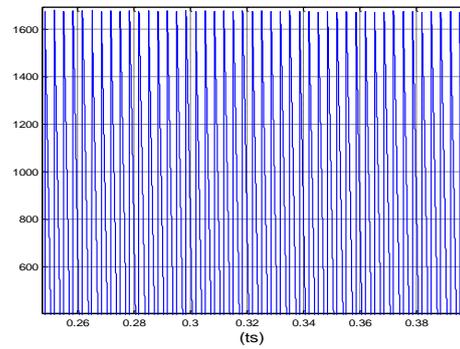
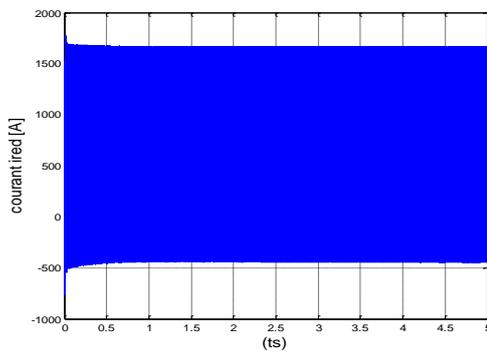
Le redresseur MLI a été étudié suivant le schéma de la figure II.16, les paramètres de simulation sont résumés au tableau des paramètres (voir annexe).



(a)



(b)(c) : zoom sur courant i_{fc} et tension V_c



(d)(e) : zoom sur courant i_{red}

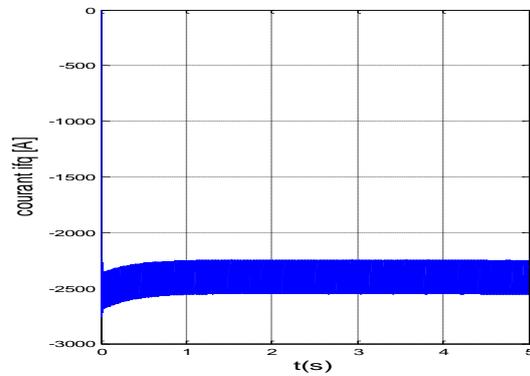
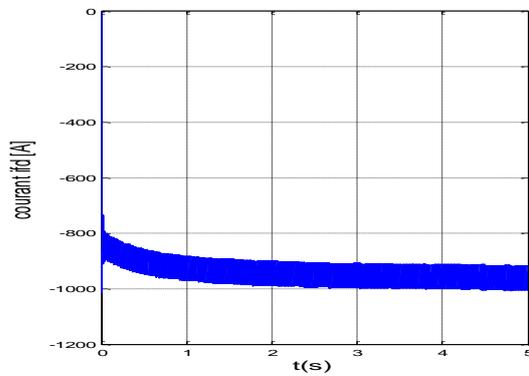


Figure III.16: Résultats de la commande MLI coté réseau CCR.

La Figure III.16.a et présentent l'évolution temporelle de la tension V_{dc} . Nous observons également que la tension du bus continu est régulée à 620V par le CCR. En observant la figure III.16.b et figure III.16.c, on constate que la tension du réseau V_{cet} en phase avec le courant I_{fc} .

III.7 l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique

Le schéma de la chaîne éolienne basée sur la MADA connectée au réseau, incluant les différentes grandeurs mécaniques et électriques servant à la modélisation du convertisseur statique CCR et CCM, est illustré à la Figure III.1.

Le modèle est simulés sous un logiciel MATLAB/Simulink en conservent l'architecture réelle Figure (III.17).

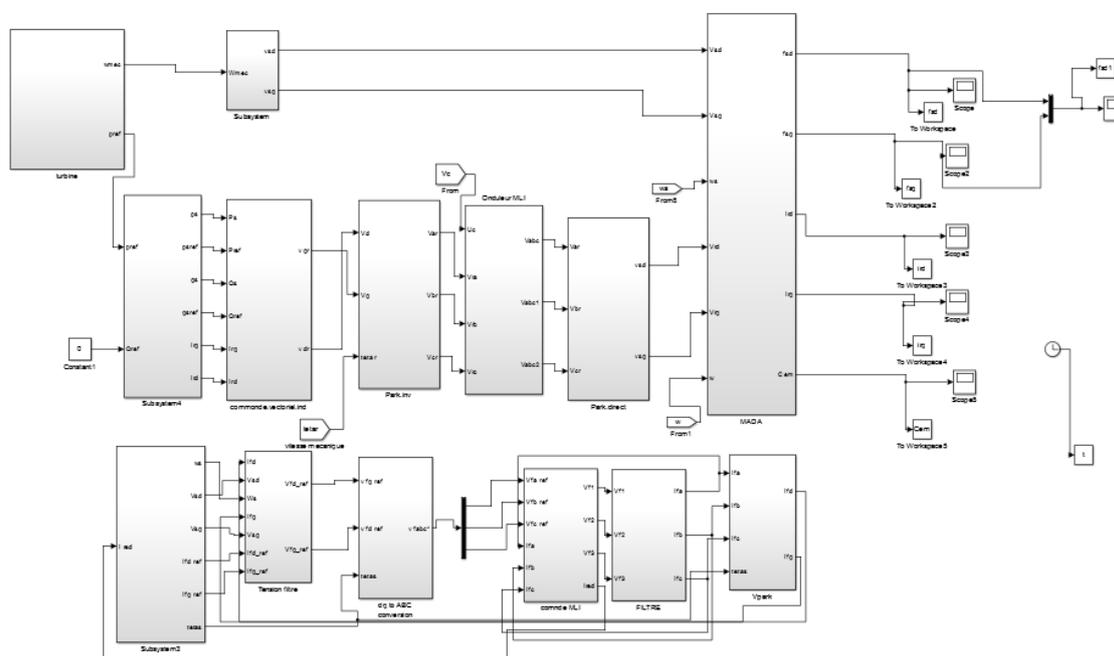


Figure III.17: Modélisation de l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique.

III.7.1 Résultat de simulation et Interprétation :

Le système éolien et sa commande ont été simulés en utilisant un logiciel Matlab/Simulink, en considérant une MADA de 7.5 KW.

Nous avons considéré que le système de conversion éolien figure (III.1) fonctionne dans la zone de fonctionnement optimal (zone B), c'est-à-dire qu'il produit le maximum de puissance en fonction de la vitesse du vent. La tension de référence du bus continu V_{dc} est fixée à 620V. La puissance réactive Q_{sref} est fixée à 0VAR, ce qui garantit un facteur de puissance unitaire à la connexion du CCR avec le réseau électrique. Par contre, nous ferons varier la puissance réactive statorique Q_s en jouant sur sa valeur de référence dans la commande du CCM.

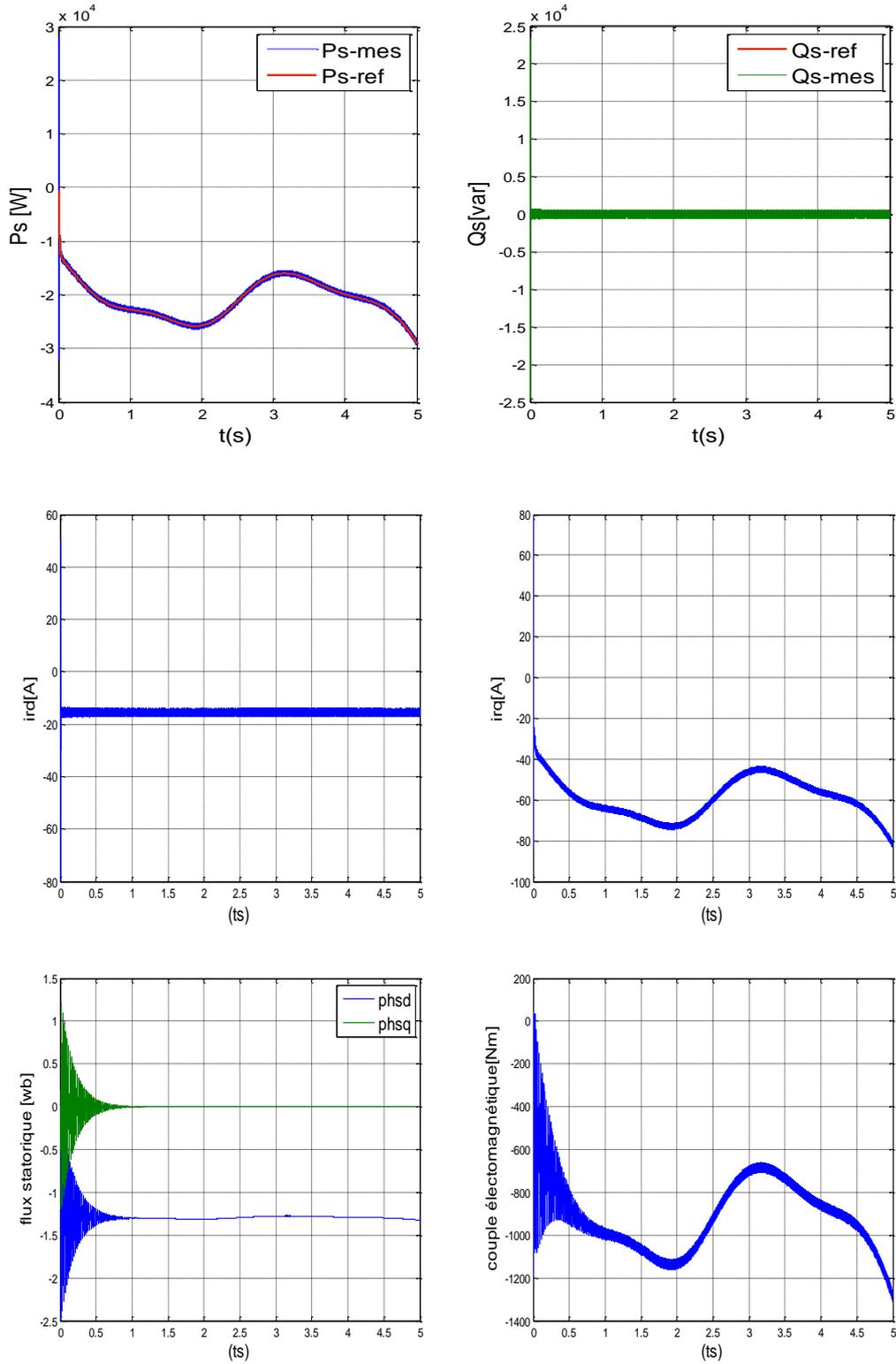


Figure III.18: Résultats de l'intégration énergie éolienne dans réseau électrique.

III.8 Comportement de la MADA lors de l'ouverture des lignes de réseaux.

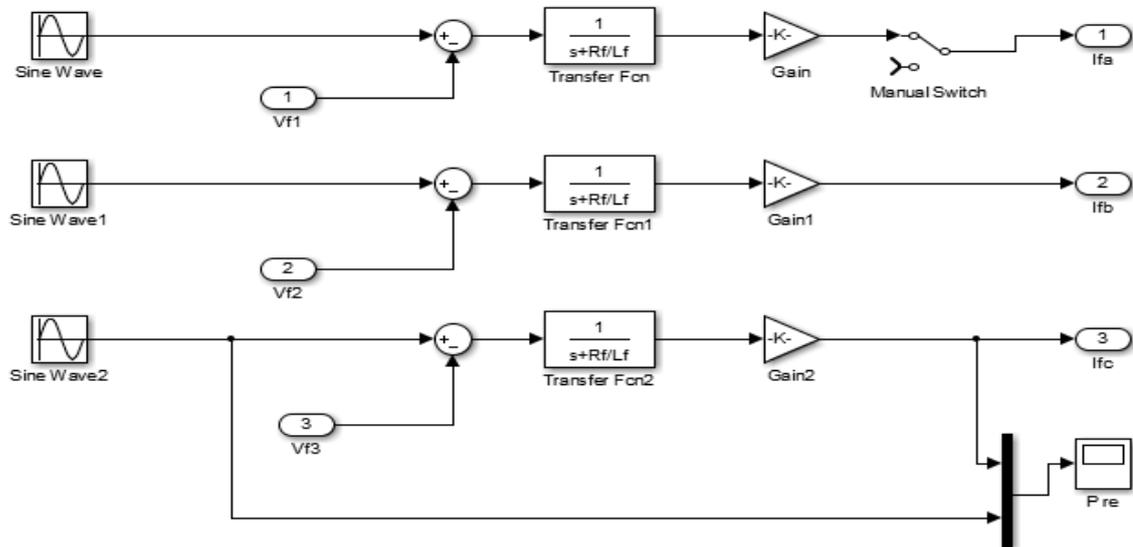


Figure III.19 : Schéma bloc d'un convertisseur côté réseau avec un filtre.

III.8.1 Résultat de simulation et Interprétation :

Dans un objectif de voir le comportement de la chaîne lors d'un événement usuel de manœuvre d'une ligne c'est-à-dire son ouverture ou sa fermeture. Un switch a été introduit Figure III.19 sur la première ligne du réseau. Nous avons procédé à la manœuvre lors de ce test. Nous constatons un bon suivi des puissances. Cependant lors de l'ouverture de deux lignes le système a perdu sa stabilité et ne répond plus ce qui nous oblige à arrêter la simulation. (voir Figure III.20)

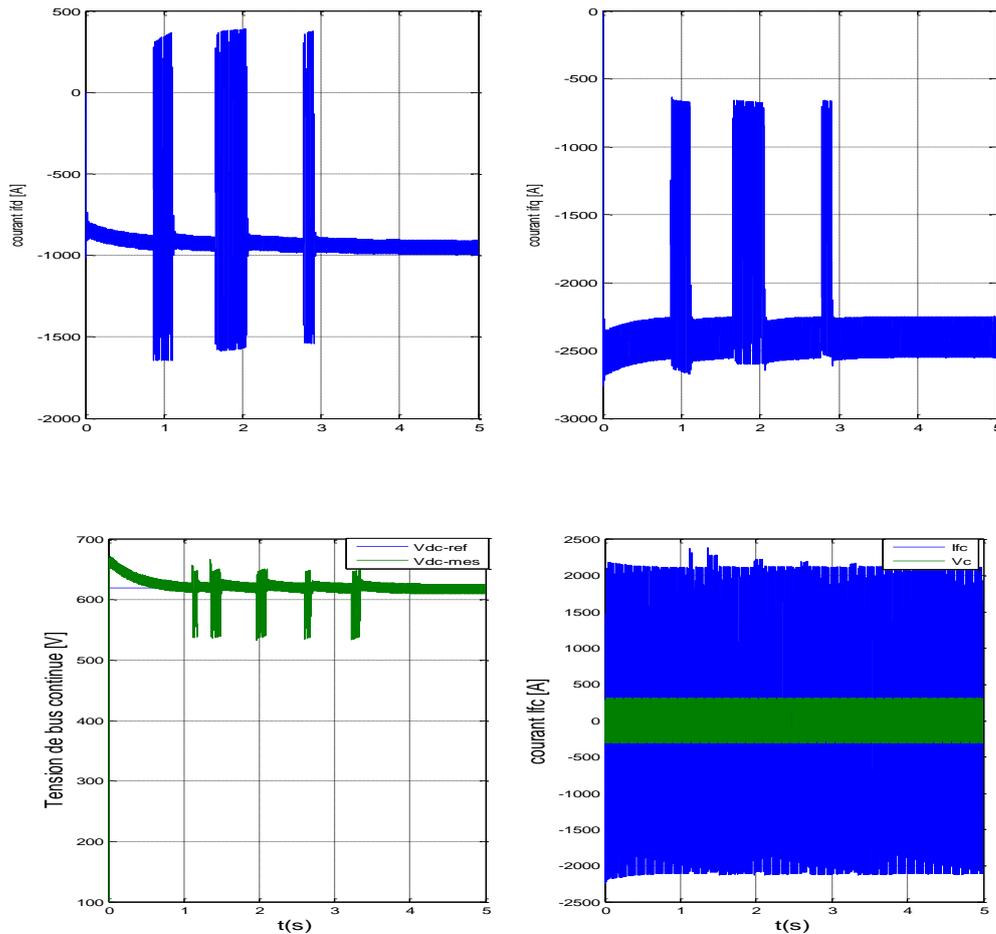


Figure III.21 : Résultats de la commande MLI CCR avec l'ouverture des lignes de réseaux.

III.9 Conclusion

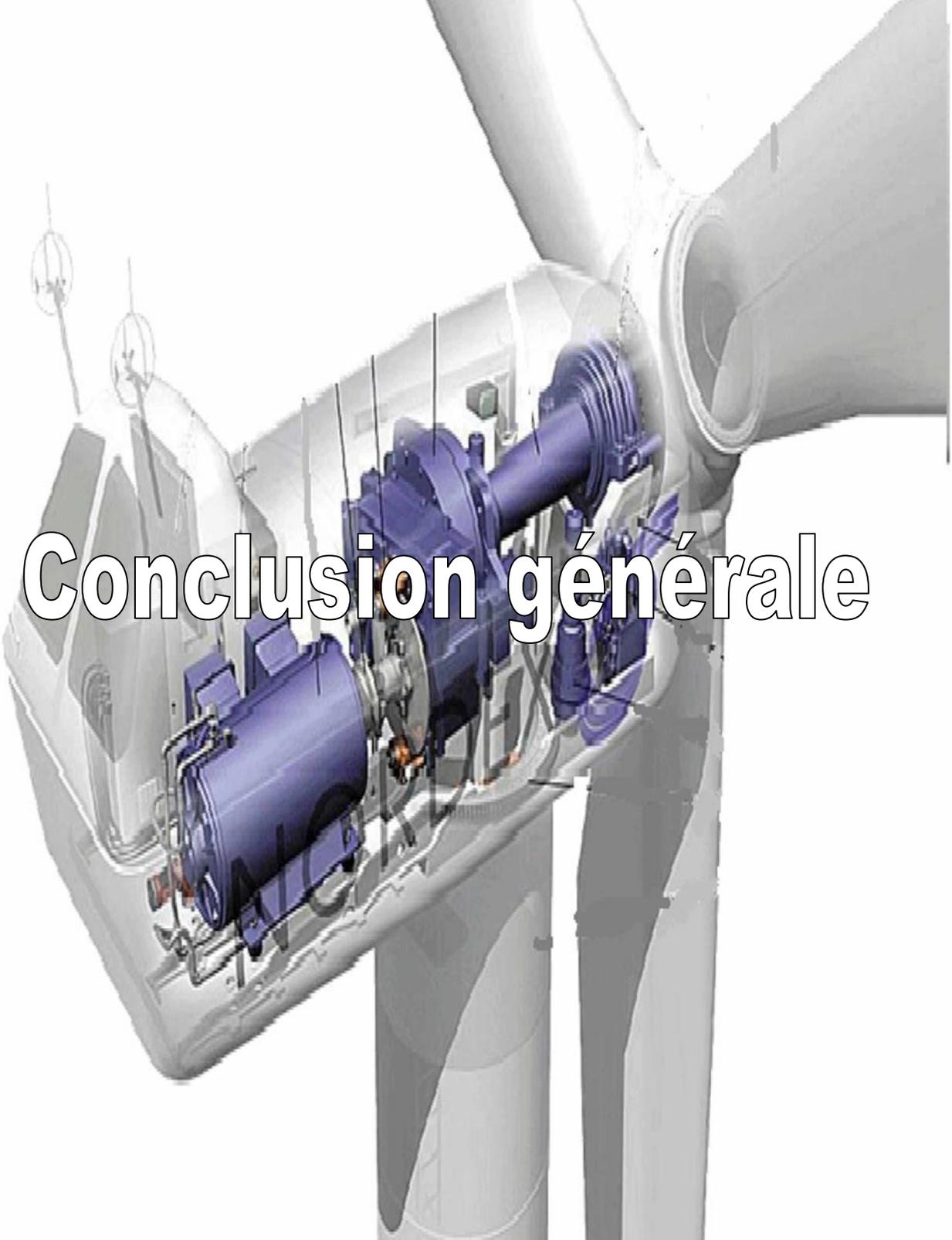
Dans ce chapitre, nous avons abordé la modélisation et la commande d'un système éolien à vitesse variable basé sur une MADA. Dans un premier temps, nous pouvons démontrer pourquoi ce système éolien est le plus pratique à utiliser, notamment en raison des convertisseurs statiques triphasés mis en œuvre.

Ensuite, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents composants du système éolien. En effet, les modèles aérodynamique et mécanique de la turbine ont été développés. Puis, dans le but d'établir les différentes commandes des deux convertisseurs, nous avons développés les modèles de la MADA et de la liaison du CCR au réseau via le filtre RL.

Le modèle obtenu a permis de valider la modélisation et la commande globale du système éolien.

Les résultats obtenus ont montré que les puissances actives et réactives du système éolien pouvaient être contrôlées de façon indépendante tout en garantissant une puissance active optimale fournie au réseau électrique quel que soit le mode de fonctionnement.

Le système ainsi obtenu peut servir pour l'étude et la compréhension de la chaîne de conversion. L'introduction d'évènement usuel nécessite une étude plus approfondie qui pourra faire un thème suite à cette étude.



Conclusion générale

Conclusion générale :

La demande énergétique est en progression alors que les ressources énergétiques sont en baisse. Parallèlement à la production et l'utilisation plus efficace de l'énergie, les sources d'énergie renouvelables offrent un potentiel important pour réduire les émissions de dioxyde de carbone. L'énergie éolienne est considérée comme le moyen le plus efficace et économique pour la production d'électricité. Les systèmes éoliens modernes ont diverses topologies commerciales disponibles dans le marché utilisant des génératrices asynchrones (à vitesse fixe) et des Génératrices Asynchrones à Double Alimentation (GADA ou MADA) ou encore des Génératrices Synchrones à Aiment Permanent (GSAP) (à vitesse variable). La MADA la plus intéressante est celle qui fonctionne à vitesse variable de vent. Comme nous l'avons présenté au premier chapitre, elle est constituée d'une machine asynchrone à rotor bobiné et elle peut ainsi fournir de la puissance active au réseau par le stator et par le rotor. Elle permet grâce à cette structure d'obtenir un bon rendement sur une large plage de vitesse de vent. La MADA est dimensionnée de manière à ce que les convertisseurs de puissance au rotor ne soient traversés que par 30% de la puissance nominale. Elle utilise donc des convertisseurs sous dimensionnés et donc moins chers. Le problème majeur d'actualité est sa connexion au réseau.

Une brève description sur les systèmes éoliens a été présentée dans ce chapitre. Comme beaucoup d'énergies renouvelables, le gisement éolien mondial est considérable puisqu'il est très supérieur à la consommation énergétique actuelle de l'humanité. Une vue d'ensemble des différents types d'éolienne utilisées pour la production d'énergie électrique, pour avoir une meilleure compréhension du fonctionnement des turbines éoliennes, partant des principaux composants d'une éolienne. Les nouvelles technologies poussent les limites physique vers des niveaux d'utilisation intéressante avec des exigences du point de vue raccordement aux réseaux et aux charges électriques. La maîtrise et la compréhension du comportement de ce type des machines passent obligatoirement par une étude modélisation. Développer des outils de modélisations plus proches de la réalité reste une phase primordiale dans la réalisation de projet.

Cela apparait clairement dans le deuxième chapitre. Par la modélisation de la turbine et le développement d'un modèle mathématique décrivant le fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation par des équations à l'aide de la transformation de Park.

Conclusion général

Nous avons présenté aussi la modélisation de la commande vectorielle en puissance active et réactive statorique de la machine asynchrone à double alimentation utilisée en génératrice.

Pour réaliser cette commande, nous avons suggérés des boucles de régulation, une boucle régule les puissances active et réactive et une autre boucle pour la régulation des courants par des régulateurs de type PI. Le choix sur l'orientation du flux à été le plus judicieux en orientant le flux statorique selon l'axe d , par conséquent la puissance active sera dépendant uniquement du courant I_{qr} . Les résultats obtenus par simulation s'avèrent satisfaisants, vu que les paramètres internes et externes ne varient pas. Lors de la variation de ces paramètres.

En fin, nous avons abordé la modélisation et la commande d'un système éolien à vitesse variable basé sur une MADA. Dans un premier temps, nous avons démontré pourquoi ce système éolien est le plus pratique à utiliser, en raison des convertisseurs statiques triphasés mis en œuvre dans la maîtrise technologique est à un stade avancé.

Ensuite, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents constituant du système éolien. En effet, les modèles aérodynamique et mécanique de la turbine ont été développés. Nous avons abordé les différentes commandes des deux convertisseurs, nous avons développés les modèles de la MADA et de la liaison du CCR au réseau via le filtre RL.

Le modèle obtenue a permis de valider la modélisation et la commande globale du système éolien.

Les résultats obtenus ont montré que les puissances actives et réactives du système éolien pouvaient être contrôlées de façon indépendante tout en garantissant une puissance active optimale fournie au réseau électrique quel que soit le mode de fonctionnement.

Le système ainsi obtenue peut servir pour l'étude et la compréhension de la chaîne de conversion. Les perspectives de cette étude restent multiple. On pourra envisager des différents événements qui peuvent surgir lors d'évènement d'exploitation de l'énergie du réseau. En pourra introduire de nouvelles sources d'énergie et observer la gestion optimale de la répartition des puissances.

Références bibliographiques :

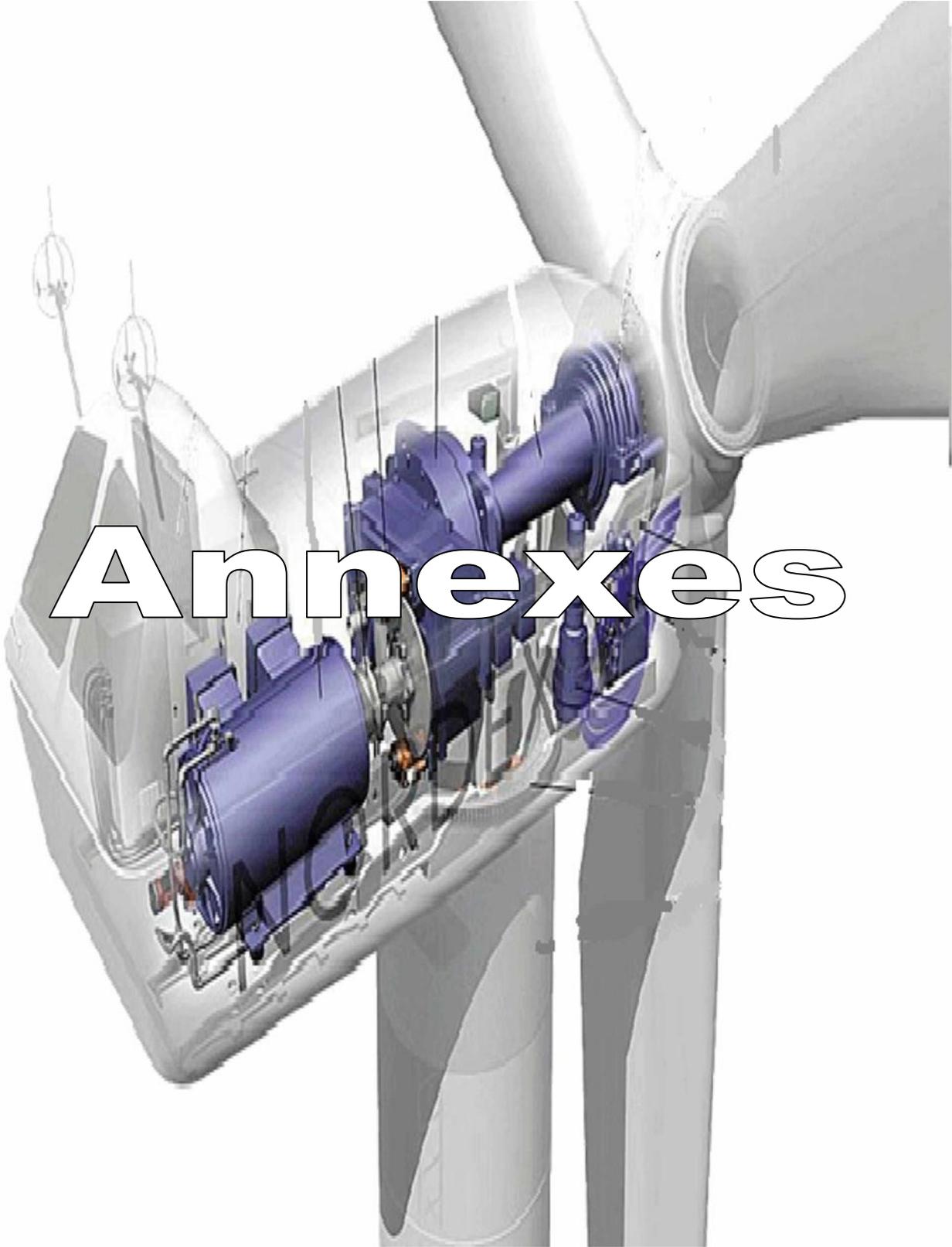
- [1] N. Poize et A. Rüdinger, « Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable: une comparaison France-Allemagne », IDDRI Pap., no 01, 2014.
- [2] H. B. Ahmed, B. Multon, et Y. Thiaux, « Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité », Tech. L'ingénieur Paris Fr., 2011.
- [3] A. Sustainable, E. Outlook, L. S. Teske, et others, « Global Wind Energy Council », 2013.
- [4] G. Gerdes, A. Tiedemann, et S. Zeelenberg, Case Study: European Offshore Wind Farms. 2010.
- [5] W. D. Callister et D. G. Rethwisch, Fundamentals of materials science and engineering: an integrated approach. John Wiley & Sons, 2012.
- [6] D. Tsuanyo, « Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés », Perpignan, 2015.
- [7] « <http://www.windpower.org/fr/core.hm> . [Consulté le: 21-févr-2017].
- [8] A. D. Hansen, C. Jauch, P. E. Sørensen, F. Iov, et F. Blaabjerg, « Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT », 2004.
- [9] R. R. Wandile, S. V. Karemore, et G. S. Rakesh, « Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation », Int. J. Innov. Res. Electr. Electron. Instrum. Control Eng., vol. 3, no 5, 2015.
- [10] M. KEBIR, « Etude et analyse des données météorologiques, en particulier le Vent dans la région d'Adrar », 2011.
- [11] A. Mirecki, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [12] N. A. Khan, D. Wardman, et N. R. Campbell, « Differences in need for antihypertensive drugs among those aware and unaware of their hypertensive status: a cross sectional survey », BMC Cardiovasc. Disord., vol. 5, no 1, p. 4, 2005.
- [13] F. D. Bianchi, R. J. Mantz, et H. De Battista, The Wind and Wind Turbines. Springer, 2007.
- [14] G. Boyle et others, Renewable energy: power for a sustainable future. Taylor & Francis, 1997.
- [15] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N. Cutululis, et E. Ceanga, « Optimal control of wind energy systems: towards a global approach », IEEE CONTROL Syst. Mag., 2009.
- [16] I. M. Bugaje, « Renewable energy for sustainable development in Africa: a review », Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 10, no 6, p. 603–612, 2006.

Références bibliographiques

- [17] F. Kendouli, K. Abed, K. Nabti, et H. Benalla, « Modelling and control of a variable speed wind turbine driving doubly fed induction generator using three-level PWM converter », *Int. J. Renew. Energy Technol.*, vol. 3, no 3, p. 276–294, 2012.
- [18] A. Hachemi, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage », Université Mohamed Khider-Biskra, 2017.
- [19] R. S. L. S. GLOBALE, « LES ENERGIES RENOUVELABLES 2007 ».
- [20] H. Erich, *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. New York: Springer, 2000.
- [21] S. Srinivasan, *Fuel cells: from fundamentals to applications*. Springer Science & Business media, 2006.
- [22] A. Gaillard, « Système éolien basé sur une MADA: contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service », Nancy 1, 2010.
- [23] F. D. Bianchi, R. J. Mantz, et H. De Battista, « Wind Turbin control systemsprinciplesModelling and Gain Scheduling Design », 2007.
- [24] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N. Cutululis, et E. Ceanga, « Optimal control of windenergysystems: towards a global approach », *IEEE CONTROL Syst. Mag.*, 2009.
- [25] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sorensen, et F. Blaabjerg, « Wind turbine blockset in matlab/simulink », UNI PRINT Aalb. Univ., 2004.
- [26] A. D. Hansen, C. Jauch, P. E. Sørensen, F. Iov, et F. Blaabjerg, « Dynamicwind turbine models in power system simulation toolDIGSILENT », 2004.
- [27] D. Casadei, F. Profumo, G. Serra, et A. Tani, « FOC and DTC: Two viable schemes for induction motors torque control », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 17, no 5, p. 779–787, 2002.
- [28] F. Kendouli, K. Abed, K. Nabti, et H. Benalla, « Modelling and control of a variable speed wind turbine drivingdoublyfed induction generatorusingthree-level PWM converter », *Int. J. Renew. EnergyTechnol.*, vol. 3, no 3, p. 276–294, 2012.
- [29] A. Gaillard, « Système éolien basé sur une MADA: contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service », Nancy 1, 2010.
- [30] J. Usaola et al., « Transientstabilitystudies in gridswithgreatwind power penetration. Modelling issues and operationrequirements », in *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, 2003*, vol. 3, p. 1534–1541.
- [31] F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau », thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.

Références bibliographiques

- [32] D. Panda, L. Benedict, G. Venkataramanan and T. A. Lipo, « A Novel Control Strategy For the Rotor Side Control of a Doubly Fed Induction Machine », IEEE 2001, PP. 1695-1702 .
- [33] A. Junyent-Ferré, O. Gomis-Bellmunt, A. Sumper, M. Sala, et M. Mata, « Modeling and control of the doublyfed induction generatorwind turbine », Simul. Model. Pract. Theory, vol. 18, no 9, p. 1365–1381, 2010.
- [35] G.-O. Cimuca, « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens », Lille, ENSAM, 2005.
- [36] R. R. Wandile, S. V. Karemore, et G. S. Rakesh, « Direct active and reactive power control of DFIG for windenergygeneration », Int. J. Innov. Res. Electr. Electron. Instrum. Control Eng., vol. 3, no 5, 2015.
- [37] Abou Chacra Fouad, « Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique », thèse de doctorat, l'Université Paris-Sud 11, juillet 2005
- [38] Lie Xu and Philip Cartwright, « Direct active and reactive power control of DFIG for Wind Energy Generation », IEEE Transactions on energy conversion, Vol.21, N°3, September 2006.
- [39] R. Toufouti, « Contribution à la commande directe du couple de la machine asynchrone »; Thèse de Doctorat en Science en Electrotechnique, Université de Constantine, Algérie, Juin 2008..
- [40] R. Taleb, « Commande des onduleurs multi-niveaux asymétriques pour l'entraînement des machines électriques »; Thèse Doctorat en Electrotechnique, Université DjillaliLiabès, Sidi Bel-Abbès, Algérie, Avril 2011..
- [41] M. Malinowski, G. Marques, M. Cichowlas, M. P. Kazmierkowski “New Direct Power Control of Three-Phase PWM BoostRectifiersunderDistorted and Imbalanced Line Voltage Conditions ”. Conférence ISIE'03, vol. 1, p.438-443, Juin 2003..
- [42] M. Malinowski, “Sensorless Control Strategies for Three - Phase PWM Rectifiers”. PhdThesis, Faculty of Electrical Engineering Institute of Control and IndustrialElectronics, 2001.



Annexes

Annexe A :

1) Les grandeurs et paramètre de la machine asynchrone double alimentation utilisée :

$P_n=7.5KW$	puissance nominale
$R_s=0.455\Omega$	Résistance d'une phase rotorique
$R_r=0.62\Omega$	Résistance d'une phase statorique
$L_s=0.084H$	Inductance d'une phase statorique
$L_r=0.08H$	Inductance d'une phase rotorique
$M_{sr}=0.078$	Inductance Mutuelle
$f=50Hz$	Fréquence d'alimentation
$P=2$	Nombre de paires de pôles
$V_{eff}=220V/380V$	Tension d'alimentation
$J_g=0.3125 Kg. m^2$	Moment d'inertie du rotor
$F_g=6.73.10^{-3} N.m.s^{-1}$	Coefficient de frottement

2) Les grandeurs et paramètre de la turbine éolienne utilisée :

$P_n=10KW$	puissance nominale
$P=3$	nombre de pale
$R=3m$	Diamètre d'une pale
$G=5.4$	Gain du multiplicateur
$J_{turbine}=0.042Kg.m^2$	Moment d'inertie de la turbine
$F_{turbine}=0.0017N.m.s^{-1}$	Coefficient de viscosité
$\lambda_{opt}=8.7, C_{pmax}=0.477$	Contrôle MPPT

Annexes B :

B.1 Commande de régulateur proportionnel intégrateur PI

B.1.1 Commande indirecte

B.1.1.a. Commande sans boucle de puissance

L'approche la plus classique utilisée dans notre travail consiste à contrôler la vitesse de rotation par un régulateur PI. Dans l'objectif d'annuler l'erreur statique et réduire le temps de réponse tout en conservant la stabilité du système, un correcteur proportionnel intégral est utilisé. Les performances obtenues (stabilité, précision, temps de réponse) sont satisfaisantes pour un tel système électromécanique.

La figure (B.1) montre une partie de notre système bouclé et corrigé par un régulateur (PI). la synthèse de ces régulateurs est détaillée dans cette partie suivant.

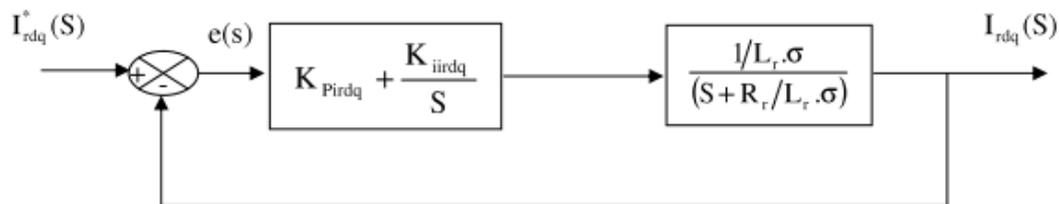


Figure B.1 :Système régulé par un PI. Pour la commande sans boucle de puissance

Le régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$R_{pi}(S) = \frac{K_{pirdq}}{S} \left(S + \frac{K_{iirdq}}{K_{pirdq}} \right)$$

Par compensation :

$$\frac{R_r}{L_r \cdot \sigma} = \frac{K_{iirdq}}{K_{pirdq}}$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivant :

$$\frac{I_{rdq}(S)}{I^*_{rdq}(S)} = \frac{1}{\frac{L_r \cdot \sigma}{K_{pirdq}} S + 1}$$

Le système du premier ordre sa fonction de transfert s'écrit :

$$\frac{I_{rdq}(S)}{I^*_{rdq}(S)} = \frac{1}{1 + \tau_1 \cdot S}$$

$$\tau_1 = \frac{L_r \cdot \sigma}{K_{pirdq}}$$

Le régulateur du courant rotorique dans les deux axes est :

$$K_{pirdq} = \frac{L_r \cdot \sigma}{\tau_1}$$

$$K_{iirdq} = \frac{R_r}{\tau_1}$$

B.1.1.b. Commande avec boucle de puissance

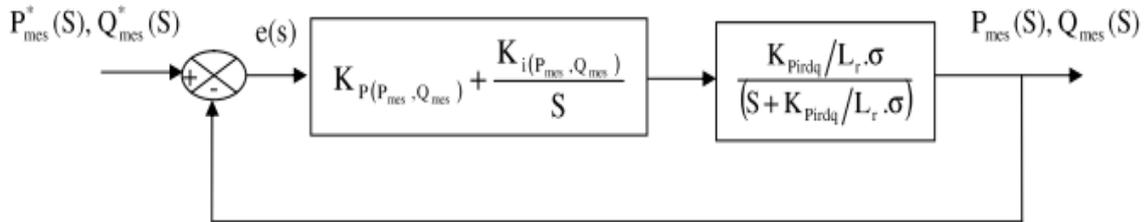


Figure B.2 : Système régulé par un PI. Pour la commande avec boucle de puissance

La régulateur PI est donné par la relation suivante :

$$R_{pi}(S) = \frac{K_p(P_{mes}, Q_{mes})}{S} \left(S + \frac{K_i(P_{mes}, Q_{mes})}{K_p(P_{mes}, Q_{mes})} \right)$$

Par compensation :

$$\frac{K_{pirdq}}{L_r \cdot \sigma} = \frac{K_i(P_{mes}, Q_{mes})}{K_p(P_{mes}, Q_{mes})}$$

La fonction de transfert en boucle fermée est la suivant :

$$\frac{P_{mes}(S), Q_{mes}(S)}{P_{mes}^*(S) Q_{mes}^*(S)} = \frac{1}{\frac{L_r \cdot \sigma}{K_p(P_{mes}, Q_{mes}) \cdot K_{pirdq}} S + 1}$$

Le système du premier ordre sa fonction de transfert s'écrit :

$$\frac{P_{mes}(S), Q_{mes}(S)}{P_{mes}^*(S) Q_{mes}^*(S)} = \frac{1}{1 + \tau_2 \cdot S}$$

$$\tau_2 = \frac{L_r \cdot \sigma}{K_p(P_{mes}, Q_{mes}) \cdot K_{pirdq}}$$

Le régulateur de la puissance active et réactive est :

$$K_p(P_{mes}, Q_{mes}) = \frac{L_r \cdot \sigma}{\tau_2 \cdot K_{pirdq}}$$

$$K_{i(P_{mes}, Q_{mes})} = \frac{1}{\tau_2}$$

Avec : $\tau_2 > \tau_1$

Annexes C :

$V_{dc}=620v, C=3800\mu F$

Bus continu

$R_f=0.75 \Omega, L_f=7.5 \text{ mH}$

Filtre RL

Résumé :

Ce travail traite la modélisation, le contrôle et la simulation d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) connectée directement au réseau par son stator et pilotée par son rotor par deux convertisseurs statiques. L'idée consiste à implémenter un système de contrôle découplé de la GADA pour assurer une meilleure qualité d'énergie et rendre le système insensible aux perturbations. Après la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne complète avec exploitation de la commande MPPT, deux types de contrôle vectoriel ont fait l'objet de l'analyse pour le contrôle indépendant de la puissance active et réactive : la commande directe et la commande indirecte, basées sur des régulateurs classiques de type PI. D'après les résultats de simulation obtenus, On va utiliser la méthode distinctes pour le contrôle du convertisseur coté machine (CCM). Ces derniers la commande vectorielle indirecte avec deux boucles en cascades présente de meilleures performances pour un système invariant.

Les mots clés :

Energie Eolienne - Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) – MPPT - Convertisseur Coté Machine (CCM) - Convertisseur Coté Réseau (CCR) - Onduleur- Commande vectorielle.

Abstract:

The work treats the modeling, the control and the simulation of a wind energy conversion system based a doubly fed induction generator (DFIG) connected directly to the grid by its stator and controlled by its rotor by back-to-back converter. The idea consists to implement a decoupled control system of the DFIG to ensure a better quality of energy and to make the system insensitive to disturbances. After the modeling of the full wind energy conversion system with MPPT, two types of vector control made the object of analysis for the independent control of active and reactive power: the direct control and the indirect control, based on conventional PI controllers. According to the obtained simulation results, the indirect vector control with two cascaded loops present the best performances for an invariant system.

Key words :

Wind energy - DFIG – MPPT - Side Converter Machine (CCM) - Converter Side Network (CCR) – Inverter - Vector Control.

ملخص :

تناقش هذه الأطروحة النمذجة والتحكم والمحاكاة لنظام تحويل طاقة الرياح يعتمد على مولدة لا تزامنية مزدوجة التغذية، حيث عنصرها الساكن متصل مباشر بالشبكة بينما الدوار فهو مغذى عن طريق موجين ثنائيي الأطوار موصولين فيما بينهما بوصلة التيار المستمر، الفكرة تعتمد على تطبيق نظام تحكم منفصل للمولد لضمان جود أفضل للطاقة و جعل النظام غير حساس للاضطرابات. بعد نمذجة سلسلة تحويل طاقة الرياح كاملة مع وحدة التحكم MPPT، نوعين من التحكم الشعاعي كانتا موضوع تحليل من أجل التحكم منفصل للطاقة النشيطة و التفاعلية: التحكم المباشر و التحكم الغير المباشر استنادا على مصححات تقليديه من نوع PI. وفقا لنتائج المحاكاة المتحصل عليها تم طبقنا التحكم الشعاعي الغير المباشر ذات حلقتين متدخلتين من التحكم الغير المباشر، أفضل في حالة نظام ثابت.

كلمات مفتاحية:

طاقة الرياح - مولدة لا تزامنية مزدوجة التغذية - MPPT، نظام تحويل طاقة الرياح - عاكس التيار الكهربائي - تحكم الشعاعي.