

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Amar Telidji - Laghouat



Faculté de Technologie

THÈSE DE DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : Electrotechnique (option : Commande Electrique)

Présentée et soutenue publiquement
le 06/10/2013

NOM Prénom : Boutoubat Mohamed

Commande Optimisée d'un Aérogénérateur Asynchrone Doublement Alimenté, Application à une Ferme Eolienne à Commande Centralisée

JURY :

Monsieur : LAFKAIER	Ibn Khaldoun	Président	Professeur	Université de Laghouat
Monsieur : MOKRANI	Lakhdar	Rapporteur	Professeur	Université de Laghouat
Monsieur : MACHMOUM	Mohamed	Co-Rapporteur	Professeur	Université de Nantes (France)
Monsieur : BELMADANI	Bachir	Examineur	Professeur	Université de Chlef
Monsieur : MAHI	Djilali	Examineur	Professeur	Université de Laghouat
Monsieur : BELFEDAL	Cheikh	Examineur	MCA	Université de Tiaret

Résumé : L'objectif principal de ce travail est la commande et gestion d'un système de conversion d'énergie éolienne à base de la Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) entraînée par une turbine éolienne à vitesse variable. Le stator de la MADA est connecté directement au réseau. Tandis que le rotor est relié au réseau via un convertisseur AC-DC-AC à MLI. En effet, une commande découplée de la vitesse (ou bien de la puissance active) et de la puissance réactive de la MADA a été développée en utilisant des régulateurs à logique floue. Ainsi, le système éolien muni aussi d'un système d'orientation des pales a été commandé pour fonctionner dans les trois zones possibles à savoir : La zone de fonctionnement en mode MPPT permettant de capter le maximum de puissance à partir du vent ; la zone de fonctionnement à vitesse nominale et constante et la zone de fonctionnement à puissance constante. Le système éolien a été utilisé aussi pour améliorer la qualité d'énergie (compensation de la puissance réactive des charges linéaires, filtrage actif des courants harmoniques des charges non linéaires). Deux nouveaux algorithmes ont été proposés pour améliorer la capacité du système en termes de filtrage actif des courants harmoniques. Enfin, trois stratégies de gestion d'énergie (mode MPPT, mode de Dispatching et mode Delta permettant une réserve de puissance) ont été présentées et appliquées à une ferme éolienne composée de 6 aérogénérateurs.

Mots clés : Système de Conversion d'Energie Eolienne, MADA, Convertisseur DC-AC-DC à MLI, Commande de Vitesse, Commande en puissance, MPPT, Qualité d'Energie, Compensation de la Puissance Réactive, Filtrage Actif, Ferme Eolienne, Dispatching des puissances, Commande Centralisée de puissance.

Abstract: The main goal of this work is to control and manage a Wind Energy Conversion System (WECS) equipped by a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) driven by a variable speed wind turbine. The stator of the DFIG is directly connected to the grid but the rotor is connected to the grid through a back-to-back AC-DC-AC PWM converter. In fact, a decoupled control of speed (or active power) and reactive power of the DFIG has been developed using fuzzy logic controllers (FLC). Consequently, the WECS equipped also by a pitch control system is controlled to operate in the three possible regions. In the region (I) the aim is to extract the maximum power from the wind; in region (II), the system is operated at the rated speed and in the region (III), it is controlled at nominal power. Moreover, the studied WECS is controlled to improve the energy quality, in terms of power factor by reactive power compensation and harmonic current mitigation. Two algorithms have been proposed to improve the WECS capability in terms of active filtering. Finally, a power management strategy is developed for wind farms centralised control purposes. In fact, three different centralised power management strategies have been presented and applied to a wind farm of 6 WECS in order to achieve the grid demand in terms of active and reactive powers, ensure an MPPT operating mode, or a delta control.

Key Words: WECS, DFIG, AC-DC-AC PWM Converter, Speed Control, Power Control, FLC, MPPT, Power Quality, Reactive Power Compensation, Active Filtering, Wind Farm, Power Dispatching, Centralised Power Control.

ملخص: الهدف الأساسي من هذا العمل هو التحكم و تسبير نظام طاقة كهروهوائي مجهز بألة لا تزامنية مزدوجة التغذية مجرورة بواسطة تربينه ذات سرعة متغيرة. الألة اللا تزامنية موصولة مباشرة بالشبكة الكهربائية على مستوى الجزء الساكن، في حين الجزء الدوار موصول بالشبكة الكهربائية عن طريق مقليين سكونيين يتحكم ذي نبضات معدلة العرض. إذ تم التحكم المنفصل في السرعة (أو الاستطاعة الفعالة) و الاستطاعة غير الفعالة للمولدة باستعمال معدلات ذات المنطق الغامض. و بذلك تم التحكم في الجهاز الكهروهوائي المكيف أيضا بجهاز توجيه عنفات التربينه للاشتغال في الحالات الثلاثة الممكنة التالية : حالة تتبع نقطة الاشتغال ذات الاستطاعة العظمى، حالة تثبيت السرعة عند قيمتها القصوى، حالة تثبيت الاستطاعة عند حدها الاقصى . كما تم استعمال الجهاز الكهروهوائي من أجل تحسين نوعية الطاقة الكهربائية من خلال تعويض الطاقة غير الفعالة للحمولات الخطية و ترشيح توافقيات الحملات غير الخطية. و في هذا الصدد تم اقتراح خوارزميتين جديدتين من اجل تحسين قدرة الجهاز على ترشيح أكبر قدر ممكن من توافقيات الحملات غير الخطية. و في الاخير تم عرض و تطبيق ثلاث انماط للتسيير المركزي لطاقة حقل كهروهوائي مكون من 6 تربينات (نمط تتبع نقطة الاشتغال ذات الاستطاعة العظمى ، نمط التوزيع المتوازن للاستطاعة، نمط ذي الاستطاعة الاحتياطية).

كلمات مفتاحية: نظام طاقة كهروهوائي، آلة لا تزامنية مزدوجة التغذية، مقلب سكوني يتحكم نبضات معدلة العرض، التحكم في السرعة، التحكم في الاستطاعة، نقطة الاشتغال ذات الاستطاعة العظمى ، نوعية الطاقة الكهربائية ، تعويض الاستطاعة الغير الفعالة، ترشيح فعال للتوافقيات، حقل كهروهوائي، توزيع الاستطاعات، تحكم مركزي.

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse de Doctorat a été effectué au sein du Département de Génie Electrique de l'Université de Laghouat.

Je tiens à remercier profondément Monsieur **MOKRANI Lakhdar**, Professeur au Département d'Electrotechnique de l'Université de Laghouat, de m'avoir donné le courage et la volonté d'entamer ce sujet, de m'avoir permis d'avancer dans mes travaux de recherche dans les meilleures conditions possibles, pour sa disponibilité et pour ses conseils pertinents, précieux et avisés.

Mes remerciements vont également à Monsieur **MACHMOUM Mohamed**, Professeur au Département Génie Electrique de l'Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes et Directeur D'IREENA (Site de Saint-Nazaire), d'avoir co-dirigé cette thèse, de m'avoir accueilli au sein de son laboratoire pour effectuer mes stages de recherche, pour sa disponibilité et ses conseils précieux.

Je remercie Monsieur **LEFKAIER Ibn Kheldoun**, Professeur à l'Université de Laghouat de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma soutenance.

Mes remerciements vont aussi à Messieurs, **BELMADANI Bachir**, Professeur au Département d'Electrotechnique de l'Université de Chlef, **MAHI Djilali**, Professeur au Département d'Electrotechnique de l'Université de Laghouat et **BELFEDAL Cheikh**, Maître de Conférences au Département d'Electrotechnique de l'Université de Tiaret, pour avoir accepté de participer au jury en qualité d'examineurs.

Notations symboliques et abréviations

1. Liste des abréviations

<i>Acronyme</i>	<i>Signification</i>
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
CCM	Convertisseur Côté Machine
CCR	Convertisseur Côté Réseau
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Proportionnel Integral
RLF	Régulateur à Logique Floue
PLL	Phase Locked Loop
PRR	Point de Raccordement au Réseau
THD	Total Harmonic Distortion
FMV	Filtre Multi-Variable
FPB	Filtre Passe Bas
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
ONM	Office National de Météorologie
SCEE	Système de Conversion d'Energie Eolienne

2. Liste des symboles

<i>Symbole</i>	<i>Signification</i>	<i>Unité</i>
v, v_2	Vitesses du vent en amont, et en aval de la turbine éolienne	m/s
m	Masse de l'air traversant la surface balayée par le rotor de la turbine	Kg
ρ	Masse volumique de l'air	Kg/m ³
s_1	Surface balayée par le rotor de la turbine	m ²
p_{aer}	Puissance captée par la turbine	W
p_{th}	Puissance théorique captée	W
G_e	Gain du multiplicateur	-

c_p	Coefficient de puissance	-
λ	Vitesse spécifique	-
R	Rayon de la turbine	m
β	Angle de calage des pales	°
Ω_t	Vitesse angulaire de la turbine	rd/s
Ω_g	Vitesse angulaire de la génératrice	rd/s
J_w	Moment d'inertie de la turbine	Kg.m ²
J_G	Moment d'inertie de la génératrice	Kg.m ²
f_w	Coefficient de frottement de la turbine	(N.m .s)/rd
f_G	Moment d'inertie de la génératrice	(N.m .s)/rd
C_{aer}	Couple de la turbine	N.m
p_{aer}	Puissance éolienne captée par la turbine	W
p_{aerM}	Puissance éolienne optimale	W
p_{th}	Puissance théorique captée par l'éolienne	W
C_{earg}	Couple de turbine ramené du côté génératrice	N.m
C_{em}	Couple électromagnétique de la génératrice	N.m
J_t	Moment d'inertie (turbine+génératrice ramené du côté génératrice	Kg.m ²
f_t	Coefficient de frottement (turbine+génératrice) ramené du côté génératrice	N.m.s/rd
λ_{opt}	Vitesse spécifique nominale	-
c_{pmax}	Coefficient de puissance maximal	-
θ	Angle géométrique entre l'axe rotorique et l'axe statorique	Rad
R_s	Resistance d'une phase statorique	Ω
R_r	Resistance d'une phase rotorique	Ω
R_g	Resistance du filtre	Ω
u_{sabc}	Tensions instantanées des phases statoriques	V
u_{rABC}	Tensions instantanées des phases rotoriques	V
u_s	Valeur maximale de la tension simple statorique	V
V_g	Valeur maximale de la tension simple du réseau	V
Ψ_{rABC}	Flux instantanés des phases rotoriques	Wb
Ψ_{sabc}	Flux instantanés des phases statoriques	Wb
i_{sabc}	Courants instantanés des phases statoriques	A
i_{Gabc}	Courants instantanés du réseau	A
i_{rABC}	Courants instantanés des phases rotoriques	A
i_{labc}	Courants instantanés de la charge non linéaire	A

i_{pabc}	Courants instantanés de la charge linéaire	A
I_m	Valeur nominale du courant rotorique	A
i_{gabc}	Courants instantanés du filtre	A
i_{red}	Valeur moyenne du courant modulé à la sortie du CCR	A
i_{ond}	Valeur moyenne du courant modulé à la sortie du CCM	-
L_s	Inductance propre d'une phase statorique	H
L_r	Inductance propre d'une phase rotorique	H
L_g	Inductance du filtre	H
M	Inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique	H
σ	Coefficient de dispersion de la MADA	-
p	Nombre de paires de pôle	-
u_{ds}, u_{qs}	Tensions statoriques dans le repère de Park	V
u_{dr}, u_{qr}	Tensions rotoriques dans le repère de Park	V
i_{dr}, i_{qr}	Courants rotoriques dans le repère de Park	A
i_{ds}, i_{qs}	Courants statoriques dans le repère de Park	A
i_{dg}, i_{qg}	Courants du filtre dans le repère de Park	A
ψ_{ds}, ψ_{qs}	Flux statoriques dans le repère de Park	Wb
ψ_{dr}, ψ_{qr}	Flux rotoriques dans le repère de Park	Wb
θ_s	Angle de Park des grandeurs statoriques de la MADA	Rd
θ_r	Angle de Park des grandeurs rotoriques de la MADA	Rd
ω_s	Pulsation des grandeurs statoriques de la MADA	rd/s
ω_r	Pulsation des grandeurs rotoriques de la MADA	rd/s
g	Glissement de la MADA	-
P_s	Puissance active statorique	W
P_{sn}	Puissance statorique nominale	W
P_r	Puissance active rotorique	W
Q_s	Puissance réactive statorique	VAr
Q_r	Puissance réactive rotorique	VAr
P_g	Puissance active du filtre	W
Q_g	Puissance réactive du filtre	VAr
P_G	Puissance active du réseau	W
Q_G	Puissance réactive du réseau	VAr
v_{dc}	Tension du bus continu	V
m_1	Indice de modulation	-

r_f	Facteur de réglage	-
f_p	Fréquence de la porteuse	Hz
f_m	Fréquence de la modulatrice	Hz
$K_e, k_{\Delta e}, k$	Gains du régulateur PI flou de la vitesse	-
$K_{ec}, k_{\Delta ec}, k_c$	Gains du régulateur PI flou de la tension du bus continu	-
ω_c	Pulsation de coupure du filtre FMV	rd/s
ζ	Constante des composantes directes ou inverses pour le FMV	-
n	Rang de la composante du signal à filtrer	-
ω_f	Pulsation de la composante fondamentale du signal d'entrée du filtre FMV	rd/s
S	Opérateur de Laplace	-
P_{parc}	Puissance active à la sortie de la ferme éolienne	W
Q_{parc}	Puissance réactive à la sortie de la ferme éolienne	W
P_d	Puissance active demandée par le gestionnaire du réseau	W
Q_d	Puissance réactive demandée par le gestionnaire du réseau	VAr
P_{inj_i}	Puissance active injectée par le générateur (i)	W
Q_{inj_i}	Puissance réactive injectée par le générateur (i)	VAr
P_{max_i}	Puissance active maximale injectée par le générateur (i)	W
Q_{max_i}	Puissance réactive maximale injectée par le générateur (i)	VAr
P_{min_i}	Puissance active minimale injectée par le générateur (i)	W
Q_{min_i}	Puissance réactive minimale injectée par le générateur (i)	VAr
U_n	Tension nominale de la MADA	V

I- Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
I.1	Prototypes d'éoliennes de puissance fabriqués ou en développement	25
III.1	Matrice d'inférence du régulateur PI flou de la vitesse	63
V.1	Résultats de dispatching des puissances active et réactive sur les 6 aérogénérateurs selon les trois plans imposés par gestionnaire de réseau.	153
V.2	Résultats de dispatching des puissances active et réactive des puissances de parc ($P_{parcref}=3MW$, $Q_{parcref}=1MW$)	154

II- Liste des figures

Figure	Titre	Page
I.1	L'un des atlas mondiaux des moyennes annuelles de vitesses de vent (en m/s, à 10 m d'altitude)	8
I.2	Moulin à vent utilisé en Europe au moyen âge à axe horizontal	8
I.3	Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m de sol en Algérie	10
I.4	Principe de base de fonctionnement d'un système éolien	11
I.5	Correspondance taille-puissance des éoliennes	12
I.6	Type d'éoliennes à axe vertical	12
I.7	Eoliennes à axe horizontal	13
I.8	Principaux éléments d'un système éolien	14
I.9	Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable	17
I.10	Connexion directe d'une machine asynchrone à cage d'écurieuil au réseau	19
I.11	caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles	19
I.12	machine asynchrone à double stator connectée directement au réseau	20
I.13	Machine asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur- onduleur	20
I.14	Machine asynchrone, "brushless" connectée sur le réseau	21
I.15	Structure de Scherbius avec convertisseurs à MLI	23
I.16	Machine synchrone à excitation en courant continu connectée directement au réseau	24
I.17	Machine synchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC/AC	24

I.18	Machine synchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC/AC « configuration d'éolienne sans boîte à vitesse	24
I.19	Eolienne à base de MADA en utilisant plusieurs modules de convertisseurs statiques à deux niveaux en parallèle	26
I.20	Eolienne à base de MADA utilisant un convertisseur de type NPC à trois niveaux	26
I.21	Parc éolien installé sur terre agricole	28
I.22	Parc éolien installé dans la mer	28
I.23	Architecture d'une ferme éolienne avec des liaisons alternatives au réseau	29
I.24	Parc éolien utilisant d'un bus continu commun	30
I.25	Parc éolien avec des liaisons en tension continue	30
II.1	Modèle mécanique du système éolien	33
II.2	Tube d'un courant d'air autour d'une turbine à axe horizontal	35
II.3	Coefficient de puissance théorique	36
II.4	Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance	37
II.5	Principe de l'MPPT	38
II.6	Représentation géométrique de la MADA	39
II.7	Fonctionnement en génératrice de la MADA	45
II.8	Schéma synoptique du système éolien étudié	45
II.9	Schéma électrique du convertisseur du côté machine (CCM)	46
II.10	Schéma électrique du convertisseur côté réseau (CCR)	48
II.11	Principe de la MLI sinus-triangle	52
III.1	Orientation du flux statorique sur l'axe d	55
III.2	Schéma bloc interne de la MADA	57
III.3	Schéma synoptique de commande en vitesse du système éolien	58
III.4	Schéma synoptique de commande en puissance du système éolien	58
III.5	Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique	60
III.6	Structure interne d'un régulateur à logique floue	61
III.7	Fonction d'appartenance de la variable X_{1e}	61
III.8	Régulateur à logique floue de la vitesse de la MADA	62
III.9	Découplage des deux axes par compensation	64
III.10	Boucle de réglage des deux composantes du courant rotorique	64
III.11	Schéma bloc détaillé de la commande en vitesse du CCM	65
III.12	Schéma bloc interne de la MADA avec en sortie les puissances statoriques	66

III.13	Schéma interne de la MADA sans termes de compensation	67
III.14	Schéma bloc de la commande directe des puissances	68
III.15	Schéma fonctionnel de la boucle de réglage des puissances	68
III.16	Schéma bloc détaillé de la commande indirecte des puissances statoriques en utilisant le CCM	69
III.17	Schéma fonctionnel du régulateur flou de la tension du bus continu	72
III.18	Modèle de la ligne triphasée entre le CCR et le réseau	73
III.19	Boucle de réglage de la ligne triphasée reliant le CCR et le réseau	73
III.20	Schéma détaillé de la commande du CCR	74
III.21	Résultats de simulation du système éolien commandé en vitesse et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent (rampe))	77
III.22	Résultats de simulation du système éolien commandé en vitesse et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant sous forme aléatoire)	78
III.23	Résultats de simulation du système éolien commandé en puissance et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe)	80
III.24	Résultats de simulation du système éolien commandé en puissance et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant sous forme aléatoire)	81
III.25	Différentes zones possibles de fonctionnement d'un système éolien à vitesse variable	83
III.26	Génération de la consigne de l'angle de calage des pales	85
III.27	Génération de la commande de l'angle de calage pour limitation de la vitesse	85
III.28	Génération de la commande de l'angle de calage pour la limitation de la puissance	86
III.29	Commande de l'angle de calage par un régulateur PI	86
III.30	Résultats de simulation du système éolien fonctionnant dans différentes zones de fonctionnement	88
IV.1	Creux de tension et coupure d'électricité	94
IV.2	Schéma d'un filtre actif parallèle	96
IV.3	Schéma global du système étudié	97
IV.4	Diagramme (P_s , Q_s) de la MADA en tenant compte de la limitation par le courant statorique	98
IV.5	Diagramme (P_s , Q_s) de la MADA en tenant compte de la limitation par le courant rotorique	99
IV.6	Limitation en puissance du CCM de la MADA	99
IV.7	Limitation en puissance du CCM pour le système éolien étudié	100
IV.8	Limitation en puissance du CCR	102

IV.9	Limitation en puissance du CCR pour le système éolien étudié	102
IV.10	Résultats de simulation de la compensation totale de la puissance réactive en utilisant le CCM	104
IV.11	Résultats de simulation de la compensation partielle de la puissance réactive en utilisant le CCM	105
IV.12	Résultats de simulation de la compensation totale de la puissance réactive en utilisant le CCR	107
IV.13	Résultats de simulation de la compensation partielle de la puissance réactive en utilisant le CCR	108
IV.14	Résultats de simulation de la compensation de la puissance réactive en coordonnant la commande des deux convertisseurs	110
IV.15	Pont redresseur triphasé et double alternance à diodes	111
IV.16	Courant d'une phase (i_{ia}) absorbé par la charge non linéaire	112
IV.17	Methode P-Q des puissances instantanées	113
IV.18	a) Courants d'une phase (i_{ia}) absorbé par redresseur, b) Composante fondamentale du courant (i_{ia}), c) Composante harmonique du courant (i_{ia}).	114
IV.19	Commande du CCM permettant le réglage de la puissance active et le filtrage actif	116
IV.20	Filtrage des courants harmoniques par le CCM	117
IV.21	Analyse spectrale du courant de réseau dans le cas de filtrage par le CCM	117
IV.22	Commande du CCR pour le réglage de la tension du bus continu et le filtrage actif des harmoniques	118
IV.23	Filtrage des courants harmoniques par le CCR	119
IV.24	Analyse spectrale du courant de réseau dans le cas de filtrage par le CCR	119
IV.25	Résultats de simulation (cas de filtrage de la totalité des courants harmoniques par le CCM)	123
IV.26	Résultats de simulation concernant la saturation de la commande due au courant réactif	125
IV.27	Résultats de simulation concernant le filtrage partiel en utilisant le CCM	127
IV.28	Diagramme de Bode du FMV	129
IV.29	Extraction d'un courant harmonique direct ou inverse en utilisant le FMV	130
IV.30	Amplitudes et composantes du courant rotorique dans le cas de la première stratégie	133
IV.31	Amplitudes et composantes du courant rotorique dans le cas de la deuxième et la troisième stratégie	133
IV.32	Gains (k_{om1} et k_{om2}) pour les trois stratégies	134
IV.33	Analyse spectrale du courant de réseau pour les trois stratégies	134

V.1	Réglage primaire de la tension	139
V.2	Réglage primaire de la fréquence	140
V.3	Commande par limitation de la puissance active	140
V.4	Commande avec puissance de réserve	141
V.5	Commande à variation rapide de la puissance	141
V.6	Limitation du gradient de puissance	142
V.7	Diminution rapide de la puissance	142
V.8	Contribution au réglage de la tension du réseau en utilisant le CCR	143
V.9	Contribution au réglage de la tension du réseau en utilisant le CCM	144
V.10	Dispatching des puissances active et réactive d'un parc éolien en utilisant un régulateur PI	145
V.11	Schéma du parc éolien étudié	147
V.12	Schéma équivalent du parc éolien étudié ramené à la basse tension	148
V.13	Schéma électrique de l'aérogénérateur (<i>i</i>) du parc éolien	151
V.14	Profils de la vitesse de vent appliquée aux turbines éoliennes (<i>TV1</i>), (<i>TV3</i>) et (<i>TV6</i>)	156
V.15	Puissances des trois éoliennes (<i>TV1</i> , <i>TV3</i> et <i>TV6</i>)	157
V.16	Quelques caractéristiques dynamiques des éoliennes <i>TV1</i> , <i>TV3</i> et <i>TV6</i>	158
V.17	Vitesses des générateurs (<i>TV1</i> , <i>TV3</i> et <i>TV6</i>)	159
V.18	Autres caractéristiques dynamiques du système éolien (<i>TV1</i>)	160

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	01
CHAPITRE I ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE	
I.1- INTRODUCTION	05
I.2- AVANTAGES ET INCONVENIENTS DE L'ENERIE EOLIENNE	06
I.2.1- Avantages	06
I.2.2- Inconvénients	06
I.3-SITUATION ACTUELLE DE L'ENERGIE EOLIENNE	07
I.4-HISTOIRE ET CROISSANCE DE L'EXPLOITATION DE L'ENERGIE EOLIENNE	07
I.5-ENERGIE EOLIENNE EN ALGERIE	09
I.6- DESCRIPTION GENERALE D'UN SYSTEME EOLIEN	11
I.6.1-Catégories et types d'éoliennes	11
I.6.1.1- Eolienne à axe vertical	12
I.6.1.2- Eolienne à axe horizontal	13
I.6.2- Principaux éléments d'un système éolien	14
I.7- ZONES DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME EOLIEN A VITESSE VARIABLE	16
I.8- ETAT DE L'ART DES SYSTEMES DE CONVERSION ELECTROMECHANIQUE ET LEUR SYSTEMES DE COMMANDE	17
I.8.1- Systèmes utilisant des machines asynchrone	18
I.8.1.1- Machines connectées directement par le stator sur le réseau	18
<i>a) Machines asynchrone à cage d'écureuil</i>	18

<i>b) machines asynchrones à cage d'écurueil à double stator</i>	19
I.8.1.2- Machines connectées au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance	20
I.8.1.3- Machine asynchrone à double alimentation type "brushless "	21
I.8.1.4- Machine asynchrone à double alimentation type "rotor bobiné"	22
I.8.2- Systèmes utilisant des machines synchrones	23
I.9- ETAT DE L'ART DES CONVERTISSEURS UTILISES DANS LES EOLIENNES DE GRANDE PUISSANCE	25
I.10- PARCS EOLIENS	26
I.11- CONCLUSION	31

CHAPITRE II MODELISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE A BASE DE LA MADA

II.1- INTRODUCTION	32
II.2- MODELE MECANIQUE DU SYSTREME EOLIEN	32
II.3- PUISSANCE AERODYNAMIQUE ET COEFFICIENT DE PUISSANCE	34
II.3.1- Loi de Betz	34
II.3.2- Intérêt de la vitesse variable	37
II.4- MODELISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE A DOUBLE ALIMENTATION	38
II.4.1- Modèle naturel de la MADA	39
II.4.2- Transformation du système triphasé en système biphasé	41
II.4.3- Modes de fonctionnement de la MADA	44
II.4.3.1- Fonctionnement hypo-synchrone	44
II.4.3.2- Fonctionnement en hyper-synchronisme	44
II-5- MODELISATION DES CONVERTISSEURS DE LA CHAINE ROTORIQUE	45
II-5-1- Modélisation du convertisseur du côté machine	45

II-5.2- Modélisation du convertisseur du côté réseau	47
II.5.3- Dimensionnement du bus continu et de la bobine de lissage	49
II.6- CHOIX DE LA COMMANDE A MLI A APPLIQUER AUX DEUX CONVERTISSEURS	51
II.7- CONCLUSION	52

CHAPITRE III STRATEGIES DE COMMANDE D'UN SYSTEME EOLIEN A BASE DE LA MADA

III.1- INTRODUCTION	53
III.2- STRATEGIES DE COMMANDE DE LA MADA	53
III.3- COMMANDE VECTORIELLE DE LA MADA PAR ORIENTATION DU FLUX STATORIQUE	54
III.3.1- Principe de la commande vectorielle	54
III.3.2- Modèle interne de la MADA avec orientation du flux statorique	56
III.4- COMMANDE DU CONVERTISSEUR DU COTE MACHINE	58
III.4.1- Commande en vitesse de la MADA	61
III.4.1.1- Synthèse du régulateur à logique floue de la vitesse	61
a) Fuzzification	61
b) Inférences floues	62
c) Défuzzification	62
III.4.1.2- Synthèse du régulateur des courants rotoriques	63
III.4.2- Commande découplée des puissances statoriques de la MADA	65
III.4.2.1- Commande directe des puissances active et réactive statoriques	67
III.4.2.2- Commande indirecte des puissances active et réactive statoriques	69
III.5- COMMANDE DU CONVERTISSEUR DU COTE RESEAU	71
III.5.1- Réglage flou de la tension du bus continu	72
III.5.2- Synthèse du régulateur des courants de ligne	73

III.6- RESULTATS DE SIMULATION POUR UN FONCTIONNEMENT EN MODE MPPT	75
III.6.1- Cas de la commande en vitesse	75
III.6.1.1- Cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe	76
III.6.1.2- Cas de la vitesse de vent variant selon un profil aléatoire	78
III.6.2- Cas de la commande découplée des puissances statoriques	80
III.6.2.1- Cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe	80
III.6.2.2- Cas de la vitesse de vent variant selon un profil aléatoire	80
III.7- COMMANDE DU SYSTEME EOLIEN DANS LES DIFFERENTES ZONES DE FONCTIONNEMENT POSSIBLES	83
III.7.1- Fonctionnement à Vitesse constante	84
III.7.2- Fonctionnement à Puissance constante	85
III.7.2.1- Limitation par décrochage aérodynamique	85
III.7.2.2- Limitation par la commande de l'angle de calage	85
<i>a) Génération de la consigne de l'angle de calage</i>	86
<i>b) Commande de l'angle de calage</i>	87
III.7.3- RESULTATS DE SIMULATION ET DISCUSSION	88
III.8- CONCLUSION	91

CHAPITRE IV COMMANDE DU SYSTEME EOLIEN EN VUE DE L'AMELIORATION DE LA QUALITE D'ENERGIE

IV.1- INTRODUCTION	92
IV.2- DESCRIPTION DES PERTURBATIONS DU RESEAU	93
IV.2.1- Creux de tension et coupure d'électricité	94
IV.2.2- Déséquilibre du courant et de la tension	94
IV.2.3- Harmoniques des courants et des tensions	94

IV.2.4- Courants réactifs _____	95
IV.3- METHODES DE LA DEPOLLUTION DU RESEAU ELECTRIQUE _____	95
IV.3.1- Méthodes traditionnelles _____	95
IV.3.2- Méthodes modernes _____	95
IV.4- LIMITATION EN PUISSANCE DES ELEMENTS DE LA CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE _____	97
IV.4.1- Limitation en puissance du convertisseur côté machine _____	97
IV.4.2- Limitation en puissance du convertisseur côté réseau _____	101
IV.5- COMPENSATION DE LA PUISSANCE REACTIVE DE LA CHARGE LINEAIRE _____	102
IV.5.1- Compensation de la puissance réactive en utilisant le convertisseur du côté machine _____	103
IV.5.1.1- Compensation totale de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive _____	103
IV.5.1.2- Compensation partielle de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive _____	103
IV.5.2- Compensation de la puissance réactive en utilisant le convertisseur du côté réseau _____	106
IV.5.2.1- Compensation totale de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive _____	106
IV.5.2.2- Compensation partielle de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive _____	106
IV.5.3- Coordination entre les deux convertisseurs pour la compensation de la puissance réactive _____	109
IV.6- FILTRAGE HARMONIQUE DE COURANT D'UNE CHARGE NON LINEAIRE _____	109
IV.6.1- Identification des harmoniques de courant de la charge non linéaire _____	111
IV.6.1.1- Méthodes du domaine fréquentiel _____	112
IV.6.1.2- Méthodes du domaine temporel _____	112

IV.6.2- Filtrage actif des courants harmoniques en utilisant le convertisseur du côté machine	114
IV.6.3- Filtrage actif des courants harmoniques en utilisant le convertisseur côté réseau	116
IV.7- FILTRAGE DES COURANTS HARMONIQUES ET COMPENSATION DE LA PUISSANCE REACTIVE PAR LE CCM	120
IV.7.1- Compensation de la puissance réactive et filtrage des courants harmoniques sans saturation des courants rotoriques de commande	122
IV.7.2- Compensation de la puissance réactive et filtrage des courants harmoniques avec saturation des courants rotoriques de commande	124
IV.7.2.1- Cas d'une saturation de la commande des courants rotoriques due au courant réactif	124
IV.7.2.2- Cas d'une saturation de la commande des courants rotoriques due au filtrage des courants harmoniques	125
IV.8- FILTRAGE SELECTIF DES COURANTS HARMONIQUES EN UTILISANT LE CCM	126
IV.8.1- Procédure d'identification des composantes harmoniques d'ordre 5 et 7	128
IV.8.2- Procédure de filtrage sélectif des harmoniques de courant par le CCM	130
IV.8.2.1- Filtrage des harmoniques dominants d'ordre 5 et 7 et une part du résidu harmonique	131
IV.8.2.2- Filtrage d'une partie des composantes harmoniques d'ordre 5 et 7	131
IV.8.2.3- Résultats de simulation et discussion	132
IV.9- CONCLUSION	135

CHAPITRE V GESTION CENTRALISEE DES PUISSANCES D'UN PARC EOLIEN A BASE DE LA MADA

V.1- INTRODUCTION	136
V.2- IMPACT DE LA CONNEXION DES FERMES EOLIENNES SUR LE RESEAU	137
V.3- REGLEMENTS DE CONNEXION D'UNE FERME EOLIENNE AU RESEAU	138

V.4- MODES DE COMMANDE DE LA PUISSANCE ACTIVE DES FERMES EOLIENNES	140
V.4.1- Limitation de puissance	140
V.4.2- Fonctionnement avec puissance de réserve	141
V.4.3- Contrôle à équilibre de puissance	141
V.4.4- Limitation du gradient de puissance	142
V.4.5- Réaction d'urgence	142
V.5- MODES DE COMMANDE DE LA PUISSANCE REACTIVE DES FERMES EOLIENNES	143
V.6- SUPERVISION CENTRALISEE DES PUISSANCES DANS UNE FERME EOLIENNE	144
V.6.1- Algorithmes de dispatching basés sur un régulateur PI	145
V.6.2- Algorithmes de dispatching basés sur des fonctions objectives	145
V.6.3- Algorithmes de dispatching basés sur une distribution proportionnelle des puissances	145
V.7- CONFIGURATION DE LA FERME EOLIENNE ETUDIEE	146
V.8- DISPATCHING DES PUISSANCES DE LA FERME EOLIENNE	149
V.8.1- Expressions des consignes en puissance d'un aérogénérateur	150
V.8.2- Limites en puissance des aérogénérateurs	151
V.8.3- Résultats de simulation du dispatching des puissances	152
V.8.4- Résultats de simulation dynamique du parc éolien étudié	154
V.9- CONCLUSION	161
CONCLUSION GENERALE	162
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	165

ANNEXE

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils électriques et électroniques en milieu domestique et industriel ont conduit à des besoins planétaires considérables en énergie électrique. Depuis l'aube de l'humanité, la production de l'énergie était basée sur les combustibles comme le bois et les fossiles (charbon, gaz, pétrole). Le grand problème accompagnant l'utilisation de ces sources d'énergie est l'émission de gaz CO₂ qui est l'élément destructif de l'environnement et provocateur de la pollution atmosphérique de notre planète.

Face à ces problèmes énergétiques, les pays industrialisés ont massivement opté pour le développement des centrales nucléaires. L'utilisation de ces dernières sources présente un risque d'accidents catastrophiques (comme la catastrophe de Fukushima en mars 2011). En plus, le traitement et l'enterrement des déchets nucléaires présentent des problèmes réels insurmontables pour les générations futures. Pour résoudre ces problèmes, il est indispensable de faire appel à d'autres sources d'énergie qui peuvent être utilisées sans risque sur la vie humaine et l'environnement. Ainsi, plusieurs pays ont focalisés leurs efforts sur le développement des sources d'énergie renouvelables à savoir : l'éolien, le solaire, la biomasse, l'hydraulique et l'hydrolien. Parmi ces sources d'énergie, l'éolienne représente un potentiel considérable à exploiter afin de répondre partiellement aux besoins énergétiques mondiaux. La puissance des éoliennes installées dans le monde ne cesse d'augmenter. Selon le rapport annuel publié par le GWEC (*Global Wind Energy Council*) pour l'année 2012, la capacité mondiale totale de l'énergie éolienne a atteint environ 282.43 GW en 2012, 238.03 GW en 2011, 197.68 GW en 2010, 158.86 GW en 2009, 120.26 GW en 2008, 93.63 GW en 2007 et 74 GW en 2006.

Par ailleurs, vu l'intégration progressive des charges non linéaires dans le réseau, les systèmes éoliens ne sont plus amenés uniquement à produire de la puissance active pour répondre aux besoins des consommateurs mais de participer aussi à l'amélioration de la qualité d'énergie (compensation de la puissance réactive et filtrage des courants harmoniques des charges non linéaires et les harmoniques de la tension d'alimentation, ...etc). Grâce au développement des systèmes d'électronique de puissance, les systèmes éoliens modernes fonctionnent à vitesse variable pour pouvoir extraire le maximum de puissance à partir du vent. La plupart d'entre eux sont équipés par des machines asynchrones à double alimentation. Dans ce cas, l'avantage réside principalement dans le dimensionnement des convertisseurs statiques utilisés et aussi dans la gamme de variation de la vitesse (de -30 % à 30 % de la vitesse de synchronisme) [1]. Ceci est un

bénéfice économique important comparativement à d'autres solutions de conversion électromécanique.

D'autre part, les éoliennes sont regroupées sous forme de fermes éoliennes (parcs éoliens) qui doivent être dotées d'un système de supervision et de commande performant pour pouvoir régler le flux de puissance injecté au réseau et participer éventuellement aux services système (régulation de la tension, régulation de la fréquence, ...) en cas de nécessité. Elles sont constituées d'un nombre limité d'éoliennes suivant la législation en vigueur et peuvent être installées sur terre (on shore) ou en mer (offshore). Plusieurs structures de connexion des éoliennes du parc au réseau sont envisageables. La première consiste à les connecter au réseau de moyenne tension (alternative) via un transformateur élévateur. La deuxième structure consiste à relier les éoliennes du parc à un bus continu commun. Tandis que, la troisième structure consiste à relier les différentes éoliennes entre elles vis-à-vis une liaison en tension continue. Ensuite, un convertisseur (DC-AC) commun servira pour les connecter au réseau électrique.

Depuis quelques années, les fermes éoliennes sont commandées pour fonctionner en mode « MPPT » et transférer leur maximum de puissance générée au réseau électrique. Cependant, elles se déconnectent de celui-ci lorsqu'un défaut y survient puisque elles n'ont aucune capacité à régler leur propre production et de fournir des services pour le système électrique. Ceci a entraîné de nombreux problèmes pour la gestion du réseau électrique en raison de la nature variable de la ressource éolienne. Pour cela, les fermes éoliennes modernes sont appelées de plus en plus à se conformer aux exigences imposées par le gestionnaire du réseau. Pour répondre à ces exigences, plusieurs techniques de supervision et de commande des fermes éoliennes ont été investiguées à savoir : la commande découplée des puissances active et réactive, le réglage de la tension, de la fréquence,

L'objectif principal de ce travail est la commande et la gestion d'un Système de Conversion d'Energie Eolienne (SCEE) à base de la Machine Asynchrone Doublement Alimentée entraînée par une turbine éolienne à vitesse variable. En effet, le SCEE est commandé d'une part pour produire de la puissance active, et d'autre part pour participer à l'amélioration de la qualité d'énergie en compensant la puissance réactive et les courants harmoniques présents sur le réseau électrique. La supervision et la gestion d'énergie d'une ferme éolienne, dont les générateurs sont équipés par des machines asynchrones doublement alimentées, fera l'objet de la dernière partie de ce travail.

Ainsi, le contenu de la présente thèse s'inscrit dans ce contexte et s'articule autour de cinq chapitres décrits ci-après :

Le premier chapitre est consacré à des notions générales sur l'énergie éolienne. Les différentes technologies d'éoliennes ainsi que les principaux composants constituant les systèmes de conversion d'énergie éolienne seront brièvement décrits. Les différentes structures usuelles de la conversion électromécanique basée sur des machines électriques de type synchrone ou asynchrone, notamment la machine asynchrone à double alimentation, seront rappelées. Enfin, les principales structures des fermes éoliennes connectées au réseau électrique seront décrites.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation d'un système de conversion d'énergie éolienne équipé d'une machine asynchrone à double alimentation. Le modèle mécanique du système éolien (turbine+MADA) est établi en se basant sur des hypothèses simplificatrices. Puis, en utilisant la loi de Betz, les relations mathématiques donnant la puissance aérodynamique et le coefficient de puissance de la turbine seront exprimées en fonction de la vitesse spécifique et de l'angle de calage des pales. Ensuite, des hypothèses simplificatrices seront adoptées pour établir un modèle mathématique de la MADA dans un système triphasé. L'application de la transformation de Park, nous permettra d'obtenir le modèle linéaire de la MADA exprimé dans le référentiel (d, q) . Après, la modélisation des deux convertisseurs rotoriques sera abordée. Pour ce faire, les schémas électriques de ces deux convertisseurs (le convertisseur côté machine et le convertisseur côté réseau) seront présentés en premier lieu. En deuxième lieu, les tensions à MLI obtenues à leurs sorties seront exprimées en fonction de la tension du bus continu et des états des interrupteurs formant les deux convertisseurs. Enfin, ce chapitre sera clôturé par le dimensionnement du bus continu, qui relie entre les deux convertisseurs, et de la bobine de lissage reliant le CCR au réseau électrique.

Le troisième chapitre est réservé au développement des différentes stratégies de commande des convertisseurs rotoriques (le CCM et le CCR). En effet, l'association de la commande du convertisseur côté machine (CCM), via le contrôle des courants rotoriques de la MADA, et du système d'orientation des pales permettra, d'une part la commande directe de la puissance active ou le réglage de la vitesse ce qui permet entre autres de faire fonctionner le système éolien dans les trois zones possibles à savoir : La zone de fonctionnement en mode MPPT permettant de capter le maximum de puissance à partir du vent ; la zone de fonctionnement à vitesse nominale et constante et la zone de fonctionnement à puissance constante, d'autre part de réguler la puissance réactive statorique de la MADA pour assurer un facteur de puissance désiré entre le stator et le réseau. La commande du convertisseur du côté réseau (CCR) a pour objectif l'asservissement de la tension du bus continu, qui relie les deux convertisseurs, à sa valeur de consigne et la commande de la puissance réactive échangée entre le CCR et le réseau afin d'assurer un facteur de puissance désiré du côté réseau. Ensuite, des résultats de simulation seront présentés pour valider les stratégies

de commande appliquées aux deux convertisseurs. Enfin, ce chapitre sera clôturé par la commande du système éolien à base de la MADA fonctionnant dans les trois zones possibles.

Dans le quatrième chapitre, les possibilités offertes par la commande des deux convertisseurs (le CCM et le CCR) sont mises à profit pour améliorer la qualité d'énergie, en termes de facteur de puissance et de taux de distorsion harmonique, par la compensation de la puissance réactive et le filtrage actif des courants harmoniques émanant d'une charge non linéaire connectée au réseau. Dans un premier temps, les deux convertisseurs à MLI seront contrôlés individuellement pour compenser la puissance réactive d'une charge linéaire inductive couplée au Point de Raccordement au Réseau (PRR). Puis, la commande des deux convertisseurs sera coordonnée pour compenser d'avantage de puissance réactive en tenant compte des limites en puissance de chaque convertisseur. Dans un deuxième temps, les deux convertisseurs seront contrôlés individuellement, pour filtrer les harmoniques de courant d'une charge non linéaire couplée au PRR. A la fin de ce chapitre, deux nouvelles stratégies de commande permettant d'exploiter la puissance maximale du CCM en termes de filtrage actif des courants harmoniques, seront présentées et discutées.

Le dernier chapitre abordera la stratégie de supervision et de gestion d'énergie d'une ferme éolienne. Pour ce faire, différents algorithmes de supervision et de dispatching des puissances d'un parc éolien seront présentés et discutés. Ceci nous permettra entre autres de distribuer les consignes des puissances sur les éoliennes avec la possibilité de minimiser les pertes internes dans les différentes lignes de la ferme éolienne. La ferme sera commandée pour fonctionner selon trois modes à savoir : la commande selon un plan de puissances active et réactive imposé par le gestionnaire du réseau ; la commande selon le mode 'Delta' permettant de disposer d'une puissance de réserve et la commande selon le mode MPPT garantissant une production du maximum de puissance active.

Les résultats obtenus dans ces recherches nous permettront de conclure sur les méthodes et outils utilisés et d'envisager des perspectives et des suites à donner à ce travail.

CHAPITRE I

ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE

I.1- INTRODUCTION

Depuis l'apparition du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'était au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies ont été utilisées pour capter l'énergie du vent (capteurs à axe vertical ou à axe horizontal) en utilisant des structures de capteurs de plus en plus performantes. Aujourd'hui, l'utilisation par l'humanité de quantités considérables de combustibles fossiles est à l'origine d'un déséquilibre important du cycle du carbone, ce qui provoque une augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère terrestre et, par voie de conséquence, entraîne des changements climatiques importants. D'autre part, les réserves de combustibles fossiles de la planète sont fixes et, au rythme de consommation actuel, leur épuisement doit être envisagé. Pour essayer de faire face à ces problèmes, un grand intérêt est donné au développement de l'énergie éolienne à travers le monde. Le principe de production de l'énergie éolienne est relativement simple. Le vent fait tourner les pales qui elles font tourner le générateur. A son tour, le générateur transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique. L'électricité produite est dirigée vers le réseau électrique ou vers un système de stockage. Les turbines peuvent être à axe vertical ou horizontal. La plus part des éoliennes modernes sont dotées d'un axe horizontal comprenant deux ou trois pales et peuvent fonctionner face au vent ou sous le vent. La turbine peut être à vitesse variable ou à vitesse constante. Les éoliennes à vitesse variable peuvent produire plus d'énergie que celles à vitesse fixe, mais elles doivent être dotées d'un convertisseur d'électronique de puissance pour produire une tension et une fréquence fixes pour les charges. La plupart des fabricants des turbines installent un multiplicateur entre le rotor de la turbine à basse vitesse et la génératrice triphasée à haut vitesse. La configuration à entraînement direct, où le rotor de la turbine est couplé directement à la génératrice, est d'une grande fiabilité, exige une maintenance minimale et permet par fois de réduire le coût de l'installation. Plusieurs structures électrotechniques (machines + convertisseurs), permettant de transformer l'énergie mécanique en électricité, ont été étudiées et réalisées. Actuellement, une grande partie des éoliennes en service utilise une machines asynchrone à double alimentation. Cette dernière permet une production d'électricité à vitesse variable et donne la possibilité de mieux contrôler la puissance électrique produite pour différentes vitesses de vent [1].

L'objectif de ce chapitre est de donner un état d'art sur l'énergie éolienne et ses systèmes de production. En premier temps, les avantages et inconvénients de l'utilisation de l'énergie éolienne sont décrits brièvement. Puis, nous synthétisons la situation actuelle de l'énergie éolienne dans le monde et notamment en Algérie. Ensuite, nous faisons une description générale des principaux éléments constituant un système éolien. En deuxième lieu, Les différentes structures usuelles de la

conversion électromécanique basée sur des machines électriques de type synchrone ou asynchrone, notamment la machine asynchrone à double alimentation, sont rappelées. Puis, l'importance de l'utilisation des convertisseurs multi niveaux dans les structures éoliennes de grande puissance utilisant la MADA sera discutée. Nous clôturons ce chapitre par un état d'art sur les structures des parcs éoliens et leur connexion au réseau.

I.2- AVANTAGES ET INCONVENIENTS DE L'ENERGIE EOLIENNE

Comme toute source d'énergie, l'énergie éolienne présente aussi certains avantages et inconvénients qui sont rappelés brièvement ci-après :

I.2.1- Avantages

Les principaux avantages de l'énergie éolienne sont résumés comme suit :

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles qui sont des sources d'énergie polluante et en voie de disparition ;
- L'énergie éolienne est une énergie propre et gratuite. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme d'autres sources d'énergie qui ont été la cause principale de l'échauffement du climat par une production énorme du gaz CO₂ ;
- L'énergie éolienne ne produit pas des déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire ;
- La production peut se faire jour et nuit contrairement à l'énergie solaire dont la production peut se faire uniquement pendant le jour.

I.2.2- Inconvénients

Les principaux inconvénients de l'énergie éolienne sont résumés comme suit :

- Vue la nature aléatoire du vent, la qualité de la puissance électrique produite sera influencée ce qui représente une contrainte pour le raccordement au réseau électrique ;
- Le bruit dont la source essentielle est le mouvement des pales et le multiplicateur de vitesse. Ce dernier commence à disparaître après l'apparition des éoliennes à attaque directe. Le multiplicateur de vitesse exige un entretien permanent ce qui représente un handicap pour les fermes éoliennes offshore (installées dans la mer) et celles qui sont installées dans les milieux ruraux. Ceci explique l'intérêt porté ces dernières années à des éoliennes à attaque direct.
- Le coût du kW/h reste élevé comparativement aux autres sources d'énergies classiques ;

- L'impact visuel des éoliennes installées sur terre qui ont tendance à défigurer le paysage, mais avec l'apparition des fermes offshore, on commence à oublier ce problème d'esthétique.
- Les éoliennes peuvent représenter un obstacle mortel pour les oiseaux. En effet, les pales de l'éolienne en mouvement sont invisibles par les oiseaux principalement pendant la nuit et en cas de mauvais temps. Par conséquent, les oiseaux peuvent entrer en collision avec celles-ci.

I.3- SITUATION ACTUELLE DE L'ENERGIE EOLIENNE

L'éolien occupe actuellement une bonne place comme énergie complémentaire à l'énergie fossile et nucléaire puisque l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement représente, au niveau mondial, un gisement considérable (voir Figure (I.1)).

Le rapport annuel publié par le GWEC (*Global Wind Energy Council*) pour l'année 2012, montre l'intérêt consacré à l'énergie éolienne à travers le monde. En effet, la capacité mondiale totale de l'énergie éolienne a atteint environ 282.43 GW en 2012 après 238.03 GW en 2011, 197.68 GW en 2010, 158.86 GW en 2009, 120.26 GW en 2008, 93.63 GW en 2007 et 74 GW en 2006. La Chine se trouve en position de leader mondial avec 75.56 GW dont 13.2 GW installés en 2012. Les Etats-Unis se positionnent en deuxième place avec une capacité de 60 GW dont 13.12 GW installés en 2012. L'Allemagne détient la première place européenne et la troisième place mondiale avec 31.33 GW dont 2.43 GW installés en 2012. En quatrième place mondiale et deuxième place européenne se trouve l'Espagne avec 22.79 GW dont 1.12 GW installés en 2012.

I.4- HISTOIRE ET CROISSANCE DE L'EXPLOITATION DE L'ENERGIE EOLIENNE

Le vent provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement qui donne naissance au vent. Donc, le vent est une source d'énergie propre et continue qui n'expirera jamais comme le pétrole ou le charbon.

Cette source d'énergie a été exploitée depuis plusieurs siècles pour la propulsion des navires, l'entraînement des moulins de grain, le pompage d'eau pour l'agriculture, pour abreuver les bêtes dans les champs et pour le forgeage dans les usines. Pour toutes ces applications, l'énergie cinétique du vent a été utilisée pour répondre à des besoins en énergie mécanique.

Les moulins ont été rotatifs sur un axe vertical pour être toujours face au vent et possède 4 pales. Les pales sont solides et permettent de récupérer le maximum de puissance. La Figure (I.2) représente l'un des premiers moulins utilisés en Europe [3].

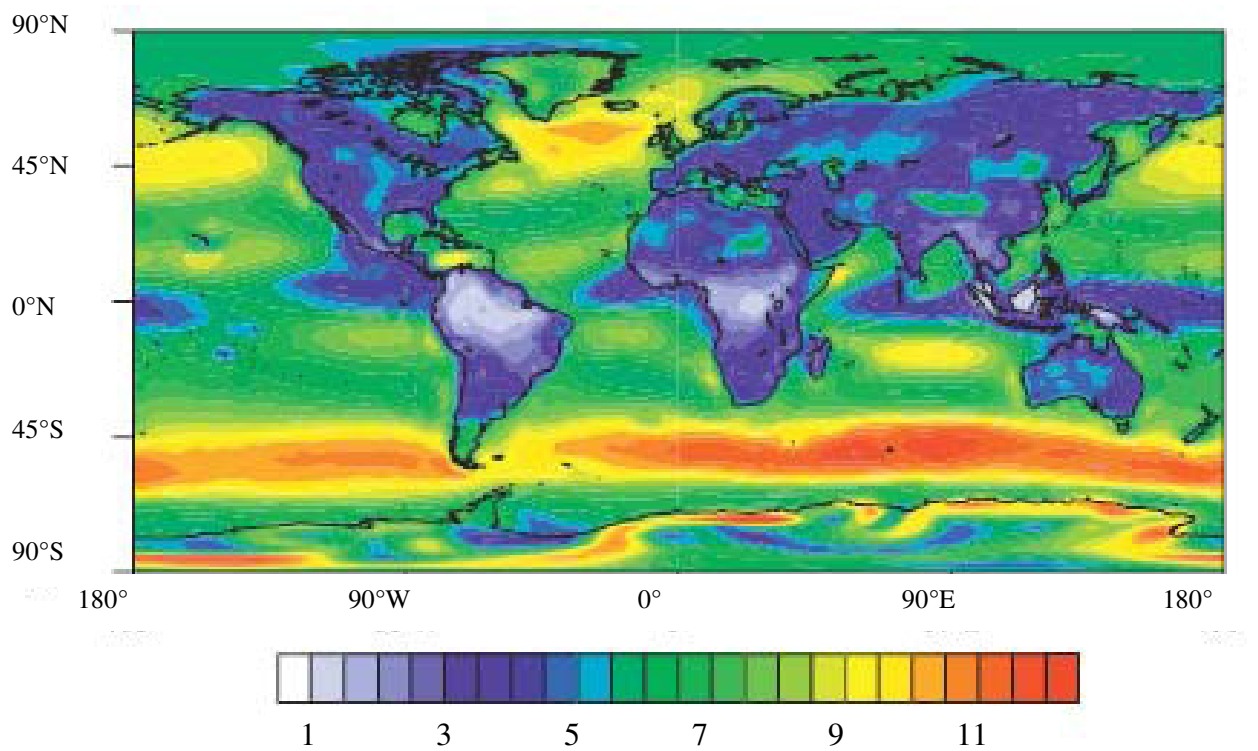


Figure I.1 L'un des atlas mondiaux des moyennes annuelles de vitesses de vent (en m/s, à 10 m d'altitude) [2].



Figure I.2 Moulin à vent à axe horizontal utilisé en Europe [3]

Les générateurs ont fait leurs apparitions à la fin du 19^{ème} siècle. La première turbine a été construite par « Charle Bruch » à Cleveland, Ohio en 1888, mais cette turbine n'a pas connu un grand succès [3]. Dans les années qui suivent, des petits générateurs électriques sont construits, et donnent naissance à des petites éoliennes (mises en œuvre par « Marcellus Jacobs ») [3]. Les éoliennes de Jacobs remplacent avec succès les pompes à eau. Ces turbines sont équipées de trois pales, et d'un système de stockage d'énergie et elles ressemblent bien aux turbines modernes. Mais avec l'évolution des systèmes de génération d'électricité et l'invention des centrales électriques à base d'alternateurs (1930), l'utilisation des éoliennes a été fortement réduite [3].

Le 20^{ème} siècle a connu la construction des premières éoliennes modernes. La plus importante création de turbine a été réalisée au Danemark entre 1891 et 1918. Paul La Cour a construit plus de 100 éoliennes dont la puissance varie de 20 à 35 kW. L'une des remarquables utilisations de ces éoliennes est la production de l'hydrogène. D'autres constructeurs sont apparus après La Cour, comme « Lykkegaard .Ltd » et « F. L Smith & Co ». La capacité des éoliennes construites est passée de 30 à 60 kW. Juste après la deuxième guerre mondiale, Johannes Jul a fabriqué une éolienne de 200 kW. Les éoliennes de Johannes utilisent le système « stall control » pour commander la puissance à la sortie de la machine, et elles sont équipées de générateurs asynchrones, vu la facilité de leurs connections au réseau par rapport à une machine synchrone [3].

L'une des plus grandes éoliennes qui fut réalisée au 20^{ème} siècle a été construite par Smith - Putnam en 1948. Les pales ont un diamètre de 53,3 m et le générateur a eu une capacité maximale de production de 1.25 MW.

La crise pétrolière de l'année 1974, était la cause principale justifiant la relance des études pour le développement et la modernisation des aérogénérateurs pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux. C'est vers les années 80 que le marché européen a réellement décollé dans le domaine éolien. Notamment, L'Allemagne, l'Espagne et le Danemark ont connu un développement remarquable dans le secteur éolien. Ces pays ont une contribution importante au marché mondial qui atteint 10000 MW en 1988 et environ 47000 MW en 2004 avec une croissance moyenne de 7500 MW par an [2].

I.5- ENERGIE EOLIENNE EN ALGERIE

Dans les années 50, des centaines d'éoliennes ont été installées en Algérie pour pomper de l'eau afin d'irriguer les champs d'agriculture et abreuver les bêtes. Pour l'optimisation des systèmes éoliens sur un site donné, il est nécessaire de connaître ses potentialités énergétiques avant de procéder à l'installation réelle des éoliennes. Jusqu'au milieu des années 80, les seules mesures des paramètres de vent disponibles en Algérie étaient rapportées dans les bulletins météorologiques

de l'Office National de Météorologie (ONM) qui donnent les vitesses et les fréquences moyennes du vent pour les différentes stations météorologiques qui se trouvent sur le territoire national [4]. En exploitant ces données en 1984, il a été conclu que l'Algérie offre de faible possibilité en matière d'utilisation de l'énergie éolienne [4].

Les premiers travaux sur le potentiel éolien en Algérie ont été publiés en 1984. Le gisement éolien en Algérie est très diversifié [4]. Il varie d'une zone à une autre selon la cartographie et le climat de cette dernière. En utilisant le logiciel Wasp utilisé pour la cartographie éolienne de l'Europe, « l'Atlas de vent en Algérie » (voir figure (I.3)) a été édité en 1990 [2]. Cette figure montre que le Sud est plus venté que le Nord.

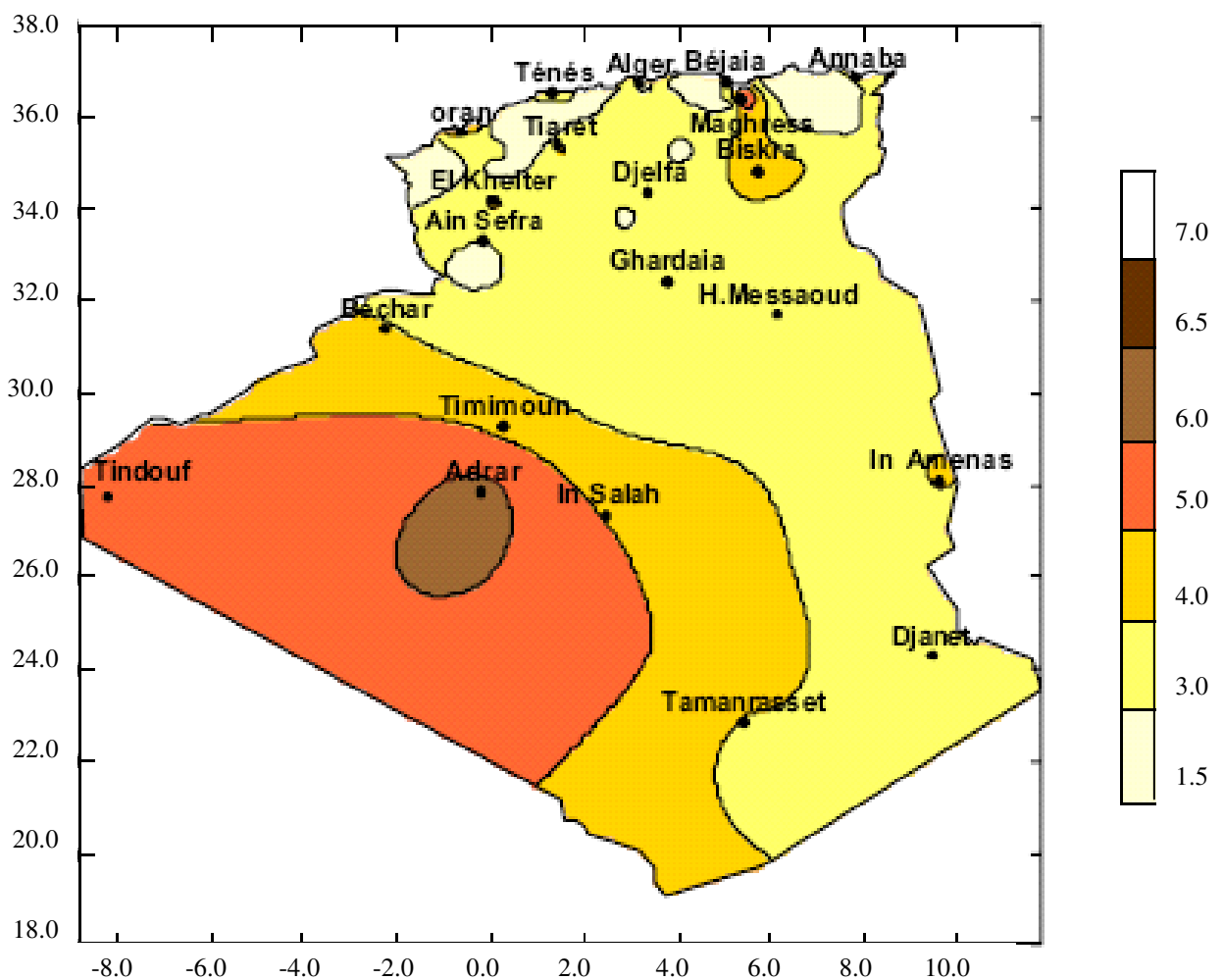


Figure I.3 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m de sol en Algérie [2].

En observant la carte, on remarque aussi que le Sud-Ouest est caractérisé par des vitesses moyennes annuelles du vent supérieures à 4 m/s. Elles dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Dans le Nord, la vitesse moyenne annuelle du vent est peu élevée, à l'exception, des sites côtiers d'Oran, Ténès, Bêjaia et Annaba, et les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que la

région délimitée par Béjaia au Nord et Biskra au sud, qui sont prometteurs en termes de production d'énergie éolienne si la hauteur des éoliennes installées est suffisamment élevée.

Suite à des décisions politiques, l'Algérie compte d'investir dans le domaine de la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne pour atteindre 3% de production nationale en terme d'électricité à l'horizon 2027 [2]. Comme début, le groupe Sonalgaz a attribué un marché au groupe Français Vergnet pour réaliser la première ferme éolienne à Adrar pour produire une puissance de 10 MW. La puissance produite par cette ferme sera injectée dans le réseau électrique d'Adrar afin de participer à l'irrigation des terres agricoles à l'aide de pompage éolien et à l'électrification de la région. L'existence de la nappe albienne, à Adrar, est un avantage supplémentaire et encourageant, grâce à la faible profondeur du toit du réservoir [4].

I.6 - DESCRIPTION GENERALE D'UN SYSTEME EOLIEN

Un aérogénérateur est un dispositif qui permet de transformer une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission en premier temps puis en énergie électrique en deuxième temps par l'intermédiaire d'une génératrice (voir Figure (I.4)).

Comme on l'a déjà mentionné, l'énergie éolienne est une énergie propre et inépuisable qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Néanmoins, la vitesse de vent est aléatoire dans le temps et son système de captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions. Les matériaux de fabrication des différents éléments (mât, nacelle, pale et le multiplicateur de vitesse) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent coûteux.

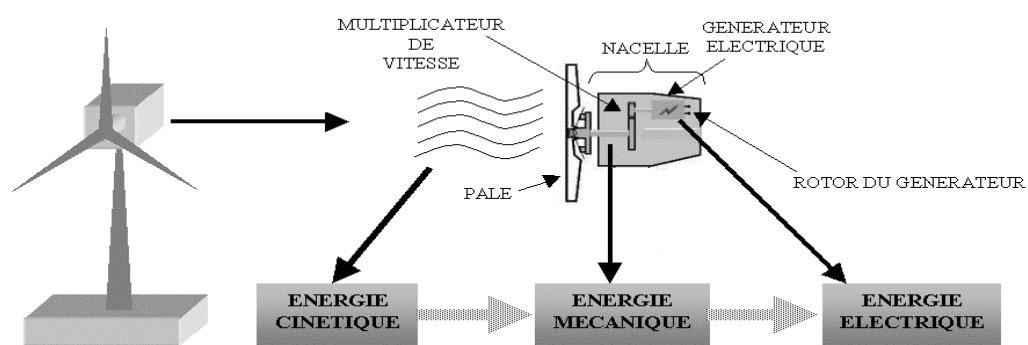


Figure I.4 Principe de base de fonctionnement d'un système éolien [1]

I.6.1 Catégories et types d'éoliennes

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont classées en trois catégories à savoir :

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

Selon le rapport européen sur l'énergie éolienne (2005), La figure suivante illustre la correspondance taille-puissance des éoliennes :

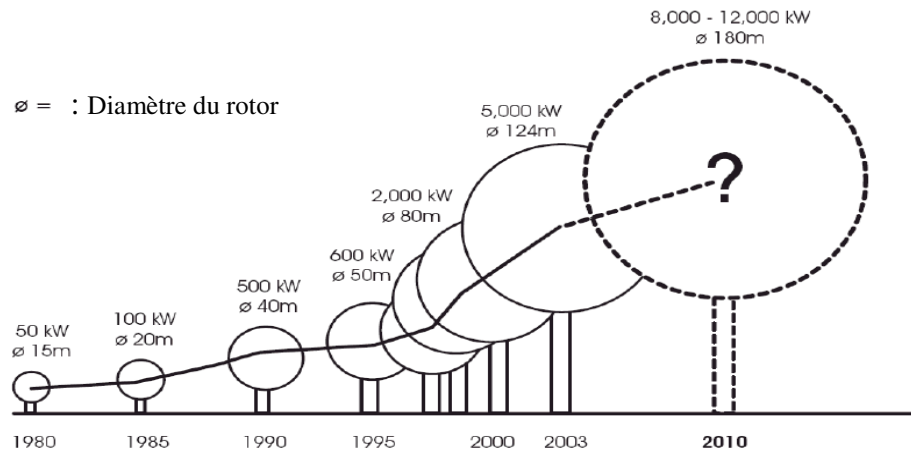


Figure I.5 Correspondance taille-puissance des éoliennes selon (*European Wind Energy Report 2005*) [1]

Par ailleurs, il existe deux grandes familles d'éolienne à savoir :

- Eolienne à axe vertical ;
- Eolienne à axe horizontal.

I.6.1.1- Eolienne à axe vertical

Comparativement aux éoliennes à axe horizontal, les éoliennes à axe vertical (voir Figure (I.6)) sont très peu mises en œuvre de nos jours à cause de leurs performances. En effet, elles sont basées sur le même principe de fonctionnement que les roues hydrauliques avec une direction de vent perpendiculaire à l'axe de rotation. Leur conception permet de mettre le multiplicateur et la génératrice directement sur le sol pour être facilement accessibles afin de les entretenir.

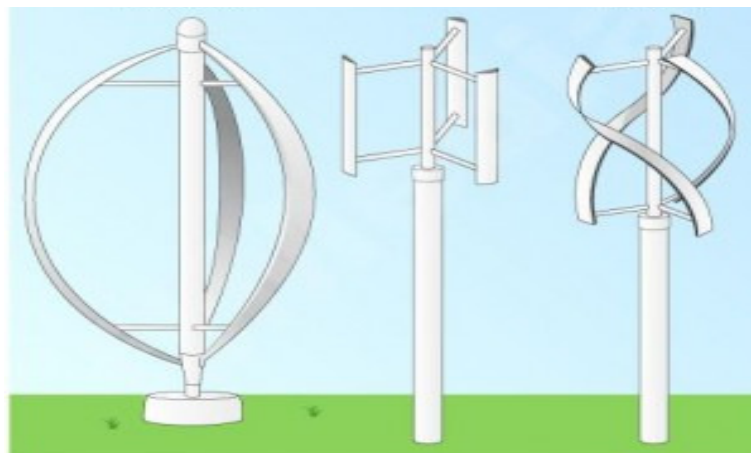


Figure I.6 Type d'éoliennes à axe vertical [3]

A cause de son axe de rotation vertical, le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir besoin à orienter le rotor. Néanmoins, ces éoliennes possèdent certains désavantages. En effet, ce type d'éoliennes ne peut pas démarrer tout seul, mais il lui faut un couple de lancement par un dispositif spécifique dès qu'un vent suffisant apparaît pour produire de l'électricité. Les surfaces qu'elles occupent au sol sont très importantes pour les puissances élevées. Cela, représente un problème majeur pour une implantation des parcs sur des sites agricoles. Tous ces inconvénients majeurs associés au faible rendement énergétique ont fortement limité le développement de ce type d'éoliennes, laissant ainsi la place aux éoliennes à axe horizontal.

I.6.1.2- Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal (voir Figure (I.7)), sont basées sur la technologie ancienne des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées à la manière des ailes d'avion. Malgré que ce type d'éoliennes nécessite un système d'orientation des pales assez précieux, elles disposent d'un rendement aérodynamique plus élevé et démarrent d'une manière autonome dès qu'il ya un vent suffisant pour la production d'électricité. En plus, elles n'occupent pas une grande surface au niveau du sol. De point de vue vitesse, on distingue deux types d'éoliennes :

- 1- Eoliennes lentes qui sont constituées d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40) : Leur diamètre est limité à cause de leur inertie très importante. Ces éoliennes multi-pales sont adaptées aux vents de faible vitesse. Elles démarrent à vide pour des vitesses de vent de l'ordre de 2 à 3 m/s. Leur couple de démarrage est relativement important. Cependant, ce type d'éoliennes est moins rentable que celui à vitesse rapide.



Figure I.7 Eoliennes à axe horizontal et tripales

- 2- Eoliennes rapides qui ont un nombre de pales réduit, qui varie en général entre 2 et 4 pales : Actuellement, elles sont très utilisées dans la production de l'électricité en raison de leur efficacité, de leurs poids et de leur rendement très élevé. Le rotor tripale étant le plus utilisé puisqu'il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, la vitesse de rotation, le coût des pales, le comportement vibratoire et le bruit sonore. L'étude abordée dans la suite de ce travail se limite au cas des éoliennes à axe horizontal.

I.6.2- Principaux éléments d'un système éolien

Selon les fabricants et les technologies, il existe plusieurs structures possibles des systèmes éoliens. Cependant, une éolienne de base est constituée principalement (voir Figure (I.8)) de :

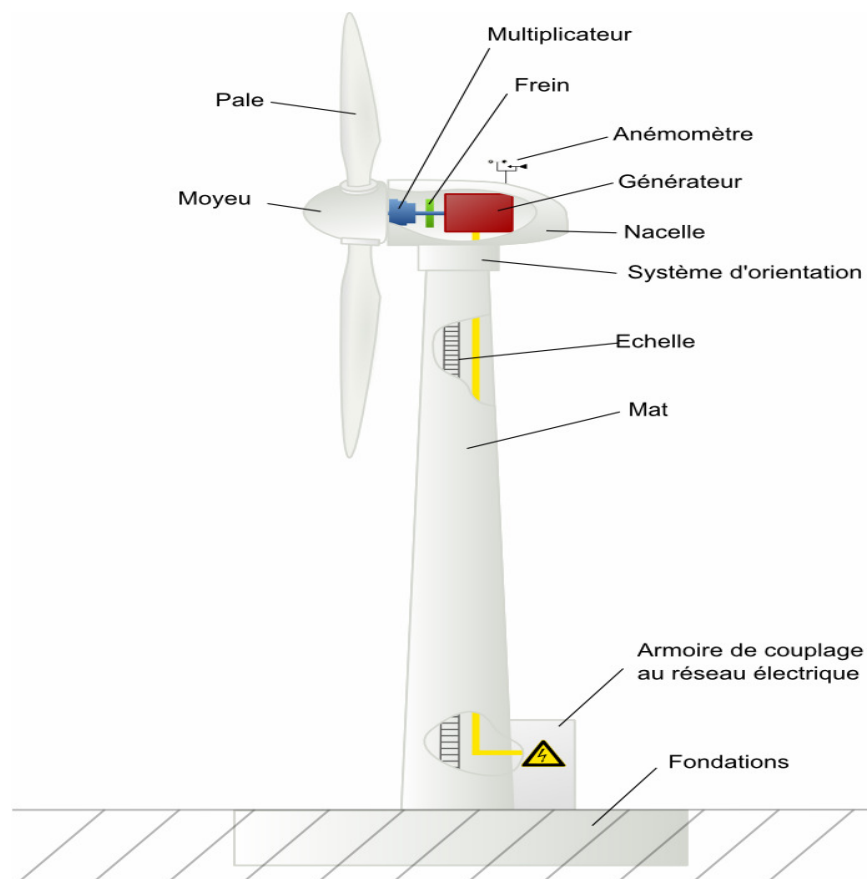


Figure I.8 Principaux éléments d'un système éolien [3].

- 1- Le mât qui est l'élément qui supporte la nacelle et le rotor de la turbine. Il faut que le mât soit le plus haut possible du fait de l'augmentation de la vitesse du vent en hauteur. Toutefois, la quantité de matière nécessaire pour sa construction représente un coût important et par conséquent, le poids doit être limité. Généralement, un compromis consiste à construire un mât de longueur légèrement supérieure au diamètre du rotor de la turbine pour éviter que les pales ne touchent le sol. A titre d'exemple, le mât d'une éolienne de 500

kW a une hauteur de 40 à 60 m. D'autre part, le mât peut être plein ou cylindrique. Ce dernier type est plus coûteux mais il permet un accès facile à la nacelle pour l'entretien ;

- 2- La nacelle qui abrite tous les éléments mécaniques, électriques et électroniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique, ainsi que le système de commande qui permet de contrôler le système éolien pour capter le maximum de puissance du vent et orienter l'angle de calage des pales en cas de nécessité. A cela vient s'ajouter le système de refroidissement par air ou hydraulique, un anémomètre et un frein à disque qui permet l'arrêt du système en cas de danger. Dans les applications éoliennes on trouve des freins mécaniques sur l'arbre principal qui lie le générateur aux hélices.
- 3- Les freins mécaniques ont le même principe que pour une voiture, il y a un disque placé face à des plaquettes de frein qui sont contrôlées par un système hydraulique [5]. Dès que ce système hydraulique est activé les plaquettes sont collées aux disques et créent un couple qui s'oppose au couple de la turbine et cela fait chuter la vitesse. L'endroit d'emplacement des freins est important dans ce cas, car si les freins sont placés avant la boîte à vitesse, le couple de freinage demandé est plus grand et la vitesse est plus petite. Or si les freins sont du côté générateur (côté grande vitesse), le couple de freinage demandé est petit et la vitesse est plus grande (plaquettes sont moins abîmées). Si les freins sont installés du côté générateur, une panne sur la boîte à vitesse se traduit par une déconnection entre les hélices et les freins, dans ce cas les freins ne pourront plus rien pour arrêter les hélices.

Il existe des critères bien spécifiques pour dimensionner les freins des éoliennes en fonction

- du couple maximal ;
 - du temps d'application du freinage ;
 - de la puissance à absorber.
- 4- Le rotor est composé par les pales qui sont montées sur un moyeu. Il représente la partie mobile du système éolien qui sert à capter l'énergie du vent et à la convertir en énergie mécanique. Le moyeu est une pièce en acier qui reçoit à son entrée les pales et sa sortie est montée sur l'arbre lent du multiplicateur de vitesse.
 - 5- Le multiplicateur de vitesse qui sert à adapter la vitesse de l'arbre lente à la vitesse rapide de la génératrice électrique.
 - 6- Le système d'orientation qui permet d'orienter les pales des éoliennes à axe horizontal face au vent. Ces systèmes d'orientation sont ou bien à contrôle actif ou bien à fonctionnement libre. Les systèmes basés sur le contrôle actif utilisent un moteur pour effectuer la rotation, par contre les systèmes libres se basent sur l'aérodynamique du rotor pour aligner la turbine face au vent.

7- La génératrice qui est une machine électrique permettant la conversion de l'énergie mécanique captée par le rotor éolien en énergie électrique. Le choix des générateurs dans les applications éoliennes dépend de :

- La simplicité d'utilisation ;
- La longue durée de vie ;
- Le coût de maintenance qui doit être le plus faible possible ;
- Le faible coût de construction et de réalisation.

8- Anémomètre qui est un système qui sert à mesurer la vitesse de vent.

Il est important de noter qu'au pied de l'éolienne, on trouve un transformateur élévateur qui facilite sa connexion au réseau ou au point de couplage commun des fermes éoliennes.

I.7- ZONES DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME EOLIEN A VITESSE VARIABLE

Le dimensionnement en puissance de l'ensemble de la turbine, du générateur et de toute la structure mécanique associée est défini pour une vitesse du vent nominale au-delà de laquelle il est nécessaire d'écrêter la puissance produite. En effet, Comme la puissance éolienne captée est proportionnelle au cube de la vitesse de vent. Alors, il existe une vitesse nominale pour une puissance éolienne nominale pour laquelle l'ensemble des éléments (mât, nacelle, pales, générateur) formant le système éolien sont dimensionnés. C'est pour cela que les éoliennes modernes à vitesse variable disposent d'un système de contrôle qui leur permet de modifier leurs caractéristiques aérodynamiques afin de garder la puissance à sa valeur nominale et éviter toute destruction mécanique. Pour les éoliennes à vitesse variable, on distingue trois zones de fonctionnement réel (voir figure I.9) à savoir :

- Zone 0 ($0 < v < v_{min}$) : Dans cette zone, la turbine ne fonctionne pas. La vitesse de vent n'est pas encore suffisante pour une production significative de l'électricité ;
- Zone 1 ($v_{min} < v < v_1$) : C'est dans cette zone qu'on cherche à extraire le maximum de puissance du vent ;
- Zone 2 ($v_1 < v < v_2$) : Dans cette zone, on ne peut plus faire varier la vitesse de rotation de la machine car elle a atteint sa valeur nominale. Donc la conversion énergétique ne peut pas être optimale;
- Zone 3 ($v_2 < v < v_{max}$) : Dans cette zone, le système a atteint sa puissance nominale qui doit être absolument gardée constante par le contrôle de l'angle de calage des pales. Enfin, lorsque la vitesse du vent dépasse une v_{max} (estimée destructive), le système doit être mis à l'arrêt par une mise en drapeau des pales afin d'éviter sa destruction mécanique. Ces zones de fonctionnement sont illustrées par la figure suivante (voir Figure (I.9)) [6]:

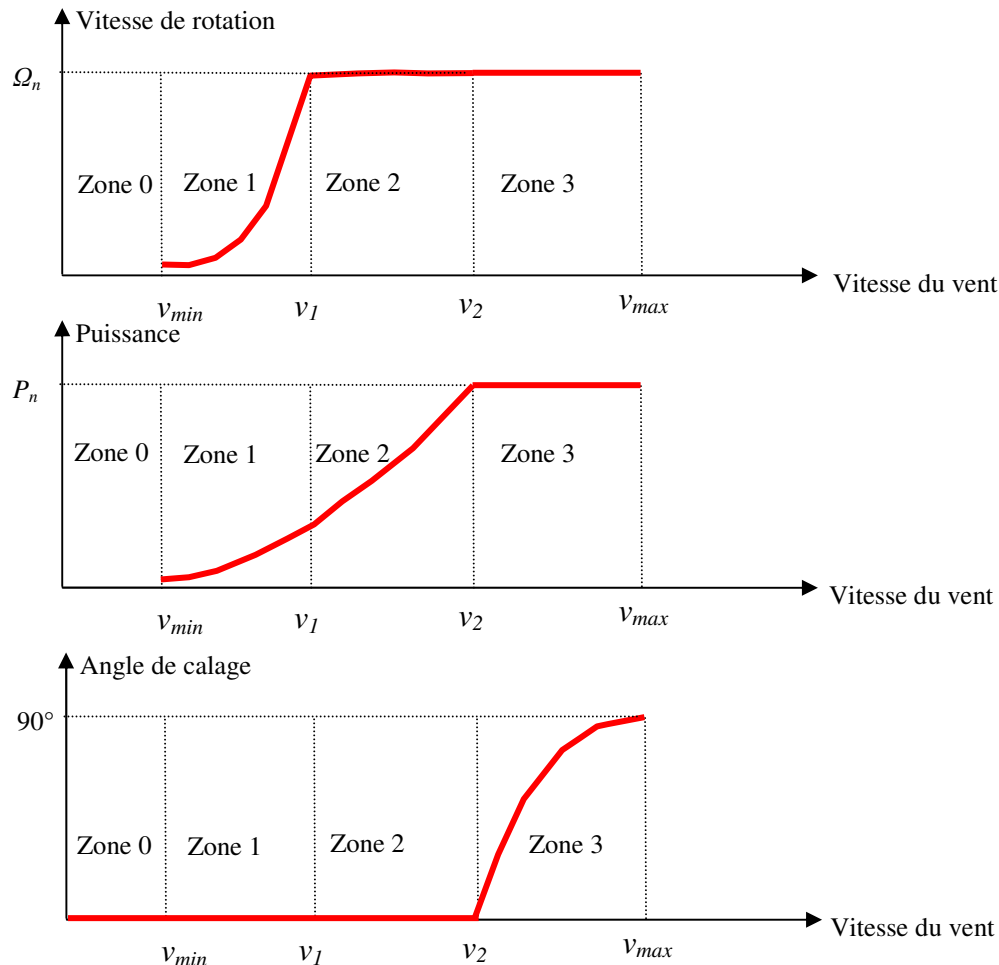


Figure 1.9 Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

I.8- ETAT DE L'ART DES SYSTEMES DE CONVERSION ELECTROMECHANIQUE ET LEUR SYSTEME DE COMMANDE

Dans cette partie, nous nous sommes intéressés à la description des systèmes de conversion électromécanique utilisés dans les systèmes éoliens. Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent être utilisées comme génératrices dans un système éolien. Ce dernier exige un cahier de charge très spécifique qui varie selon le type et la dimension de la turbine. Trois grandes familles de machines sont concernées à savoir : les machines asynchrones, les machines synchrones et les machines à structures spéciales.

En fonction de la puissance de l'éolienne et de l'utilisation souhaitée de l'énergie éolienne, on rencontre dans la littérature de nombreuses chaînes de conversion. Elles permettent soit l'exploitation directe de l'énergie (sous sa forme alternative) soit le passage par un étage continu (énergie sous forme continue) et éventuellement un stockage.

Le passage par un étage continu offre une grande liberté lors de la gestion de l'énergie éolienne produite car on n'a pas de fréquence imposée. Comme les générateurs sont à bobinage triphasé au

stator, ils peuvent être connectés directement au réseau ou par une interface constituée d'un convertisseur d'électronique de puissance. Généralement, on utilise un système d'excitation qui peut être constitué d'un aimant permanent au rotor, un circuit monophasé alimenté en continu (cas de la machine synchrone), un système brushless pour contrôler le glissement, un convertisseur triphasé au rotor pour les machines à double alimentation (cas de la machine asynchrone à rotor bobiné) ou par une structure magnétique spéciale dans le cas des machines à reluctance variable. Dans ce qui suit, nous allons décrire brièvement les principales structures de conversions électromécaniques existantes.

I.8.1- Systèmes utilisant des machines asynchrones

Il existe deux structures de système éolien utilisant les machines asynchrones selon que :

- Leur stator est connecté directement au réseau.
- Leur stator est connecté au réseau à travers une interface d'électronique de puissance, placé entre le stator et le réseau ou entre le rotor et le réseau.

I.8.1.1- Machines connectées directement par le stator au réseau

Les machines asynchrones peuvent être connectées au réseau directement ou à travers des convertisseurs.

a)- Machines asynchrones à cage d'écureuil

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant de l'électricité. La machine asynchrone à cage est la plus simple à fabriquer et la moins coûteuse. Cette machine a l'avantage d'être moins exigeante en termes d'entretien vu la qualité de sa robustesse. Aussi, l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues la rend tout à fait convenable pour l'utilisation dans les systèmes éoliens et des environnements où la procédure d'entretien est difficile (par exemple: le cas des éoliennes installées dans la mer).

La figure (I.10) illustre le schéma de principe d'un système éolien utilisant une machine asynchrone à cage d'écureuil connectée directement au réseau par le stator. La vitesse de la génératrice est imposée par la fréquence du réseau et par son nombre de paires de pôles. Le rotor de la machine est directement connecté à l'arbre de transmission de la turbine par l'intermédiaire d'un multiplicateur de vitesse (pour adapter la vitesse lente de la turbine à la vitesse rapide de la génératrice). Ce système fonctionne à vitesse fixe et pour qu'il soit stable, le générateur doit conserver une vitesse légèrement supérieure à la vitesse du synchronisme comme le montre la figure (I.11).

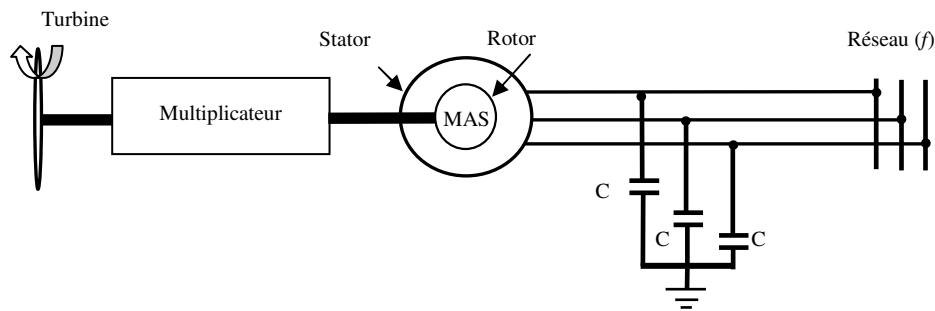


Figure I.10 Connexion directe d'une machine asynchrone à cage d'écureuil au réseau.

Dans ce cas, la vitesse de la génératrice doit rester entre 1500 tr/min et 1600 tr/min pour rester dans la zone de stabilité (voir Figure (I.11)). Malgré sa structure simple, ce type de système n'exploite pas au maximum la puissance disponible pour différentes vitesses de vent.

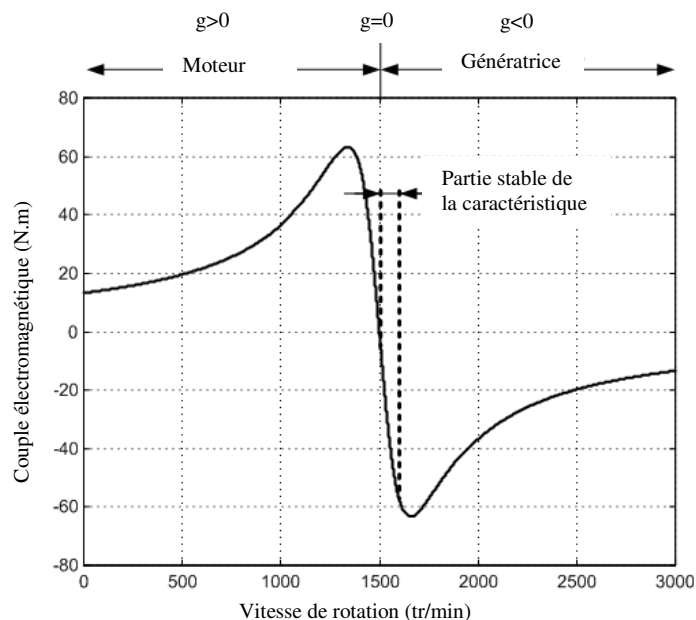


Figure I.11 Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles.

b)- Machines asynchrones à cage d'écureuil à double stator

Pour améliorer le rendement du dispositif précédent, certains constructeurs ont opté pour un système éolien à base de machine asynchrone à cage à double stator comme le montre la figure (I.12). Ce système est basé sur l'utilisation de deux stators :

- Un premier stator à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent ;
- Un deuxième stator à faible nombre de paires de pôles pour les vitesses de vent élevées.

Ce dispositif est utilisé par exemple sur certaines éoliennes de telle façon à proposer deux régimes, l'un rapide en journée, l'autre lent pour la nuit.

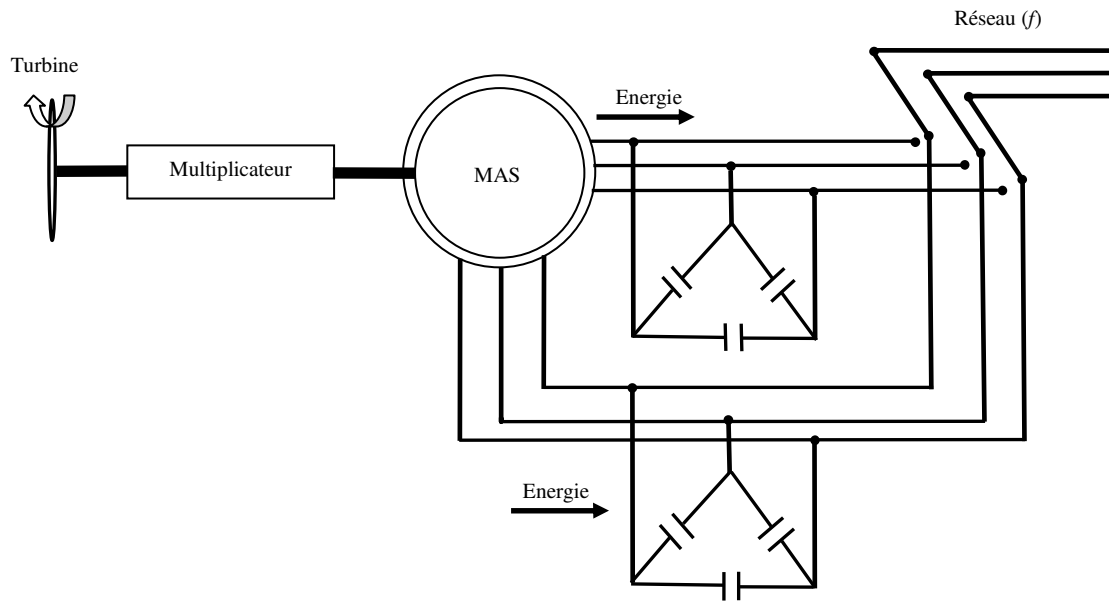


Figure I.12 Machine asynchrone à double stator connectée directement au réseau [3].

Néanmoins, ce système reste toujours principalement un dispositif à vitesse fixe mais possède deux points de fonctionnement différents. La présence d'un deuxième stator rend la conception de la machine particulière et augmente le coût et le diamètre de façon non négligeable, ce qui augmente le poids et l'encombrement de l'ensemble.

I.8.1.2- Machines connectées au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance

L'introduction des convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau permet de découpler la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine, ce qui permet à l'aérogénérateur de fonctionner à vitesse variable. Le dispositif de base est illustré par la figure (I.13).

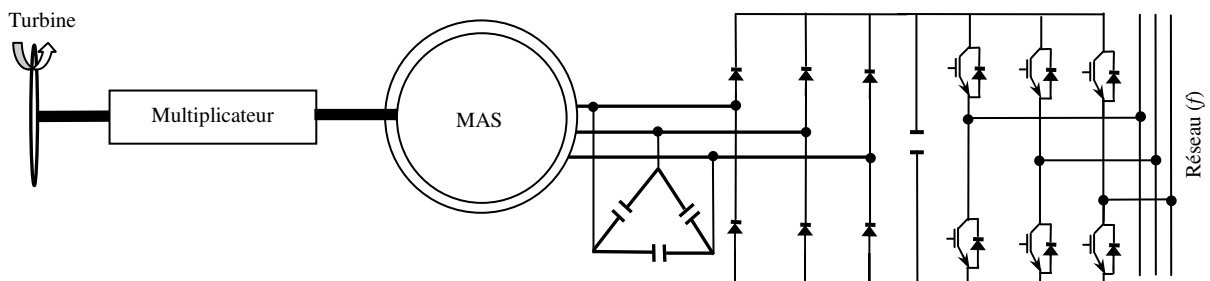


Figure I.13 Machine asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur- onduleur [3].

Cette configuration autorise un fonctionnement à vitesse variable sans limite physique théorique. En effet, quelle que soit la vitesse de rotation de la machine, la tension produite est redressée et transformée en tension continue. Le fonctionnement de l'onduleur est alors classique et une commande adéquate permet de délivrer une tension alternative de fréquence fixe correspondant à celle du réseau avec un facteur de puissance unitaire.

Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour faire transiter la totalité de cette puissance échangée entre la machine et le réseau. Ils représentent donc un coût important, des pertes non négligeables (jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et entraînent des perturbations qui nuisent au rendement et à la qualité de l'énergie délivrée [1].

De plus, la présence des capacités est indispensable pour fournir l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine, ce qui augmente d'avantage le coût. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau car le redresseur est unidirectionnel.

I.8.1.3- Machine asynchrone à double alimentation de type "brushless "

Cette machine a la particularité de posséder deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et est destiné au transfert de puissance. Le second bobinage, dont la section des conducteurs est moins élevée, permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Cette machine présente l'intérêt d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable. En revanche, le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau (voir Figure (I.14)).

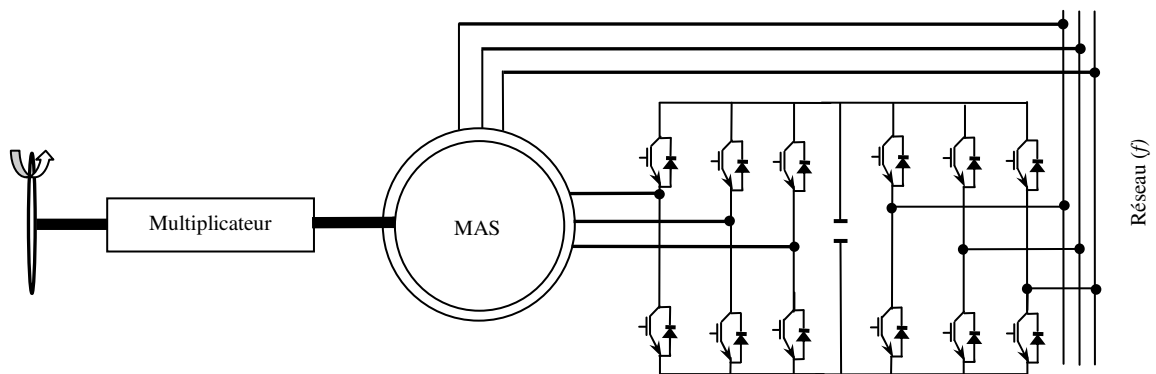


Figure I.14- Machine asynchrone de type "brushless" connectée sur le réseau ([1], [3])

Dans ce cas, le convertisseur est dimensionné uniquement pour faire transiter la puissance destinée à la magnétisation de la machine et est donc moins coûteux que dans le cas de la figure (I.13). La machine n'a pas de contacts glissants mais possède deux stators à nombres de paires de pôles différents ce qui augmente son diamètre et sa complexité de fabrication. En faisant varier la

puissance réactive absorbée, le convertisseur permet de contrôler le facteur de puissance et d'augmenter ou diminuer les courants rotoriques. Le flux et le glissement de la machine sont par conséquent alors modifiés. La machine peut ainsi délivrer une tension à fréquence fixe tout en ayant une vitesse de rotation variable. La taille du convertisseur est proportionnelle au glissement maximum, les études montrent que si le glissement dépasse 30%, le coût du convertisseur et la diminution du rendement due aux pertes dans le rotor qui augmentent avec le glissement rendent le système peu attractif.

I.8.1.4- Machine asynchrone à double alimentation de type "rotor bobiné"

La Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. La structure la plus courante, lors de l'utilisation de ce type de machine pour la production de l'énergie éolienne, est celle à stator connecté directement au réseau et à rotor relié au réseau à travers différents types de convertisseurs qui sont dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Comparativement au système utilisant la machine à cage, le surcoût de l'ajout des enroulements rotoriques a été compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur. Ces machines sont un peu plus complexes que les machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun la nécessité d'un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants utilisent ce type de machines [5].

Il y a quatre types de cette machine (MADA à rotor bobiné) :

- Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée ;
- Machine asynchrone à double alimentation - structure de Karmer ;
- Machine asynchrone à double alimentation Scherbius ;
- Machine asynchrone à double alimentation - structure de Scherbius avec convertisseurs à MLI.

Comparativement aux trois premières structures, la dernière est une solution très intéressante et permettant d'avoir une variation de la vitesse de la génératrice d'environ $\pm 30\%$ de la vitesse de synchronisme [5], [6], [7]. Comme le montre la figure (I.15), cette configuration consiste à coupler le rotor de la machine à travers deux onduleurs à MLI tandis que le stator est lié directement au réseau. En général, le dimensionnement de la chaîne rotorique se limite à 30% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, ce qui est suffisant pour assurer une variation de vitesse de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme. Par conséquent cette structure est très

adaptée au fonctionnement à vitesse variable afin de permettre au système éolien d'extraire le maximum de puissance (mode MPPT), à partir du vent. C'est là son principal avantage tandis que son inconvénient majeur est lié essentiellement aux interactions avec le réseau. En effet, les convertisseurs à MLI du circuit rotorique sont très sensibles aux surintensités produites par les creux de tension du réseau.

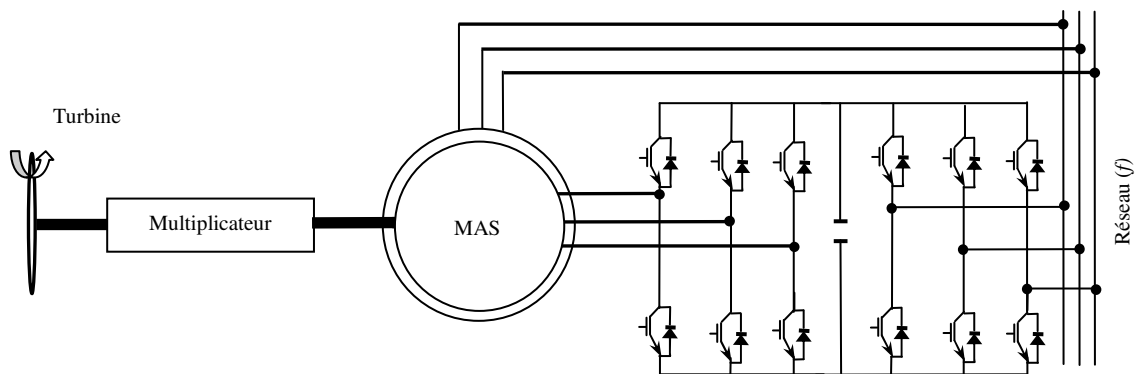


Figure I.15 Structure de Scherbius avec convertisseurs à MLI [6].

I.8.2- Systèmes utilisant des machines synchrones

Les machines synchrones sont très utilisées dans les centrales classiques (thermiques, hydrauliques, nucléaires,...) de production d'électricité. Elles ont l'avantage d'avoir un bon rendement et un couple massique important à dimensions géométriques convenables. Le circuit d'excitation utilise, soit une alimentation monophasée en courant continu, soit un aimant permanent. Les machines synchrones peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes sans utilisation d'une boîte à vitesse (machines synchrones multi-pôles), notamment pour les machines à aimant permanent, mais elle présente un coût plus élevé par rapport à la machine asynchrone. Les machines synchrones à rotor bobiné demandent par contre un entretien régulier du système des bagues et balais.

Pour une connexion directe au réseau, la machine synchrone n'a pas été intensivement utilisée, car elle a besoin d'une vitesse constante au rotor pour induire une tension à fréquence constante au stator. Donc, elle a besoin d'un système de régulation assez complexe pour garder la vitesse de rotation constante. La figure (I.16) illustre le schéma de principe d'une machine synchrone connectée directement au réseau.

Une autre structure a été proposée dans la littérature dont le but est de faire fonctionner la machine synchrone à vitesse variable afin de capter le maximum de puissance à partir du vent et

avoir une connexion facile au réseau. Cette structure consiste à intercaler un ensemble (onduleur-redresseur) à MLI entre la machine et le réseau comme le montre la figure (I.17).

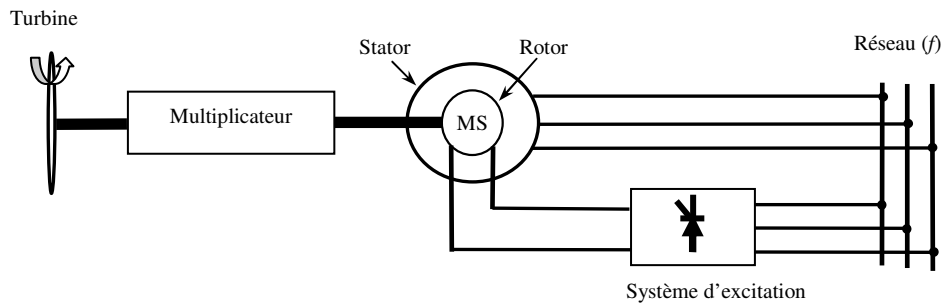


Figure I.16 Machine synchrone à excitation en courant continu connectée directement au réseau

Cette proposition nous permet une plage de variation de la vitesse de 0.5 jusqu'à 1.2 de la vitesse de synchronisme.

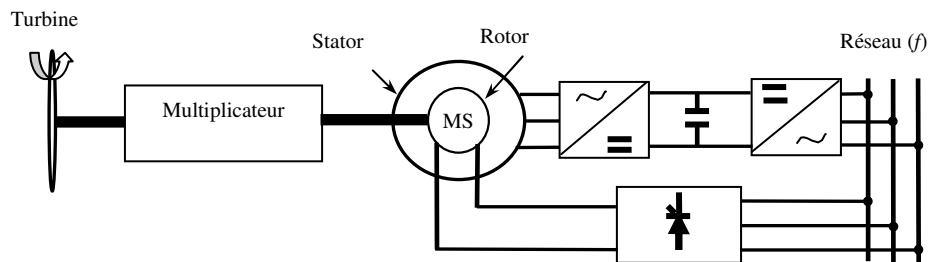


Figure I.17 Machine synchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC/AC

Aussi une autre structure a été proposée dans la littérature. Elle consiste à supprimer le multiplicateur de vitesse (voir figure (I.18)) en utilisant une machine synchrone possédant un très grand nombre de paires de pôles pour compenser la fréquence par rapport à la vitesse réduite. Mais l'augmentation du nombre de pôles implique une machine de très grand diamètre représentant un problème pour l'écoulement du vent. Un autre problème lié à la commande se manifeste. Il est causé par la forme non sinusoïdale de l'induction dans l'entrefer et aux fortes saturations locales.

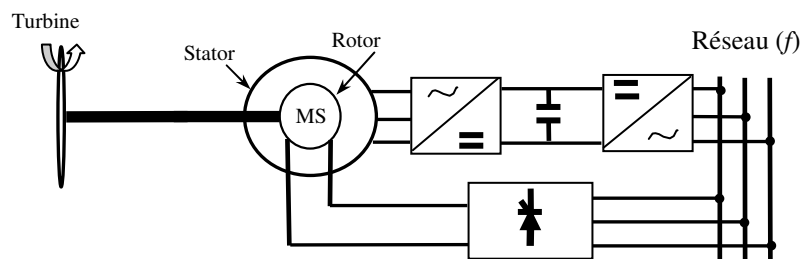


Figure I.18 Machine synchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC/AC « configuration d'éolienne sans boîte à vitesse ».

I.9- ETAT DE L'ART DES CONVERTISSEURS UTILISES DANS LES EOLIENNES DE GRANDE PUISSANCE

Actuellement, plusieurs éoliennes de grande puissance ont été réalisées par les fabricants. A titre d'exemple, on cite : la M5000 de REpower (5 MW en 2004) et l'E126 d'Enerson (6 MW en 2007). Le tableau (I.1) récapitule quelques types d'éoliennes forte puissance fabriquées ou en cours de fabrication en 2011 pour une application offshore [2]. Comme le montre le tableau, les prototypes de 6 MW sont commercialisés tandis que ceux de 10 MW seront commercialisés dans l'avenir. Suite au développement de ces éoliennes de grande puissance, leurs convertisseurs de puissances ne peuvent plus être connectés à la basse tension. En effet, les convertisseurs utilisés dans les systèmes éoliens à base de la MADA sont dimensionnés pour véhiculer une puissance égale à 30% de la puissance nominale de la machine. A titre d'exemple, le convertisseur d'une éolienne de 6 MW à base de la MADA doit être dimensionné pour véhiculer une puissance de 2MW sous une basse tension de 690 V.

Tableau I.1 Prototypes d'éoliennes de puissance fabriqués ou en développement en 2011 [2]

<i>Puissance nominale</i>	<i>Générateur</i>	<i>Fabricant</i>	<i>Etat</i>
10 MW	MADA	Windtec	En développement
10 MW	MSAP	Clipper	En développement
7.5 MW	MS	Enercon	En développement
6 MW	MS	Enercon	Disponible
5 MW	MSAP	Areva	Disponible
5 MW	MSAP	Windtec	En développement
5 MW	MSAP	Xeme-cDarwind	En développement

Pour cela, une technologie modulaire a été adoptée pour réaliser ces convertisseurs de grande puissance qui fonctionnent à basse tension (voir Figure (I.19)). Le convertisseur est réalisé à base de plusieurs convertisseurs à deux niveaux, connectés en parallèle, pour pouvoir véhiculer la puissance totale rotorique. Cette architecture pose un problème d'encombrement et augmente le poids du système et les pertes. De plus, la multiplication de nombre de convertisseurs augmente considérablement le coût.

Pour faire face aux inconvénients de cette structure, d'autres architectures de convertisseurs statiques ont été proposées dans la littérature en utilisant les convertisseurs multi-niveaux à structure NPC [8] dont l'avantage principal réside dans le fait que le convertisseur est directement lié au réseau de moyenne tension (avec des tensions comprises entre 1 et 5 kV), ce qui réduit énormément les courants traversant le convertisseur NPC tout en augmentant la puissance véhiculée [2]. Cette alternative semble la meilleure solution parce qu'elle vise à augmenter la puissance

transitée par le convertisseur en augmentant la tension tout en limitant le courant qui traverse le convertisseur NPC.

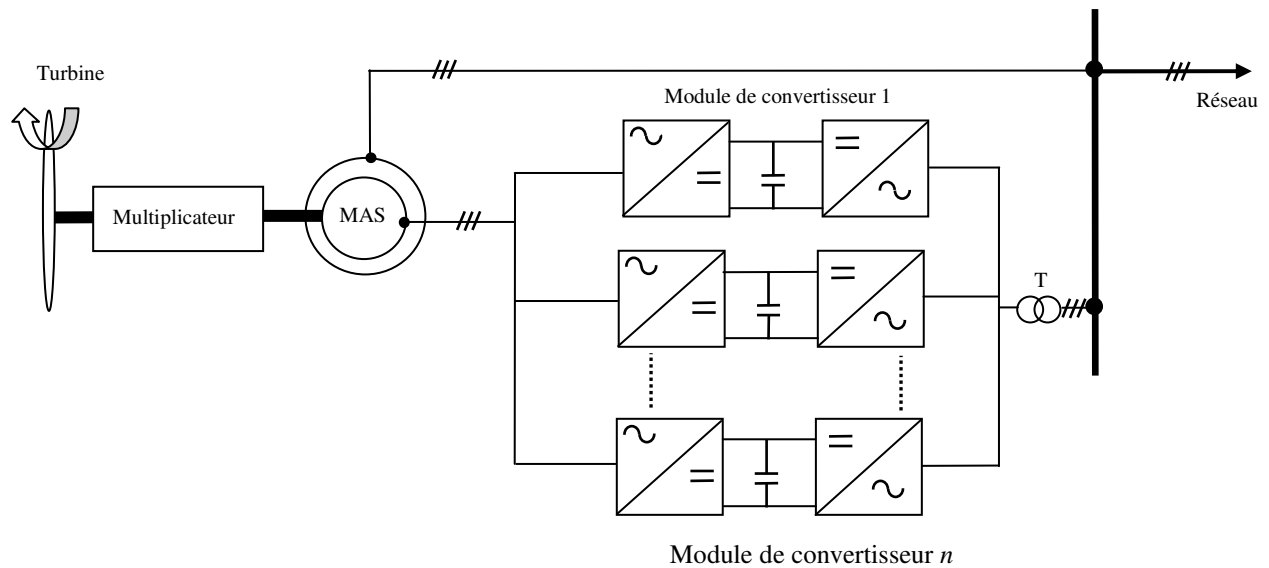


Figure I.19 Eolienne à base de MADA en utilisant plusieurs modules de convertisseurs statiques à deux niveaux en parallèle

La figure (I.20) illustre l'architecture de cette structure. Il existe aussi d'autres structures des systèmes éoliens à base des machines asynchrones à cage et des machines synchrones qui utilisent des convertisseurs multi-niveaux [2], [8], [9].

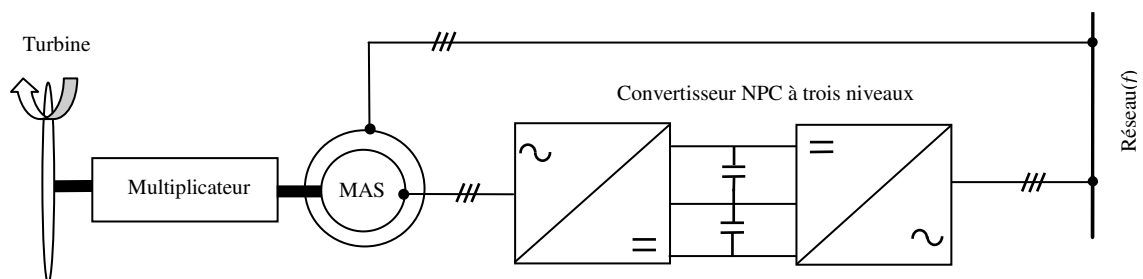


Figure I. 20 Eolienne à base de la MADA utilisant un convertisseur de type NPC à trois niveaux

I.10- PARCS EOLIENS

Un parc ou une ferme éolienne est constitué d'un nombre limité d'éoliennes suivant la législation en vigueur qui limite la puissance installée à 12 MW pour un raccordement du parc à un réseau de haute tension de 20 kV [8]. Le développement des parcs éoliens a été initié en Californie au début des années 80 et il s'est propagé dans le monde entier. Il est important de noter que plutôt que de construire des éoliennes gigantesques et de grande puissance, on préfère actuellement utiliser des parcs éoliens constitué d'un nombre plus élevé de machines de moyenne puissance. Cette pratique est basée sur le fait que les éoliennes de grande puissance produisent de grandes

fluctuations de puissance sur le réseau et leur entretien et leur réparation sont coûteuse et difficiles à réaliser. L'avantage d'utiliser un ensemble d'éoliennes de moyenne puissance est évident : lorsqu'une éolienne particulière du parc nécessite un entretien ou qu'une rupture est constatée, les autres peuvent continuer à produire sans interrompre totalement la production énergétique.

De plus, les constructeurs se sont parfaitement habitués à la conception et à la construction de ce genre de machines, ce qui se traduit par une meilleure fiabilité. Au début, avec l'expérience limitée que l'on avait de la conception de parcs éoliens, les premiers parcs en opération ont produit significativement moins d'énergie que prévu. Le développement des méthodes d'analyses a permis la conception optimale de parcs éoliens.

De nombreux paramètres influencent les performances d'un parc éolien, comme l'orientation du vent, la rugosité du sol, la topographie, le niveau de la turbulence. La connaissance de ces différents paramètres va permettre, lors de l'installation d'un parc, d'obtenir un arrangement optimal des éoliennes qui le forment, de façon à produire le maximum d'énergie sur un minimum de superficie occupée. Depuis l'apparition des parcs éoliens, des méthodes d'analyse aérodynamique, afin de faciliter leur conception et optimisation, ont été développées. La plupart de ces méthodes d'analyse actuellement utilisées dans l'industrie comportent trois étapes séquentielles de calcul à savoir : la détermination de la distribution du vent sur un site en tenant compte de la topographie du sol ; le calcul des perturbations dues aux éoliennes ; et la détermination des performances (puissance, production énergétique) du parc à partir des courbes de puissance fournies par le fabricant.

Il existe des parcs qui ont été installés sur terre (on shore) (voir Figure (I.21)) et d'autres en mer (offshore) (voir Figure (I.22)). La connexion des parcs éoliens de moyenne et grande puissance au réseau électrique a entraîné de nombreux problèmes pour les gestionnaires du réseau électrique en raison de la nature variable de la ressource éolienne. En effet, depuis quelques années, les éoliennes sont contrôlées par la stratégie MPPT pour transférer leur maximum de puissance générée au réseau électrique. Cependant, ces éoliennes se déconnectent de celui-ci lorsqu'un défaut y survient dans le réseau, puisque elles n'ont aucune capacité de régler leur propre production énergétique et de fournir des services de soutien pour la stabilité et la fiabilité du système électrique. Pour les nouveaux parcs destinés à être connectés au réseau, les gestionnaires de réseau exigent à leurs propriétaires de disposer d'un système de commande fiable pour permettre à ces parcs de rester connectés lors d'apparition d'un problème dans le réseau et permettre de le soutenir.



Figure I.21 Parc éolien installé sur terre agricole



Figure I.22 Parc éolien installé dans la mer

De plus, pour s'adapter à la gestion de parcs éoliens dans le contexte de l'évolution des réseaux électriques du futur, une structure de communication informatique devient indispensable. Elle permet de disposer des connaissances des états des éoliennes et du parc (mesures - "*monitoring*" en anglais), et d'envoyer des consignes de commande pour piloter les éoliennes. Cette communication informatique doit être assurée en relation avec le gestionnaire du parc. Ceci met en évidence l'importance du choix des technologies de communication mises en œuvre entre les différentes parties participant au bon fonctionnement des l'éoliennes et par conséquent du parc. La fiabilité des technologies de communication retenues est un élément important. Un système de type SCADA (*Supervisory, Control And Data Acquisition* en anglais) est bien adapté pour répondre à ces besoins.

De plus, Le système SCADA peut nous donner d'autres avantages pour contrôler les parcs éoliens à distance :

- 1) Opération soit en local soit à distance sur l'appareillage ;
- 2) Acquisition d'informations et de mesures sur le système ;
- 3) Manipulation d'événements et alarmes.

La communication des données par le système SCADA peut être basée sur des différents types de protocoles de communication existant.

D'autre part, plusieurs structures de connexion des éoliennes au réseau sont envisageables. La première consiste à les connecter au réseau de moyenne tension (alternative) en utilisant un transformateur élévateur comme le montre la figure (I.23).

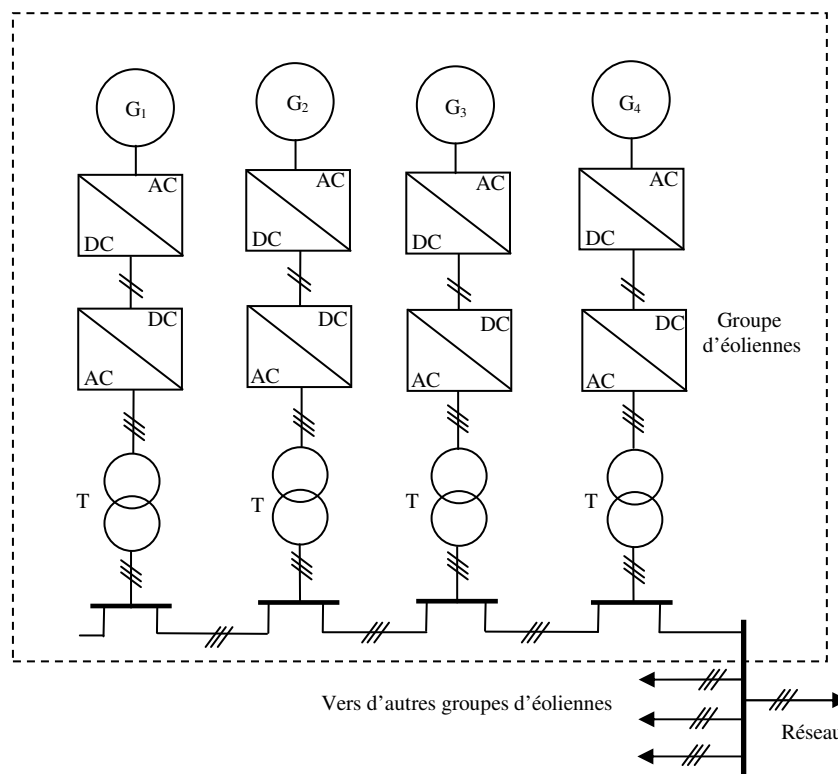


Figure I.23 : Architecture d'une ferme éolienne avec des liaisons alternatives au réseau [2]

La deuxième structure consiste à relier les éoliennes du parc à un bus continu commun (voir Figure (I.24)).

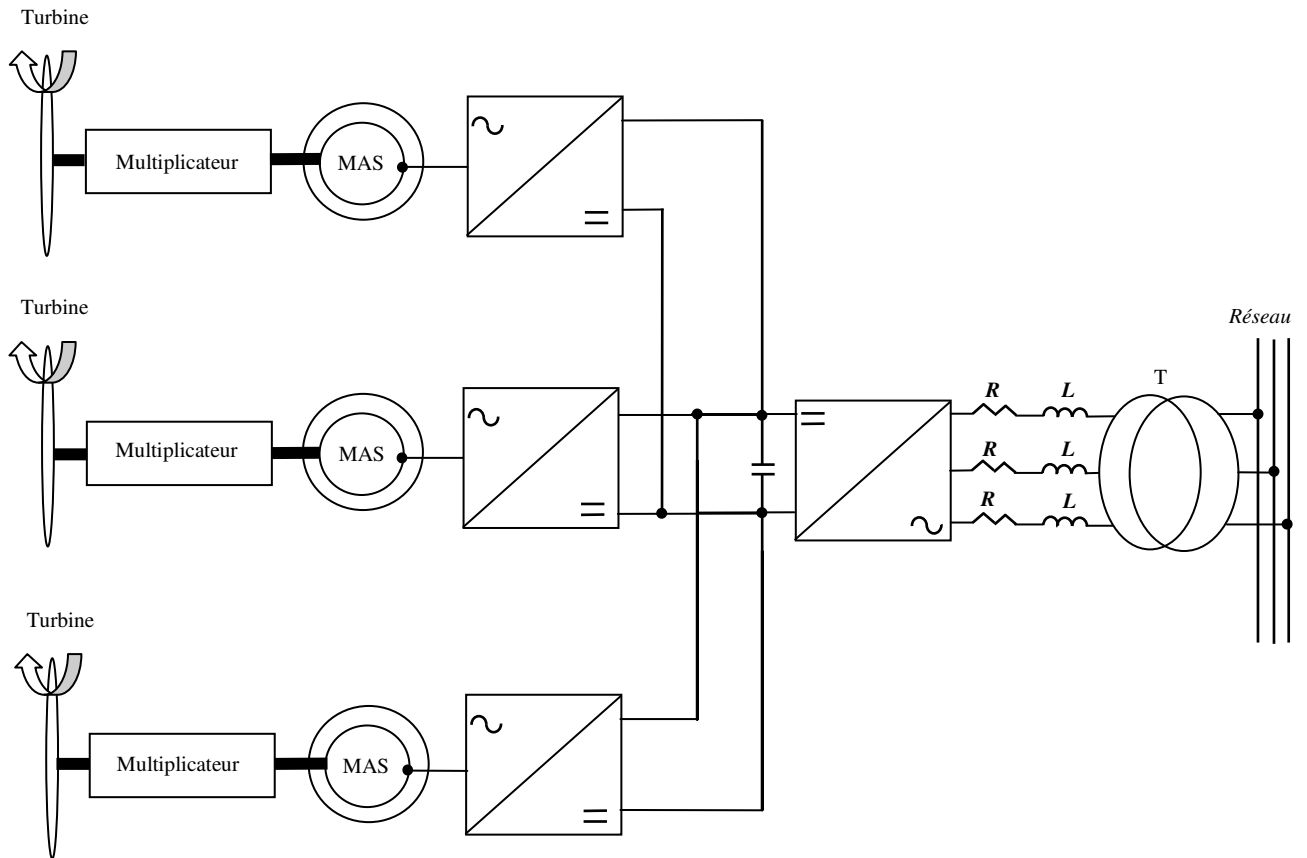


Figure I.24 Parc éolien utilisant un bus continu commun [7].

La troisième structure consiste à relier les différentes éoliennes entre elles via une liaison en tension continue (voir figure (I.25)). En suite, un convertisseur (DC-AC) commun servira pour les connecter au réseau électrique.

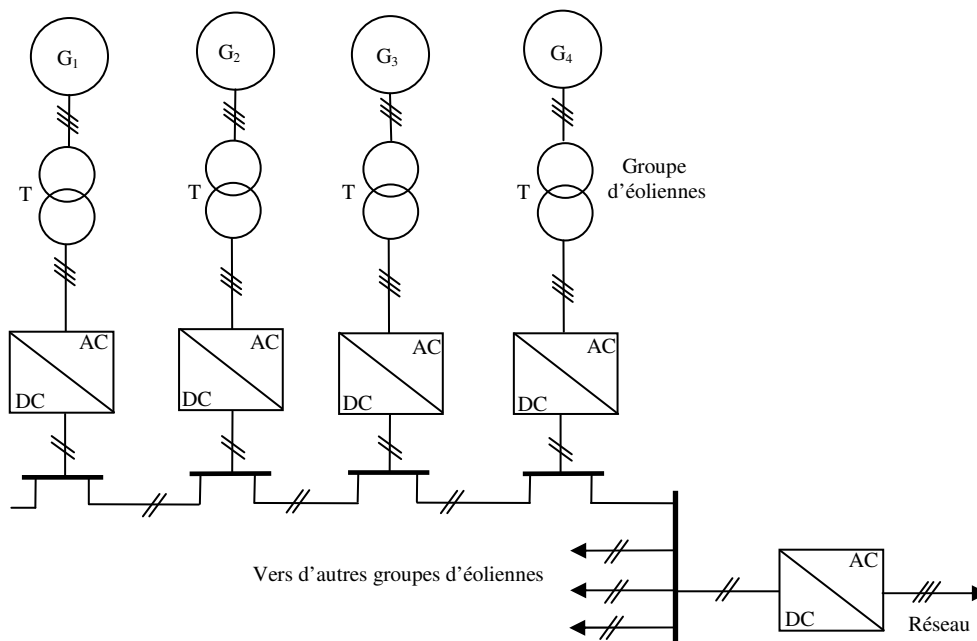


Figure I.25 Parc éolien avec des liaisons en tension continue [2].

I.11- CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis de faire un point sur les différents types d'éoliennes et les structures électrotechniques existantes pour la production de l'énergie à partir du vent. En premier lieu, les différents types d'éoliennes et leurs principaux composants ont été décrits brièvement. En deuxième lieu, les différentes machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens et les convertisseurs statiques associés ont été analysés. Nous nous sommes intéressés plus spécialement aux machines qui sont fréquemment utilisées à savoir : les machines asynchrones et les machines synchrones.

Les systèmes éoliens, conçus à base des machines asynchrones connectées directement au réseau, fonctionnent à vitesse fixe et ne peuvent pas exploiter au maximum la puissance provenant du vent. Pour pouvoir fonctionner à vitesse variable et permettra l'exploitation maximale de la puissance du vent, les machines asynchrones doivent être connectées au réseau à travers des convertisseurs statiques. La meilleure structure est celle utilisant les machines asynchrones avec des convertisseurs placés entre le rotor et le réseau, car elle nous offre un bon compromis entre la plage de variation de la vitesse et la taille des convertisseurs par rapport à la puissance nominale de la machine.

Les systèmes éoliens constitués de machines synchrones connectées au réseau à travers un convertisseur, permettent aussi un fonctionnement à vitesse variable, ce qui facilite leur raccordement au réseau mais les convertisseurs sont dimensionnés pour faire véhiculer la totalité de la puissance nominale de la machine et entraînent ainsi des pertes considérables de cette puissance.

Une autre alternative, consiste à éliminer le multiplicateur de vitesse (origine de nombreux problèmes mécaniques) et à utiliser des machines synchrones à très nombre de pôles permettant ainsi un fonctionnement à des vitesses basses, à été proposée dans la littérature. Mais l'augmentation du nombre de pôles implique une machine de très grand diamètre représentant un problème pour l'écoulement du vent.

Nous avons retenu pour la suite de notre travail le dispositif éolien conçu à base de la machine asynchrone à double alimentation dont le convertisseur statique est placé entre son rotor et le réseau. La modélisation de ce système éolien fera l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE II

MODELISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE

II.1- INTRODUCTION

Différentes structures des systèmes éoliens utilisant différents types de machines ont été présentées dans le chapitre précédent. Parmi ces structures, celle basée sur la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) est très répandue, vu ses qualités en termes de coût et de simplicité. De plus, l'insertion d'un convertisseur entre le rotor de la machine et le réseau permet un fonctionnement à vitesse variable du dispositif. La vitesse peut ainsi varier de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme et le convertisseur rotorique est dimensionné pour véhiculer uniquement 30% de la puissance nominale de la machine. En fonctionnement hyper-synchrone, la puissance électrique est produite au réseau, par le stator et le rotor. Le seul inconvénient réside dans la présence de contacts glissants et d'un bobinage rotorique qui rend la MADA moins robuste.

Ce chapitre est consacré à la modélisation d'un système de conversion d'énergie éolienne équipé d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA). Pour cela, nous allons établir le modèle mécanique du système éolien (turbine+MADA). Puis, on se basant sur la loi de Betz, les expressions mathématiques de la puissance aérodynamique et de coefficient de puissance de la turbine seront établies. Ensuite, des hypothèses simplificatrices seront adoptées pour établir un modèle mathématique de la MADA dans un système triphasé. Vu que le modèle obtenu est formé d'un système d'équations à coefficients variables, on a besoin d'une transformation adéquate pour le rendre linéaire. Pour cela, nous faisons appel à la transformation de Park. Après, nous passons à la modélisation des convertisseurs formant la chaîne rotorique. En effet, on se basant sur les schémas électriques des deux convertisseurs (convertisseur du côté machine (CCM) et convertisseur du côté réseau (CRR)), les tensions à MLI obtenues à leurs sorties seront exprimées en fonction de la tension du bus continu et des états des interrupteurs. Enfin, ce chapitre sera clôturé par le dimensionnement du bus continu, intercalé entre les deux convertisseurs, et de la bobine de lissage reliant le CCR au réseau électrique.

II.2- MODELE MECANIQUE DU SYSTEME EOLIEN

Dans un système éolien donné, la turbine a pour but d'assurer la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Celle-ci est convertie en énergie électrique, par l'intermédiaire d'un générateur. Mécaniquement, ce système est constitué principalement de trois organes à savoir :

- Turbine qui est formée de trois pales orientables par leur propre système de commande ;
- Un multiplicateur de vitesse ;
- Un générateur.

Pour pouvoir établir un modèle mathématique simple de la turbine, des hypothèses simplificatrices seront considérées à savoir :

- Les pales seront supposées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement ;
- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui nous permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul système caractérisé par un seul moment d'inertie et un seul coefficient de frottement [10], [11].

Ainsi le modèle mécanique obtenu du système éolien est schématisé par la figure suivante :

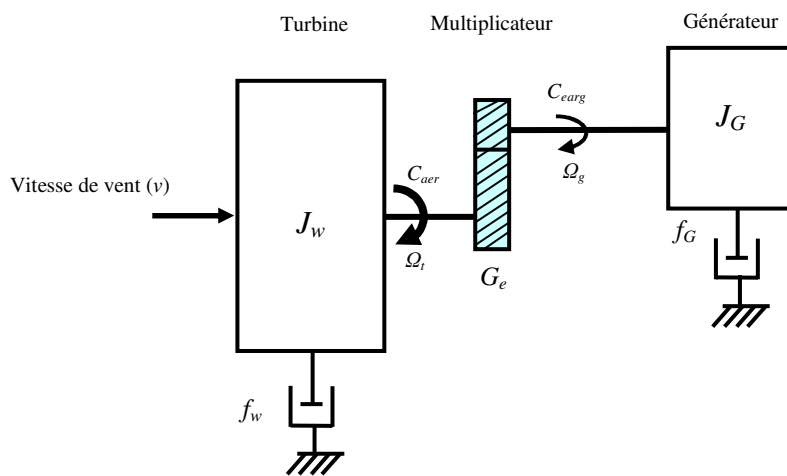


Figure II.1 Modèle mécanique du système éolien.

Où :

- J_w et J_G sont les moments d'inertie de la turbine et de générateur respectivement ;
- f_w et f_G sont les coefficients de frottement de la turbine et du générateur respectivement ;
- C_{aer} , C_{earg} sont respectivement le couple aérodynamique de la turbine et le couple éolien ramené du côté générateur ;
- Ω_t , Ω_g sont respectivement les vitesses de la turbine et de la génératrice.

Le multiplicateur de vitesse sert à adapter la vitesse lente (Ω_t) de la turbine à la vitesse rapide (Ω_g) de la génératrice. Généralement, les multiplicateurs des systèmes éoliens comportent deux à trois trains d'engrenages épicycloïdaux permettant d'obtenir des rapports de multiplication de l'ordre de 100 [5]. Les différents engrenages mécaniques sont à l'origine du bruit sonore et de pertes mécaniques. Ceci a pour conséquence la diminution de la puissance en sortie. Pour une raison de simplification, on a supposé que le multiplicateur est parfait et par conséquent les pertes sont négligeables. Donc, dans notre étude le multiplicateur sera modélisé mathématiquement par un simple gain (G_e) de telle sorte que les équations suivantes sont vérifiées :

$$\Omega_g = G_e \Omega_t \quad (\text{II.1})$$

$$C_{e\text{arg}} = \frac{C_{aer}}{G_e} \quad (\text{II.2})$$

A partir de la figure (II.1), l'équation mécanique du système éolien peut s'écrire [12] :

$$C_{em} = C_{aer} + J \frac{d\Omega_g}{dt} + f \Omega_g \quad (\text{II.3})$$

Avec :

C_{em} : Le couple électromagnétique de la MADA.

J : Le moment d'inertie du système dont l'expression est la suivante :

$$J = \frac{J_w}{G_e^2} + J_G \quad (\text{II.4})$$

f : Le coefficient de frottement total du système dont l'expression est la suivante :

$$f = \frac{f_w}{G_e^2} + f_G \quad (\text{II.5})$$

II.3- PUISSANCE AERODYNAMIQUE ET COEFFICIENT DE PUISSANCE

L'éolienne ne peut pas capter la totalité de la puissance disponible dans le vent en mouvement. Une fraction est captée seulement. Le rendement de l'éolienne est caractérisé par un coefficient spécifique de puissance. Dans la section suivante, nous allons établir l'expression de la puissance aérodynamique captée par le vent selon la loi de Betz.

II.3.1- Loi de Betz

Considérons la turbine éolienne à axe horizontal représentée sur la (figure II.2) sur laquelle on a représenté la vitesse du vent v en amont de la turbine et la vitesse v_2 en aval. On suppose que la vitesse du vent v_m traversant la surface s_1 de la turbine est égale à la moyenne de la vitesse du vent en amont et en aval :

$$v_m = \frac{v + v_2}{2} \quad (\text{II.6})$$

La masse de l'air traversant la surface s_1 balayée par le rotor est exprimée par :

$$m = \frac{1}{2} \rho s_1 (v + v_2) \quad (\text{II.7})$$

Où ρ est la masse volumique de l'air (celle-ci est de 1.225 kg/m^3).

Selon la loi de Newton, la puissance aérodynamique extraite du vent est donnée par la relation suivante :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} m (v^2 - v_2^2) \quad (II.8)$$

En remplaçant m par son expression dans l'équation (II-8), on obtient :

$$P_{aer} = \frac{1}{4} \rho s_1 (v + v_2)(v^2 - v_2^2) \quad (II.9)$$

Qui peut être exprimée facilement de la manière suivante :

$$P_{aer} = \frac{1}{4} \rho s_1 v^3 \left(1 + \frac{v_2}{v}\right) \left(1 - \frac{v_2^2}{v^2}\right) \quad (II.10)$$

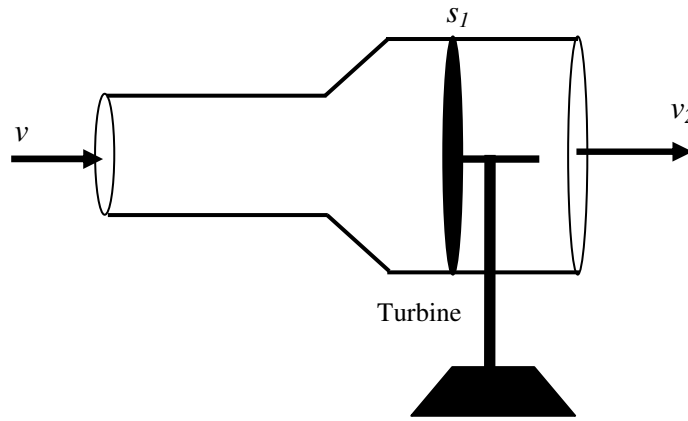


Figure II.2 Tube d'un courant d'air autour d'une turbine à axe horizontal

D'autre part, la puissance théorique produite par la vitesse du vent v traversant la même surface s_1 , sans être perturbé par le rotor de la turbine, est donnée par l'expression suivante :

$$P_{th} = \frac{1}{2} \rho s_1 v^3 \quad (II.11)$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent par l'éolienne (P_{aer}) et la puissance totale ou théorique (P_{th}) disponible est donné par :

$$\frac{P_{aer}}{P_{th}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v}\right) \left(1 - \frac{v_2^2}{v^2}\right) \quad (II.12)$$

Cette caractéristique est tracée sur la figure (II.3). On s'aperçoit que le ratio P_{aer}/P_{th} , appelé aussi coefficient de puissance de la turbine, présente un maximum théorique de valeur 0.59. Alors, c'est cette limite théorique, appelée limite de Betz, qui fixe la puissance maximale extractible du vent pour une vitesse de vent donnée. Cependant, on peut noter que pour une vitesse de vent

donnée, la turbine éolienne ne peut extraire pratiquement qu'une puissance P_{aer} inférieure à la puissance totale p_{th} contenue dans le vent. D'où, on définit un coefficient de puissance noté $c_p(\lambda, \beta)$ qui est exprimé par la relation suivante :

$$c_p(\lambda, \beta) = \frac{P_{aer}}{P_{th}} \quad (\text{II.13})$$

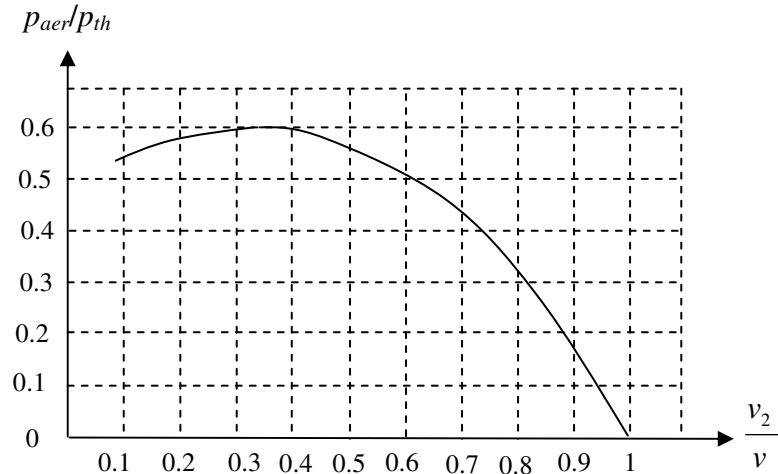


Figure II.3 Coefficient de puissance théorique

En remplaçant la puissance p_{th} (équation (II.11)) dans l'équation (II.13), on obtient la puissance disponible et exploitable sur l'arbre de la turbine :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} c_p(\lambda, \beta) \rho S_1 v^3 \quad (\text{II.14})$$

Le coefficient de puissance $c_p(\lambda, \beta)$, spécifique pour chaque éolienne, représente le rendement aérodynamique de la turbine et il dépend de :

- La vitesse spécifique λ ;
- L'angle de calage des pales β .

La vitesse spécifique λ est exprimée en fonction du rayon (R) de la turbine, de la vitesse de rotation de la turbine (Ω_t) et de la vitesse du vent (v) comme suit :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v} \quad (\text{II.15})$$

Où R est le rayon des pales (m).

Dans le cadre de cette thèse, nous utilisons une relation approchée du coefficient de puissance en fonction du coefficient spécifique λ et l'angle de calage β dont l'expression a pour origine les travaux d'El Aimani [7] :

$$c_p(\lambda, \beta) = 0.5 - 0.167(\beta - 2) \sin\left(\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)}\right) - 0.000184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{II.16})$$

L'évolution du coefficient de puissance c_p en fonction de la vitesse spécifique (λ), pour différentes valeurs de l'angle de calage des pales (β) est représentée sur la figure suivante :

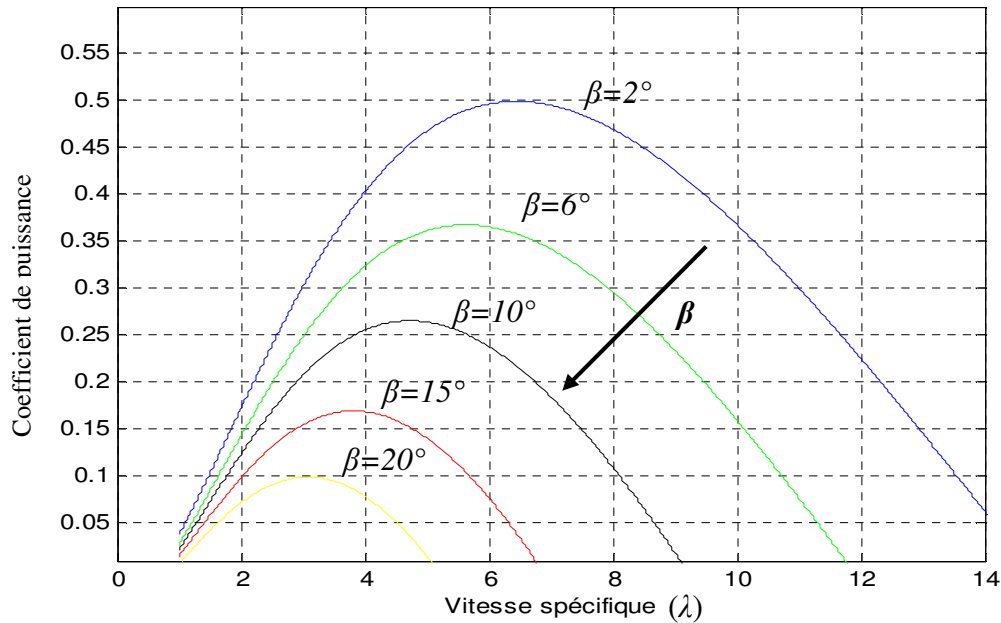


Figure II.4 Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance

Connaissant la vitesse (Ω_t) de la turbine, le couple aérodynamique (c_{aer}) de celle-ci peut être déduit :

$$c_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} = \frac{1}{2\Omega_t} c_p(\lambda, \beta) \rho s_1 v^3 \quad (\text{II.17})$$

II.3.2- Intérêt de la vitesse variable

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse, la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut être exprimée de la manière suivante :

$$P_m = \frac{1}{2} c_p\left(\frac{R\Omega_g}{vG_e}, \beta\right) \rho s_1 v^3 \quad (\text{II.18})$$

Cette relation nous permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance captée par l'éolienne en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes valeurs de la vitesse de vent (voir Figure II.5). Si, Pour une vitesse de vent v_l , la génératrice est commandée pour fonctionner à une vitesse mécanique Ω_{gl} ; on peut extraire une puissance nominale P_l (point a

sur la figure (II.5)). Si la vitesse du vent change de v_1 à v_2 , et que la vitesse de la génératrice reste constante (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance extraite par l'éolienne P_2 se trouve sur la 2^{ème} caractéristique (point b sur la figure (II.5)). Alors que la puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point c sur la figure (II.5)). Par conséquent, si on désire extraire la puissance maximale, pour la vitesse de vent v_2 , il est nécessaire d'ajuster la vitesse de la génératrice à une vitesse supérieure Ω_{g2} par le biais d'une commande adéquate (commande du couple électromagnétique ou la puissance active de la génératrice). Il faut que la commande rende la vitesse mécanique de la génératrice variable en fonction de la vitesse pour pouvoir extraire le maximum de la puissance générée par le vent dans tout les cas. Les techniques modernes de contrôle, qui visent l'extraction maximale de puissance éolienne, utilisent des régulateurs pour commander le couple électromagnétique de la génératrice afin d'ajuster sa vitesse à une valeur de référence Ω_{gref} pré-calculée pour maximiser la puissance extraite et permettant ainsi de réaliser ce qu'on appelle un fonctionnement en mode MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

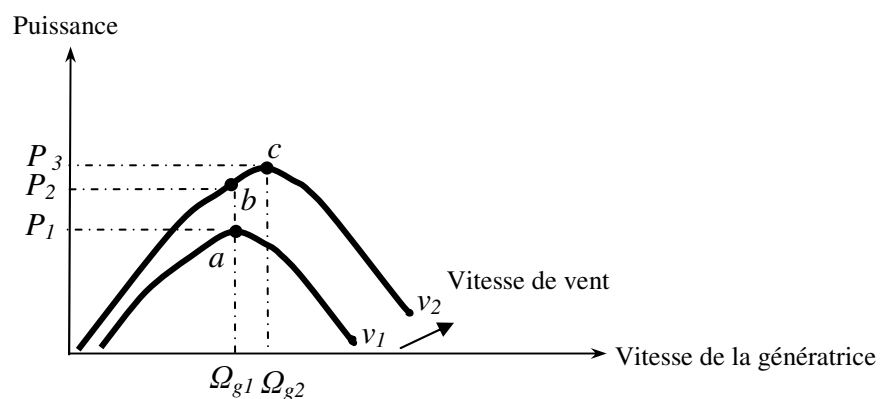


Figure II.5 Principe de fonctionnement en mode MPPT.

II.4- MODELISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE A DOUBLE ALIMENTATION

La Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) est une machine triphasée à courant alternatif, avec deux enroulements triphasés accessibles. Son stator est identique à celui de la machine asynchrone à cage, et son rotor n'est pas composé d'une cage d'écureuil, mais d'enroulements triphasés identiques reliés à des bagues sur lesquelles glissent des balais. La représentation schématique classique d'une MADA est illustrée par la figure II.6.

Où : θ est l'angle géométrique entre le stator et le rotor (voir figure (II.6)).

Pour faciliter la modélisation de la MADA, en vu de sa commande, nous avons opté pour un ensemble des hypothèses simplificatrices usuelles suivantes :

- L'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoche est négligeable ;
- La force magnétomotrice a une répartition spatiale sinusoïdale ;
- La machine a une construction symétrique ;
- La saturation du circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables ;
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température et on néglige l'effet de peau.

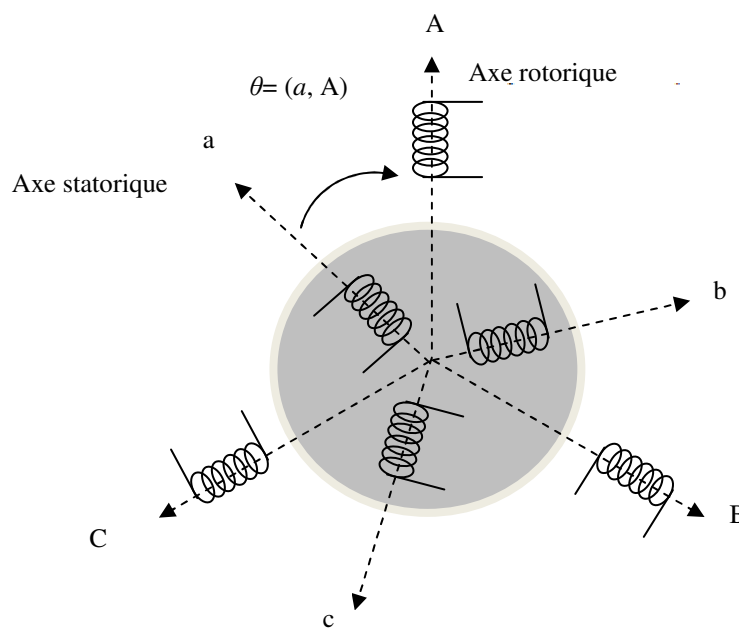


Figure II.6 Représentation géométrique de la MADA

II.4.1- Modèle naturel de la MADA

En tenant compte de ces hypothèses, les tensions statoriques et rotoriques peuvent être exprimées, respectivement, par les relations suivantes (on a opté pour la convention moteur) :

$$[u_{sabc}] = R_s [i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\psi_{sabc}] \quad (\text{II.19})$$

$$[u_{rABC}] = R_r [i_{rABC}] + \frac{d}{dt} [\psi_{rABC}] \quad (\text{II.20})$$

Avec :

$$[u_{sabc}] = \begin{bmatrix} u_{as} \\ u_{bs} \\ u_{cs} \end{bmatrix} : \text{Le vecteur des tensions statoriques ;}$$

$$[i_{sabc}] = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} : \text{Le vecteur des courants statoriques ;}$$

$$[\psi_{sabc}] = \begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \end{bmatrix} : \text{Le vecteur des flux statoriques.}$$

On définit de la même manière les vecteurs rotoriques $[u_{rABC}]$, $[\psi_{rABC}]$ et $[i_{rABC}]$, par changement d'indices.

D'autre part, les flux statoriques et rotoriques sont exprimés, respectivement, en fonction des courants, des inductances propres des enroulements (rotoriques et statoriques) et des inductances mutuelles par les relations suivantes :

$$[\psi_{sabc}] = [L_s][i_{sabc}] + [M_{sr}][i_{rABC}] \quad (\text{II.21})$$

$$[\psi_{rABC}] = [L_r][i_{rABC}] + [M_{sr}]^T [i_{sabc}] \quad (\text{II.22})$$

Où :

$[M_{sr}]$ est la matrice des inductances mutuelles entre le stator et le rotor ;

$[L_s]$ est la matrice des inductances statoriques ;

$[L_r]$ est la matrice des inductances rotoriques.

Avec :

$$[M_{sr}] = M \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 4\pi/3) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ \cos(\theta - 4\pi/3) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

Telles que L_s , L_r sont respectivement les inductances statorique et rotorique par phase ; et M est le maximum de l'inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique.

En remplaçant les flux dans (II.19) et (II.20) par leurs expressions (II.21) et (II.22), on aura :

$$[u_{sabc}] = R_s [i_{sabc}] + [L_s] \frac{d}{dt} [i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [[M_{sr}][i_{rABC}]] \quad (\text{II.24})$$

$$[u_{rABC}] = R_r [i_{rABC}] + [L_r] \frac{d}{dt} [i_{rABC}] + \frac{d}{dt} \left[[M_{sr}]^T [i_{sabc}] \right] \quad (\text{II.25})$$

On conclut que les coefficients de ces équations dépendent de l'angle géométrique entre le rotor et le stator (θ), donc du temps.

II.4.2- Transformation du système triphasé en système biphasé

Comme nous venons de le voir, la modélisation de la MADA, dans le repère triphasé, a aboutit à un système d'équations à coefficients variables (équations (II.24) et (II.25)). On peut transformer ces équations, non linéaires, du système triphasé à un système biphasé équivalent à coefficients constantes indépendantes de l'angle θ . Pour ce but, on utilise la transformation de Park qui a pour principe d'exprimer les grandeurs statoriques et rotoriques dans un repère biphasé (d, q). Le passage du repère triphasé (abc) au repère biphasé ($d-q$) se fait par le changement de variable suivant qui conserve la force magnétomotrice :

$$[U]_{dq0} = [A_s] [U]_{abc} \quad (\text{II.26})$$

$$[i]_{dq0} = [A_s] [i]_{abc} \quad (\text{II.27})$$

$$[\psi]_{dq0} = [A_s] [\psi]_{abc} \quad (\text{II.28})$$

Où $[A_s]$ est la matrice non normée de Park, elle est donnée par :

$$[A_s] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - 2\pi/3) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - 2\pi/3) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

Avec θ_s est l'angle entre l'axe du repère de Park et l'axe (a) du stator. De même, pour les grandeurs rotoriques, il suffit de remplacer l'indice s par r dans les équations statoriques.

Suivant que le repère de Park est lié au stator, au rotor ou au champ tournant, On peut obtenir trois écritures différentes du modèle mathématiques de la machine. Comme dans notre étude, il s'agit d'un problème de régulation, donc on a choisi un référentiel lié au champ tournant, car il nous permet d'aboutir à des grandeurs de Park (courants, tensions, flux) constantes en régime permanent, ce qui nous facilite leur commande. Ainsi, dans un référentiel de Park lié au champ tournant, les tensions statoriques et rotoriques (équations (II.24) et (II.25)) de la MADA sont exprimées par les équations suivantes en régime équilibré [12]-[14]:

$$\begin{aligned}
u_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\
u_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \\
u_{dr} &= R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{qr} \\
u_{qr} &= R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{dr}
\end{aligned} \tag{II.30}$$

De plus, les équations des flux (équations II.21 et II.22) s'expriment dans le repère de Park et en régime symétrique ainsi :

$$\begin{aligned}
\psi_{ds} &= L_s i_{ds} + M i_{dr} \\
\psi_{qs} &= L_s i_{qs} + M i_{qr} \\
\psi_{dr} &= L_r i_{dr} + M i_{ds} \\
\psi_{qr} &= L_r i_{qr} + M i_{qs}
\end{aligned} \tag{II.31}$$

De plus, le couple électromagnétique peut être exprimé en fonction des courants et/ou des flux. Dans notre cas, on a choisi l'expression suivante, vu la possibilité d'accéder aux courants statoriques et rotoriques :

$$c_{em} = \frac{3}{2} p \frac{M}{L_s} (i_{dr} i_{qs} - i_{qr} i_{ds}) \tag{II.32}$$

Où p est le nombre de paires de pôles de la MADA.

En prenant $X = (i_{ds} \ i_{qs} \ \psi_{ds} \ \psi_{qs})$ comme vecteur d'état, on peut écrire le modèle de la MADA sous la forme d'état suivante :

$$\dot{X} = A X + B U_1 \tag{II.33}$$

Avec :

$$U_1 = [v_{ds} \ v_{qs} \ v_{dr} \ v_{qr}]^t : \text{Vecteur de commande.}$$

Les matrices d'état (A) et la matrice de commande (B), sont exprimées par :

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\sigma} \left(\frac{1}{\tau_r} + \frac{1}{\tau_s} \right) & \omega_s - p\Omega_g & -\frac{1}{\sigma L_s \tau_r} & \frac{p\Omega_g}{\sigma L_s} \\ -(\omega_s - p\Omega_g) & \frac{1}{\sigma} \left(\frac{1}{\tau_r} + \frac{1}{\tau_s} \right) & -\frac{p\Omega_g}{\sigma L_s} & \frac{1}{\sigma L_s \tau_r} \\ -R_s & 0 & 0 & \omega_s \\ 0 & R_s & \omega_s & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{M}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.35})$$

Où :

τ_s et τ_r sont respectivement les constantes de temps électriques statoriques et rotoriques de la MADA et qui sont exprimés par :

$$\tau_s = \frac{L_s}{R_s} \quad (\text{II.36})$$

$$\tau_r = \frac{L_r}{R_r} \quad (\text{II.37})$$

$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$: Le coefficient de dispersion de Blondel.

En introduisant l'équation du couple électromagnétique (équation (II.32)) dans l'équation mécanique du système éolien (équation II.3), on obtient :

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{3pM}{2J L_s} (i_{dr} i_{qs} - i_{qr} i_{ds}) - \frac{f}{J} \Omega_g - \frac{c_{ear}}{J} \quad (\text{II.38})$$

De plus, les puissances active et réactive statoriques de la MADA sont exprimées par :

$$P_s = \frac{3}{2} (u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs}) \quad (\text{II.39})$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (u_{qs} i_{ds} - u_{ds} i_{qs})$$

De même, les puissances active et réactive rotoriques de la MADA sont exprimées par :

$$P_r = \frac{3}{2} (u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr}) \quad (\text{II.40})$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (u_{qr} i_{dr} - u_{dr} i_{qr})$$

II.4.3- Modes de fonctionnement de la MADA

Tout comme la machine asynchrone conventionnelle, la MADA peut fonctionner aussi comme moteur ou génératrice. Mais la grande différence entre les deux fonctionnements réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est pas la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur (comme le cas de la machine asynchrone à cage) mais c'est la commande des tensions rotoriques, par le biais d'un convertisseur, qui lui procure la possibilité de fonctionner en hypo-synchronisme ou en hyper-synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur [1]. Et puisque que la MADA sera utilisée dans notre travail comme génératrice, on va s'intéresser uniquement aux modes de fonctionnement en génératrice.

II.4.3.1- Fonctionnement hypo-synchrone

La figure (II.7.a) illustre le fonctionnement en hypo-synchronisme et montre que la puissance (P_s) est fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement (P_r) est réabsorbée par le rotor. Nous avons donc dans ce cas un fonctionnement en mode générateur en dessous de la vitesse de synchronisme.

II.4.3.2- Fonctionnement en hyper-synchronisme

La figure (II.7.b) illustre le fonctionnement en hyper-synchronisme et montre que les puissances statorique (P_s) et rotorique (P_r) sont injectées aussi au réseau. On a ainsi un fonctionnement générateur au dessus de la vitesse de synchronisme.

Si on néglige les pertes mécaniques, dans les deux modes de fonctionnement, la puissance mécanique fournie par la turbine (p_{aer}) est égale à la somme de la puissance statorique (P_s), envoyée au réseau, et la puissance de glissement (P_r) en régime établi.

$$P_{aer} = (P_s + P_r) \quad (II.41)$$

La puissance (P_r) est absorbée du réseau par le rotor en fonctionnement hypo-synchrone et elle est injectée au réseau par le rotor en mode hyper-synchrone. Elle est exprimée par :

$$P_r = gP_s \quad (II.42)$$

Où g est le glissement de la MADA, il est donné par :

$$g = \frac{\omega_s - p\Omega_g}{\omega_s} \quad (II.43)$$

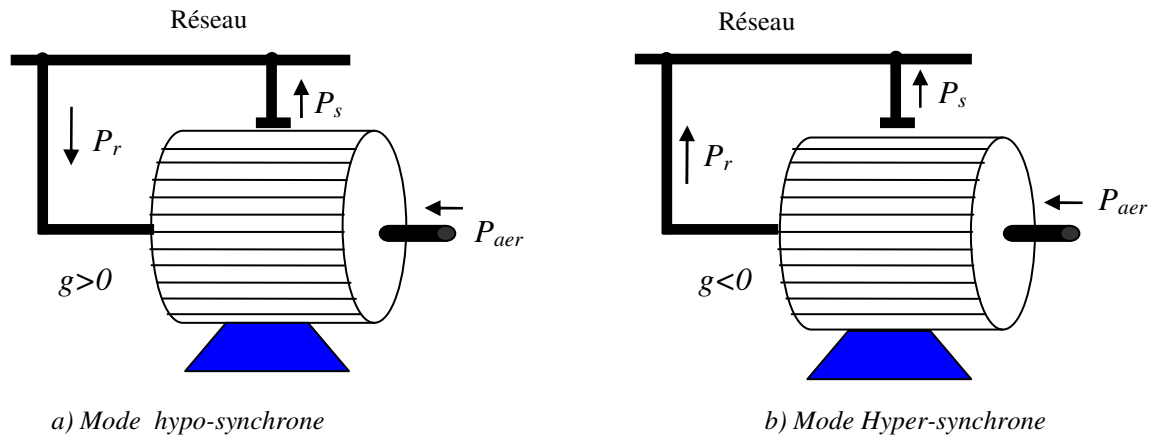


Figure II.7- Fonctionnement en génératrice de la MADA [1].

II.5- MODELISATION DES CONVERTISSEURS STATIQUES DE LA CHAÎNE ROTORIQUE

La structure du système éolien étudié est basée sur la MADA dont le rotor est relié au réseau par le biais de deux convertisseurs à MLI (Convertisseurs du Côté Machine (CCM) et Convertisseur du Côté Réseau (CCR)) (voir Figure II.8). L'objet de cette section est de modéliser les deux convertisseurs.

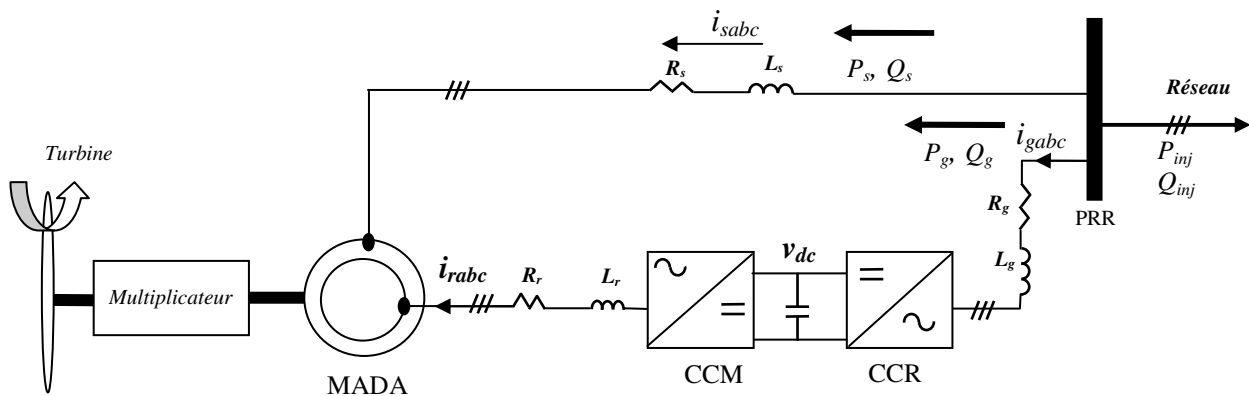


Figure II-8 Schéma synoptique du système éolien étudié

II.5.1- Modélisation du convertisseur du côté machine

Le schéma électrique du convertisseur du côté du rotor est montré sur la figure (II.9). Il est constitué des cellules de commutation forcée, généralement à transistors ou thyristors GTO pour les grandes puissances. Les trois cellules de commutation formant un onduleur triphasé sont bidirectionnelles en courant. On note que chaque groupe (transistor, diode), assemblés en parallèle inverse, forme un interrupteur (demi-bras) commandé à l'ouverture et à la fermeture et que chaque demi-bras possède son demi-bras complémentaire [5].

A partir de ce schéma, on peut écrire les équations suivantes :

$$\begin{aligned} v_{AO} &= u_{AN} + v_{NO} \\ v_{BO} &= u_{BN} + v_{NO} \\ v_{CO} &= u_{CN} + v_{NO} \end{aligned} \tag{II.44}$$

Où u_{AN} , u_{BN} et u_{CN} représentent les tensions rotoriques.

Comme ces tensions forment un système triphasé équilibré, leur somme est nulle. Par conséquent, la tension v_{NO} est donnée par :

$$v_{NO} = \frac{1}{3}(v_{AO} + v_{BO} + v_{CO}) \tag{II.45}$$

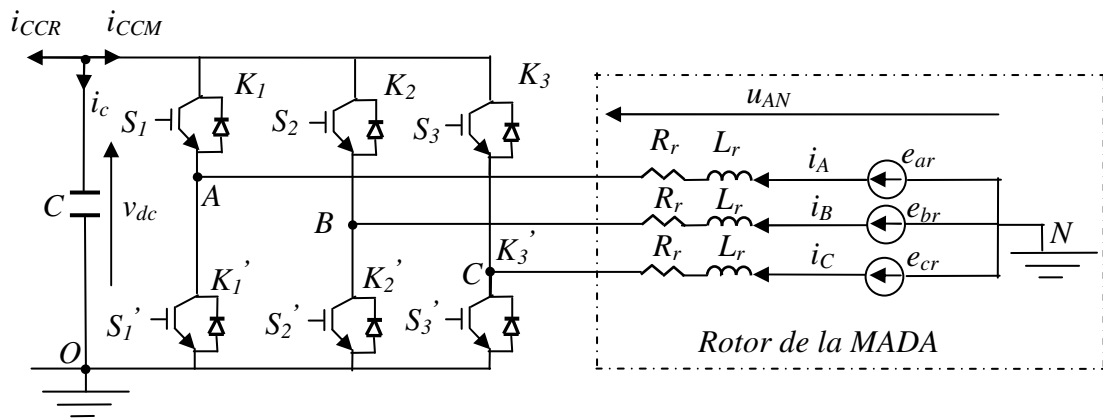


Figure II-9 Schéma électrique du convertisseur du côté machine

En remplaçant l'équation (II.45) dans l'équation (II.44), on obtient les expressions des tensions rotoriques de la MADA :

$$\begin{aligned} u_{AN} &= \frac{1}{3}(2v_{AO} - v_{BO} - v_{CO}) \\ u_{BN} &= \frac{1}{3}(-v_{AO} + 2v_{BO} - v_{CO}) \\ u_{CN} &= \frac{1}{3}(-v_{AO} - v_{BO} + 2v_{CO}) \end{aligned} \tag{II.46}$$

Introduisons maintenant les variables S_i caractérisant l'état des interrupteurs K_i ($i=1, 2, 3$) tel que :

$$\begin{aligned} S_i &= 1 && \text{si } K_i \text{ fermé et } K_i' \text{ ouvert} \\ S_i &= 0 && \text{si } K_i \text{ ouvert et } K_i' \text{ fermé} \end{aligned} \tag{II.47}$$

Ainsi les tensions (v_{AO} , v_{BO} , v_{CO}) peuvent être exprimées en fonction de la tension du bus continu v_{dc} comme suit :

$$v_{AO} = \begin{cases} v_{dc} & \text{si } S_1 = 1 \\ 0 & \text{si } S_1 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

$$v_{BO} = \begin{cases} v_{dc} & \text{si } S_2 = 1 \\ 0 & \text{si } S_2 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.49})$$

$$v_{CO} = \begin{cases} v_{dc} & \text{si } S_3 = 1 \\ 0 & \text{si } S_3 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.50})$$

Finalement, les tensions rotoriques en fonction des états des interrupteurs et de la tension du bus continu, peuvent être exprimées de la manière suivante:

$$\begin{bmatrix} u_{AN} \\ u_{BN} \\ u_{CN} \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.51})$$

D'autre part, le courant filtré (i_{CCM}) (à l'entrée du CCM) peut s'écrire en fonction des états logiques (S_i) des interrupteurs et les courants rotoriques (i_A, i_B, i_C) comme suit:

$$i_{CCM} = S_1 i_A + S_2 i_B + S_3 i_C \quad (\text{II.52})$$

Notons que la détermination des états logiques (S_i) des interrupteurs dépend de la stratégie de commande appliquée au convertisseur.

II.5.2- Modélisation du convertisseur du côté réseau

Dans cette section, nous nous intéressons à la modélisation du convertisseur du côté du réseau.

Comme pour le CCM, le CCR est constitué aussi de cellules de commutation forcée, généralement à transistors ou thyristors GTO pour les grandes puissances [15], [16]. Le principe de fonctionnement s'exprime par les séquences imposées aux interrupteurs statiques qui réalisent la modulation des tensions de commande appliquées à la ligne triphasée couplant le réseau et le convertisseur. Le schéma électrique de ce convertisseur est illustré par la figure (II.10).

Avec : R_g et L_g sont respectivement la résistance et l'inductance de la ligne triphasée reliant le CCR au réseau.

A partir de ce schéma, on peut écrire les équations suivantes :

$$\begin{aligned} v_{aO} &= v_{ainv} + v_{nO} \\ v_{bO} &= v_{binv} + v_{nO} \\ v_{cO} &= v_{cinv} + v_{nO} \end{aligned} \quad (\text{II.53})$$

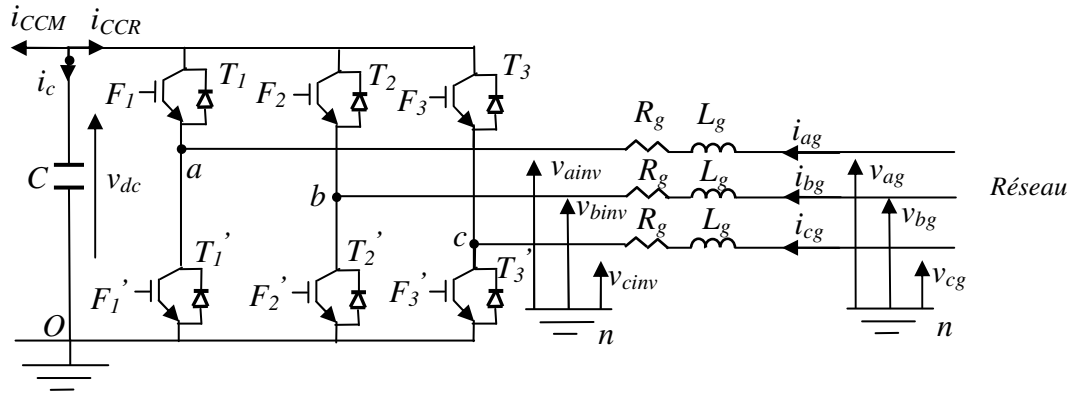


Figure II.10 Schéma électrique du convertisseur du côté du réseau

En régime d'équilibre, La tension v_{nO} peut s'écrire de la manière suivante :

$$v_{nO} = \frac{1}{3}(v_{aO} + v_{bO} + v_{cO}) \quad (\text{II.54})$$

En remplaçant l'équation (II.54) dans l'équation (II.53), on obtient les tensions de commande à MLI à la sortie du CCR :

$$\begin{aligned} v_{ainv} &= \frac{1}{3}(2v_{aO} - v_{bO} - v_{cO}) \\ v_{binv} &= \frac{1}{3}(-v_{aO} + 2v_{bO} - v_{cO}) \\ v_{cinv} &= \frac{1}{3}(-v_{aO} - v_{bO} + 2v_{cO}) \end{aligned} \quad (\text{II.55})$$

D'autre part, les tensions (v_{aO} , v_{bO} , v_{cO}) peuvent être exprimées en fonction de la tension du bus continu v_{dc} suivant les états logiques des interrupteurs :

$$v_{aO} = \begin{cases} v_{dc} & \text{si } T_1 \text{ fermé et } T_1' \text{ ouvert} \\ 0 & \text{si } T_1 \text{ ouvert et } T_1' \text{ fermé} \end{cases} \quad (\text{II.56})$$

$$v_{bO} = \begin{cases} v_{dc} & \text{si } T_2 \text{ fermé et } T_2' \text{ ouvert} \\ 0 & \text{si } T_2 \text{ ouvert et } T_2' \text{ fermé} \end{cases} \quad (\text{II.57})$$

$$v_{cO} = \begin{cases} v_{dc} & \text{si } T_3 \text{ fermé et } T_3' \text{ ouvert} \\ 0 & \text{si } T_3 \text{ ouvert et } T_3' \text{ fermé} \end{cases} \quad (\text{II.58})$$

Enfin les tensions à MLI, à la sortie du convertisseur, peuvent être exprimées en fonction de v_{dc} et des états logiques (F_i) des interrupteurs (T_i) ($i=1, 2, 3$) :

$$\begin{bmatrix} v_{ainv} \\ v_{binv} \\ v_{cinv} \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.59})$$

Les états logiques des interrupteurs du CCR sont définis de la même manière que celle du CCM.

Par conséquent, le courant redressé (i_{CCR}) (à l'entrée du CCR) peut être exprimé en fonction des états logiques des interrupteurs (T_i) et les courants (i_{ag} , i_{bg} , i_{cg}), circulant dans la ligne triphasée, comme suit :

$$i_{CCR} = F_1 i_{ag} + F_2 i_{bg} + F_3 i_{cg} \quad (\text{II.60})$$

De même, la détermination des états logiques (F_i) des interrupteurs dépend de la stratégie de commande à appliquer au convertisseur.

D'autre part, les tensions de sortie du CCR sont reliées aux tensions du réseau par les équations suivantes (voir Figure II.10):

$$\begin{aligned} v_{ag} &= R_g i_{ag} + L_g \frac{di_{ag}}{dt} + v_{ainv} \\ v_{bg} &= R_g i_{bg} + L_g \frac{di_{bg}}{dt} + v_{binv} \\ v_{cg} &= R_g i_{cg} + L_g \frac{di_{cg}}{dt} + v_{cinv} \end{aligned} \quad (\text{II.61})$$

En appliquant la transformation de Park à ce système, on obtient :

$$\begin{aligned} v_{dg} &= R_g i_{dg} + L_g \frac{di_{dg}}{dt} - \omega_s L_g i_{qg} + v_{dinv} \\ v_{qg} &= R_g i_{qg} + L_g \frac{di_{qg}}{dt} + \omega_s L_g i_{dg} + v_{qinv} \end{aligned} \quad (\text{II.62})$$

Comme on va le voir dans les prochains chapitres, cette expression va être utilisée pour établir la commande des courants de ligne (i_{dg} et i_{qg}) par les tensions à MLI du CCR (v_{dinv} et v_{qinv}).

II.5.3- Dimensionnement du bus continu et de la bobine de lissage

Le bus continu est un élément d'accumulation de l'énergie qui relie les deux convertisseurs (voir figure (II.8)). La tension à ses bornes (v_{dc}) est fonction du courant sortant du CCR (i_{CCR}) et du courant entrant dans le CCM (i_{CCM}) (voir figure II.10). Cette tension est exprimée par la relation suivante [13]:

$$v_{dc} = \frac{1}{C} \int -(i_{CCR} + i_{CCM}) dt \quad (\text{II.63})$$

Le courant (i_c) circulant dans le bus continu est issu d'un nœud à partir duquel circulent deux courants (i_{CCM} , i_{CCR}) modulés par les deux convertisseurs.

Pour avoir des courants sinusoïdaux à la sortie du CCM dans le cas d'une stratégie de commande à MLI, la tension du bus continu doit vérifier l'équation suivante [3] :

$$v_{dc} \geq 1.634 \times V_{eff} \times \sqrt{3} \quad (\text{II.64})$$

Où V_{eff} est la valeur efficace de la tension simple du réseau en Volts.

Pour le choix de la valeur de la tension v_{dc} , on doit respecter aussi la tension inverse maximale que peuvent supporter les interrupteurs formant les deux convertisseurs.

D'autre part, la puissance que doivent véhiculer le convertisseur AC/DC/AC dans le cas hypo ou hyper synchrone dans la chaîne rotorique aux pertes près est donnée par l'équation (II.42).

$$P_{r \max} = g_{\max} P_{sn} = 3V_{eff} I \quad (\text{II.65})$$

Donc, le courant efficace maximal qui peut circuler dans la ligne reliant le CCR au réseau est :

$$I = \frac{g_{\max} P_{sn}}{3V_{eff}} \quad (\text{II.66})$$

Où P_{sn} est la puissance nominale statorique de la MADA.

Si on admet une ondulation (ΔI) sur le courant de ligne I et si on néglige la chute de tension dans la résistance de ligne (R_g), l'inductance de la ligne (L_g) peut être estimée par [3], [10] :

$$L_g = \frac{\sqrt{3}}{6 f_s \Delta I \sqrt{2}} V_{eff} \quad (\text{II.67})$$

Sachant que f_s représente la fréquence de commutation du CCR.

Par ailleurs, les ondulations de la tension du bus continu (v_{dc}) sont limitées par la capacité du condensateur dont la valeur minimale nécessaire pour limiter ces ondulations à Δv_{dc} est exprimée par [3], [12] :

$$C_{\min} = P_{r \max} \frac{(\sqrt{2} + \frac{3V_{eff}}{v_{dc}})}{6 \Delta v_{dc} V_{eff} f_s} \quad (\text{II.68})$$

II.6- CHOIX DE LA COMMANDE A MLI A APPLIQUER AUX DEUX CONVERTISSEURS

Pour commander les deux convertisseurs, on peut utiliser soit la MLI de tension ou la MLI de courant. Contrairement à la MLI de tension, la fréquence de commutation pour la MLI de courant n'est pas fixe, ce qui pose pratiquement un problème pour la commande des convertisseurs de grande puissance. Vu sa fréquence de commutation, la MLI sinus-triangle a été retenue, dans notre travail, pour commander les convertisseurs (le CCM et le CCR). De plus, la mise en œuvre pratique de cette stratégie de commande est simple et consiste à comparer un signal triangulaire $V_p(t)$ (porteuse) avec trois consignes sinusoïdales formant un système triphasé $V_{aref}(t)$, $V_{bref}(t)$ et $V_{cref}(t)$ (modulatrices) comme le montre la figure (II.11). Les instants d'intersection entre la porteuse et les modulatrices permettent l'établissement des fonctions logiques (S_1, S_2, S_3) et (S'_1, S'_2, S'_3) pour commander les trois bras du convertisseur. Les fonctions logiques S_i et S'_i sont complémentaires ($i=1, 2, 3$). Les impulsions de commande des trois bras du convertisseur sont obtenues de la manière suivante :

Si :

$$V_{abcref}(t) \geq V_p(t) \quad \text{Alors } S_{(1,2,3)} = 1 \quad \text{et } S'_{(1,2,3)} = 0 \quad (\text{II.69})$$

Et si :

$$V_{abcref}(t) < V_p(t) \quad \text{Alors } S_{(1,2,3)} = 0 \quad \text{et } S'_{(1,2,3)} = 1 \quad (\text{II.70})$$

Rappelons ici que les performances de cette stratégie dépendent de deux paramètres clés à savoir :

- L'indice de modulation (m_I) défini comme étant le rapport entre la fréquence de la porteuse (f_p) et celle de la modulatrice (f_m) :

$$m_I = \frac{f_p}{f_m} \quad (\text{II.71})$$

- Le facteur de réglage (r_f) qui est défini comme étant le rapport de la valeur maximale de la modulatrice ($V_{abcrefM}$) et celle de la porteuse (V_{pM}).

$$r_f = \frac{V_{abcrefM}}{V_{pM}} \quad (\text{II.72})$$

Pratiquement, on doit choisir un indice de modulation (m_I) le plus grand possible afin d'obtenir des tensions à MLI à la sortie du convertisseur à faibles taux d'harmoniques et à fréquence élevée qui seront très faciles à filtrer par la suite. Cependant, ce paramètre est limité par

la rapidité des composants à semi conducteur formant le convertisseur. De plus, la modulation sera d'autant plus efficace que le facteur de réglage est proche de l'unité [24].

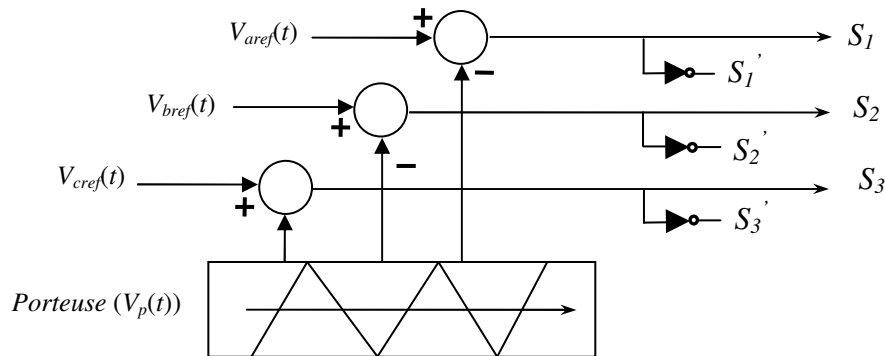


Figure II.11 Principe de la MLI sinus-triangle

II.7- CONCLUSION

Dans ce chapitre, la modélisation complète d'un système de conversion d'énergie éolienne à base de la Machine asynchrone à Double Alimentation (MADA) a été élaborée. En effet, en prenant en compte certaines hypothèses simplificatrices sur la conception de la turbine, nous avons établi un modèle mécanique simplifié du système (turbine+ MADA). Ensuite, en utilisant la transformée de Park, un modèle linéaire de la MADA a été obtenu. Puis nous nous sommes intéressés à la modélisation des convertisseurs (le CCM et le CCR) formant la chaîne rotorique de la MADA. En effet, leurs tensions à MLI ont été calculées en fonction des états des interrupteurs et de la valeur de tension du bus continu intercalé entre eux.

Enfin, on a clôturé ce chapitre par le dimensionnement du bus continu qui sert à faire véhiculer la puissance entre le rotor de la MADA et le réseau. Maintenant, le système éolien est prêt à être commandé. Au chapitre suivant, on va présenter les stratégies de commande des deux convertisseurs pour réaliser des tâches précises (Commande de la vitesse, Commande découplée des puissances active et réactive statoriques et régulation de la tension du bus continu, ...).

CHAPITRE III

STRATEGIES DE COMMANDE D'UN SYSTEME EOLIEN A BASE DE LA MADA

III.1- INTRODUCTION

Après avoir présenté au chapitre précédent la modélisation du système éolien, nous allons consacrer le présent chapitre au développement de la stratégie de sa commande. Pour cela, nous allons commencer par présenter brièvement les différentes techniques de la commande de la MADA à savoir : la commande vectorielle, la commande directe du couple et la commande directe des puissances.

Ensuite, nous décrivons la stratégie de commande du CCM, basée principalement sur une boucle d'asservissement de vitesse munie d'un régulateur à logique floue ou une boucle de commande découplée des puissances active et réactive statoriques de la MADA, permettant au système éolien de fonctionner à vitesse variable avec un facteur de puissance désiré du côté stator.

Puis, nous détaillons la stratégie de commande du CCR, basée aussi sur une boucle d'asservissement de la tension du continu munie d'un régulateur à logique floue, permettant de réguler la tension du bus continu à sa valeur de référence et assurant un facteur de puissance désiré entre le CCR et le réseau.

Après, nous présentons les résultats de simulation obtenus pour un fonctionnement en mode MPPT en utilisant les deux commandes (la commande en vitesse et la commande découplée des puissances statoriques).

A la fin de ce chapitre, nous abordons l'étude des différentes stratégies de commande, à appliquer au système éolien, pour qu'il puisse fonctionner dans les différentes zones possibles (voir figure (I.9)). De plus, des résultats de simulation seront présentés pour montrer le bon fonctionnement du système éolien dans les différentes zones possibles.

III.2- STRATEGIES DE COMMANDE DE LA MADA

Plusieurs stratégies de commande ont été développées dans la littérature pour pouvoir régler de façon découplée les grandeurs interagissant dans les machines électriques à courants alternatifs (puissances active et réactive, couple et flux,...) à savoir :

- a) La commande vectorielle qui a pour principe de découpler le couple et le flux assurant ainsi à la machine à courant alternatif un fonctionnement similaire à celui de la machine à courant continu. Cette méthode s'appuie fortement sur une modélisation parfaite de la machine ainsi sur des hypothèses théoriques simplificatrices à savoir [19] :
 - Les enroulements électriques de la machines sont parfaitement équilibrés ;
 - La distribution du flux dans la machine est parfaitement de forme sinusoïdale;
 - Pas de saturation magnétique ;

- Les pertes fer sont négligeables.
- b) Récemment deux autres méthodes, regroupées sous le terme direct, sont apparues pour commander les machines électriques à savoir :
- La première méthode, connue sous le nom de contrôle directe du couple (*Direct torque control* (DTC)), qui a fait son apparition dans les années quatre vingt (Noguchi et Takahashi, 1984). Cette méthode permet de contrôler à la fois le couple de la machine et son flux d'une manière plus rapide. L'avantage principale de cette méthode réside dans le fait que les états logiques de la commande du convertisseur sont déterminés instantanément par une commande à hystérésis de flux et de couple sans passer par une modulation à largeur d'impulsions (MLI) [20], [21] ;
 - La deuxième méthode, inspirée de la méthode (DTC), a connu son apparition en 1998 sous le nom de la commande directe des puissances (*Direct Power Control* (DPC)). Elle a été proposée aussi par le même inventeur (Noguchi) de la DTC. Similaire à la DTC, son bloc de commande ne contient aucune boucle de commande interne du courant ni de bloc de la MLI. En plus, les états logiques de la commande du convertisseur sont obtenus directement (sans passer par une stratégie de commande à MLI) en utilisant un tableau de commutations optimales [13].

L'inconvénient majeur de ces méthodes réside dans leur dépendance étroite de la résistance statorique de la machine avec laquelle est estimé le flux [13]. En plus, la fréquence de commutation des interrupteurs, formant le convertisseur, est indéterminée et le temps d'échantillonnage est assez petit.

La commande par orientation du flux statorique, retenue dans ce travail, est détaillée dans la section suivante :

III.3- COMMANDE VECTORIELLE DE LA MADA PAR ORIENTATION DU FLUX STATORIQUE

Vu sa simplicité, la commande vectorielle a été retenue pour être appliquée à la MADA. Son principe est rappelé dans le paragraphe suivant :

III.3.1- Principe de la commande vectorielle

La commande vectorielle est l'une des techniques de commande appliquées aux machines électriques à courant alternatif. Elle permet d'établir un mode de fonctionnement de la machine triphasée similaire à celui d'une machine à courant continu par une orientation appropriée de son

III.3.2- Modèle interne de la MADA à flux statorique orienté

Si on suppose que la commande vectorielle est parfaite (orientation complète du flux statorique sur l'axe d), on peut écrire [1], [22] :

$$\begin{aligned}\psi_{ds} &= \psi_s \\ \psi_{qs} &= 0\end{aligned}\tag{III.4}$$

De plus, si on néglige la résistance statorique (R_s) de la MADA (ce qui est valable pour une machine de grande puissance), l'équation (II-30) devient [14], [23] :

$$u_{ds} \approx 0\tag{III.5}$$

$$u_s = u_{qs} \approx \omega_s \psi_s\tag{III.6}$$

D'autre part, et à partir de l'équation (II.31), on peut écrire aussi:

$$\psi_s = L_s i_{ds} + M i_{dr}\tag{III.7}$$

$$0 = L_s i_{qs} + M i_{qr}\tag{III.8}$$

En utilisant les équations (III.4 à III.8), l'expression du couple électromagnétique de la MADA (équation II-32) et les expressions des puissances active et réactive statoriques de la MADA (équation II-39), en fonction des courants rotoriques et de la tension statorique, deviennent respectivement [5] :

$$c_{em} = -\frac{3}{2} p \frac{M u_s}{L_s \omega_s} i_{qr}\tag{III.9}$$

$$P_s = -\frac{3M u_s}{2L_s} i_{qr}\tag{III.10}$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{u_s}{L_s \omega_s} (u_s - M \omega_s i_{dr})$$

D'après l'équation (III.9), le couple électromagnétique peut être commandé en agissant sur la composante en quadrature du courant rotorique (i_{qr}). De même, d'après l'équation (III.10), la puissance réactive statorique peut être réglée en agissant sur la composante directe du courant rotorique (i_{dr}). Par conséquent, la consigne de la composante en quadrature du courant rotorique à utiliser pour ramener le couple électromagnétique à une valeur de référence (C_{emref}) est exprimée par :

$$i_{qrref} = -\frac{2L_s \omega_s}{3pM u_s} C_{emref}\tag{III.11}$$

D'autre part, la puissance active statorique peut être réglée à sa valeur de référence (P_{sref}) en agissant sur la même composante en quadrature du courant rotorique (i_{qr}) en se basant sur la consigne suivante :

$$i_{qrref} = -\frac{2L_s}{3M u_s} P_{sref} \quad (\text{III.12})$$

De même, la composante directe du courant rotorique de référence nécessaire pour asservir la puissance réactive statorique à sa valeur de référence (Q_{sref}) est exprimée par :

$$i_{drref} = \frac{2L_s}{3u_s M} \left(\frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s} - Q_{sref} \right) \quad (\text{III.13})$$

Par ailleurs, pour pouvoir commander la MADA par le rotor nous avons besoin d'établir le modèle interne de la MADA. Ceci revient à exprimer les tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques. Pour ce faire, on utilise les équations de la MADA issues de la commande vectorielle on obtient [3], [22] :

$$\begin{aligned} u_{dr} &= R_r i_{dr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{di_{dr}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \\ u_{qr} &= R_r i_{qr} + \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{di_{qr}}{dt} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + g \frac{M u_s}{L_s} \end{aligned} \quad (\text{III.14})$$

Le modèle interne de la MADA, commandée par les tensions rotoriques, est schématisé par la figure suivante :

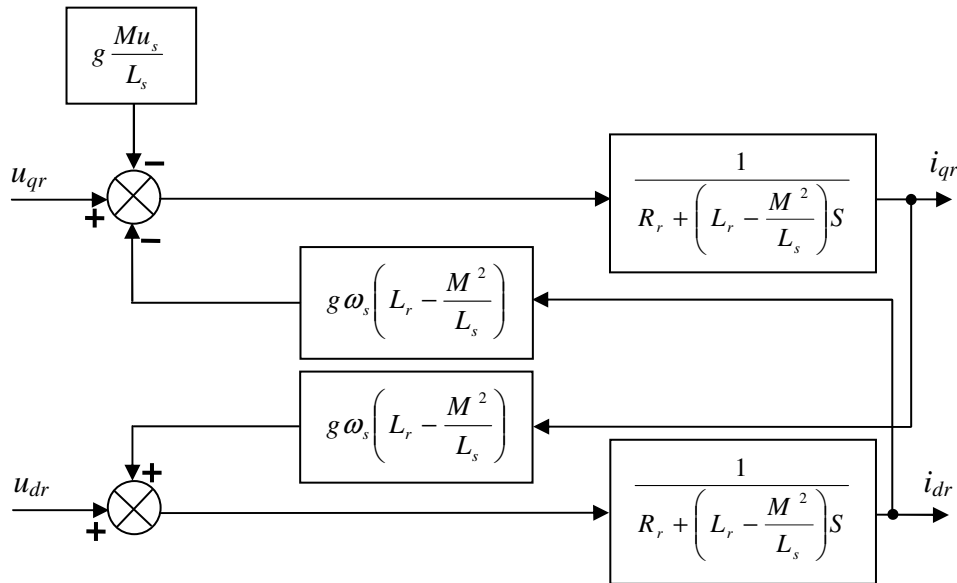


Figure III.2 Schéma bloc interne de la MADA [1].

Où S est l'opérateur de Laplace.

III-4- COMMANDE DU CONVERTISSEUR DU COTE MACHINE

Rappelons que ce convertisseur a été déjà modélisé dans le chapitre précédent. Maintenant, nous allons nous intéresser à sa commande. Les principaux objectifs qui sont visés via la commande du CCM sont résumés ci-après :

- Commander la vitesse de la MADA (Ω_g) (voir figure III.3) ce qui permet de régler indirectement la puissance active statorique (P_s) ou de faire fonctionner le système éolien en mode MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) pour capter le maximum de puissance à partir de l'énergie cinétique du vent. De plus, la puissance réactive statorique (Q_s) de la MADA sera réglée à sa valeur de référence (Q_{sref}) afin de permettre au système éolien, en cas de nécessité, de participer à l'amélioration de la qualité d'énergie, en termes de facteur de puissance, au point de raccordement au réseau ;

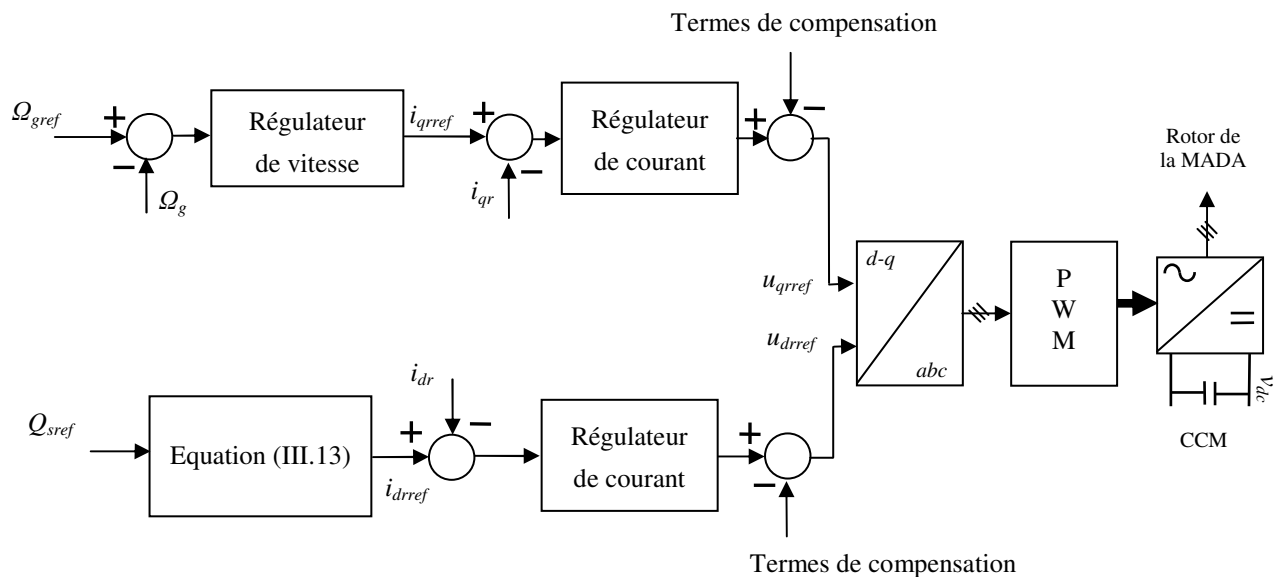


Figure III.3 Schéma fonctionnel de la commande en vitesse du CCM.

- Ou bien commander la puissance active statorique de la MADA (P_s) (voir figure III.4) ou de faire fonctionner le système éolien en mode MPPT pour extraire le maximum de puissance disponible dans le vent. De plus, la puissance réactive statorique (Q_s) de la MADA sera asservie à sa valeur de référence (Q_{sref}) afin de permettre au système éolien, en cas de nécessité, de participer à l'amélioration de la qualité d'énergie, en termes de facteur de puissance, au point de raccordement au réseau.

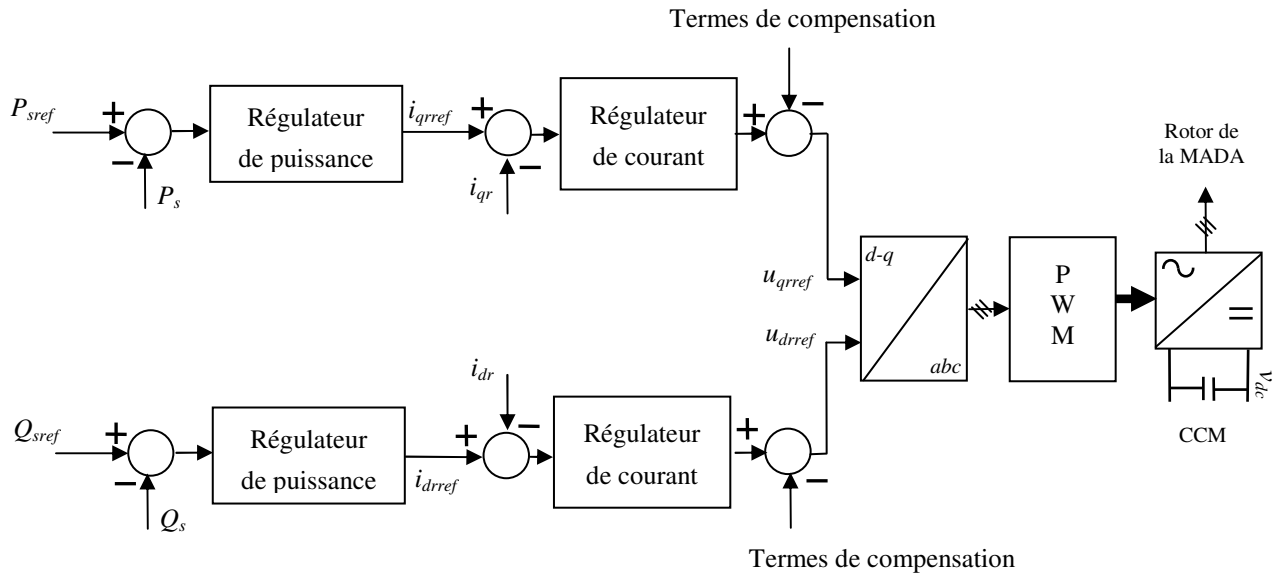


Figure III.4 Schéma fonctionnel de la commande en puissance du CCM.

Pour pouvoir assurer le passage entre les deux stratégies, nous allons utiliser l'équation mécanique du système éolien.

$$C_{em} = C_{ear} + J \frac{d\Omega_g}{dt} + f \Omega_g \quad (III.15)$$

Multiplions les deux membres de cette équation par (Ω_g) , on obtient :

$$C_{em} \Omega_g = C_{ear} \Omega_g + J \Omega_g \frac{d\Omega_g}{dt} + f \Omega_g^2 \quad (III.16)$$

La puissance électromagnétique de la MADA s'exprime :

$$C_{em} \Omega_g = P_s (1 - g) \quad (III.17)$$

La combinaison des équations (III.16) et (III.17), permet d'établir le bilan de puissance du système éolien comme suit :

$$P_s (1 - g) = C_{ear} \Omega_g + J \Omega_g \frac{d\Omega_g}{dt} + f \Omega_g^2 \quad (III.18)$$

Les deux schémas de commande seront détaillés dans la suite de ce chapitre. Les résultats de simulation concernant uniquement le fonctionnement en mode MPPT, seront présentés et discutés en premier lieu. Tandis que, les autres modes de fonctionnement, avec leurs résultats de simulation, seront présentés et discutés à la fin de ce chapitre.

Pour un fonctionnement en mode MPPT, les valeurs de (Ω_g, P_s) , à appliquer aux schémas de commande, sont calculées de la manière suivante :

- Pour le schéma de la commande en vitesse (Figure III.3), la vitesse (Ω_g) doit être calculée, pour chaque vitesse de vent, de telle sorte que le coefficient de puissance de l'éolienne soit proche de sa valeur optimale. Par conséquent, la vitesse s'exprime par :

$$\Omega_{gref} = G_e \frac{\lambda v}{R} \quad (\text{III.19})$$

- pour le schéma de la commande en puissance (Figure III.4), la puissance active est calculée en utilisant l'équation (III.18). En effet, pour un fonctionnement en mode MPPT, l'équation (III.18) s'écrit :

$$P_s (1 - g) = P_{aerM} + J \Omega_g \frac{d\Omega_g}{dt} + f \Omega_g^2 \quad (\text{III.20})$$

Le glissement de référence s'exprime par :

$$g = \left(\frac{\omega_s - p \Omega_g}{\omega_s} \right) \quad (\text{III.21})$$

La puissance aérodynamique s'exprime par :

$$P_{aerM} = \frac{1}{2} c_p \rho s_1 v^3 \quad (\text{III.22})$$

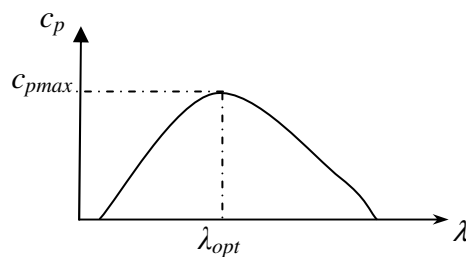


Figure III.5 Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique.

III.4.1- Commande en vitesse de la MADA

Maintenant, nous allons détailler le schéma de la commande en vitesse (figure III.3).

Plusieurs régulateurs peuvent être envisagés (proportionnel intégral, flou, mode glissant, ...etc) pour asservir la vitesse de la MADA afin que le système éolien fonctionne à vitesse variable. Dans

notre cas, on s'est limité à l'utilisation d'un régulateur à logique floue de vitesse (RLF_1) qui est synthétisé ci-après :

III.4.1.1- Synthèse du régulateur à logique floue de la vitesse

Contrairement au régulateur proportionnel intégral, dont le dimensionnement exige une identification précise des paramètres du système à commander, le dimensionnement d'un régulateur à logique floue ne se repose pas sur le modèle mathématique du système. En effet, il manipule des inférences avec des règles floues à base des opérateurs flous (ET, OU, ALORS, ...etc) et des variables linguistiques composées d'ensembles flous pour commander le système en question. La structure de base d'un régulateur flou comporte trois parties principales à savoir :

- Fuzzification ;
- Inférences ;
- Defuzzification.

La figure (III.6) représente, à titre d'illustration, la structure d'un régulateur flou à deux entrées et une seule sortie.

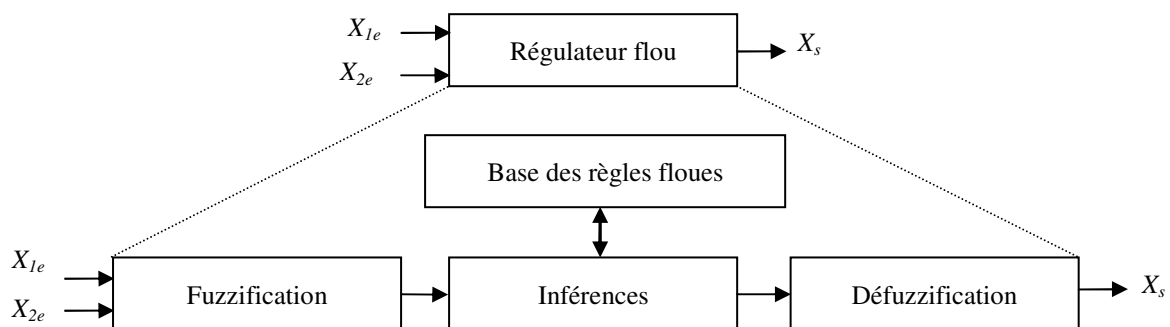


Figure III.6. Structure interne d'un régulateur à logique floue

a)- Fuzzification

Cette étape consiste à transformer les données réelles du système physique à des valeurs linguistiques sur un domaine normalisé pour faciliter les calculs. En suite, à partir de ces domaines numériques, appelés univers de discours, et pour chaque grandeur d'entrée ou de sortie, on calcul les degrés d'appartenance aux sous ensembles flous de la variable linguistique correspondant. Pour la fonction d'appartenance, nous avons choisi pour chaque variable d'entrée ou de sortie les formes triangulaires et trapézoïdales comme le montre la figure (III.7).

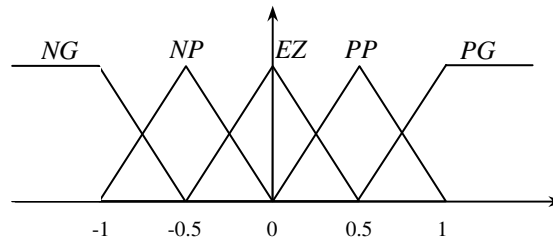


Figure III.7 Fonctions d'appartenance de la variable linguistique X_{I_e} .

Les ensembles flous utilisés pour la fuzzification sont définis comme suit :

- NG : Négatif Grand ;
- NP : Négatif Petit ;
- EZ : Egal à Zéro ;
- PP : Positif Petit ;
- PG : Positif Grand.

b)- Inférences floues

Cette étape consiste à lier les grandeurs physiques du régulateur flou, qui ont été transformées en variables linguistiques pendant l'étape de fuzzification, à la variable de sortie sous sa forme linguistique. L'établissement de ces inférences est basé sur plusieurs règles qui sont à leur tour basées aussi sur l'expertise et le savoir faire humain concernant le système à réguler.

c)- Défuzzification

Cette étape consiste à déduire une valeur numérique de la sortie X_s du régulateur flou à partir de son ensemble d'appartenance $\mu(X_s)$. Pour cela, la méthode la plus utilisée est celle du centre de gravité. En se basant sur ces étapes, le schéma fonctionnel de l'asservissement de vitesse du système éolien par un PI flou est obtenu (figure (III.8)).

Où k_e , $k_{\Delta e}$ et k sont les gains normalisés du régulateur PI flou. De plus, e_n et Δe_n sont respectivement l'erreur de la vitesse normalisée et sa variation de l'erreur en vitesse. Chacune des deux entrées (e et Δe) du régulateur flou possède cinq ensembles flous, ceci conduit à vingt-cinq règles floues comme le montre la table (III.1) de la matrice d'inférence.

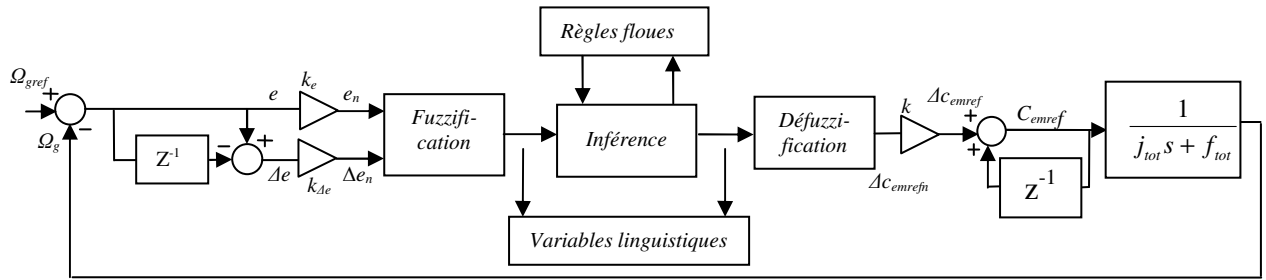


Figure III.8 Régulateur à logique floue de la vitesse de la MADA.

L'établissement de celles-ci est constitué de plusieurs règles établies en se basant sur une expertise et un savoir faire concernant le système à réguler. En effet, il est tout à fait logique de générer par exemple une variation de couple électromagnétique de référence négative grande (NG) lorsque l'erreur sur la vitesse (e) et sa variation (Δe) sont toutes les deux négatives grandes (NG) (règle 1 dans la table 1), ...etc.

D'autre part, l'erreur de la vitesse est exprimée par :

$$e = \Omega_{gref} - \Omega_g \quad (III.23)$$

Et sa variation est donnée par :

$$\Delta e = (1 - Z^{-1})e \quad (III.24)$$

Table III.1 Matrice d'inférence du régulateur PI flou de la vitesse

ΔC_{em}		e				
		NG	NP	EZ	PP	PG
Δe	NG	NG	NG	NP	NP	EZ
	NP	NG	NP	NP	EZ	PP
	EZ	NG	NP	EZ	PP	PP
	PP	NP	EZ	PP	PP	PG
	PG	EZ	PP	PP	PG	PG

III.4.1.2- Synthèse du régulateur des courants rotoriques

L'asservissement de la vitesse est assuré par la régulation du couple électromagnétique à sa valeur de référence délivrée par le (RLF₁) en agissant sur le courant (i_{qr}) qui doit être, à son tour, commandé à sa valeur de référence donnée par l'équation (III.11).

De même, la puissance réactive statorique (Q_s) est asservie à sa valeur de référence (Q_{sref}) en agissant sur le courant rotorique direct (i_{dr}) qui doit, à son tour, être réglé à sa valeur de référence donnée par l'équation (III.13). Notons que dans cette section, la puissance réactive statorique est

commandée en boucle ouverte pour assurer un facteur de puissance unitaire du côté stator. Par conséquent le courant rotorique direct de référence (i_{drref}), déduit de l'équation (III.13) en mettant ($Q_{sref}=0$), s'écrit :

$$i_{drref} = \frac{u_s}{M \omega_s} \tag{III.25}$$

Ces deux composantes du courant rotorique (i_{dr} , i_{qr}) seront commandées en utilisant des régulateurs appropriés.

Vu leur simplicité et leur robustesse, deux régulateurs (PI) classiques identiques sont utilisés pour asservir les deux courants rotoriques (i_{qr} , i_{dr}) à leurs références (i_{qrref} , i_{drref}). Le dimensionnement de ces régulateurs est détaillé dans le paragraphe suivant :

En introduisant l'opérateur de Laplace, l'équation (III.14) peut être réécrite de la manière suivante :

$$u_{dr} = (R_r + (L_r - \frac{M^2}{L_s})S) i_{dr} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \tag{III.26}$$

$$u_{qr} = (R_r + (L_r - \frac{M^2}{L_s})S) i_{qr} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + g \frac{M u_s}{L_s} \tag{III.27}$$

Le terme $g \omega_s (L_r - M^2/L_s)$ correspond au couplage entre les deux axes d et q . Une synthèse adéquate des régulateurs dans la boucle de commande permettra de les compenser comme le montre la figure (III.9).

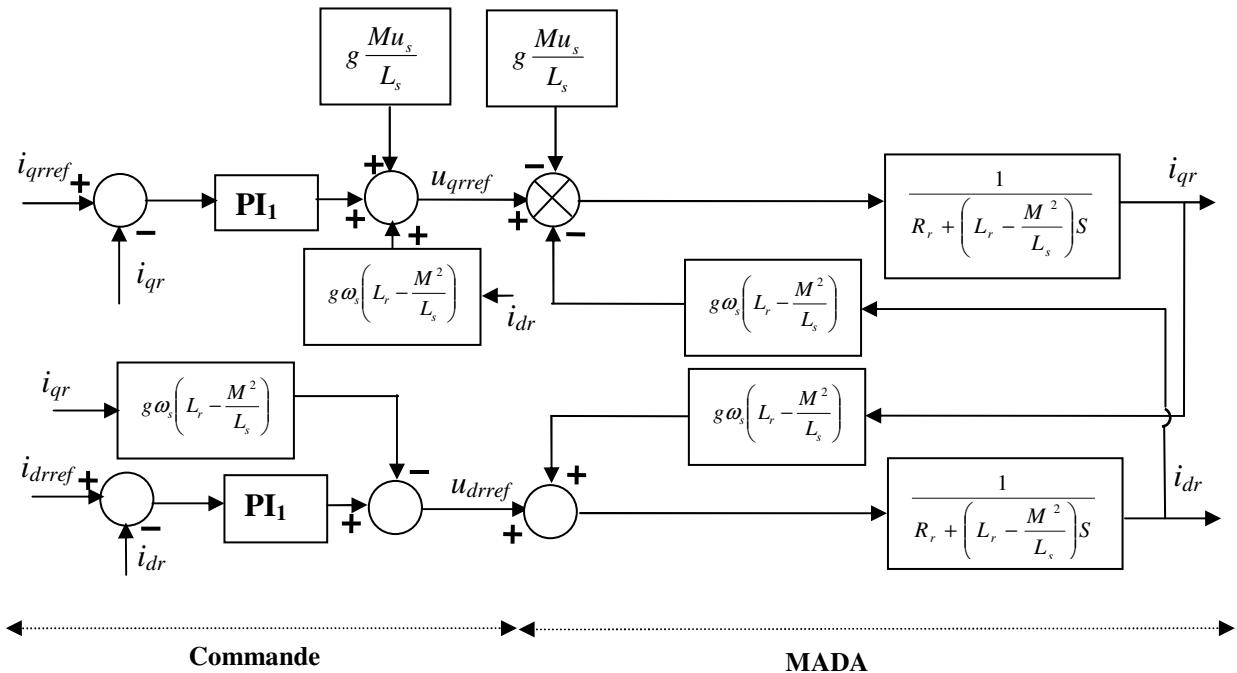


Figure III.9 Découplage de la commande des deux axes par compensation.

A partir de cette figure on aboutit au schéma de la boucle de réglage des deux composantes du courant rotorique comme le montre la figure (III.10).

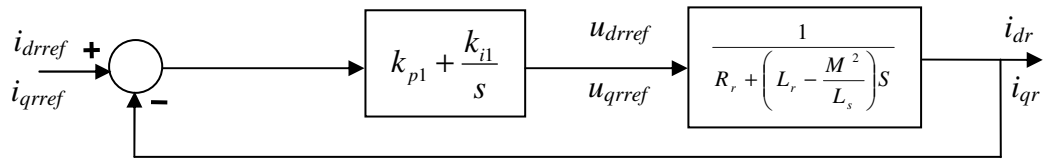


Figure III.10 Boucle de réglage des deux composantes du courant rotorique.

Chaque boucle de courant est dotée d'un régulateur noté (PI₁) qui comporte une action proportionnelle, qui sert à régler la rapidité avec laquelle la régulation doit être faite, et une action intégrale qui a pour rôle d'éliminer l'erreur statique en régime permanent. Ce régulateur est dimensionné de telle sorte que le système en boucle fermée soit équivalent à un système du premier ordre de la forme suivante :

$$\frac{i_{dqr}}{i_{dqrref}} = \frac{1}{1 + \tau s} \quad (\text{III.28})$$

La constante de temps en boucle fermée est choisie de telle sorte que la dynamique des courants rotoriques soit plus rapide que celle de la vitesse. Ainsi, les paramètres du régulateur des courants rotoriques sont exprimés par :

$$k_{i1} = \frac{R_r}{\tau} \quad (\text{III.29})$$

$$k_{p1} = \frac{L_r}{\sigma \tau} \quad (\text{III.30})$$

Enfin, Le schéma bloc détaillé de la commande du CCM est illustré par la figure (III.11).

III.4.2- Commande découplée des puissances statoriques de la MADA

Maintenant, nous allons détailler le schéma de la commande des puissances (figure III.4). Rappelons que, la commande vectorielle de la MADA nous a permis d'établir l'équation (III.10) exprimant les puissances active et réactive statoriques en fonction des courants rotoriques (i_{qr}) et (i_{dr}) respectivement. Ces équations montrent que la puissance active est liée au courant rotorique d'axe q et la puissance réactive au courant rotorique d'axe d à la constante ($3 u_s^2/2L_s\omega_s$) près imposée par le réseau. Donc, les deux puissances peuvent être commandées en agissant respectivement sur i_{qr} et i_{dr} .

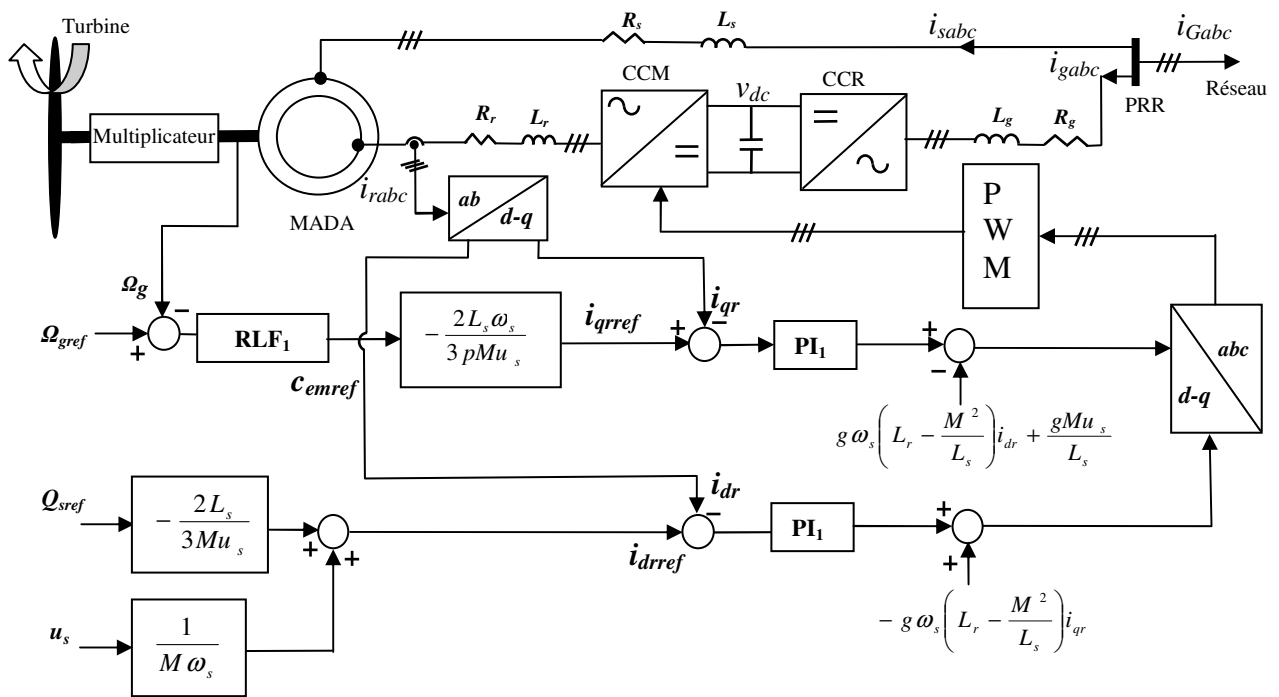


Figure III.11 Schéma bloc détaillé de la commande en vitesse du CCM.

En examinant les équations (III.10), (III.26) et (III.27), on peut établir le schéma bloc interne de la MADA (voir figure (III.12)) qui comporte en entrées les tensions rotoriques et en sorties les puissances active et réactive statoriques. Ainsi, les puissances actives et réactives statoriques de la MADA peuvent être commandées en agissant sur les tensions rotoriques à travers la commande du CCM.

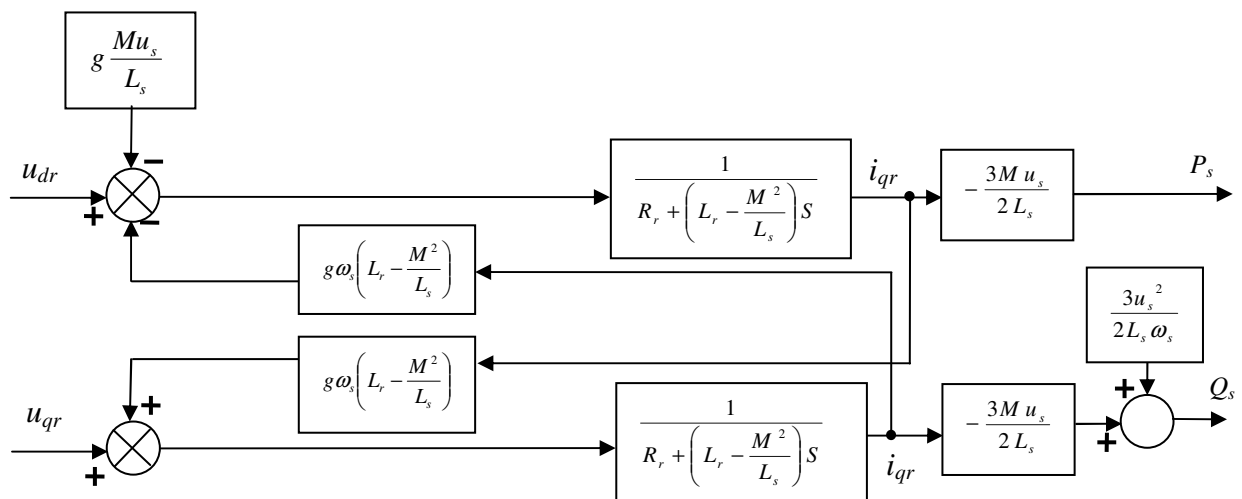


Figure III.12 Schéma bloc interne de la MADA avec en sortie les puissances statoriques.

Deux solutions sont possibles pour commander indépendamment les deux puissances à savoir :

- La première méthode, appelée méthode directe, consiste à négliger les termes de couplage (glissement faible) et utiliser sur chaque axe un régulateur adéquat afin de contrôler indépendamment les deux puissances. Cette méthode est dite directe puisque la sortie du régulateur agit directement sur les tensions rotoriques et le schéma de commande ne comporte aucune boucle de réglage des courants rotoriques.
- La deuxième méthode, appelée méthode indirecte, consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser. Elle utilise deux régulateurs l'un pour les puissances et l'autre pour les courants.

L'intérêt que présente la méthode directe est qu'elle est simple à mettre en œuvre, car le schéma ne comporte qu'un seul régulateur des puissances, par contre la méthode indirecte a l'avantage de comporter des boucles de réglage des courants ce qui permet par leur limitation de protéger la machine contre les surintensités imprévues (durant les sévères défauts dans le réseau) [5]. De plus, la boucle de courant nous offre aussi la possibilité d'ajouter des références externes (courants harmoniques) pour permettre à la MADA de participer à l'amélioration de la qualité d'énergie en termes de filtrage des courants harmoniques. Les deux méthodes de commande des puissances sont décrites dans les paragraphes suivants :

III.4.2.1- Commande directe des puissances active et réactive statoriques

Du fait que la valeur du glissement donnée par le constructeur est faible, on peut négliger les termes de couple entre les deux axes. Par conséquent l'équation (III.14) se simplifie à :

$$\begin{aligned} u_{dr} &= R_r i_{dr} + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) \frac{di_{dr}}{dt} \\ u_{qr} &= R_r i_{qr} + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) \frac{di_{qr}}{dt} + g \frac{M u_s}{L_s} \end{aligned} \quad (III.31)$$

A partir de l'équation (III.10), on calcule les courants i_{qr} et i_{dr} et on les remplace dans l'équation (III.31), on obtient :

$$u_{dr} = \frac{R_r u_s}{M \omega_s} - \frac{2L_s}{3M u_s} \left[R_r Q_s + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) \frac{dQ_s}{dt} \right] \quad (III.32)$$

$$u_{qr} = -\frac{2L_s}{3M u_s} \left[R_r P_s + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) \frac{dP_s}{dt} \right] + g \frac{M u_s}{L_s} \quad (III.33)$$

En introduisant la transformée de Laplace, on obtient le schéma bloc interne de la MADA sans termes de couplage (figure (III.13)).

Pour commander les puissances de la MADA, nous allons mettre en place une boucle de régulation pour chaque puissance avec un régulateur (PI) tout en compensant les termes perturbateurs qui sont présents sur le schéma de la figure (III.13). Le schéma bloc de la commande directe est illustré par la figure (III.14).

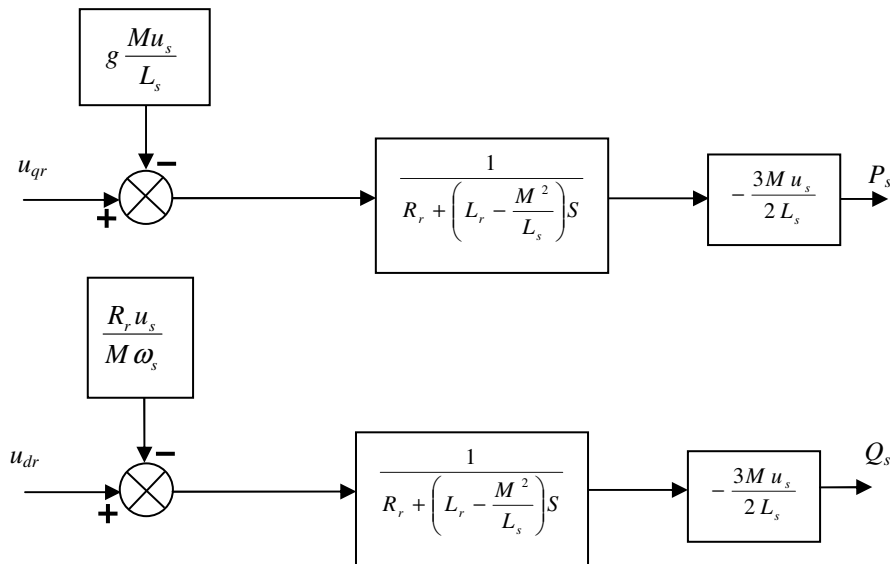


Figure III.13 Schéma interne de la MADA sans termes de couplage

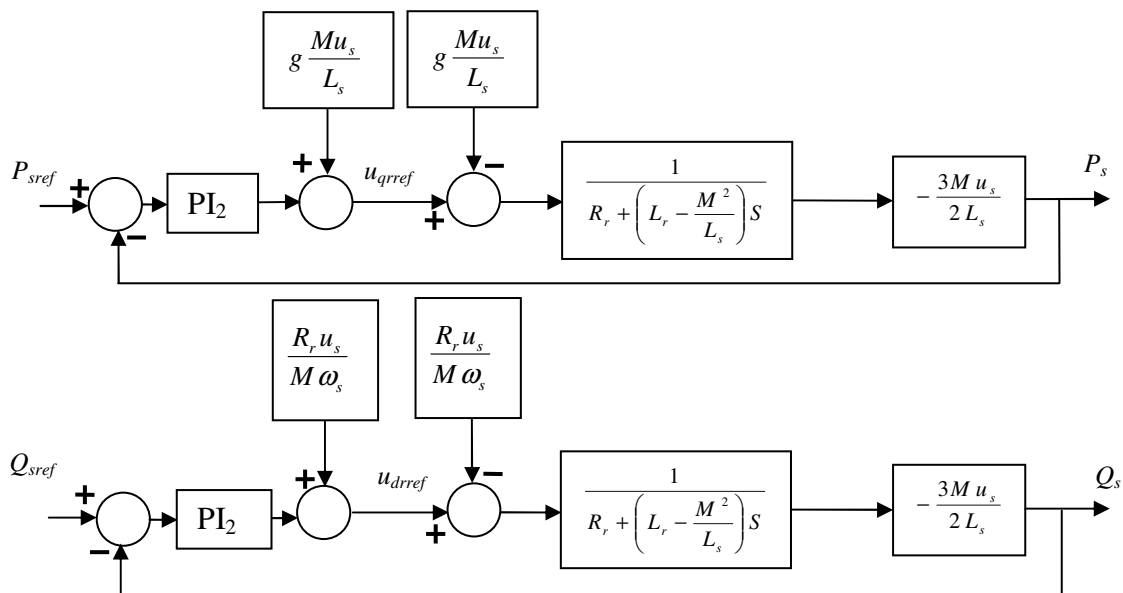


Figure III.14 Schéma bloc de la commande directe des puissances.

A cause de sa structure simple et de ses performances jugées acceptables, le régulateur (PI) a été choisi pour commander les deux puissances. Le schéma fonctionnel de la régulation des puissances active et réactive est montré par la figure (III.15).

Les paramètres du régulateur (PI₂) sont calculés de telle sorte que le système en boucle fermée soit équivalent à un système du premier ordre dont la fonction de transfert est exprimée par :

$$H_f(p) = \frac{1}{1 + \tau_f p} \quad (\text{III.34})$$

Où τ_f est la constante de temps en boucle fermée. Dans ce cas, le pôle du système est compensé par le zéro du régulateur.

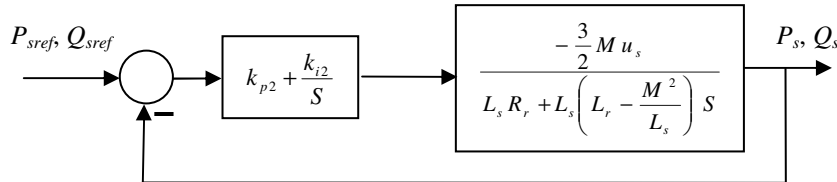


Figure III.15 Schéma fonctionnel de la boucle de réglage des puissances

Après calcul, les paramètres du régulateur, exprimés en fonction des paramètres électriques de la MADA et la constante du temps en boucle fermée, sont obtenus :

$$k_{p2} = \frac{k_{i2}}{R_r} \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \quad (\text{III.35})$$

$$k_{i2} = \frac{2L_s R_r}{3M u_s \tau_f} \quad (\text{III.36})$$

Pour que la compensation soit parfaite, il faut que les paramètres électriques (R_s , R_r , M et L_s) de la MADA soient bien identifiés. Dans le cas contraire les performances en boucle fermée seront dégradées. Pour surmonter ces inconvénients, d'autres régulateurs (à logique floue, à mode glissant, ...) peuvent être envisagés. Pour cela, un régulateur à logique floue dont le dimensionnement ne se repose pas sur le modèle mathématique de la MADA a été choisi pour être appliqué à la commande indirecte des puissances statoriques de la MADA.

III.4.2.2- Commande indirecte des puissances active et réactive statoriques

Contrairement à la méthode précédente, cette méthode tient compte des termes de couplage. Elle fait intervenir deux régulateurs, l'un pour commander les puissances et l'autre pour contrôler les courants rotoriques [5]. Nous avons utilisé un régulateur à logique floue noté (RLF₂) pour réguler les puissances active et réactive statoriques à leurs valeurs de référence. Ce régulateur est semblable à celui de la vitesse présenté auparavant, il suffit de remplacer l'erreur en vitesse e et sa variation Δe par l'erreur en puissance et sa variation respectivement. De même, les courants rotoriques des deux axes sont régulés en utilisant un régulateur proportionnel qui a été déjà

dimensionné (voir paragraphe III.4.1.2). Le schéma détaillé de la commande indirecte des puissances active et réactive statoriques de la MADA est illustré par la figure suivante :

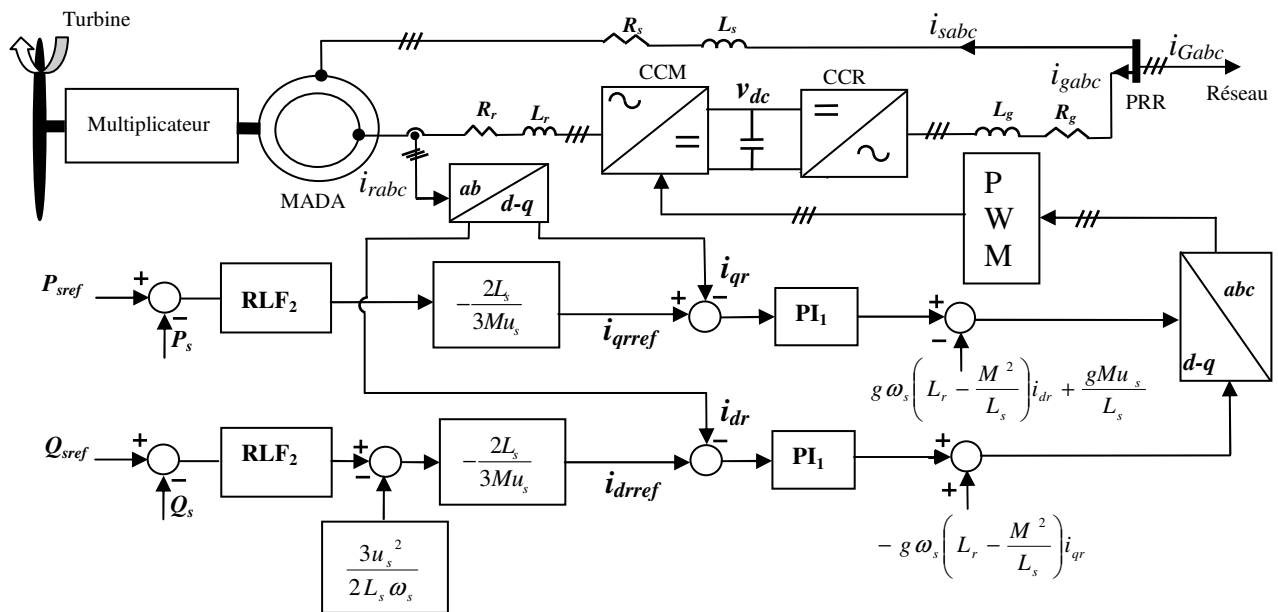


Figure III.16 Schéma bloc détaillé de la commande indirecte des puissances statoriques en utilisant le CCM.

D'autre part, il est possible de commander les puissances à leurs valeurs de référence sans avoir besoin de régulateurs des puissances. Dans ce cas, le schéma bloc de la commande comporte uniquement les boucles de réglage des courants rotoriques dont les consignes sont déduites directement des références des puissances imposées à la MADA. Cette méthode découle de la méthode indirecte (voir figure (III.16)) en éliminant les régulateurs des puissances.

L'avantage principal de cette structure est l'élimination des régulateurs des puissances qui a pour conséquence d'alléger l'implantation du système mais elle présente un inconvénient du fait qu'une erreur statique peut apparaître sur les puissances en régime permanent.

Vu que la méthode directe est simple mais elle ne contient pas des boucles de réglage des courants pour protéger la MADA et de même pour la structure sans boucle de réglage des puissances qui peut causer des erreurs statiques sur les puissances, on a retenu pour notre étude la méthode indirecte, car elle contient deux boucles de réglage, l'une pour les puissances, afin d'éviter les erreurs statiques, et l'autre pour les courants afin de protéger la MADA contre les surintensités et lui offrir une possibilité qu'elle soit utilisée pour améliorer la qualité d'énergie.

Cette dernière méthode nous permet, en association avec les boucles de réglage, d'obtenir un système performant et qui peut être plus robuste vis-à-vis des variations paramétriques de la MADA et les fluctuations de la tension du réseau.

III.5- COMMANDE DU CONVERTISSEUR DU COTE RESEAU

Ce convertisseur, modélisé dans le précédent chapitre, est commandé indépendamment du CCM de telle sorte que :

- La tension du bus continu soit gardée constante quelle que soit l'amplitude et le sens de l'écoulement de la puissance au niveau du rotor de la MADA ;
- Une commande découplée du débit des puissances active et réactive entre le réseau et le bus continu soit assurée avec un facteur de puissance désiré.

Dans cette section, nous allons établir le schéma de commande du CCR. Pour ce faire, un régulateur à logique (RLF₃) sera synthétisé pour commander la tension du bus continu (v_{dc}) à sa valeur de référence (v_{dcref}). De plus, la puissance réactive, échangée entre le CCR et le réseau, sera commandée aussi pour assurer un facteur de puissance désiré entre le CCR et le réseau.

Les puissances active et réactive circulant dans la ligne triphasée, reliant le CCR et le réseau sont exprimées par :

$$P_g = \frac{3}{2}(v_{dg}i_{dg} + v_{qg}i_{qg}) \quad (III.37)$$

$$Q_g = \frac{3}{2}(v_{qg}i_{dg} - v_{dg}i_{qg})$$

L'orientation de la tension de réseau sur l'axe (d) du repère de Park mènera à [14] :

$$v_{dg} = u_s \quad (III.38)$$

$$v_{qg} = 0 \quad (III.39)$$

Par conséquent, les expressions donnant les puissances active et réactive (équation III.37) se simplifient et deviennent [14]:

$$P_g = \frac{3}{2}u_s i_{dg} \quad (III.40)$$

$$Q_g = -\frac{3}{2}u_s i_{qg}$$

A partir de ces dernières équations, on peut conclure que :

- La puissance active (P_g) peut être contrôlée, à sa valeur de référence (P_{gref}), en agissant sur la composante en quadrature (i_{qg}) du courant de la ligne et par conséquent la consigne de ce courant est exprimée par :

$$i_{dgref} = \frac{2}{3u_s} P_{gref} \quad (III.41)$$

- La puissance réactive (Q_g) peut être réglée à sa valeur de référence (Q_{gref}) par la composante directe (i_{dg}) du courant de la ligne. D'où, on peut tirer le courant de référence par :

$$i_{qgref} = -\frac{2}{3u_s} Q_{gref} \tag{III.42}$$

D'autre part, La puissance moyenne à l'entrée du bus continu est égale à la puissance active échangée entre le CCR et le réseau aux pertes près. Par conséquent on peut écrire [14]:

$$v_{dc} i_{red} = \frac{3}{2} u_s i_{dg} = v_{dc} i_{ond} \tag{III.43}$$

Où : i_{red} est la valeur moyenne du courant modulé du côté CCR ;

i_{ond} est la valeur moyenne du courant modulé du côté CCM.

III.5.1- Réglage flou de la tension du bus continu

A partir de l'équation (III.43), on remarque que la tension du bus continu v_{dc} peut être régler en agissant sur la composante directe (i_{dg}) du courant de la ligne. Pour ce faire, un régulateur à logique floue (RLF₃) est utilisé pour réguler la tension du bus continu (v_{dc}) à sa valeur de référence (v_{dcref}). Notons que ce régulateur est semblable à celui de la vitesse présenté auparavant, il suffit de remplacer l'erreur en vitesse e et sa variation Δe par l'erreur en tension e_c et sa variation Δe_c respectivement. Le schéma fonctionnel de ce régulateur est illustré par la figure (III.17).

Où :

$$e_c = v_{dcref} - v_{dc} \tag{III.44}$$

Et :

$$\Delta e_c = (1 - Z^{-1}) e_c \tag{III.45}$$

Où K_{ec} , $K_{\Delta ec}$ et K_c sont les gains normalisés du régulateur PI flou.

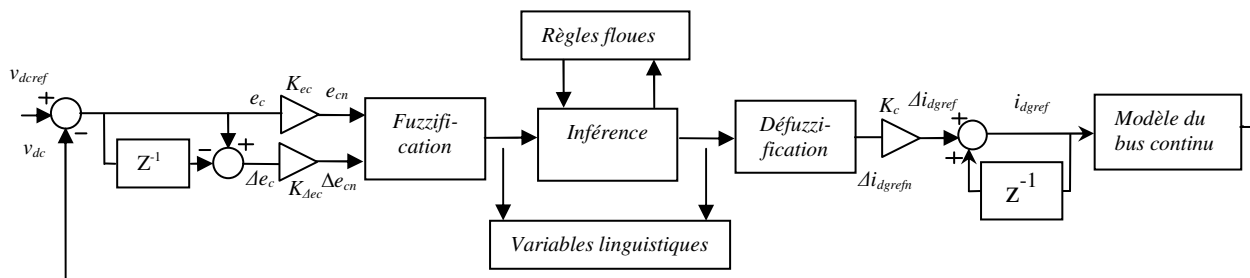


Figure III.17 Schéma fonctionnel du régulateur flou de la tension du bus continu.

III.5.2- Synthèse du régulateur des courants de ligne

Maintenant, on va s'intéresser au dimensionnement d'un régulateur proportionnel intégral (PI) des courants de ligne (i_{dg} et i_{qg}) permettant la commande de la tension du bus continu (v_{dc}) et de la puissance réactive (Q_g).

Dans le chapitre précédent, les équations décrivant le fonctionnement de la ligne triphasée, reliant le CCR au réseau, ont été exprimées dans le repère de Park (équation (II.62)) :

$$\begin{aligned} v_{dg} &= R_g i_{dg} + L_g \frac{di_{dg}}{dt} - \omega_s L_g i_{qg} + v_{dinv} \\ v_{qg} &= R_g i_{qg} + L_g \frac{di_{qg}}{dt} + \omega_s L_g i_{dg} + v_{qinv} \end{aligned} \quad (\text{III.46})$$

En introduisant l'opérateur de Laplace, ces équations peuvent être réécrites de la manière suivante :

$$\begin{aligned} -v_{dinv} + v_{dg} + \omega_s L_g i_{qg} &= (R_g + L_g S) i_{dg} \\ -v_{qinv} + v_{qg} - \omega_s L_g i_{dg} &= (R_g + L_g S) i_{qg} \end{aligned} \quad (\text{III.47})$$

Cette dernière équation représente le modèle de la ligne (R_g, L_g) dans le repère (d, q) (voir figure (III.18)).

Le terme ($L_g \omega_s$) correspond au couplage entre les deux axes d et q . Une synthèse adéquate des régulateurs dans la boucle de commande des courants permettra de le compenser.

On pose :

$$\begin{aligned} v_{d1} &= -v_{dinv} + v_{dg} + \omega_s L_g i_{qg} \\ v_{q1} &= -v_{qinv} + v_{qg} - \omega_s L_g i_{dg} \end{aligned} \quad (\text{III.48})$$

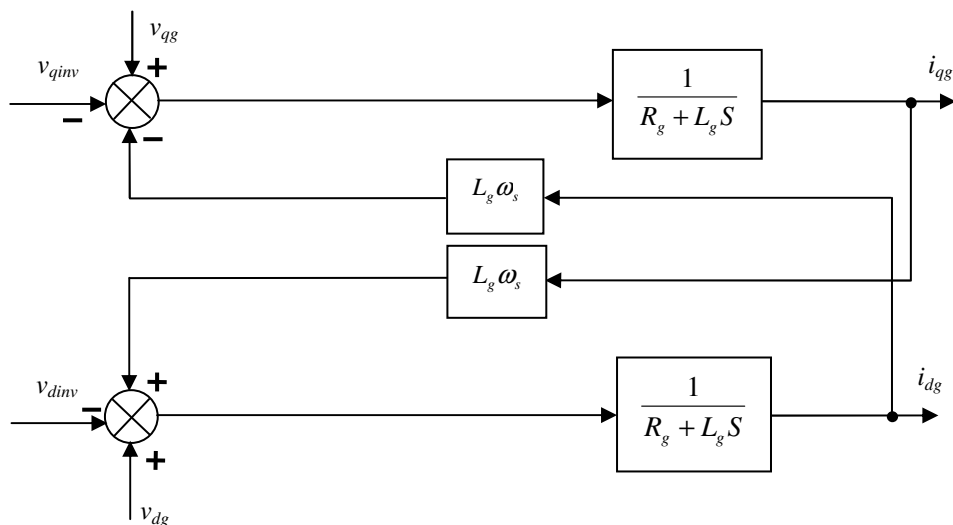


Figure III.18 Modèle de la ligne triphasée entre le CCR et le réseau.

Un régulateur proportionnel intégral noté (PI₃) simple nous semble adéquat pour commander les courants de la ligne (i_{dg} et i_{qg}). Le schéma fonctionnel de l'asservissement de ces courants est schématisé par la figure suivante :

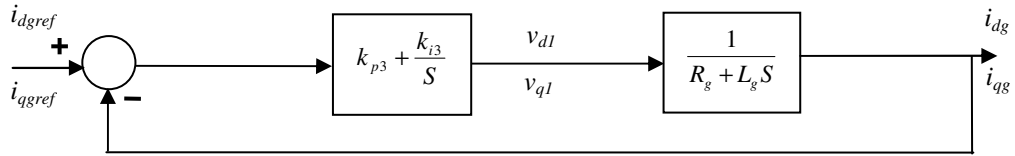


Figure III.19 Boucle de réglage des courants de la ligne triphasée reliant le CCR et le réseau.

Le régulateur (PI₃) est dimensionné de telle sorte que le système en boucle fermée soit équivalent à un système du premier ordre de la forme :

$$\frac{i_{dqg}}{i_{dqgref}} = \frac{1}{1 + \tau_1 S} \quad (\text{III.49})$$

La constante de temps τ_1 en boucle fermée est choisie de telle façon que la dynamique des courants soit plus rapide que celle de la tension du bus continu. Ainsi, les paramètres du régulateur de courant sont exprimés par :

$$k_{i3} = \frac{R_g}{\tau_1} \quad (\text{III.50})$$

Et :

$$k_{p3} = \frac{L_g}{\tau_1} \quad (\text{III.51})$$

Les tensions de commande à la sortie du régulateur sont données par :

$$\begin{aligned} v_{d1} &= \left(k_{p3} + \frac{k_{i3}}{S}\right)(i_{dgref} - i_{dg}) \\ v_{q1} &= \left(k_{p3} + \frac{k_{i3}}{S}\right)(i_{qgref} - i_{qg}) \end{aligned} \quad (\text{III.52})$$

D'où, on peut déduire les tensions ($v_{dinvref}$, $v_{qinvref}$) de commande du CCR :

$$\begin{aligned} v_{dinvref} &= -\left(k_{p3} + \frac{k_{i3}}{S}\right)(i_{dgref} - i_{dg}) + v_{dg} + \omega_s L_g i_{qg} \\ v_{qinvref} &= -\left(k_{p3} + \frac{k_{i3}}{S}\right)(i_{qgref} - i_{qg}) + v_{qg} - \omega_s L_g i_{dg} \end{aligned} \quad (\text{III.53})$$

Ces tensions de référence sont transformées en tensions triphasées de référence, en utilisant la transformée de Park inverse. Ensuite, les résultantes sont comparées à une onde triangulaire pour établir les états des interrupteurs du CCR.

Notons que la puissance réactive (Q_g) a été contrôlée en boucle ouverte.

Le schéma détaillé de la commande du convertisseur du côté du réseau est illustré par la figure (III.20).

Avec θ_1 est l'angle de Park.

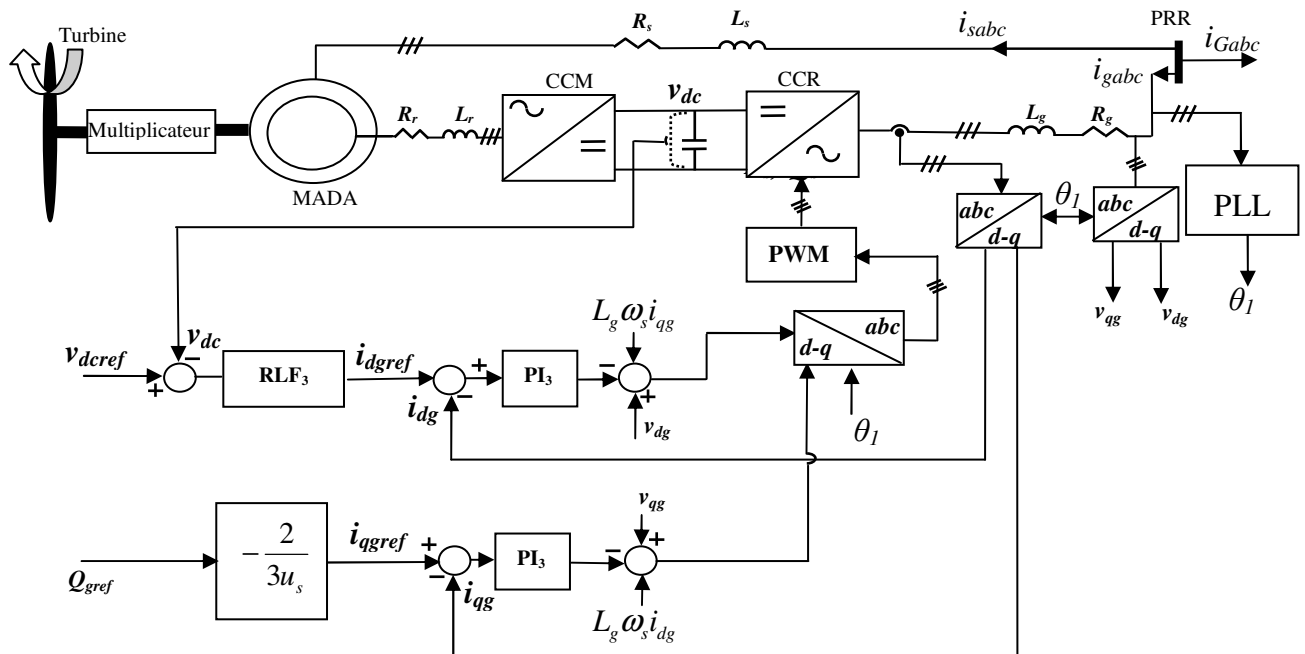


Figure III.20 Schéma détaillé de la commande du CCR.

III.6- RESULTATS DE SIMULATION POUR UN FONCTIONNEMENT EN MODE MPPT

Nous allons étudier le système éolien muni des deux commandes (la commande en vitesse et la commande découplée des puissances) pour un fonctionnement en mode MPPT. Le système éolien étudié est de 10 kW dont les paramètres sont récapitulés en annexe (A.2). Nous l'avons simulé en utilisant le logiciel Matlab pour deux cas de variation de la vitesse de vent (rampe et profil aléatoire).

III.6.1- Cas de la commande en vitesse

Le système éolien, associé aux commandes des deux convertisseurs (voir figures III.11 et III.20), a été simulé pour un fonctionnement en mode MPPT.

Dans ce cas, nous avons choisi deux profils de la vitesse de vent :

- Vitesse de vent variant sous forme de rampe ;
- Vitesse de vent variant selon un profil aléatoire.

III.6.1.1- Cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe

Le fonctionnement en mode MPPT du système éolien a été testé pour une vitesse de vent variant sous la forme illustrée sur la figure III.21 (a). La Figure ((III.21) montre les résultats de simulation obtenus. D'après la figure (III.21 (b)), la vitesse de la génératrice (Ω_g) poursuit convenablement la vitesse de référence optimale (Ω_{gref}). Cela permet d'extraire le maximum de puissance du vent et assurer un fonctionnement en mode MPPT.

D'autre part, la figure (III.21 (c)) illustre les puissances active et réactive statoriques de la MADA et montre que la puissance réactive statorique (Q_s) est pratiquement nulle garantissant un facteur de puissance unitaire entre le stator et le réseau. En effet, le Zoom de la tension d'une phase statorique ($0.IV_{as}$) et le courant de phase correspondant (i_{as}) (voir figure (III.21 (f))), montre que la génératrice injecte seulement de la puissance active au réseau. Notons que la puissance active est négative (fonctionnement mode générateur de la MADA) et elle augmente en valeur absolue avec l'accroissement de la vitesse de vent confirmant ainsi le fonctionnement en mode MPPT (voir figure III.21 (c)). D'après les figures ((III.21 (g) et (III.21 (h))), illustrant le coefficient de puissance (C_p) et la puissance éolienne (P_{aer}) respectivement, on remarque que ces grandeurs oscillent autour de leurs valeurs optimales garantissant ainsi un fonctionnement en mode MPPT.

D'autre part, à $t=6.5$ s environ, le système éolien passe d'une manière douce du mode de fonctionnement hypo en mode hyper-synchrone comme le montre l'allure du courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (voir figure III.21 (d)). Ceci confirme que la MADA peut fonctionner en génératrice dans les deux modes (hypo et hyper synchrone) avec une transition douce entre les deux régimes, grâce à la commande du glissement rotorique.

La figure (III.21 (i)) montre que la tension du bus continu a été régulée pratiquement à sa valeur de référence de 700 V via la commande du CCR.

D'autre part, le Zoom de la tension du réseau ($0.IV_{ag}$) et le courant de la ligne triphasée (reliant le CCR et le réseau) correspondant ($5i_{ag}$), montre que :

- En mode hypo-synchrone, le courant et la tension sont en phase (voir figure III.21 (k)) et montrant ainsi que le rotor absorbe de la puissance du réseau avec un facteur de puissance unitaire;
- En mode hyper-synchrone, le courant et la tension sont en opposition de phase (voir figure III.21 (l)) montrant ainsi que le rotor fournit de la puissance active au réseau avec un facteur de puissance unitaire.

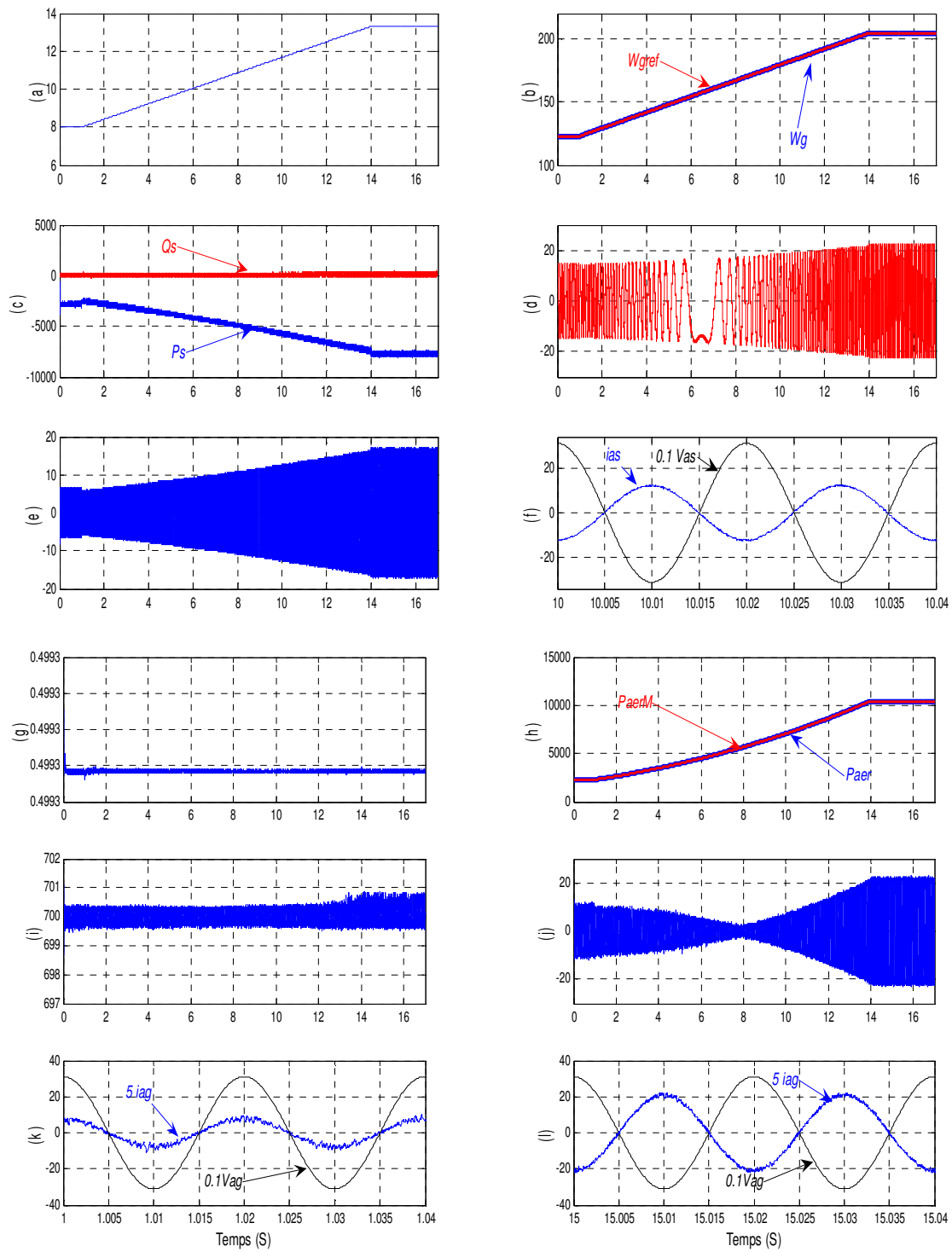


Figure III.21 Résultats de simulation du système éolien muni de la commande en vitesse et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe): a) Vitesse de vent (m/s), b) Vitesse de la MADA (Ω_g) et sa référence (Ω_{gref}) (rd/s), c) Puissance active statorique (P_s) (W) et la puissance réactive statorique (Q_s) (Var), d) Courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (A), e) courant d'une phase statorique (i_{as}) (A), f) Zoom de la tension d'une phase statorique ($0.1 V_{as}$) (V) et le courant correspondant (i_{as}) (A), g) Coefficient de puissance (C_p), h) Puissance éolienne (P_{aer}) et sa valeur optimale (P_{aerM}) (W), i) Tension du bus continu (v_{dc}) (V), j) Courant de la ligne (reliant le CCR au réseau) ($5i_{ag}$) (A), k) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau ($0.1 V_{ag}$) (V) en mode hypo-synchrone, l) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau en mode hyper-synchrone.

III.6.1.2- Cas de la vitesse de vent variant selon un profil aléatoire

Pour se rapprocher d'avantage de la réalité, le système éolien a été simulé pour une vitesse de vent variant selon le profil illustré par la figure (III.22 (a)). La figure (III.22) montre les résultats de simulation obtenus.

D'après la figure (III.22 (b)), on remarque que la vitesse de la génératrice (Ω_g) poursuit sa vitesse de référence optimale (Ω_{gref}) pour assurer un fonctionnement en mode MPPT. De plus, le coefficient de puissance (voir figure (III.22 (c))) est quasiment égal à sa valeur optimale de 0.4993 pour toutes les vitesses de vent. De même, la puissance éolienne (P_{aer}) oscille autour de sa valeur optimale (P_{aerM}) (voir figure III.22 (d)). Ceci, conforme le fonctionnement en mode MPPT.

D'autre part, la figure (III.22 (e)) illustre les puissances active et réactive statoriques de la génératrice et montre que la puissance réactive (Q_s) est pratiquement nulle garantissant ainsi un facteur de puissance unitaire entre le stator et le réseau. De plus, la puissance active qui est négative et évolue en valeur absolue selon le profil de la vitesse de vent, ce qui confirme le fonctionnement en mode MPPT. On a noté aussi un déphasage de 180° entre la tension d'une phase statorique ($0.1V_{as}$) et le courant de la phase statorique correspondant (i_{as}) (voir figure III.22 (g)). Cela montre que la génératrice injecte uniquement de la puissance active au réseau. De la figure (III.22 (h)), on note que la tension du bus continu (v_{dc}) est asservie à sa valeur de référence de 700 V via la commande du CCR.

L'allure du courant rotorique (i_{ar}) (voir figure III.22 (i)) montre que la MADA a passé plusieurs fois, d'une manière douce, du mode de fonctionnement (hypo synchrone) en mode (hyper synchrone) et inversement grâce au contrôle du glissement rotorique. Le zoom de la tension du réseau ($0.1 V_{ag}$) et le courant ($5i_{ag}$) circulant dans la ligne triphasée (reliant le réseau au CCR) (voir figure (III.22 (k))) montre qu'en mode hypo synchrone, la MADA absorbe, par son rotor, de la puissance active du réseau avec un facteur de puissance unitaire. De même, Le zoom de la tension du réseau ($0.1 V_{ag}$) et le courant ($5i_{ag}$) circulant dans la ligne triphasée (reliant le réseau au CCR) (voir figure III.22 (l)) montre qu'en mode hyper synchrone, la MADA fournit, par son rotor, de la puissance active au réseau avec un facteur de puissance unitaire.

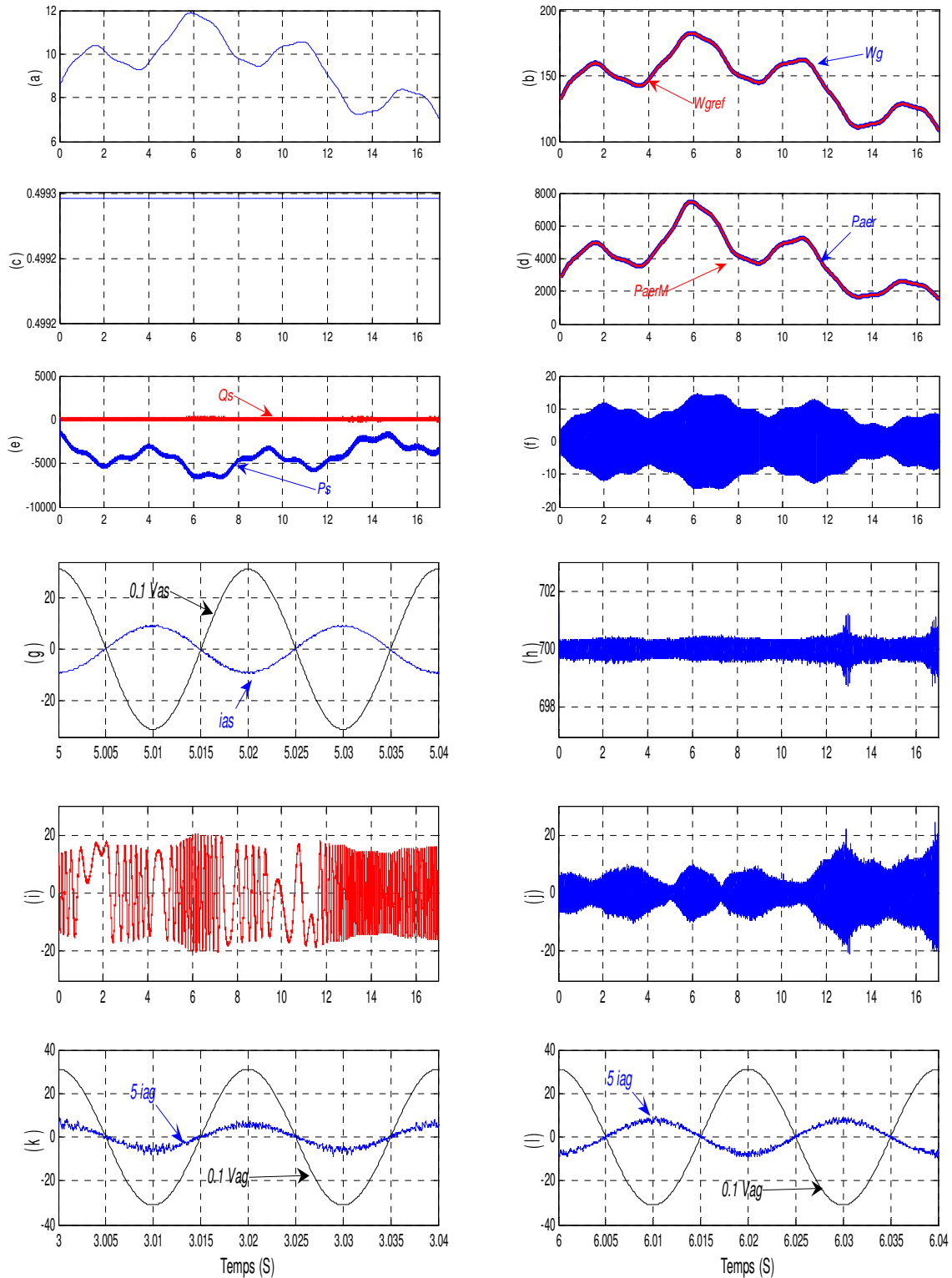


Figure III.22 Résultats de simulation du système éolien muni de la commande en vitesse et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant selon un profil aléatoire): a) Vitesse de vent (m/s), b) Vitesse de la MADA (Ω_g) et sa référence (Ω_{gref}) (rd/s), c) Coefficient de puissance (C_p), d) Puissance éolienne (P_{wg}) et sa valeur optimale (P_{wgref}) (W), e) Puissance active statorique (P_s) (W) et la puissance réactive statorique (Q_s) (Var), f) courant d'une phase statorique (i_{as}) (A), g) Zoom de la tension d'une phase statorique ($0.1 V_{ag}$) (V) et le courant correspondant (i_{as}) (A), h) Tension du bus continu (v_{bc}) (V), i) Courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (A), j) Courant de la ligne (reliant le CCR au réseau) ($5i_{ag}$) (A), k) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau ($0.1 V_{ag}$) (V) en mode hypo-synchrone, l) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau en mode hyper-synchrone.

III.6.2- Cas de la commande découplée des puissances statoriques

Pour montrer que les deux commandes (commande en vitesse et commande découplée des puissances) mènent aux mêmes résultats, nous allons présenter maintenant et discuter les résultats de simulation de la commande découplée des puissances actives et réactives statoriques de la MADA pour un fonctionnement en mode MPPT. Pour cela, le système éolien, associé aux commandes des deux convertisseurs (voir figures III.16 et III.20), a été simulé en utilisant le logiciel Matlab.

Pour pouvoir comparer les performances dynamiques et statiques des deux commandes en mode MPPT, nous appliquons les mêmes profils de la vitesse de vent (figures III.21 (a) et III.22 (a)).

III.6.2.1- Cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe

Le fonctionnement en mode MPPT du système éolien a été testé pour une vitesse de vent variant sous forme de rampe (semblable à celle appliquée dans le cas de la commande en vitesse (voir figure III.21 (a)). La figure III.23 présente les résultats de simulation obtenus. En comparant les résultats de simulation obtenus avec ceux de la figure III.21, on conclut que les deux commandes (commande en vitesse et commande découplée des puissances) sont pratiquement équivalentes et mèneront aux mêmes résultats.

III.6.2.2- Cas de la vitesse de vent variant selon un profil aléatoire

Le fonctionnement en mode MPPT du système éolien a été testé pour une vitesse de vent variant selon un profil aléatoire (semblable à celle appliquée dans le cas de la commande en vitesse (voir figure III.22 (a)). Figure (III.24) montre les résultats de simulation obtenus. De même, en comparant les résultats de simulation obtenus avec ceux de la figure III.22, on conclut que les deux commandes (commande en vitesse et commande découplée des puissances) sont pratiquement équivalentes et mèneront aux mêmes résultats aussi.

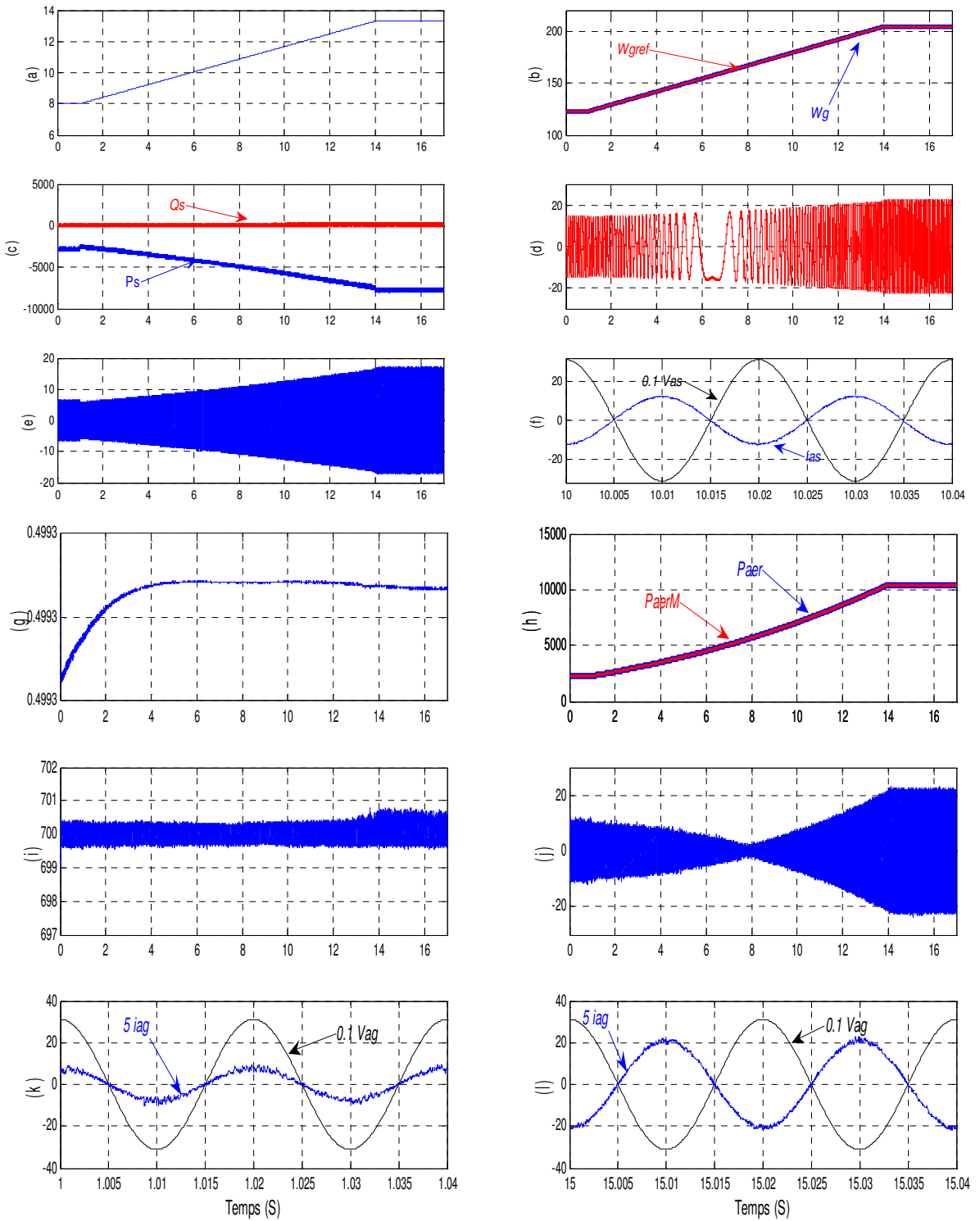


Figure III.23 Résultats de simulation du système éolien muni d'une commande découplée des puissances et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant sous forme de rampe): a) Vitesse de vent (m/s), b) Vitesse de la MADA (Ω_g) et sa référence (Ω_{gref}) (rd/s), c) Puissance active statorique (P_s) (W) et la puissance réactive (Q_s) (Var), d) Courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (A), e) courant d'une phase statorique (i_{as}) (A), f) Zoom de la tension d'une phase statorique ($0.1 V_{ag}$) (V) et le courant correspondant (i_{as}) (A), g) Coefficient de puissance (C_p), h) Puissance éolienne (P_{aer}) et sa valeur optimale (P_{aerM}) (W), i) Tension du bus continu (v_{ac}) (V), j) Courant de la ligne (reliant le CCR au réseau) ($5i_{ag}$) (A), k) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau ($0.1 V_{ag}$) (V) en mode hypo-synchrone, l) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau ($0.1 V_{ag}$) (V) en mode hyper-synchrone.

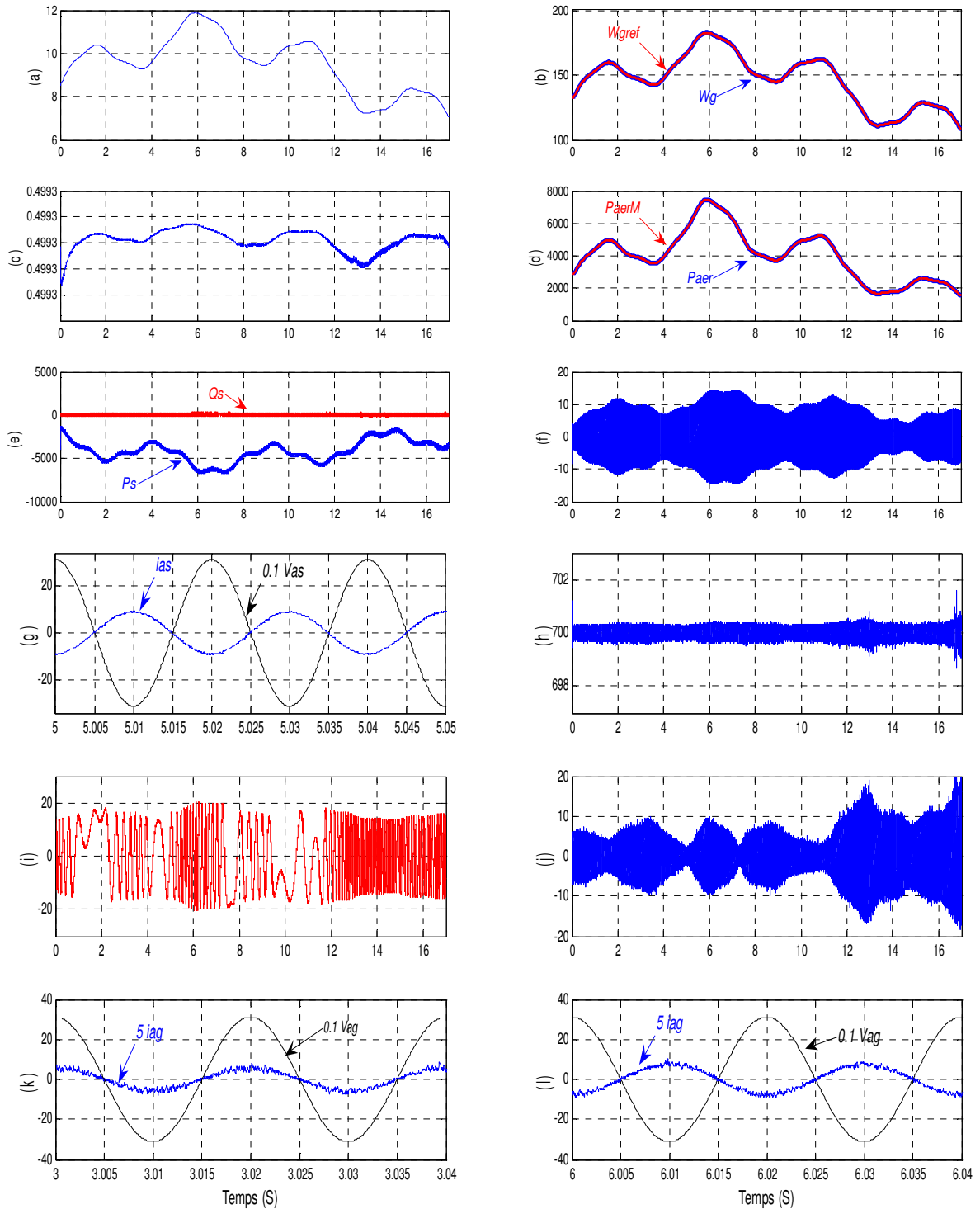


Figure III.24 Résultats de simulation du système éolien muni d'une commande découplée des puissance et fonctionnant en mode MPPT (cas de la vitesse de vent variant selon un profil aléatoire): a) Vitesse de vent (m/s), b) Vitesse de la MADA (Ω_g) et sa référence (Ω_{gref}) (rd/s), c) Coefficient de puissance (C_p), d) Puissance éolienne (P_{aer}) et sa valeur optimale (P_{aerM}) (W), e) Puissance active statorique (P_s) (W) et la puissance réactive statorique (Q_s) (Var), f) courant d'une phase statorique (i_{as}) (A), g) Zoom de la tension d'une phase statorique ($0.1 V_{as}$) (V) et le courant correspondant (i_{as}) (A), h) Tension du bus continu (v_{dc}) (V), i) Courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (A), j) Courant de la ligne (reliant le CCR au réseau) ($5i_{ag}$) (A), k) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau ($0.1 V_{ag}$) (V) en mode hypo-synchrone, l) Zoom de ($5i_{ag}$) et la tension de réseau en mode hyper-synchrone.

III.7- COMMADE DU SYSTEME EOLIEN DANS LES DIFFERENTES ZONES DE FONCTIONNEMENT POSSIBLES

Jusqu'à présent nous nous sommes intéressés à la commande du système éolien pour un fonctionnement en mode MPPT. Mais, suivant la valeur de la vitesse de vent, le système éolien a trois zones principales de fonctionnement plus une zone de démarrage à savoir : (voir figure (III.25)) :

- **Zone de démarrage** : cette zone commence lorsque la vitesse du vent atteint une certaine valeur (v_{min}) (voir figure III.25) jugée suffisante pour commencer la production. ;
- **Zone (1)** : ($v_{min} < v < v_1$) : Dans cette zone, on cherche à extraire le maximum de puissance du vent en faisant fonctionner le système éolien en mode MPPT. En effet, l'algorithme de commande, pour un fonctionnement en mode MPPT, commence pour extraire le maximum de puissance à partir du vent.
- **Zone (2)** : ($v_1 < v < v_2$) : Dans cette zone, le système éolien fonctionne à vitesse constante. En effet, on ne peut plus faire varier la vitesse de rotation de la génératrice car elle a atteint sa valeur nominale (Ω_{gn}). Donc la conversion énergétique ne peut pas être optimale. Notons que dans cette zone, la puissance atteint des valeurs très importantes, jusqu'à 90 % de la puissance nominale (P_n) ;
- **Zone (3)** : ($v_2 < v < v_{max}$) : Dans cette zone, le système a atteint sa puissance nominale (P_n) qui doit être absolument gardée constante par le contrôle de l'angle de calage des pales. De plus, lorsque la vitesse du vent dépasse largement une valeur maximale (v_{max}) et atteint une valeur jugée dangereuse, le système doit être mis à l'arrêt par une mise en drapeau des pales afin d'éviter sa destruction mécanique.

La zone de démarrage est très délicate et elle se décompose en plusieurs actions, ordonnées et espacées dans le temps, décrites ci-après [7]:

- En première étape, la tension du réseau est connectée à la ligne triphasée (reliant le CCR et le réseau) pour permettre au condensateur du bus continu de se charger via un pont redresseur à diodes ;
- En deuxième étape on passe à la magnétisation de la MADA, en appliquant les tensions correspondantes au circuit rotorique, jusqu'à ce que le flux statorique atteigne sa valeur nominale. A ce moment, la tension statorique apparaît au niveau du stator de la MADA ;

- En troisième étape, La tension statorique est synchronisée avec la tension du réseau, tout comme la connexion d'un alternateur au réseau. Cette tension doit être réglée en amplitude, en phase et en fréquence suivant la tension du réseau. Enfin, la fermeture d'un contacteur permet la connexion du stator au réseau en toute sécurité ;
- En dernière étape, le couple de référence (imposé par l'algorithme de commande pour un fonctionnement en mode MPPT) est appliqué et la production commence.

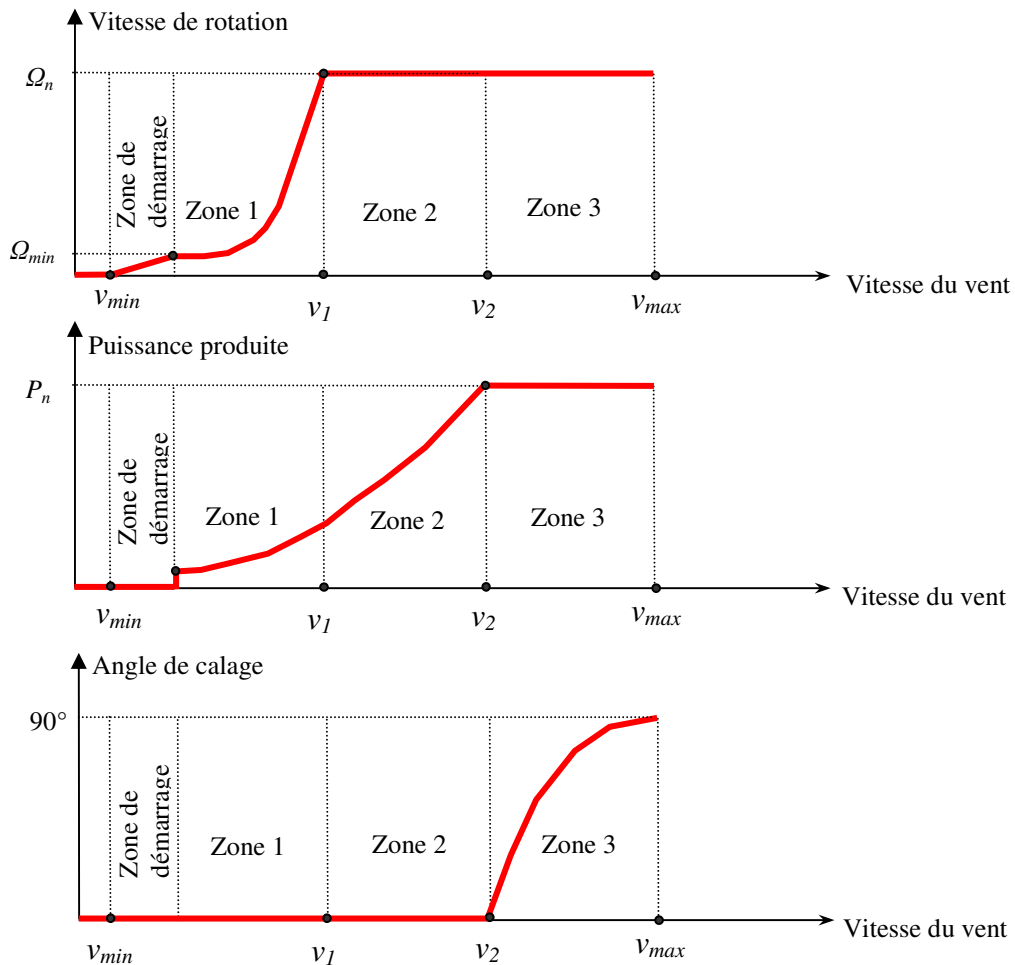


Figure III.25 Différentes zones de fonctionnement d'un système éolien à vitesse variable

La commande dans la zone (1) (fonctionnement en mode MPPT) a été traitée dans les paragraphes précédents. Maintenant, nous entamons la commande du système éolien dans les zones (2) et (3).

III.7.1- Fonctionnement à vitesse constante

Dans la zone (2), la vitesse de la MADA a atteint sa valeur nominale et elle doit être gardée constante et égale à sa valeur nominale. Pour ce faire, deux possibilités sont disponibles à savoir :

- Orientation des pales par un système de commande de l'angle de calage pour réduire la portance ;
- Réglage électronique via la commande du CCM.

Le principe de réglage de la vitesse par l'angle de calage des pales sera décrit ultérieurement.

Pour ce qui concerne le réglage électronique, l'algorithme appliqué pour le fonctionnement en mode MPPT (cas de la commande en vitesse), est remplacé par un algorithme permettant d'obtenir un fonctionnement à vitesse constante. Autrement dit, pour avoir un fonctionnement à vitesse constante, il suffit de remplacer Ω_{ref} (dans le schéma de commande de la figure (III.11)) par la vitesse nominale Ω_{gn} de la MADA.

III.7.2- Fonctionnement à puissance constante

Il existe deux techniques pour limiter la puissance du système éolien dans la zone (3) à savoir :

III.7.2.1- Limitation par décrochage aérodynamique

Le décrochage aérodynamique (*stall control*) a pour principe de concevoir une forme spéciale des pales afin d'augmenter les pertes de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent ($v > v_2$). En effet, lorsque l'angle d'incidence devient important, pour les vents forts (la vitesse de vent dépasse sa valeur nominale v_2), l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface des pales et par conséquent une diminution du coefficient de puissance. Ceci empêche l'augmentation de la vitesse de rotation.

III.7.2.2- Limitation par la commande de l'angle de calage

Cette technique, très utilisée dans les éoliennes modernes, a pour principe de commander la puissance produite par le système éolien en modifiant la position des pales par un dispositif de commande appelé (*Pitch Control*). En effet, pour les petites vitesses de vent ($v_{min} < v < v_2$), les pales sont en face du vent pour produire le maximum de puissance. Et pour les vents forts ($v > v_2$), l'angle de calage des pales (voir figure (III.25)) augmente pour incliner les pales afin que le coefficient de puissance soit diminué (équation (II.14)) et permettant ainsi de limiter la puissance à sa valeur nominale. La valeur de l'angle de l'orientation des pales atteint sa valeur maximale ($\beta = 90^\circ$), pour une vitesse de vent dangereuse ($v > v_{max}$), pour mettre les pales sous forme d'un drapeau. Ceci permet un arrêt d'urgence du système afin qu'il ne soit pas détruit. Ce type de commande de la puissance a plusieurs avantages à savoir [7]:

- En dessous des limites de sécurité, données par les constructeurs, il permet un contrôle actif de la puissance pour une large gamme de la vitesse de vent ;

- Il facilite le freinage de l'éolienne en cas d'urgence et permet ainsi d'éviter un freinage mécanique fort et puissant. Donc, le frein mécanique n'est qu'un frein de (*Parking*) ;
- Il permet aussi de réduire les efforts mécaniques.

Néanmoins, ce type de contrôle nécessite un système d'orientation des pales de type hydraulique ou électrique.

Le dispositif de commande comporte trois principales fonctions à savoir :

- Génération de l'angle de calage de référence β_{ref} ;
- Réglage de la vitesse de variation de l'angle de calage par la commande de l'actionneur ;
- Régulation de l'angle β réel à sa valeur de référence (β_{ref}).

a)- Génération de la consigne de l'angle de calage

Comme nous avons vu au deuxième chapitre II (voir figure (II.4)), l'augmentation de l'angle de calage (β) diminue le coefficient de puissance (C_p) et par conséquent la puissance aérodynamique captée par la turbine. C'est sur ce principe que le (*Pitch Control*) a été conçu.

Vu le comportement aérodynamique non linéaire de la turbine, le commande de l'angle de calage ne peut pas être conçue analytiquement. Cependant, pour obtenir l'angle de calage de référence (β_{ref}), plusieurs schémas ont été proposés dans la littérature à savoir :

- L'angle de calage de référence est obtenu à partir de la caractéristique donnant β en fonction de la vitesse de vent (v) (voir figure III.26). Dans ce schéma, la stratégie de génération de (β_{ref}) est simple mais elle repose sur la vitesse de vent dont la mesure n'est pas précise.

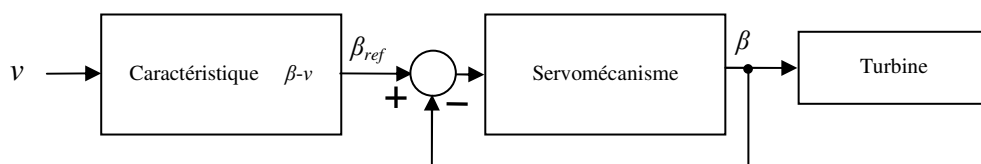


Figure III.26 Génération de la consigne de l'angle de calage des pales.

- Dans le cas où le (*Pitch Control*) est utilisé pour limiter la vitesse de la MADA (Ω_g) à sa valeur nominale (Ω_{gn}), le principe de génération de l'angle de calage de référence (β_{ref}) est illustré par la figure (III.27) et il consiste à utiliser un régulateur PI. En effet, la vitesse de la génératrice (Ω_g) est comparée à sa valeur nominale (Ω_{gn}). L'erreur obtenue est envoyée à un régulateur PI, à sa sortie on récupère la valeur de référence (β_{ref}).

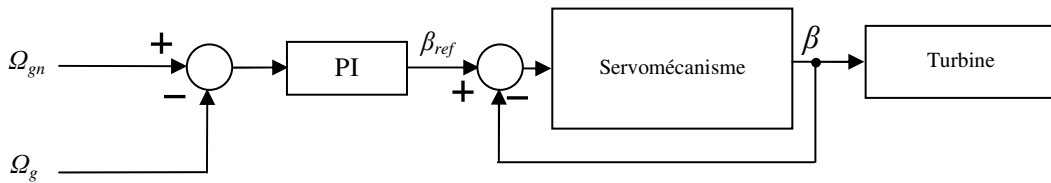


Figure III.27 Génération de la commande de l'angle de calage pour la limitation de la vitesse [7].

- Dans le cas où le (*pitch control*) est utilisé pour limiter la puissance statorique de la MADA (P_s) à sa valeur nominale (P_{sn}), le schéma de commande de la figure (III.28) est utilisé pour générer (β_{ref}). Ca consiste à comparer la puissance électrique mesurée (P_s) à sa valeur nominale (P_{sn}). L'erreur obtenue est envoyée à un régulateur PI qui à son tour nous génère la valeur (β_{ref}).

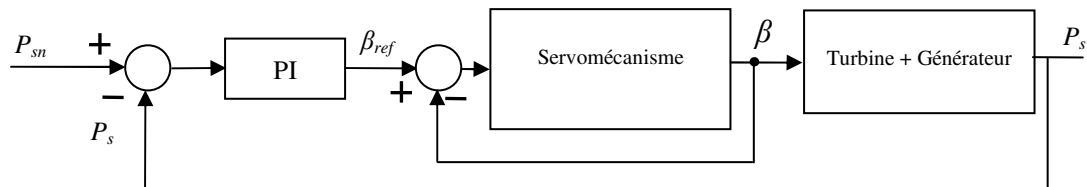


Figure III. 28 Génération de la commande de l'angle de calage pour la limitation de la puissance [7].

b)- Commande de l'angle de calage

Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales soit pour chaque pale indépendamment. Le réglage indépendant donne plus de degré de liberté au système de commande, mais peut causer un déséquilibre dans la turbine [7]. Un système d'équilibrage doit être associé pour assurer que l'angle de calage soit le même pour toutes les pales.

Plusieurs types de régulateurs peuvent être utilisés pour commander l'angle de calage. Dans notre étude, on s'est limité au développement d'un régulateur PI. Dans ce cas, le schéma bloc de commande de l'angle d'orientation des pales est illustré par la figure suivante :

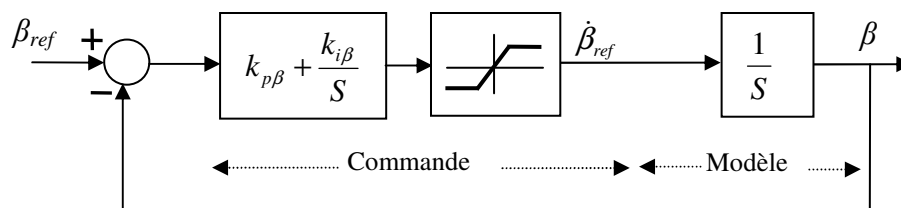


Figure III.29 Commande de l'angle de calage par un régulateur PI [7].

La fonction de transfert en boucle fermée de ce système est exprimée par :

$$\frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{k_{p\beta} S + k_{i\beta}}{S^2 + k_{p\beta} S + k_{i\beta}} \quad (III.54)$$

Ce système est équivalent en boucle fermée à un système de deuxième ordre caractérisé par un coefficient d'amortissement ζ_n et une pulsation naturelle ω_n . Un choix adéquat des ces deux paramètres permet d'avoir des performances acceptables en boucle fermée.

Compte tenu des efforts subis par les pales, la vitesse de variation de l'angle de calage doit être limitée à environ $10^\circ/s$ pendant un fonctionnement normal et à $20^\circ/s$ pour des situations d'urgence [7].

III.7.3- Résultats de simulation et discussion

Nous avons simulé le comportement dynamique du système éolien de 10 kW fonctionnant dans les différentes zones à savoir :

- La zone (1) correspondant à un fonctionnement en mode MPPT et délimitée par la plage des vitesses de vent suivantes : $(6\text{m/s} < v < 11.14 \text{ m/s})$;
- La zone (2) c'est celle d'un fonctionnement à vitesse constante, elle correspond à l'intervalle de la vitesse de vent suivant : $(v > 11.14 \text{ m/s})$;
- La zone (3) concerne la limitation de la puissance, une fois la vitesse de vent devient excessive $(v > 12.71 \text{ m/s})$.

Pour protéger la MADA, on doit limiter sa vitesse à 70% de la vitesse du synchronisme, qui correspond à un glissement de 30% et une vitesse de vent de 6m/s. Si la vitesse de vent $(v < 4\text{m/s})$, on doit recourir à un arrêt du système, chose qu'on n'a pas faite dans ce travail.

On a utilisé le schéma de commande en vitesse (figure III.11) pour asservir la vitesse et le schéma de commande de l'angle de calage des pales pour limiter la puissance (figure III.28). Notons qu'on peut utiliser le schéma de la commande découplée des puissances (figure III.16) pour commander la puissance et le schéma de l'angle de calage des pales pour limiter la vitesse (figure III.27).

Pour montrer la stratégie de commande dans les différentes zones de fonctionnement, nous avons appliqué au système éolien une vitesse de vent sous forme d'un profil aléatoire (voir figure III.30 (a)). D'après les résultats de simulation obtenus (figure III.30), nous avons constaté :

- Pour une vitesse de vent $(6\text{m/s} < v < 11.14 \text{ m/s})$, qui appartient à la zone (1), la vitesse de la génératrice (Ω_g) suit convenablement sa référence (Ω_{gref}) (voir figure III.30 (b))

permettant d'extraire le maximum de puissance à partir du vent (voir figure III.30 (c)) et garantir un fonctionnement en mode MPPT. En effet, le coefficient de puissance (c_p) est gardé pratiquement égal à sa valeur maximale de 0.4993 (voir figure III.30 (e)). Durant cette zone de fonctionnement, l'angle de calage (β) des pales est gardé à sa valeur minimale de 2° (voir figure III.30 (d)) ;

- Pour une vitesse de vent ($v > 11.14$ m/s), la vitesse de la génératrice (Ω_g) a été limitée convenablement par la commande à sa valeur nominale (voir figure III.30 (b)). En effet, de ($t=135$ s à $t=160$ s), la vitesse de la génératrice (Ω_g) est quasiment égale à sa valeur nominale de 204.2 rd/s ;
- Pour une vitesse de vent ($v > 12.71$ m/s), ce qui caractérise la zone (3), la puissance aérodynamique (P_{aer}) de la turbine et la puissance statorique (P_s) de la MADA ont été limitées à leurs valeurs nominales (P_n) et (P_{sn}) respectivement. En effet, de ($t=140$ s à $t=155$ s) les deux puissances (P_{aer} et P_s) sont limitées à 10 kW et -7500 W respectivement (voir figures III.30 (c) et III.30 (g)) par une orientation des pales de la turbine d'un angle (β) égal à environ à 3.5° (voir figure III.30 (d)) ;
- Pour une vitesse de vent ($v < 6$ m/s), la vitesse de la génératrice a été limitée à sa valeur minimale. En effet, de ($t=50$ s à $t=60$ s), la vitesse de la génératrice est quasiment égale à sa valeur minimale de 110 rd/s.

Notons que le glissement de la MADA a été gardé dans sa bande permise ($\pm 30\%$) (Voir figure III.30 (f)) dans toutes les zones de fonctionnement. De plus, le coefficient de puissance (c_p), dans les zones (2) et (3), n'est pas égal à sa valeur maximale (voir figure III.30 (e)), car dans ces deux zones le système éolien ne fonctionne pas en mode MPPT.

- D'autre part, la tension (v_{dc}) du bus continu a été régulée à sa valeur de référence de 700 V via la commande du CCR pour toutes les zones de fonctionnement voir figure III.30 (h)).

Les figures (III.30 (i) et III.30 (j)) illustrent respectivement le courant d'une phase statorique (i_{as}) et rotorique (i_{ar}) et montrent que :

- Le courant statorique augmente et diminue suivant la commande imposée au système éolien durant toutes les zones de fonctionnement ;
- Le système éolien a passé plusieurs fois par le synchronisme d'une manière douce grâce à la commande du glissement rotorique.

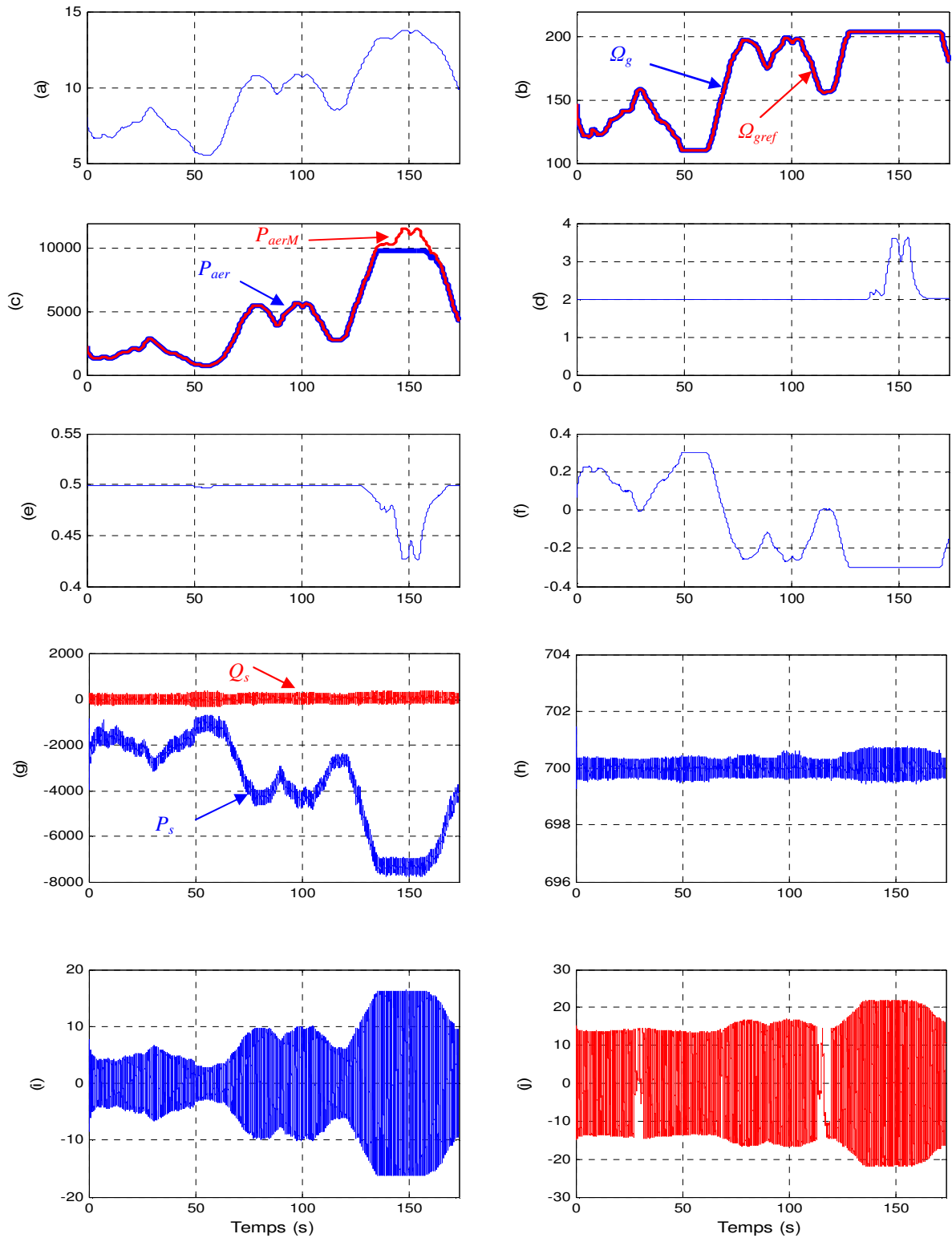


Figure III.30 Résultats de simulation du système éolien fonctionnant dans différentes zones : a) Vitesse de vent (m/s), b) Vitesse de la MADA (Ω_g) et sa référence (Ω_{gref}) (rd/s), c) Puissance éolienne (P_{aer}) et sa valeur optimale (P_{aerM}) (W), d) Angle de calage (β) ($^\circ$), e) Coefficient de puissance (c_p), f) Glissement de la MADA, g) Puissance active statorique (P_s) (W) et puissance réactive statorique (Q_s) (Var), h) La tension (v_{dc}) du bus continu (V), i) Courant d'une phase statorique i_{as} (A), j) Courant d'une phase rotorique i_{ar} (A).

III.8- CONCLUSION

L'objectif principal de ce chapitre est de montrer comment commander un système éolien à base de la MADA dont le stator est lié directement au réseau, tandis que le rotor est lié au réseau à travers de deux convertisseurs à MLI bidirectionnels, et ceci dans les différentes zones de fonctionnement possibles.

Dans un premier temps, nous avons procédé à la commande du convertisseur côté machine (CCM) pour faire fonctionner le système éolien à vitesse variable en utilisant un régulateur à logique floue de vitesse ou de puissance. Des résultats de simulation satisfaisants ont été obtenus pour le fonctionnement en mode MPPT en utilisant les deux commandes (la commande en vitesse et la commande de puissance). En effet, la vitesse de la génératrice et le coefficient de puissance ont suivi pratiquement leurs valeurs optimales assurant ainsi l'extraction maximale de puissance pour différents profils de vitesse du vent. De plus, on a constaté que les deux commandes (commande en vitesse et commande découplée des puissances) mènent pratiquement aux mêmes résultats. D'autre part, la commande du convertisseur côté réseau (CCR) nous a permis l'asservissement de la tension du bus continu à sa valeur de référence pour une vitesse de vent arbitrairement variable.

Enfin, le système éolien a été contrôlé pour fonctionner dans les différentes zones possibles de fonctionnement (en mode MPPT, à vitesse constante et à puissance constante) en utilisant deux schémas de commande : Le schéma de commande en vitesse ; Le schéma de commande de l'angle de calage des pales (*pitch control*) pour limiter la puissance. Le fonctionnement à vitesse constante a été assuré par le même algorithme de la commande adopté pour le mode MPPT. Tandis que, le fonctionnement à puissance constante a été réalisé par le système de commande de l'angle de calage des pales (*Pitch Control*). Les résultats de simulation obtenus sont très satisfaisants.

Dans le chapitre suivant, on va s'intéresser à l'amélioration de la qualité d'énergie en termes de compensation de la puissance réactive des charges linéaires et de filtrage actif des harmoniques des courants des charges non linéaires.

CHAPITRE IV

COMMANDE DU SYSTEME EOLIEN EN VUE DE L'AMELIORATION DE LA QUALITE D'ENERGIE

IV.1- INTRODUCTION

Récemment, l'utilisation progressive des dispositifs d'électronique de puissance (gradateurs, redresseurs, onduleurs, variateurs de vitesse, ...) et des machines électriques a entraîné de plus en plus des problèmes liés aux perturbations ou distorsions harmoniques dans les réseaux électriques. En effet, les charges non linéaires et linéaires, connectées au réseau, génèrent des courants non sinusoïdaux et des courants réactifs respectivement. Ainsi, on assiste à une augmentation régulière, de la part des utilisateurs, des taux d'harmonique, ainsi qu'à une importante consommation de la puissance réactive.

Ces harmoniques de courant vont à leur tour générer des tensions harmoniques aux différents points de connexion au réseau. Pour les autres équipements électriques et électroniques connectés en ces points, cette pollution harmonique a des effets nuisibles. Parmi ces effets, on peut notamment citer la déformation de la tension du réseau au point de raccordement, l'échauffement des câbles et des équipements électriques du réseau et parfois on assiste à leur enclenchement/ déclenchement intempestive ou même à destruction totale.

Les distributeurs d'énergie se sont engagés à fournir une tension propre d'amplitude et de fréquence fixes aux consommateurs. Malheureusement, la forme d'onde de la tension fournie est affectée par les courants perturbateurs qui se superposent à l'onde fondamentale. Ils ont donc pour conséquence de modifier l'onde de tension ou de courant ce qui se traduit par une dégradation du facteur de puissance et/ou par la génération de courants et de tensions alternatives de fréquence différente de celle du fondamental. Pour remédier à ces problèmes, deux types de solutions sont envisageables. La première consiste à utiliser des convertisseurs statiques moins ou peu polluants, tandis que la seconde consiste en la mise en œuvre d'un filtrage des composantes harmoniques [24].

Pour permettre à notre système éolien de participer à la dépollution du réseau des courants perturbateurs, nous nous sommes intéressés au filtrage des courants harmoniques absorbés par des charges non linéaires et à la compensation du courant réactif absorbés par des charges linéaires connectées au PRR en utilisant les deux convertisseurs (le CCM et le CCR).

Récemment, plusieurs groupes de recherche ont utilisé ces deux convertisseurs, formant le système éolien à base de la MADA, comme filtres actifs shunts pour améliorer la qualité d'énergie. En effet, dans [23], [25] et [26], le CCR est commandé pour filtrer les courants harmoniques et compenser la puissance réactive d'une charge non linéaire couplée au PRR. Tandis que dans [25], le CCM a été contrôlé, pour compenser la puissance réactive et les courants harmoniques d'une charge non linéaire couplée au PRR sans dépasser sa capacité en termes de puissance.

Dans [22], le CCM est utilisé pour filtrer uniquement les harmoniques prépondérants (d'ordre 5 et 7) du courant harmonique. Dans [18] et [27], la commande du CCR permettant de filtrer les courants harmoniques, a été implantée expérimentalement. D'autre part, dans [28] et [29], différentes combinaisons ont été proposés pour régler la puissance réactive en utilisant les deux convertisseurs (CCM et CCR) en tenant compte des limitations en puissance. En tout cas, la capacité des convertisseurs, en termes de filtrage actif, dépend de la puissance active véhiculée, de la puissance réactive compensée et leur puissance apparente nominale. Dans ces travaux, la capacité maximale, en termes de filtrage actif des harmoniques de courant, des deux convertisseurs n'a pas exploitée.

Ce chapitre débutera par une brève description des perturbations qui peuvent affecter la qualité d'énergie du réseau et les systèmes utilisés pour l'améliorer. Ensuite, on montrera comment commander le CCM et le CCR pour améliorer la qualité d'énergie, en termes de filtrage des courants et de compensation de la puissance réactive sans dépasser leurs limites en puissance. Finalement, deux nouvelles stratégies de commande seront proposées pour commander le CCM afin d'exploiter sa capacité maximale, en termes de filtrage, sans risque de surcharge.

IV.2- DESCRIPTION DES PERTURBATIONS DU RESEAU

L'entrée en vigueur des normes et des réglementations strictes et contraignantes sur la qualité d'énergie, font de cette dernière une préoccupation primordiale qui concerne à la fois, les gestionnaires du réseau et les utilisateurs (producteurs ou consommateurs).

La qualité de l'énergie est un concept large qui touche à la fois la continuité de la fourniture d'électricité, la qualité de l'onde de la tension et la qualité des courants produits. En effet, l'énergie électrique est fournie par les distributeurs aux consommateurs sous forme d'une tension triphasée caractérisée par :

- La fréquence, généralement de 50 Hz ou 60 Hz ;
- L'amplitude des trois tensions ;
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde ;
- La symétrie du système triphasé, caractérisé par l'égalité des amplitudes des trois tensions et de leurs déphasages relatifs. Une variation de l'un d'entre eux ou de plusieurs à la fois laisse supposer la présence d'une anomalie dans le réseau électrique qui peut détériorer la qualité d'énergie produite.

Les perturbations électriques qui peuvent affecter les paramètres du réseau sont nombreuses et peuvent se manifester par : Un creux ou une coupure totale de l'électricité, une fluctuation de la tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une variation de la fréquence et la présence

d'harmoniques de courant ou de tension. Les plus importantes perturbations et leurs origines sont décrites brièvement ci-après [30] :

IV.2.1- Creux de tension et coupure de l'électricité

Le creux de tension est une diminution violente de l'amplitude de tension à une valeur située entre 10% et 90% de la tension nominale pendant une durée allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes [16], [31]. Ces creux de tensions sont dus principalement à des phénomènes naturels comme la foudre. Ils apparaissent aussi lors de manœuvres d'enclenchement mettant en marche des charges puissantes (grosses machines, transformateurs,...) qui consomment des courants de fortes intensités.

Une coupure de l'électricité est une diminution brutale de la tension d'une valeur supérieure à 90% de la tension nominale.

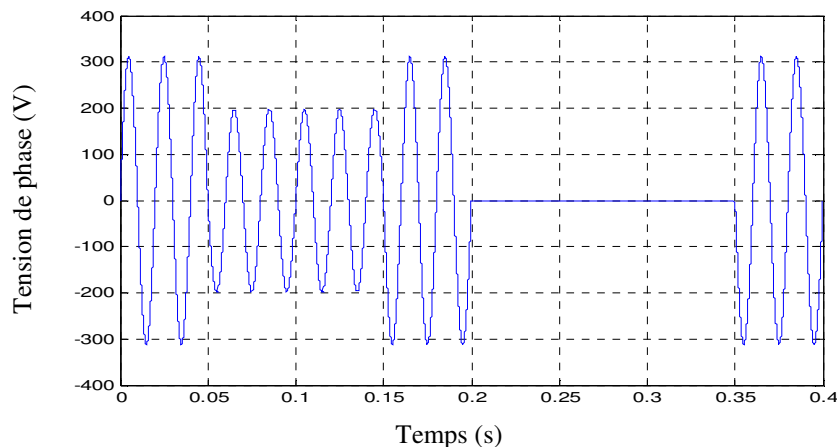


Figure IV.1 Creux de tension et coupure d'électricité.

IV.2.2- Déséquilibre du courant et de la tension

Le déséquilibre du courant et de la tension est dû aux charges non équilibrées. En effet, l'alimentation d'une charge triphasée non équilibrée par un système de tensions triphasées équilibrées engendre la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau. Ces derniers vont provoquer le déséquilibre de la tension du réseau [32].

IV.2.3- Harmoniques des courants et des tensions

Les harmoniques des courants et des tensions sont dues aux charges non linéaires. En effet, lorsqu'une charge non linéaire (redresseur, gradateur, ...) est alimentée par la tension du réseau, elle consomme des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale, ou parfois à des fréquences quelconques [32], [33].

La circulation de ces courants harmoniques dans les impédances du réseau produit des tensions harmoniques aux points de raccordement et peuvent par conséquent polluer les consommateurs alimentés du même point de raccordement.

IV.2.4- Courants réactifs

Les courants réactifs sont dus principalement aux charges qui consomment ou produisent de la puissance réactive. En effet, lorsqu'une charge linéaire ou non linéaire est alimentée par un réseau, elle absorbe ou produit un courant réactif. La circulation de ce dernier dans les impédances du réseau produit un courant réactif qui à son tour va dégrader le facteur de puissance aux points de raccordement.

Dans un réseau électrique, les transformateurs, les lignes de transport, les générateurs et les appareils de contrôle et de mesure sont dimensionnés pour la tension et le courant nominaux. Une faible valeur du facteur de puissance se traduit par une mauvaise utilisation de ces équipements.

IV.3- METHODES DE DEPOLLUTION DU RESEAU ELECTRIQUE

Il existe deux méthodes utilisées pour la dépollution du réseau à savoir :

IV.3.1- Méthodes traditionnelles

Les méthodes traditionnelles reposent sur l'installation des compensateurs passifs composés d'inductance et de condensateur pour rééquilibrer les courants de réseau.

Pour compenser le courant réactif, on utilise généralement des condensateurs, placés en parallèle avec le réseau, pour corriger et améliorer le facteur de puissance [34]. Malheureusement, cette méthode ne s'adapte pas au changement du courant réactif à compenser du fait que la puissance réactive produite par ces condensateurs est constante.

Et pour filtrer les harmoniques des courants, on utilise des filtres passifs placés aussi en parallèle avec le réseau. Ceux-ci sont dimensionnés pour qu'ils aient une impédance très faible autour de la fréquence de l'harmonique à filtrer et une impédance très grande au voisinage du fondamental.

IV.3.2- Méthodes modernes

Plusieurs solutions modernes de dépollution des réseaux électriques ont été décrites dans la littérature. Mais, celles qui répondent le mieux aux contraintes industrielles d'aujourd'hui sont les compensateurs actifs parallèles, série et la combinaison parallèle-série appelée *Unified Power Quality Conditioner (UPQC)* [35]-[42].

Le compensateur actif parallèle peut être utilisé pour compenser les courants harmoniques et les courants réactifs, tandis que, le compensateur actif série est utilisé pour compenser les tensions harmoniques, le déséquilibre et les creux de tension [13], [33]. De sa part, le compensateur (UPQC), qui est une solution universelle, peut être utilisée pour compenser tout genre de perturbations.

Les structures des compensateurs actifs modernes et leurs algorithmes de commande sont devenus très complexes pour répondre aux réglementations en vigueur. Ces solutions doivent soumettre aux limites physiques et technologiques des composants électroniques formant les filtres actifs [42].

Revenant au filtre actif parallèle qui fait partie de ces structures et qui est connecté en parallèle sur le réseau électrique, comme le montre la figure (IV.2). Dans cette structure, le filtre est commandé comme un générateur de courant pour injecter dans le réseau des courants égaux à ceux produits par les charges perturbatrices mais en opposition de phase avec ceux-ci. Ainsi, ce filtre permet d'empêcher les courants perturbateurs (harmoniques, réactifs et déséquilibrés) de circuler dans l'impédance du réseau, situé en amont du point de connexion du filtre.

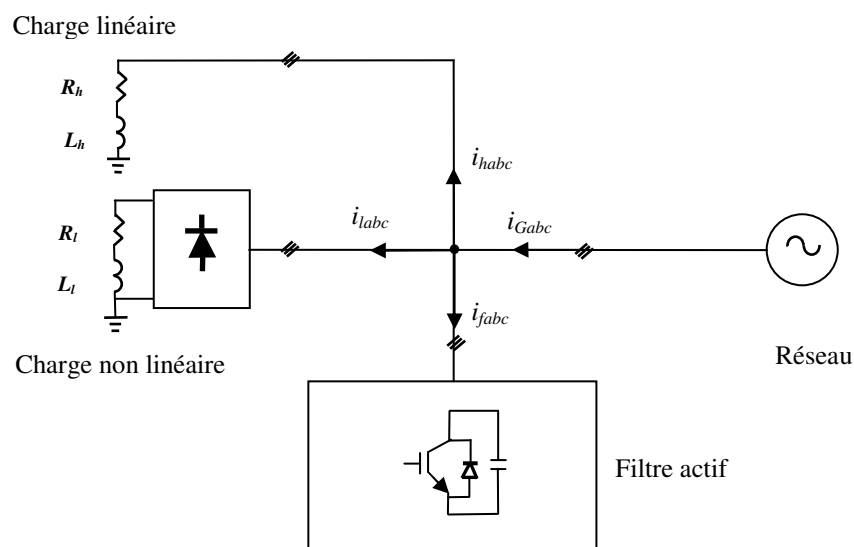


Figure IV.2 Schéma d'un filtre actif parallèle.

Le schéma du système éolien étudié dans ce chapitre est illustré par la figure (IV.3). Il est formé d'un système éolien à base de la MADA, d'une charge linéaire et d'une charge non linéaire. Tous ces éléments sont connectés au Point de Raccordement au Réseau (PRR).

L'objectif principal de l'étude menée dans ce chapitre est d'utiliser les deux convertisseurs (le CCM et le CCR) en tant que filtres actifs parallèles permettant la compensation de la puissance réactive de la charge linéaire et le filtrage actif des courants harmoniques de la charge non linéaire.

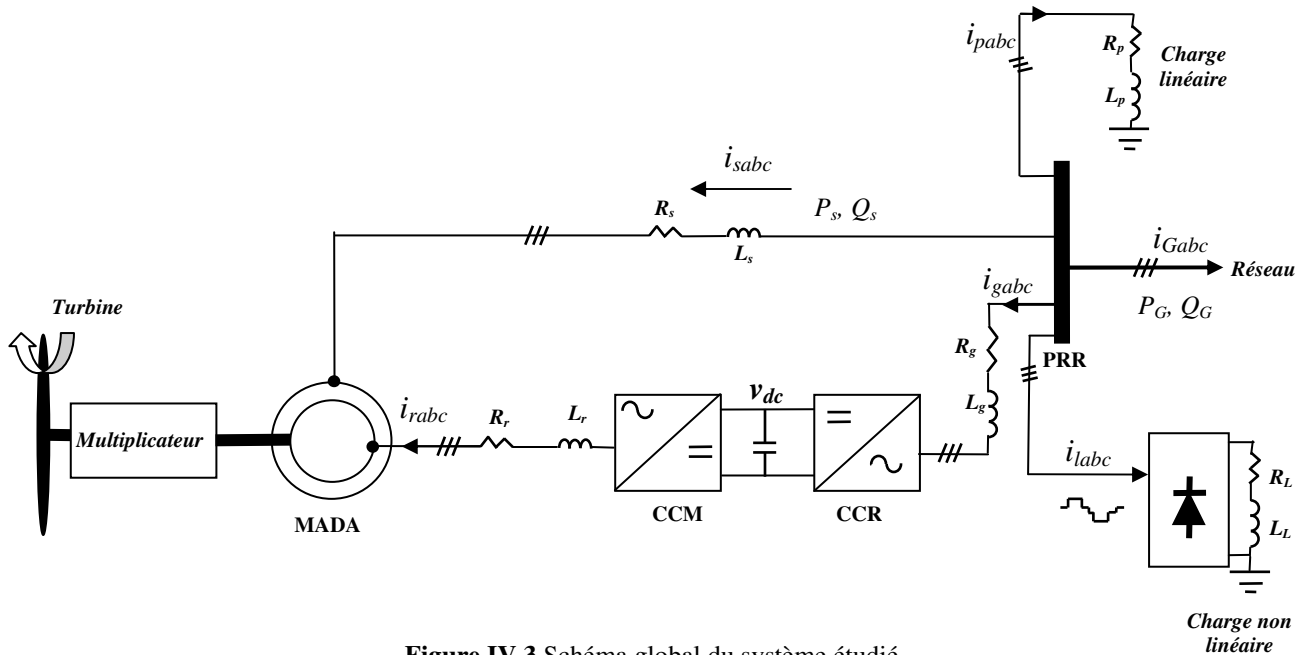


Figure IV.3 Schéma global du système étudié.

IV.4- LIMITATIONS EN PUISSANCE DES ELEMENTS DE LA CHAÎNE DE CONVERSION EOLIENNE

Dans ce paragraphe, nous nous sommes intéressés au dimensionnement des convertisseurs (le CCM et le CCR).

IV.4.1- Limitation en puissance du convertisseur côté machine

La relation classique qui relie les puissances active et réactive et le courant statorique est la suivante :

$$P_s^2 + Q_s^2 = (3u_s I_s)^2 \quad (IV.1)$$

u_s , I_s représentent respectivement la tension efficace, le courant efficace de l'enroulement statorique. L'équation (IV.1) décrit un cercle de centre $C_s(0, 0)$ et de rayon égal à $3u_s I_s$ (voir figure IV.4).

La capacité de compensation du réactif dépend de la valeur efficace nominale du courant statorique de la MADA ($I_s \leq I_{sn}$). Par conséquent, le diagramme (P_s , Q_s) est régi par l'inégalité suivante :

$$P_s^2 + Q_s^2 \leq (3u_s I_{sn})^2 \quad (IV.2)$$

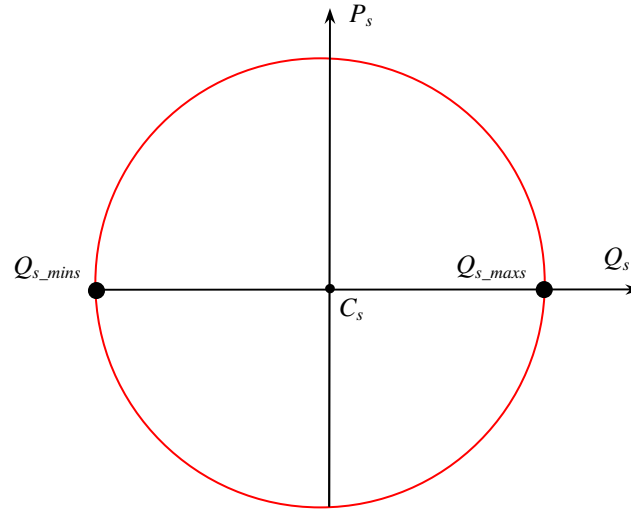


Figure IV.4 Diagramme (P_s, Q_s) de la MADA en tenant compte de la limitation par le courant statorique.

De ce fait, les limitations, minimale (Q_{s_mins}) et maximale (Q_{s_maxs}) de la capacité de production du réactif, s'expriment par :

$$Q_{s_maxs} = -Q_{s_mins} = \sqrt{(3u_s I_{sn})^2 - P_s^2} \quad (IV.3)$$

Où I_{sn} est la valeur efficace nominale du courant statorique.

D'autre part, en combinant les expressions de puissances active et réactive statorique de la MADA (équation III.10), on obtient l'équation suivante :

$$P_s^2 + \left(Q_s - \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s}\right)^2 = \left(\frac{3u_s}{2L_s} I_r\right)^2 \quad (IV.4)$$

Où I_r est l'amplitude du courant rotorique de la MADA.

La figure (IV.5) illustre la variation de la puissance active statorique en fonction de la puissance réactive. Cette caractéristique, centré au point $C_r (0, 3u_s^2/2L_s\omega_s)$, délimite la capacité du CCM en termes de puissances active et réactive.

La capacité de compensation du réactif dépend du courant nominal rotorique ($I_r \leq I_{rn}$). Par conséquent, le diagramme (P_s, Q_s) est régi par l'inégalité suivante :

$$P_s^2 + \left(Q_s - \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s}\right)^2 \leq \left(\frac{3u_s}{2L_s} I_{rn}\right)^2 \quad (IV.5)$$

Où I_{rn} est l'amplitude du courant rotorique nominal.

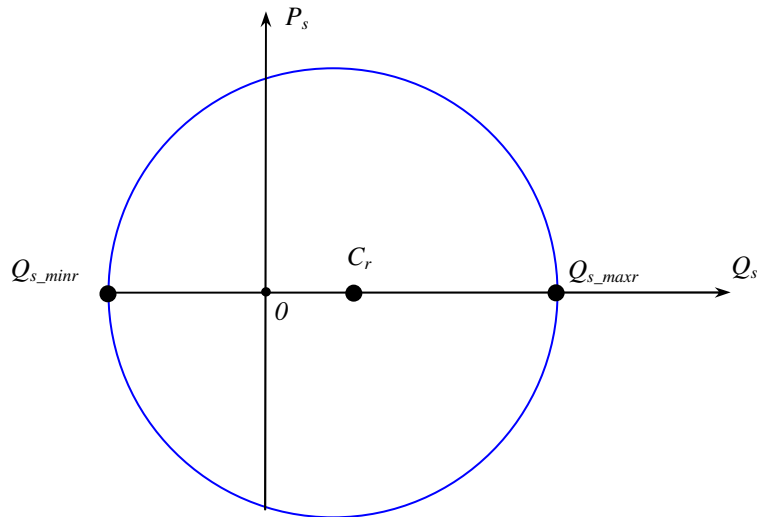


Figure IV.5 Diagramme (P_s, Q_s) de la MADA en tenant compte de la limitation par le courant rotorique.

Les limites, minimale Q_{s_minr} et maximale Q_{s_maxr} , de la capacité de production du réactif sont exprimées par :

$$Q_{s_minr} = \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s} - \sqrt{\left(\frac{3M u_s}{2L_s} I_m\right)^2 - P_s^2} \tag{IV.6}$$

$$Q_{s_maxr} = \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s} + \sqrt{\left(\frac{3M u_s}{2L_s} I_m\right)^2 - P_s^2} \tag{IV.7}$$

La zone d'intersection entre les deux figures (IV.4) et IV.5) est illustrée par la figure (IV.6).

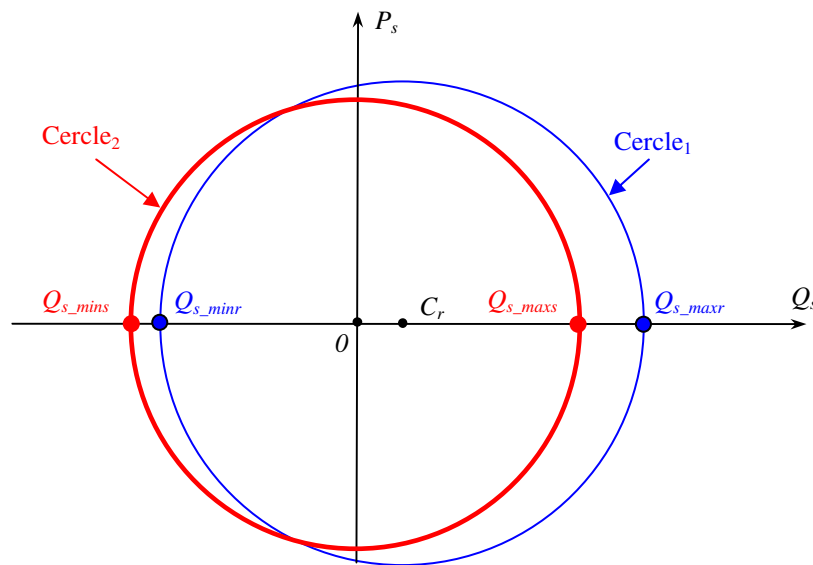


Figure IV.6 limitation en puissance du CCM de la MADA.

La zone d'intersection (voir figure IV.6) entre les deux cercles (figures IV.4 et IV.5) délimite la capacité du CCM en termes de puissances active et réactive en tenant compte des limitations par les courants rotorique et statorique. De ce fait, le CCM peut être commandé pour produire une puissance réactive statorique vérifiant :

$$Q_{s_min\ r} \leq Q_s \leq Q_{s_max\ s} \quad (IV.8)$$

D'autre part, la MADA a une puissance active nominale (P_{sn}) à produire. Donc, pour ne pas dépasser les limites en puissance du CCM, les puissances statoriques sont régies par les inégalités suivantes :

$$P_s^2 + \left(Q_s - \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s}\right)^2 \leq \left(\frac{3u_s M}{2L_s} I_m\right)^2$$

$$P_s^2 + Q_s^2 \leq (3u_s I_{sn})^2 \quad (IV.9)$$

$$P_s \leq P_{sn}$$

Pour notre MADA, nous avons les données suivantes :

- La valeur efficace nominale du courant statorique est de ($I_{sn}= 17$ A) ;
- L'amplitude du courant rotorique nominal est de ($I_m= 30$ A) ;
- La puissance nominale statorique est de ($P_{sn}=7500$ W).

En utilisant ces données, les limitations en termes de puissances du CCM sont illustrées par la figure (IV.7).

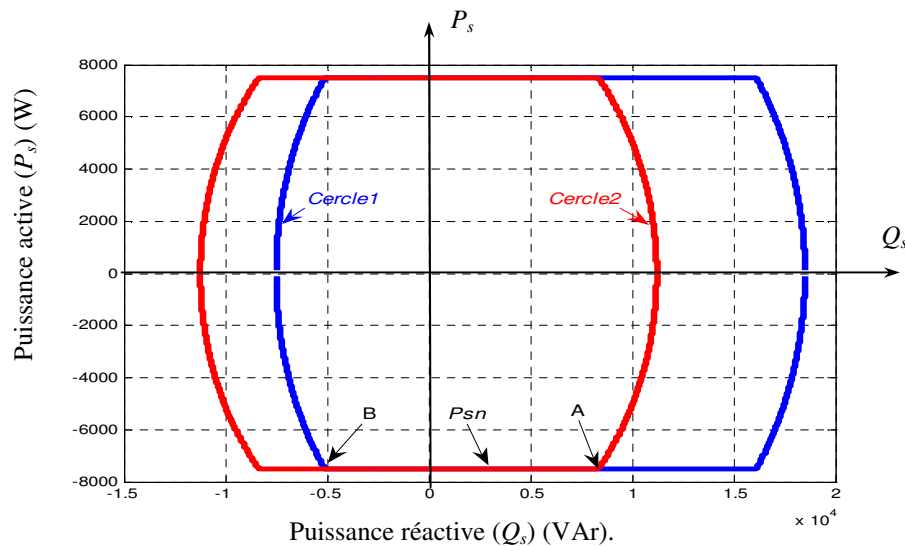


Figure IV.7 limitation en puissance du CCM pour le système éolien étudié.

La zone d'intersection entre les deux cercles (cercle₁ et cercle₂) représente les limites en puissance du CCM.

D'après la figure (IV.7), on remarque que lorsque la MADA fournit sa puissance active nominale (P_{sn}), elle peut fournir une puissance réactive maximale de -5000 VAr (point B) et absorber une puissance réactive maximale de 8000 VAr (point A).

IV.4.2- Limitation en puissance du convertisseur côté réseau

Dans cette section, on doit procéder au dimensionnement du CCR, afin de respecter ses limitations en puissance lors de sa commande. Pour cela, l'utilisation de l'équation (III.41), donnant les puissances active et réactive échangées entre le CCR et le réseau, nous permet d'établir l'expression suivante :

$$P_g^2 + Q_g^2 = \left(\frac{3}{2} u_s I_{ng}\right)^2 \quad (IV.10)$$

Où I_{ng} est l'amplitude du courant nominal circulant dans la ligne.

Le dimensionnement de l'interface d'électronique de puissance du système éolien à base de la MADA dépend du glissement autorisé. En effet, la puissance rotorique peut varier entre 20% et 35% de la puissance maximale transitant par le stator [14]. Par conséquent, le convertisseur doit être d'une puissance d'au moins 30% de la puissance maximale transitant par le stator [44].

Dans notre cas, on considère que le convertisseur est dimensionné pour transiter une puissance apparente de 35% de la puissance statorique maximale. Par conséquent, l'équation (V.10) devient :

$$P_g^2 + Q_g^2 = (0.35 P_{sn})^2 = (S_{gn})^2 \quad (IV.11)$$

Où S_{gn} est la puissance apparente nominale du CCR.

Cette caractéristique, présentée sur la figure (IV.8), est un cercle centrée au point $c_g(0, 0)$ et de rayon égal à la puissance apparente nominale du convertisseur en termes de puissances active et réactive. Elle caractérise la capacité du CCR en termes des puissances active et réactive.

D'après la figure (IV.8), on remarque que les capacités de fourniture et d'absorption de la puissance réactive sont symétriques. De ce fait, les limitations, minimale (Q_{g_min}) et maximale (Q_{g_max}) de la capacité de production du réactif, s'expriment par :

$$Q_{g_max} = -Q_{g_min} = \sqrt{(S_{gn})^2 - P_g^2} \quad (IV.12)$$

Pour le système éolien de faible puissance (voir annexe A.2) fonctionnant en régime nominal, le rotor de la MADA injecte au réseau une puissance active nominale égale à environ ($p_{gn}=-2250$ W) (voir figure IV.9). Cependant, la puissance réactive, échangée entre le CCR et le réseau, peut varier entre (-1300 VAr) (point B sur la figure (IV.9)) et (1300 VAr) (point A sur la figure (IV.9)).

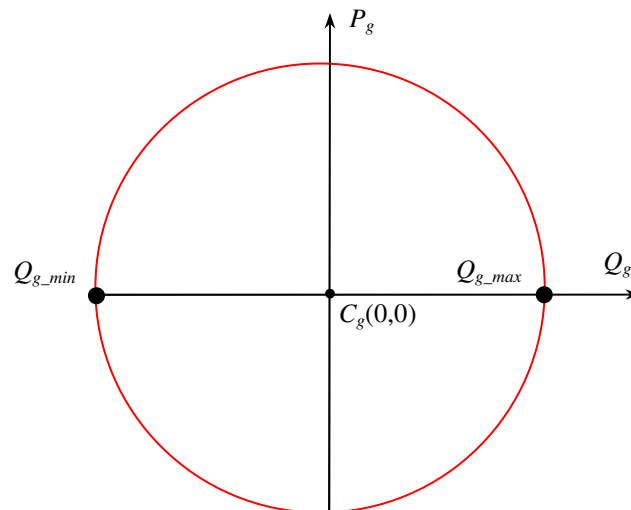


Figure IV.8 limitation en puissance du CCR.

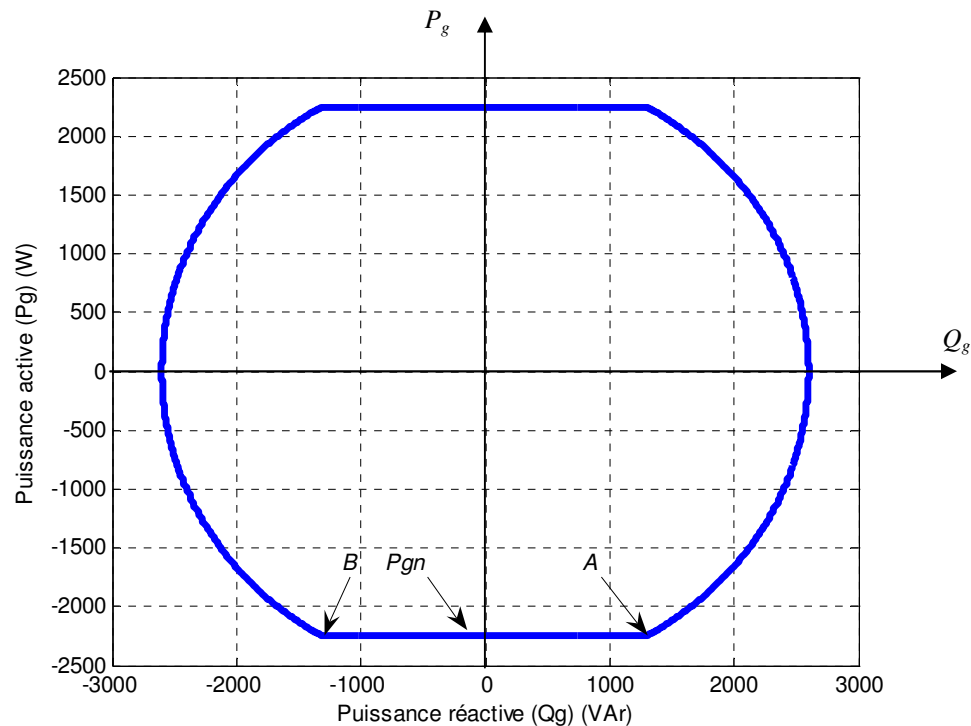


Figure IV.9 Limitations en puissance du CCR pour le système éolien étudié.

IV.5- COMPENSATION DE LA PUISSANCE REACTIVE DE LA CHARGE LINEAIRE

Dans cette section, nous allons présenter et discuter les résultats de la compensation de la puissance de la charge linéaire inductive (voir figure IV.3) en utilisant les deux convertisseurs un par un ou les deux à la fois.

IV.5.1- Compensation de la puissance réactive en utilisant le convertisseur du côté machine

Considérons le point de fonctionnement nominal de la MADA. Par conséquent, pour ne pas dépasser les limites en puissance, la puissance réactive statorique de la MADA doit rester entre - 5000 VAr (point B sur la figure (IV.7)) et 8000 VAr (point A sur la figure (IV.7)). Dans cette étude, on va se limiter uniquement à la compensation de la puissance réactive des charges linéaires inductives. Pour les charges linéaires capacitatives, on peut procéder de la même manière.

Selon la valeur de la puissance réactive de la charge linéaire inductive à compenser, deux possibilités peuvent avoir lieu, à savoir :

IV.5.1.1- Compensation totale de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive

Considérons une puissance réactive de la charge linéaire inductive ($Q_{prea}=4500$ VAr). Dans ce cas, la MADA peut être commandée, via le CCM, pour compenser la totalité de cette puissance réactive.

Les résultats de simulation obtenus avant et après compensation à $t=0.2$ s sont montrés par la figure (IV.10).

Après compensation, le courant du réseau (i_G) est en opposition de phase avec la tension au point (PRR) ($0.1 V_g$). Ainsi, le facteur de puissance a été amélioré de (0.86) à l'unité (voir figure (IV.10 (a))). En effet, d'après la figure (IV.10 (c)), on remarque que la puissance réactive (Q_G) du réseau a passé de 4500 VAr à 0 VAr. Ainsi, la puissance réactive de la charge linéaire inductive est totalement compensée par le stator de la MADA dont la puissance réactive (Q_s) a passé de 0 VAr à - 4500 VAr (voir figure (IV.10(c))). D'autre part, la tension du bus continu suit convenablement sa valeur de référence de 700 V à des petites oscillations près (voir figure IV.10 (d)).

IV.5.1.2- Compensation partielle de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive

Cela survient lorsque la charge non linéaire inductive a une puissance réactive supérieure à celle que peut générer la machine au niveau du stator. Dans ce cas, la MADA en produisant 7.5 kW de puissance active ne peut fournir que 5000 VAr au maximum (voir figure (IV.7)) en régime de point de fonctionnement nominal. Pour éclaircir cette situation, on suppose que la charge linéaire inductive a une puissance réactive de ($Q_{prea}=9500$ VAr) qui est supérieure à 5000 VAr. Dans ce cas, seulement une portion de la puissance réactive de la charge linéaire inductive sera compensée.

Les résultats de simulation, obtenus avant et après compensation à $t=0.2$ s, sont montrés par la figure (IV.11)

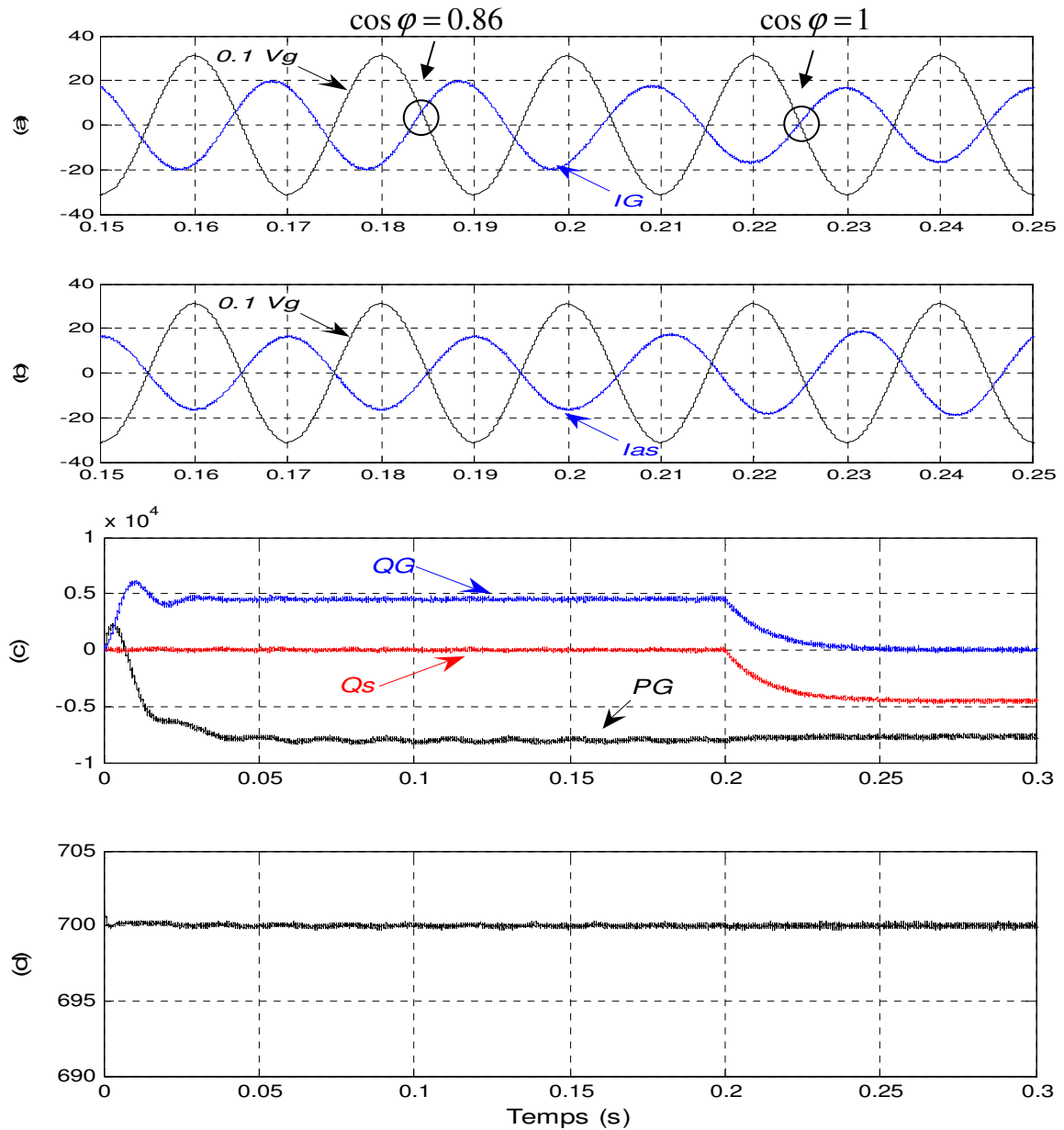


Figure IV.10 Résultats de simulation de la compensation totale de la puissance réactive en utilisant le CCM: a) Courant du réseau (i_G) (A) et la tension au point PRR ($0.1 V_g$) (V), b) courant d'une phase saturique (i_{as}) (A) et la tension au point PRR ($0.1 V_g$) (V), c) Puissance réactive du réseau (Q_G) (VAR), Puissance réactive statorique Q_s) (VAR) et la puissance active du réseau (P_G) (W), d) tension du bus continu (v_{dc}).

Après compensation, la puissance réactive de la charge linéaire inductive n'a pas été compensée totalement. En effet, le facteur de puissance a été amélioré que de 0.56 à 0.82 seulement (voir figure IV.11 (a)). Car, uniquement (5000 VAR), parmi (9500 VAR), ont été compensés par la MADA (figure IV.11 (c)).

Dans ces conditions, on remarque que le CCM se trouve à ses limites en puissance. En effet, la référence du courant rotorique (i_{arref}) atteint sa valeur nominale de 30 A (voir figure IV.11 (d)).

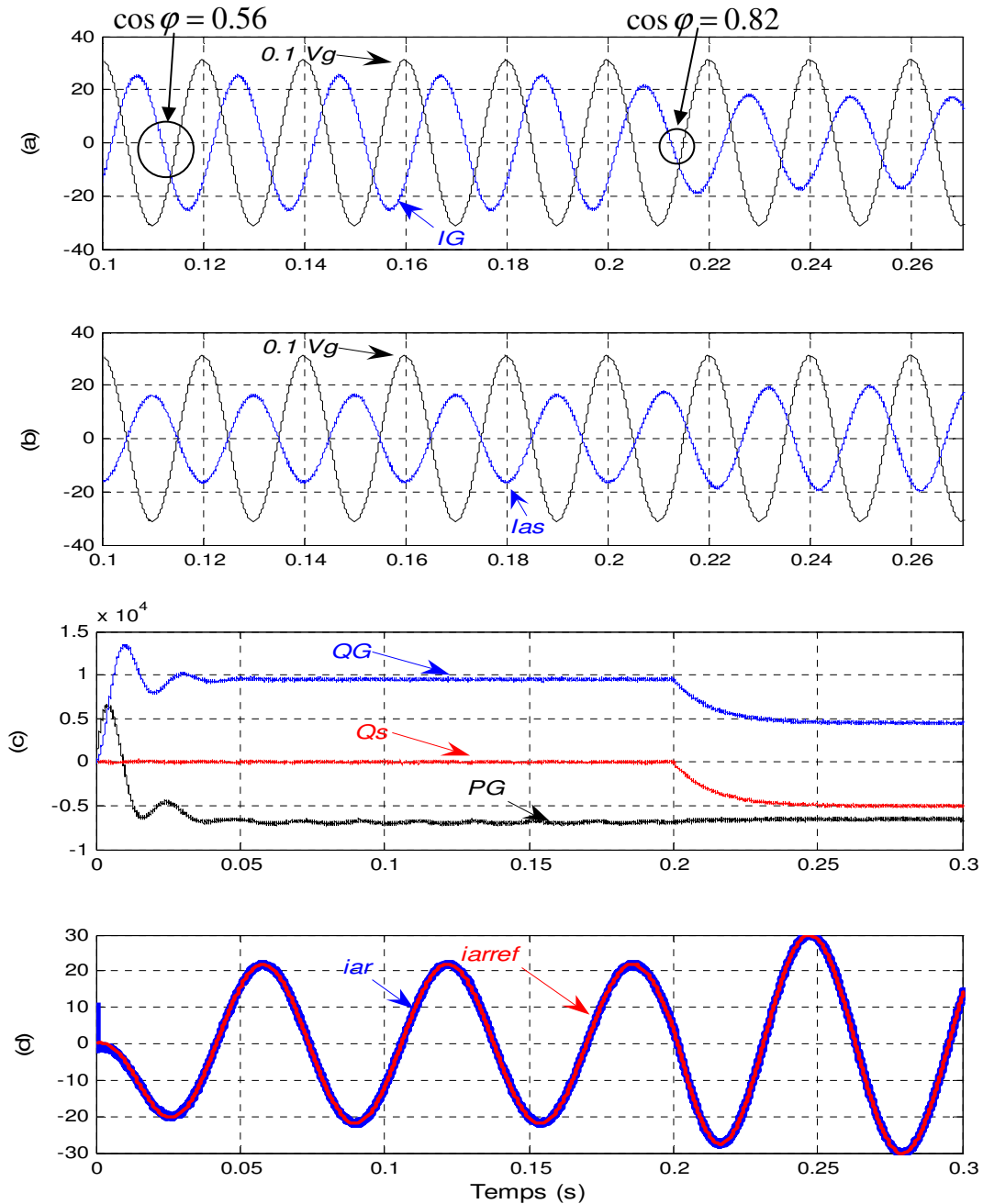


Figure IV.11 Résultats de simulation de la compensation partielle de la puissance réactive en utilisant le CCM: a) courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) Courant d'une phase statorique (i_{as}) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V) c) Puissance réactive du réseau (Q_G) (VAr), puissance réactive statorique (Q_s) (VAr) et puissance active du réseau (P_G) (W), d) Courant de phase rotorique (i_{ar}) (A) et sa référence (i_{arref}) (A).

IV.5.2- Compensation de la puissance réactive en utilisant le convertisseur côté réseau

Dans cette section, Le CCR sera commandé pour compenser la puissance réactive de la charge linéaire inductive connectée au PRR.

Considérons le point de fonctionnement nominal de la MADA. Par conséquent, la puissance réactive (Q_g) doit rester entre -1300 VAr (point B sur la figure (IV.9)) et 1300 VAr (point A sur la figure (IV.9)).

Dans cette étude, on va se limiter uniquement à la compensation de la puissance réactive des charges linéaires inductives. Pour les charges linéaires capacitives, on peut procéder de la même manière.

IV.5.2.1- compensation totale de la puissance réactive de la charge linéaire inductive

Ce cas est possible, pour une puissance réactive de la charge linéaire inductive qui varie entre 0 VAr et 1300 VAr (voir figure (IV.9)). Supposons que la charge linéaire inductive a une puissance réactive de ($Q_{prea}=1200\text{VAr}$). Les résultats de simulations obtenus, avant et après compensation à $t=0.2$ s, sont montrés par la figure (IV.12).

Après compensation, on remarque que le courant du réseau (i_G) est en opposition de phase avec la tension au PRR (0.1 V_g). Ainsi, le facteur de puissance a été amélioré de (0.98) à l'unité (voir figure IV.12 (a)). En effet, d'après la figure (IV.12 (c)), la puissance réactive (Q_G) du réseau a passé de 1200 VAr à 0 VAr. Il est clair que la puissance réactive de la charge linéaire inductive a été complètement compensée par le CCR dont la puissance réactive (Q_g) a passé de 0 VAr à -1200 VAr (voir figure IV.12 (c)). De plus, la tension du bus continu reste réglée à sa valeur de référence de 700 V (voir figure IV. 12 (d)).

IV.5.2.2- Compensation partielle de la puissance réactive de la charge linéaire inductive

Cette situation survient lorsque la charge linéaire inductive a une puissance réactive supérieure à 1300 VAr. Car, le CCR ne peut pas fournir plus de (-1300 VAr) (voir figure (IV.9)) sans qu'il soit surchargé. Supposons alors que la charge linéaire inductive absorbe une puissance réactive de ($Q_{prea}=4500$ VAr). Donc, une portion de cette puissance réactive pourra être compensée uniquement dans ce cas. Les résultats de simulation, avant et après compensation à $t=0.2$ s, sont illustrés par la figure (IV.13).

Notons qu'après compensation, la puissance réactive de la charge linéaire inductive n'a pas été compensée totalement. En effet, le facteur de puissance a été amélioré de 0.86 à 0.94 seulement (voir figure IV.13 (a)).

Car, uniquement une puissance réactive de (1300 VAR) a été compensée (figure IV.13 (c)). Le reste (3200 VAR) n'est pas compensé, car le CCR se trouve à ses limites en puissance et le courant de ligne (i_{ag}) atteint sa valeur nominale d'une amplitude de 5.7 A (voir figure IV.13 (d)).

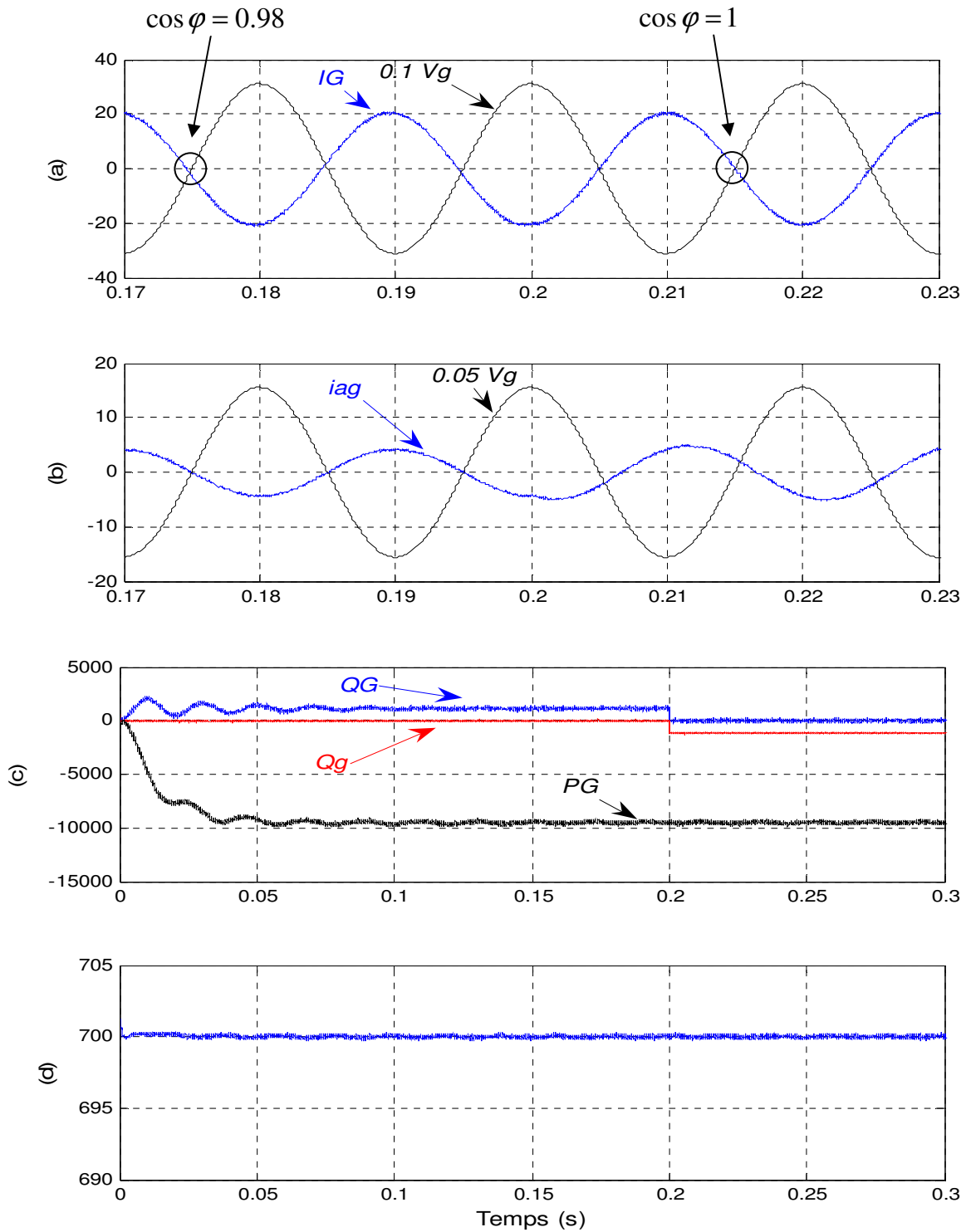


Figure IV.12 Résultats de simulation de la compensation totale de la puissance réactive en utilisant le CCR : a) courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) Courant de la ligne (i_{ag}) (A) et la tension au PRR ($0.05 V_g$) (V) c) Puissance réactive du réseau (Q_G) (Var), puissance réactive de la ligne (Q_g) (Var) et puissance active du réseau (P_G) (W), d) Tension du bus continu (v_{dc}) (V).

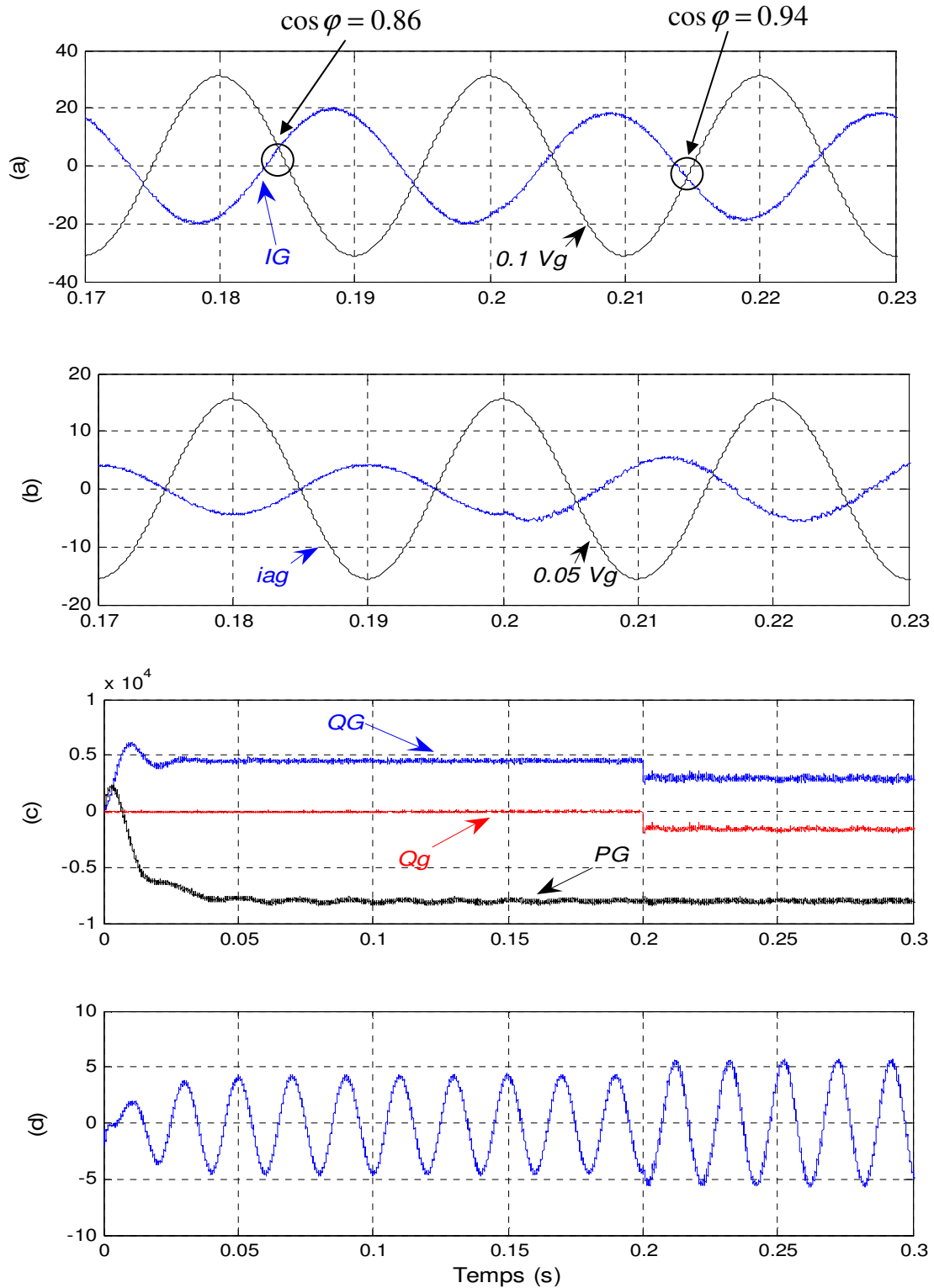


Figure IV.13 Résultats de simulation de la compensation partielle de la puissance réactive en utilisant le CCR: a) courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) Courant de la ligne (i_{ag}) (A) et la tension au PRR ($0.05 V_g$) (V) c) Puissance réactive du réseau (Q_G) (Var), puissance réactive de la ligne (Q_g) (Var) et puissance active du réseau (P_G) (W), d) Courant de phase de la ligne (i_{ag}) (A).

IV.5.3- Coordination entre les deux convertisseurs pour la compensation de la puissance réactive

Dans cette section, le CCM est principalement utilisé pour compenser la puissance réactive de la charge linéaire inductive, tandis que, le CCR se contente d'un rôle complémentaire. Autrement dit, lorsque le CCM n'arrive pas à compenser la totalité de la puissance réactive de la charge linéaire inductive, le CCR peut lui porter le soutien.

Pour montrer la faisabilité de cette coordination entre les deux convertisseurs, on reprend le cas étudié dans le paragraphe (IV.5.1.2) où le CCM n'a pas pu compenser la totalité de la puissance réactive de la charge linéaire inductive. En effet, une puissance réactive de (5000 VAR) a été compensée uniquement parmi (9500 VAR) absorbés par la charge, à travers la commande du CCM. Dans ce cas, le CCR doit intervenir pour compenser encore (1300 VAR). La compensation de la puissance réactive à travers la commande du CCM est entamée $t=0.2$ s, tandis que le CCR intervient à $t=0.3$ s pour renforcer cette opération de compensation. Les résultats de simulation, avant et après compensation, sont montrés sur la figure (IV.14).

On note qu'après l'intervention du CCR à $t=0.3$ s, le facteur de puissance s'est amélioré de 0.82 à 0.92 (voir figure IV.14 (a)). En effet, la commande du CCM a pu fournir (-5000 VAR) via le stator de la MADA, tandis que la commande du CCR a pu fournir (-1300 VAR). Donc en coordonnant la commande des deux convertisseurs, (6300 VAR), parmi 9500 VAR, a été compensée sans que les courants de commande des deux convertisseurs ne dépassent leurs valeurs nominales de 30 A et 5.7 A respectivement (voir figures IV.14 (c) et IV.14 (d)).

IV.6- FILTRAGE HARMONIQUE DE COURANT D'UNE CHARGE NON LINEAIRE

Les charges non linéaires absorbent des courants non sinusoïdaux et polluent ainsi le réseau électrique. De ce fait et pour éviter le vieillissement prématuré des différents équipements constituant le réseau et assurer sa stabilité et garantir une bonne qualité d'énergie, différents organismes ont élaboré des normes fixant un seuil d'injection harmonique maximale à respecter (à titre d'exemple la norme IEEE std 519). Pour cela, des compensateurs actifs peuvent être installés pour contribuer au filtrage des courants harmoniques afin d'éviter leur propagation dans le réseau.

Dans ce contexte, les deux convertisseurs (le CCM et le CCR) du système éolien seront utilisés pour filtrer les courants harmoniques émanant d'une charge non linéaire branchée au PRR (voir figure IV.3)).

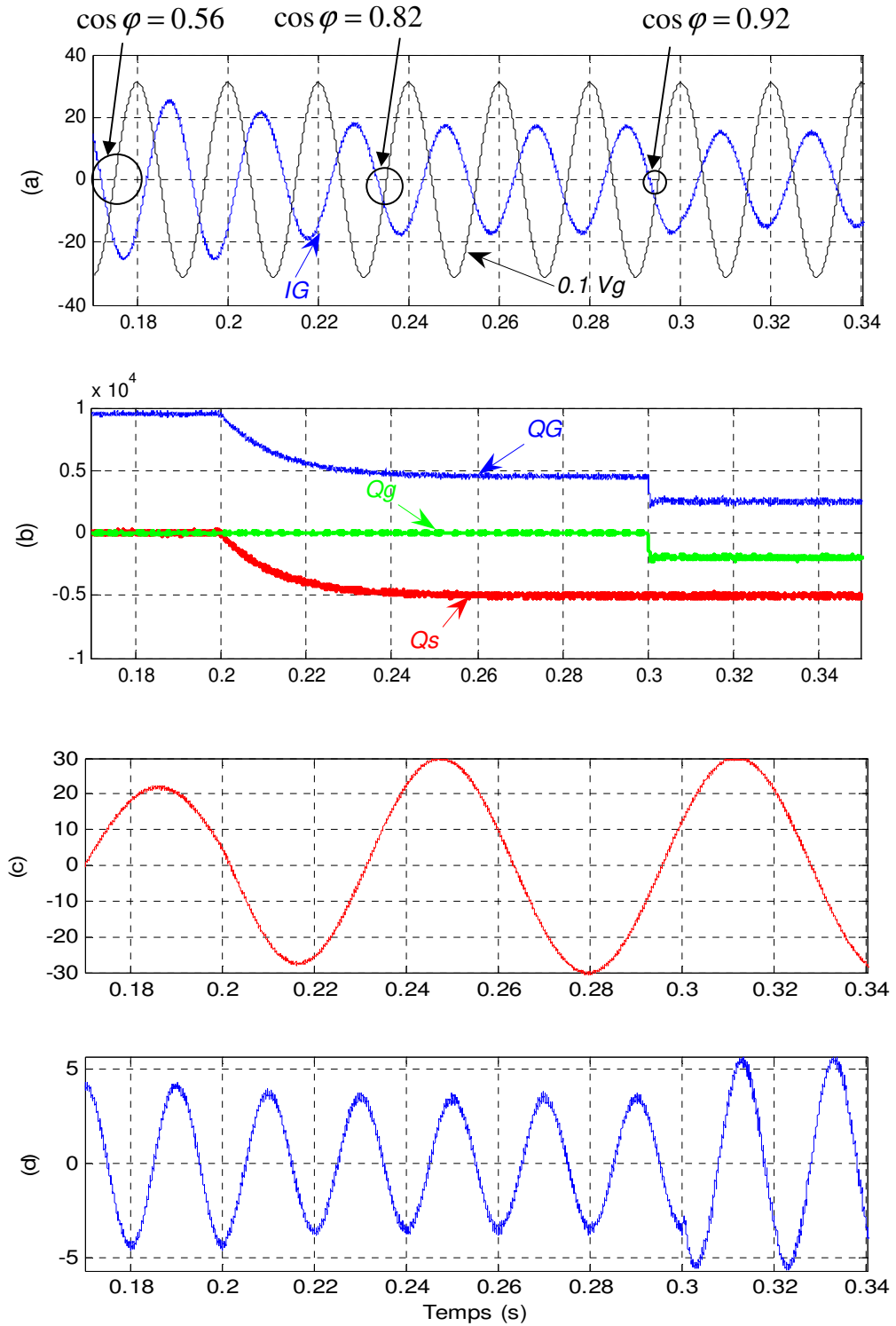


Figure IV.14 Résultats de simulation de la compensation de la puissance réactive en coordonnant la commande des deux convertisseurs : a) Courant de réseau (i_G) (A), tension au PRR ($0.1 V_g$) (V) b) Puissance réactive du réseau (Q_G) (Var), puissance réactive de la ligne (Q_g) (Var), puissance réactive statorique (Q_s) (Var).c) Courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (A) d) Courant de phase de la ligne (i_{ag}) (A).

IV.6.1- Identification des harmoniques de courant de la charge non linéaire

On va tout d'abord procéder à l'identification des composantes harmoniques du courant absorbé par la charge non linéaire. Pour des raisons de simplicité, la charge non linéaire, considérée dans cette étude, est un simple pont redresseur triphasé non commandé illustré par la figure (IV.15). Ce pont alimente une charge inductive formée d'une résistance R_L et d'une inductance L_L .

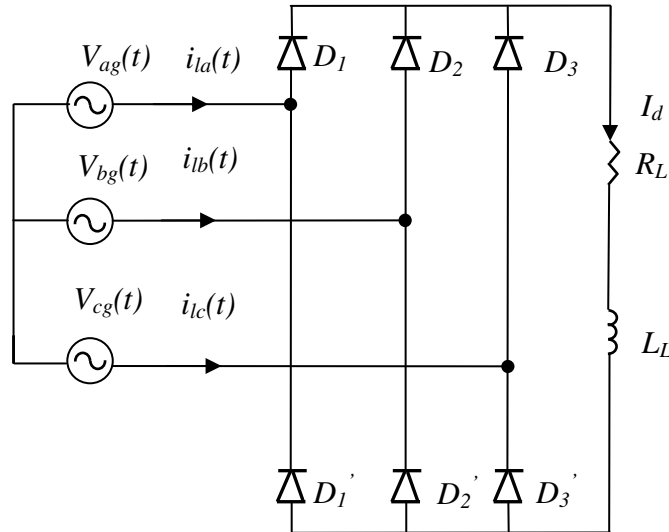


Figure IV.15 Pont redresseur triphasé et double alternance à diodes.

Les courants triphasés ($i_{la}(t)$, $i_{lb}(t)$, $i_{lc}(t)$) absorbés par ce redresseur en régime établi sont exprimés par les équations (IV.13), (IV.14) et (IV.15) respectivement. En plus du fondamental, ils contiennent des composantes harmoniques directes et inverses d'ordre $(6n+\xi)$ (c'est-à-dire 5,7, 11, 13...) [15], [45].

Où $\xi=1$ pour la composante harmonique directe et $\xi=-1$ pour la composante inverse. La figure (IV.16) montre l'allure du courant d'une phase (i_{la}) absorbé par le redresseur.

$$i_{la} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\cos(\omega_s t) - \xi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(6n+\xi)} \cos((6n+\xi)\omega_s t) \right] \quad (\text{IV.13})$$

$$i_{lb} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\cos\left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}\right) - \xi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(6n+\xi)} \cos\left((6n+\xi)\left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}\right)\right) \right] \quad (\text{IV.14})$$

$$i_{lc} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\cos\left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3}\right) - \xi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(6n+\xi)} \cos\left((6n+\xi)\left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3}\right)\right) \right] \quad (\text{IV.15})$$

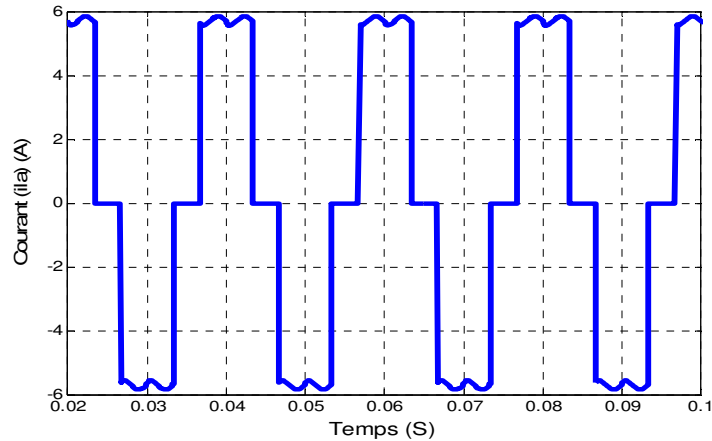


Figure IV.16 Courant d'une phase (i_{la}) absorbé par la charge non linéaire.

Dans la littérature, on trouve plusieurs méthodes d'identification des courants harmoniques. Selon l'outil mathématique utilisé, ces méthodes se classent en deux domaines à savoir :

- Domaine temporel ;
- Domaine fréquentiel.

IV.6.1.1- Méthodes du domaine fréquentiel

Les méthodes du domaine fréquentiel utilisent l'analyse de Fourier (la transformée discrète, la transformée rapide, la transformée discrète récursive, ...etc) pour identifier les harmoniques de courant. Ces méthodes ont l'avantage d'identifier les harmoniques individuellement et permettent ainsi une identification sélective, mais elles ont besoin d'un temps de calcul et une allocation de mémoire très considérables [46].

IV.6.1.2- Méthodes du domaine temporel

Les méthodes du domaine temporel permettent une réponse plus rapide et requièrent moins d'opérations que les méthodes précédentes. Leur principe se base sur la séparation de la composante fondamentale du courant reste des composantes harmoniques par filtrage (pour une compensation totale des harmoniques). Pour une compensation sélective des harmoniques, on procède à la séparation de certains harmoniques prépondérants qu'on veut filtrer, du reste des harmoniques par filtrage sélectif. Les méthodes les plus importantes sont [30], [43], [47]:

- La théorie $P-Q$ de la puissance instantanée ;
- Algorithme du Repère de Référence Synchronisé ;
- Algorithme de la détection synchronisée ;

- Algorithme Fryze-Bucholz Depenbanck ;

La méthode sinusoïdale Généralisée de Fryze ;

- La méthode basée sur le courant actif ;
- La méthode tri-monophasée ;
- La méthode basée sur la régulation de la tension continue.

Vu sa simplicité d'implantation et son efficacité, la méthode $P-Q$ des puissances instantanées développée par Akagi en 1983, a été retenue pour identifier les harmoniques de courant de la charge non linéaire [48]. Elle est simple à mettre en œuvre sous sa forme analogique et ne nécessite que des opérations de multiplication et d'addition simples associées à une fonction de filtrage (filtre passe bas). Son algorithme est illustré par la figure (IV.17).

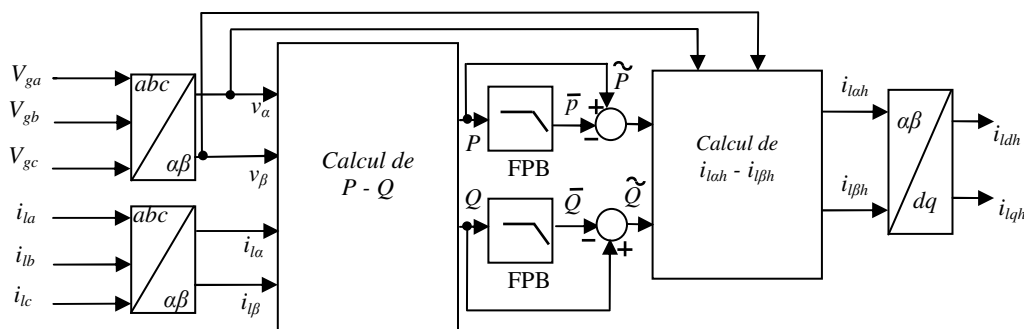


Figure IV.17 Méthode $P-Q$ des puissances instantanées [23], [48].

L'inconvénient de cette méthode réside dans ses performances dans le cas où les tensions du réseau au PRR sont déséquilibrées ou déformées. Cet handicap peut être contourné en procédant au préalable à l'extraction du système de tension direct, notamment à l'aide du PLL (*Phase-Locked Loop*) robuste appropriée. Ce système direct servira par la suite comme entrée pour l'algorithme (P , Q) habituel. L'algorithme de cette méthode est détaillé dans [48]. La figure (IV.18) montre le courant d'une phase (i_{la}) de la charge non linéaire, sa composante fondamentale ainsi que sa composante harmonique identifiée.

En utilisant, cette méthode, les composantes $d-q$ (i_{ldh} et i_{lqh}) du courant harmonique absorbé par la charge non linéaire sont obtenues. De plus, ces composantes serviront comme des références nécessaires aux régulateurs conçus pour éliminer les courants harmoniques.

Après avoir identifié les harmoniques du courant de la charge non linéaire, on va procéder à les éliminer par la commande des deux convertisseurs (le CCM et le CCR).

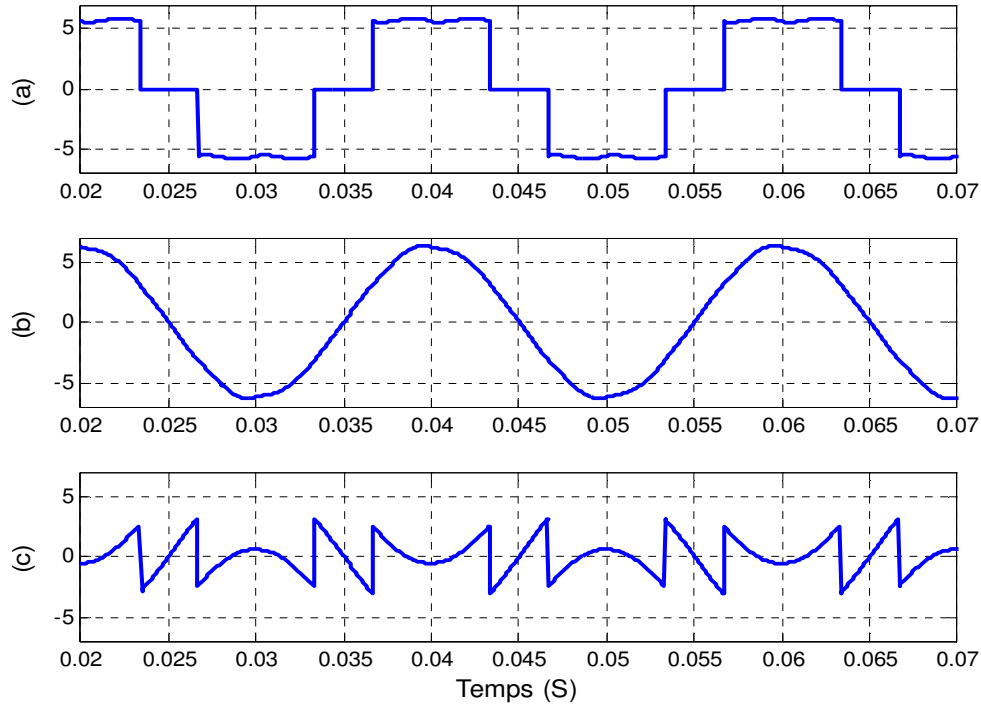


Figure IV.18 : a) Courant d'une phase (i_{la}) absorbé par le redresseur (A), b) Composante fondamentale du courant (i_{la}) A, c) composante harmonique du courant (i_{la}) (A).

IV.6.2- Filtrage actif des courants harmoniques en utilisant le convertisseur du côté machine

Pour filtrer les courants harmoniques (i_{ldh} , i_{lqh}) déjà identifiés nous devrions les intégrer à la commande du CCM. Pour ce faire, on les additionne aux courants rotoriques de référence (i_{qrref} , i_{drref}) (figure III.11) avec un signe moins et un coefficient près comme nous allons le montrer dans ce qui suit :

Reprenons ici, les équations (III.7) et (III.8) des courants rotoriques en fonction des courants statoriques de la MADA à flux statorique orienté :

$$i_{dr} = -\frac{L_s}{M} i_{ds} + \frac{\psi_s}{M} \quad (IV.16)$$

$$i_{qr} = -\frac{L_s}{M} i_{qs} \quad (IV.17)$$

A partir de l'équation (II.30), les tensions harmoniques statoriques (v_{dsh} , v_{qsh}) peuvent être s'exprimées, en régime permanent, comme suit [15]:

$$\begin{aligned} v_{dsh} &= R_s i_{dsh} - h\omega_s \psi_{qsh} \\ v_{qsh} &= R_s i_{qsh} + h\omega_s \psi_{dsh} \end{aligned} \quad (IV.18)$$

Si on suppose que la chute de tension due à la résistance statorique (R_s) est négligeable et que les tensions statoriques sont purement sinusoïdales, alors les flux harmoniques statoriques (ψ_{dsh} , ψ_{qsh}) sont également nuls. Par conséquent les équations (IV.16) et (IV.17) peuvent être exprimées dans le repère d - q , du point de vue des harmoniques, comme suit :

$$\begin{aligned} i_{drh} &= -\frac{L_s}{M} i_{ldh} \\ i_{qrh} &= -\frac{L_s}{M} i_{lqh} \end{aligned} \quad (IV.19)$$

Donc, pour que la MADA puisse compenser convenablement les courants harmoniques, il faut que ceux générés par la MADA au stator soient en opposition de phase avec ceux générés par la charge non linéaire. Par conséquent, les consignes des courants harmoniques rotoriques sont exprimées en fonction des courants harmoniques à filtrer, dans le repère d - q , par [15]:

$$\begin{aligned} i_{drhref} &= \frac{L_s}{M} i_{ldh} \\ i_{qrhref} &= \frac{L_s}{M} i_{lqh} \end{aligned} \quad (IV.20)$$

Ainsi, les courants rotoriques de référence sont totalisés pour produire de la puissance active, compenser de la puissance réactive de la charge linéaire et filtrer les courants harmoniques de la charge non linéaire. Ils sont exprimés par :

$$\begin{aligned} i_{drtref} &= i_{drref} + i_{drhref} \\ i_{qrtref} &= i_{qrref} + i_{qrhref} \end{aligned} \quad (IV.21)$$

La figure (IV.19) illustre le schéma de contrôle modifié et détaillé du CCM assurant la génération de la puissance active à travers le réglage de la vitesse, la compensation de la puissance réactive de la charge linéaire et le filtrage actif des courants harmoniques de la charge non linéaire.

Pour valider ce schéma de commande du CCM, des simulations concernant un fonctionnement nominal en mode MPPT à facteur de puissance unitaire sont effectuées.

La charge (R_L , L_L), d'une puissance de 3 kW, du pont triphasé à diodes a été choisie de telle sorte que le courant redressé soit suffisamment lisse. Dans ces conditions, le taux de distorsion du courant harmonique de la charge non linéaire est (THD=29%).

Les figures (IV.20) et (IV.21) illustrent les résultats de simulation avant et après l'opération de filtrage à $t=0.2$ s.

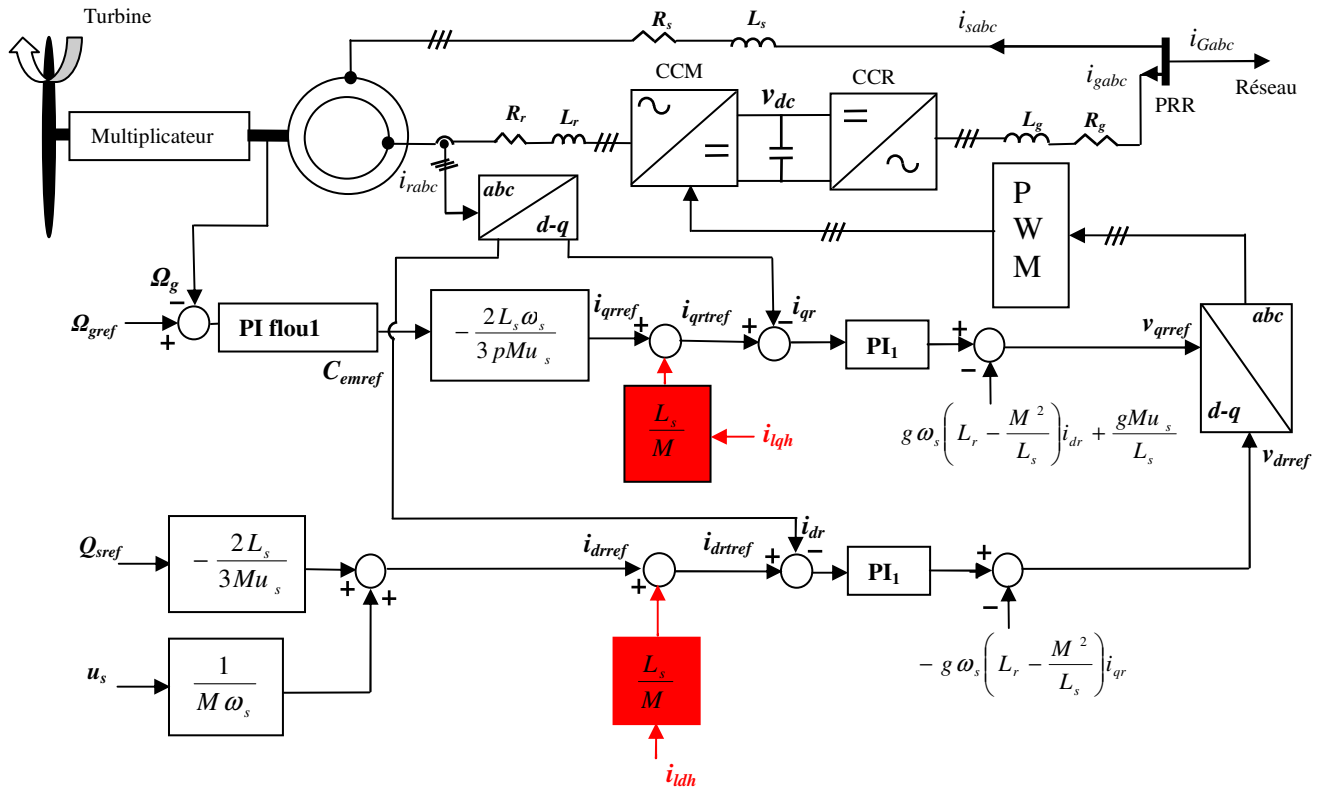


Figure IV.19 Commande du CCM permettant le réglage de la puissance active et le filtrage actif.

D'après la figure (IV.20 (a)), les harmoniques de courant du réseau sont notablement compensés. En effet, le THD du courant de réseau a été réduit de 13 % à 5 %. D'autre part, la tension du bus est maintenue constante, à la valeur de 700 V, via la commande du CCR (voir figure IV.20 (d)). Néanmoins, après l'opération de filtrage, on a noté des petites oscillations de la tension du bus continu (v_{dc}) de 300 Hz dues aux harmoniques de courants injectés dans le rotor de la MADA à travers le CCM (voir figure IV.20 (c)). De plus, on a remarqué une réduction considérable des harmoniques prépondérants de courant de rang (5 et 7). En effet, la valeur efficace du 5^{ème} et le 7^{ème} harmoniques ont été réduits de 0.90 A à 0 A et de 0.61 A à 0.37 A respectivement (Figure IV.21(a)-(b)). Ainsi le courant de réseau devient plus sinusoïdal, mais entaché de pics dus à la commutation, supposée instantanée, du courant dans les diodes du redresseur.

IV.6.3- Filtrage actif des courants harmoniques en utilisant le convertisseur côté réseau

Pour que les harmoniques de courant de la charge non linéaire soient compensés via la commande du CCR, il faut que les courants harmoniques identifiés (i_{ldh} , i_{lqh}) (figure (IV.17)) soient ajoutés aux courants (i_{dgrref} , i_{qgrref}) (figure III.20) avec un signe moins près, comme le montre la figure (IV.22).

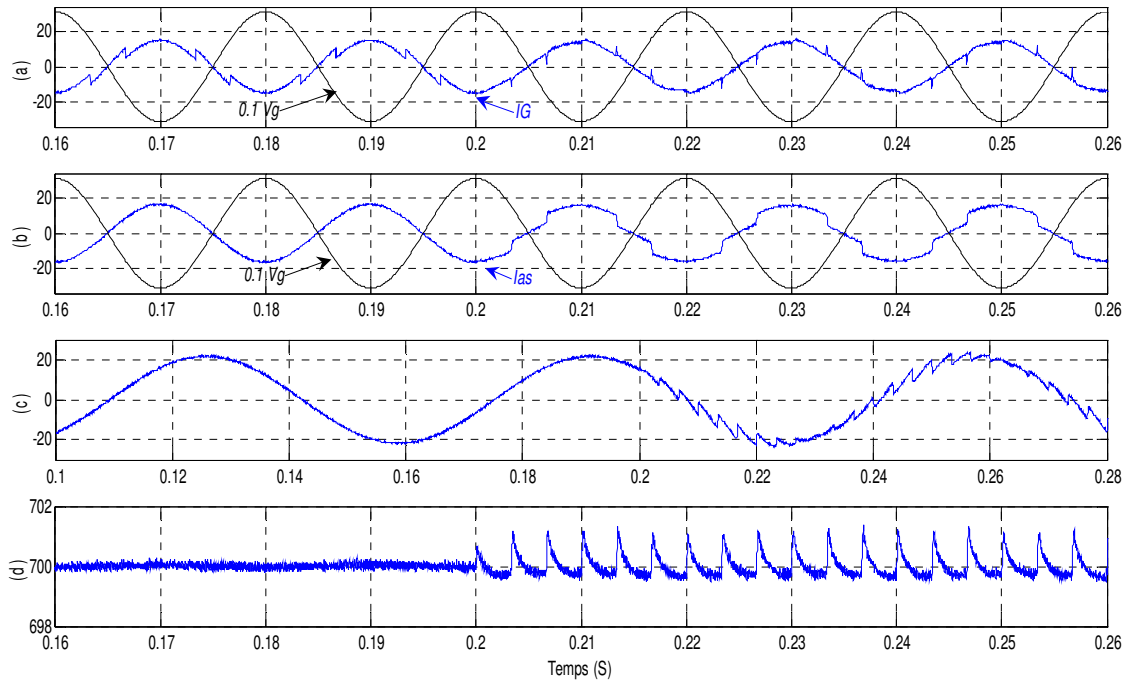


Figure IV.20 Filtrage des courants harmoniques par le CCM : a) Courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) Courant d'une phase statorique (i_{as}) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), c) Courant d'une phase rotorique (i_{ar}) (A), d) Tension du bus continu (v_{dc}) (V).

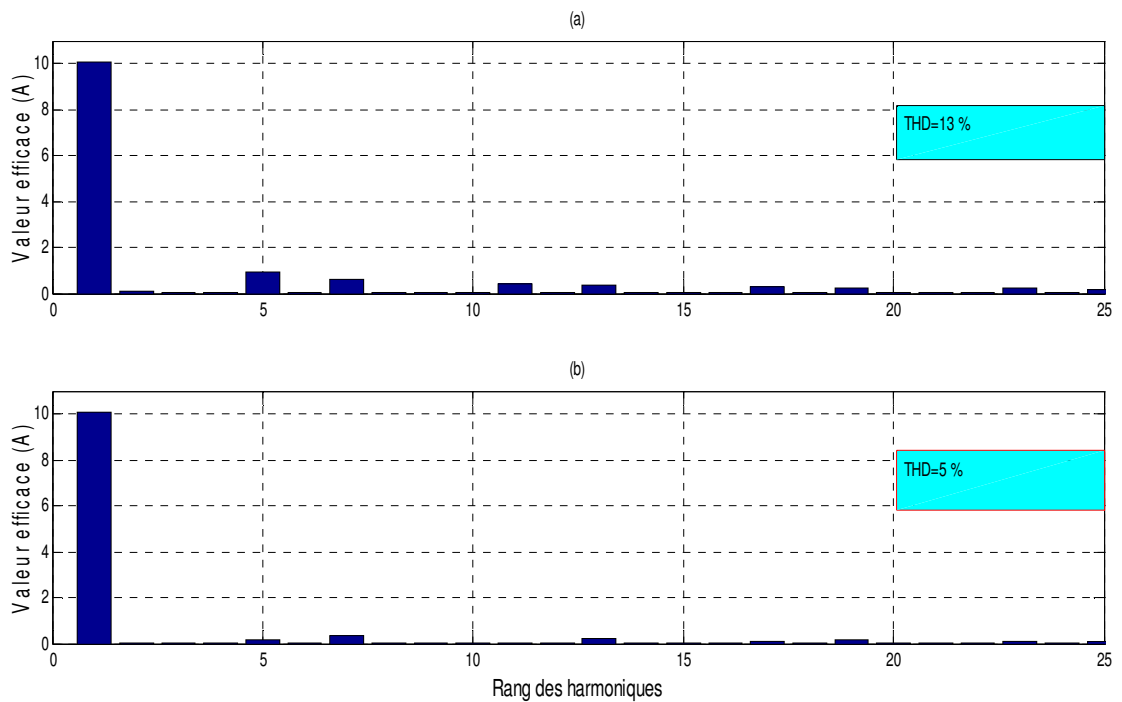


Figure IV.21 Analyse spectrale du courant de réseau dans le cas de filtrage par le CCM: a) Avant l'opération de filtrage, b) Après l'opération de filtrage.

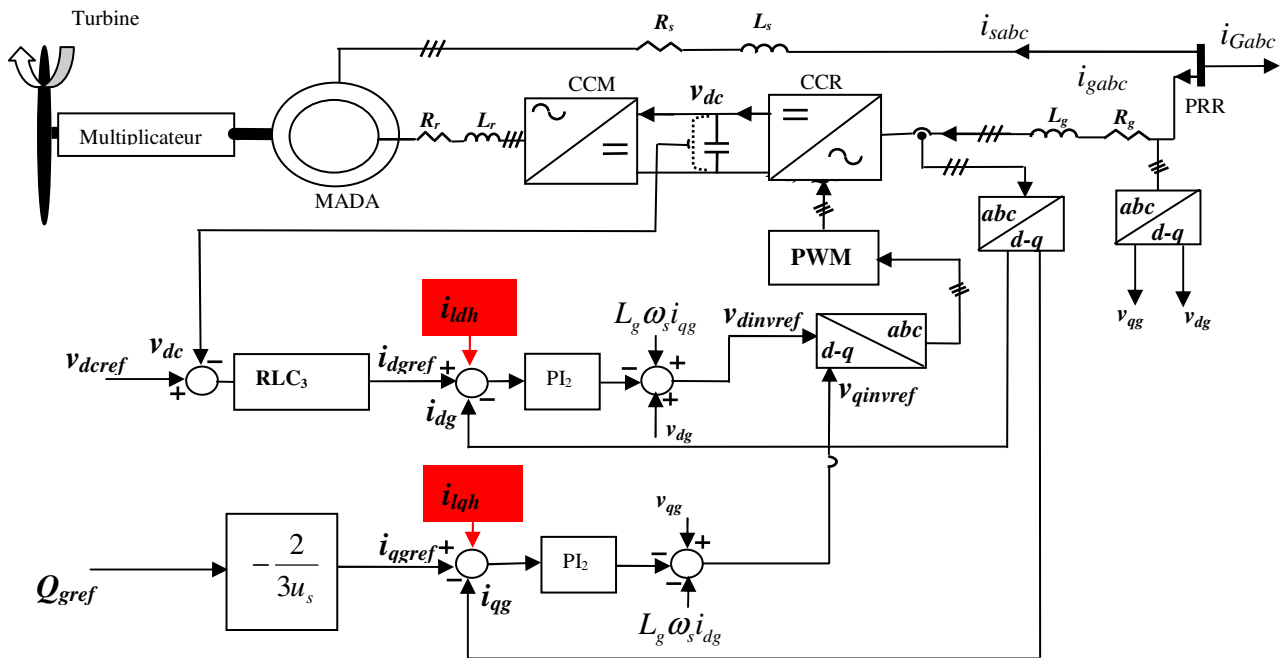


Figure IV.22 Commande du CCR permettant le réglage de la tension du bus continu et filtrage actif des harmoniques.

Afin de valider ce schéma de commande du CCR (figure (IV.22)), en termes de filtrage, des simulations ont été effectuées sur le système éolien pour un régime de fonctionnement nominal en mode MPPT à facteur de puissance unitaire. La charge non linéaire a le même THD que la section précédente (IV.6.2).

Les figures (IV.23) et (IV.24) illustrent les résultats de simulation avant et après l'opération de filtrage à $t=0.2$ s.

D'après la figure (IV.23 (a)), les harmoniques de courant du réseau sont globalement compensés. En effet, le THD du courant de réseau est réduit de 13 % à 8.3 % (voir figure IV.24 (a)-(b)). La tension du bus est maintenue constante à sa consigne de 700 V, par la commande du CCR (voir figure IV.23(c)). Néanmoins, après l'opération filtrage, on a noté aussi des petites oscillations de la tension du bus continu v_{dc} de 300 Hz dues aux harmoniques de courants injectés dans la ligne (reliant le CCR et le réseau) à travers la commande du CCR (voir figure IV.23 (b)), mais dans l'ensemble l'opération de filtrage n'affecte pas la boucle de réglage de la tension du bus continu. On a remarqué également une réduction de la valeur efficace des harmoniques les plus significatifs de rang (5 et 7). En effet, la valeur efficace du 5^{ème} et le 7^{ème} harmoniques ont été réduits de 0.90 A à 0.32 A et de 0.61 A à 0.43 A respectivement (voir figure (IV.24 (a)-(b))).

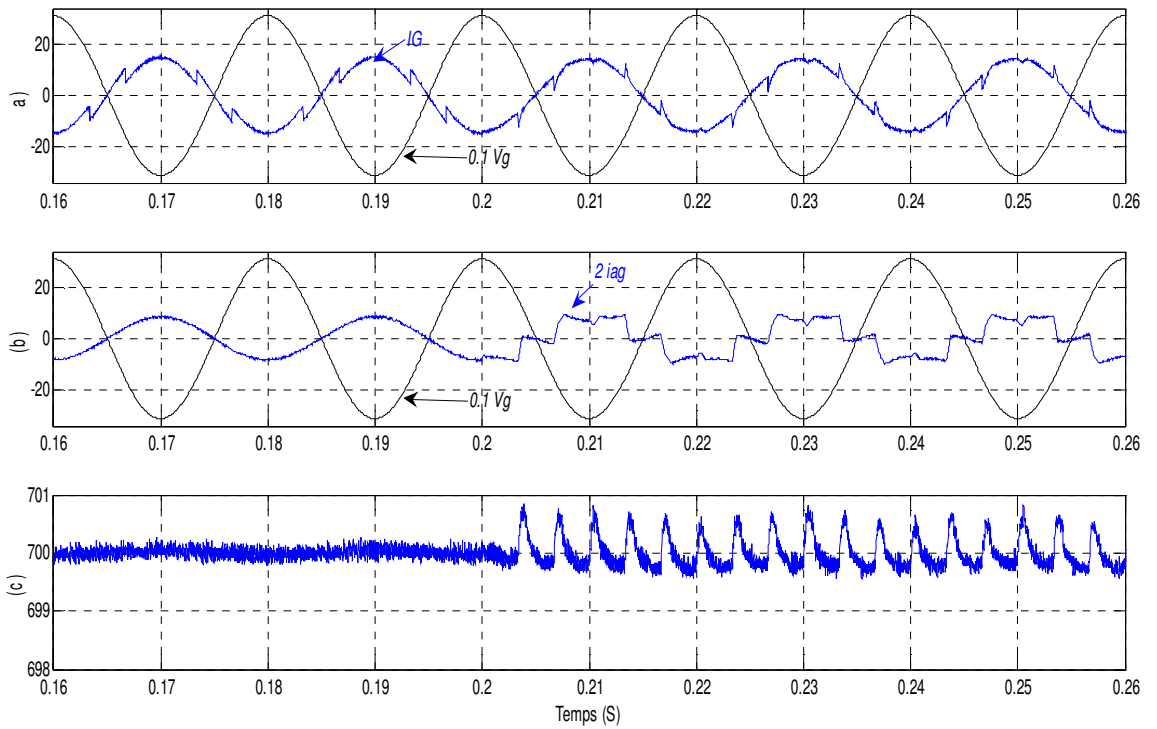


Figure IV.23 Filtrage des courants harmoniques par le CCR: a) Courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) Courant d'une phase de la ligne ($2i_{ag}$) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), c) Tension du bus continu (V_{dc}) (V).

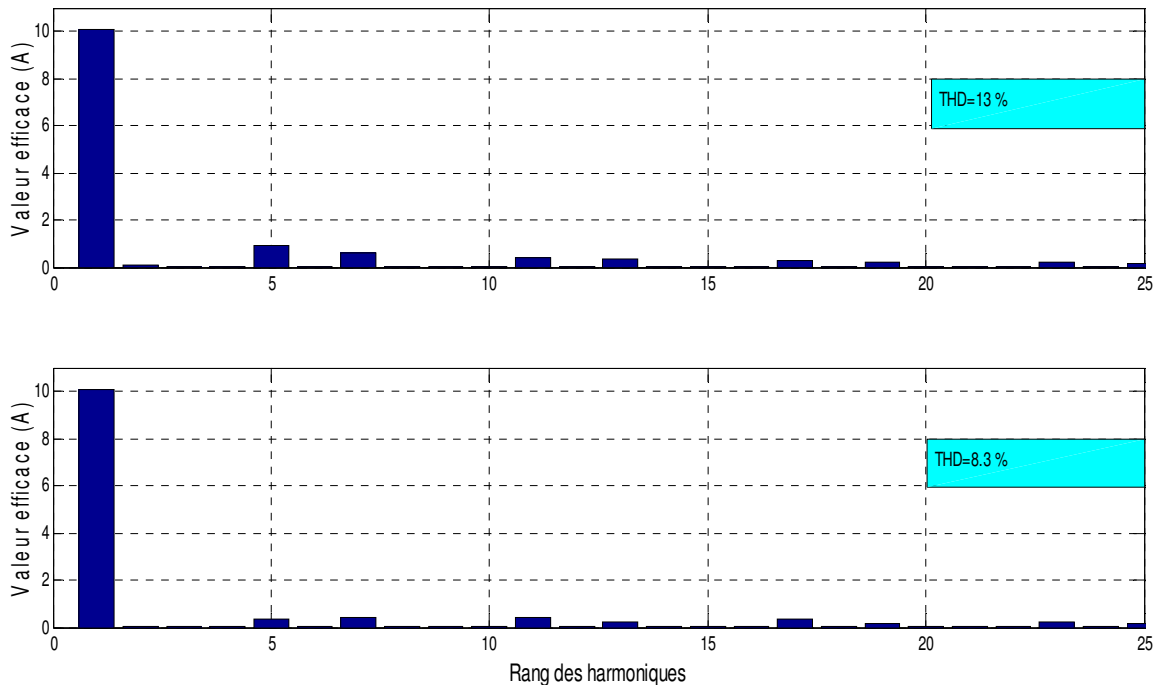


Figure IV.24 Analyse spectrale du courant de réseau dans le cas de filtrage par CCR: a) Avant l'opération de filtrage, b) Après l'opération de filtrage.

IV.7- FILTRAGE DES COURANTS HARMONIQUES ET COMPENSATION DE LA PUISSANCE REACTIVE PAR LE CCM

Jusqu'à présent, nous avons commandé le CCM pour effectuer soit la compensation de la puissance réactive de la charge linéaire ou le filtrage des courants harmoniques de la charge non linéaire.

Dans cette section, on va étudier la commande du CCM pour effectuer les deux opérations simultanément sans dépasser ses limites en puissance. En mode de génération de la puissance réactive (voir figure IV.6), les puissances statoriques de la MADA sont régies par l'inégalité suivante :

$$P_s^2 + \left(Q_s - \frac{3u_s^2}{2L_s\omega_s}\right) \leq \left(\frac{3u_s M}{2L_s} I_m\right)^2 \quad (\text{IV.22})$$

D'après cette équation, on remarque que les capacités du CCM, en termes de puissance, sont limitées par le courant rotorique nominal (I_m) de la MADA.

Afin de ne pas surcharger le CCM, un bloc de gestion des priorités a été intégré dans sa commande [15].

Pour des raisons économiques, la compensation de la puissance réactive et le filtrage des harmoniques ne peuvent jamais se faire au détriment de la génération de la puissance active lorsque les conditions climatiques sont favorables pour une production nominale. De plus, la compensation de la puissance réactive est considérée prioritaire par rapport à l'opération filtrage. Ainsi, les priorités sont classées par ordre décroissant de la manière suivante :

- Commander le couple électromagnétique de la MADA afin d'extraire le maximum de puissance du vent en cas de besoin ;
- Commander la puissance réactive afin de réguler le facteur de puissance au PRR ;
- Filtrer les courants harmoniques des courants des charges non linéaires pour améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau.

Puisque la production de la puissance active est prioritaire, le courant réactif maximal disponible qui peut servir à la compensation de la puissance réactive et/ou au filtrage des courants harmoniques, est exprimé par [15]

$$i_{dr\max} = \sqrt{I_m^2 - i_{qrref}^2} \quad (\text{IV.23})$$

Où i_{qrref} est la composante en quadrature du courant rotorique de commande permettant de produire la puissance active désirée.

Pour pouvoir exploiter la capacité maximale du CCM, en termes de filtrage actif, nous avons proposé d'exprimer les courants rotoriques de commande de la manière suivante [49] :

$$\begin{aligned} i_{drtref} &= i_{drref} + K_0 i_{drhref} \\ i_{qrtref} &= i_{qrref} + K_0 i_{qrhref} \end{aligned} \quad (IV.24)$$

Où K_0 est un gain positif ($0 \leq K_0 \leq 1$).

Suivant l'ordre des priorités, plusieurs cas peuvent être investigués à savoir :

a) Si le courant rotorique (i_{drref}) permettant la commande de la puissance réactive de la charge linéaire inductive vérifie :

$$i_{drref} \geq I_{dr\max} \quad (IV.25)$$

Alors, le CCM fonctionne à sa capacité maximale en termes de puissance. Et par conséquent uniquement, la production de la puissance active et la compensation du maximum de la puissance réactive de la charge inductive, sont pratiquement possibles. De ce fait, les courants rotoriques de commande sont exprimés par :

$$\begin{aligned} i_{drtref} &= I_{dr\max} \\ i_{qrtref} &= i_{qrref} \end{aligned} \quad (IV.26)$$

b) Si le courant rotorique permettant la commande de la puissance réactive vérifie :

$$i_{drref} < I_{dr\max} \quad (IV.27)$$

Alors, on dispose d'une portion de courant réactif qui peut être utilisée pour filtrer les harmoniques de courant. Dans ces conditions, deux cas peuvent être envisagés à savoir :

b.1) Si les courants harmoniques de référence ont des valeurs (i_{drhref}, i_{qrhref}) qui vérifient :

$$\left(i_{drref} + i_{drhref} \right)^2 + \left(i_{qrref} + i_{qrhref} \right)^2 \leq I_m^2 \quad (IV.28)$$

Alors, le CCM peut être commandé pour produire la puissance active, compenser la puissance réactive et filtrer la totalité des courants harmoniques (i.e. $K_0=1$ dans l'équation (IV.24)). Par conséquent, les courants rotoriques de commande sont donnés par :

$$\begin{aligned} i_{drtref} &= i_{drref} + i_{drhref} \\ i_{qrtref} &= i_{qrref} + i_{qrhref} \end{aligned} \quad (IV.29)$$

b.2) Si par contre, les courants harmoniques de référence ont des valeurs (i_{drhref}, i_{qrhref}) excessives telle que :

$$(i_{drref} + i_{drhref})^2 + (i_{qrref} + i_{qrhref})^2 > I_m^2 \quad (IV.30)$$

Alors, les courants harmoniques ne peuvent pas être totalement compensés sans surcharger le CCM. Néanmoins, une portion des ces courants harmoniques peut être compensée. Dans ce contexte, deux stratégies peuvent être envisagées aussi à savoir :

b.2.1) Dans la première stratégie, l'opération de filtrage est ignorée momentanément à chaque fois que la condition (IV.30) est vérifiée. On ne considère alors que la compensation de la puissance réactive, et les courants rotoriques de commande sont exprimés par l'équation (IV.24) en prenant $K_0=0$ [15]. L'application de cette stratégie permet certainement d'éviter la surcharge du CCM, mais malheureusement elle ne permet pas l'exploitation de la capacité maximale du CCM en termes de filtrage actif tout le temps.

b.2.2) Pour ce faire, une nouvelle stratégie a été proposée dans cette thèse. Elle vise à filtrer une portion du courant harmonique en déterminant un gain approprié K_{0m} ($0 < K_{0m} < 1$) qui vérifie l'équation suivante [49]:

$$(i_{drref} + K_{0m}i_{drhref})^2 + (i_{qrref} + K_{0m}i_{qrhref})^2 = I_m^2 \quad (IV.31)$$

La valeur physique du gain K_{0m} est déterminée en résolvant cette équation.

Par conséquent, les courants rotoriques de commande permettant la production de la puissance active, la compensation de la puissance réactive et le filtrage actif d'une portion des courants harmoniques, sont donnés par :

$$\begin{aligned} i_{drref} &= i_{drref} + K_{0m}i_{drhref} \\ i_{qrref} &= i_{qrref} + K_{0m}i_{qrhref} \end{aligned} \quad (IV.32)$$

Passons maintenant à la présentation et à la discussion des résultats de simulation correspondant aux différentes situations. Suivant les niveaux des puissances active et réactive à générer et la valeur des harmoniques à filtrer, on distingue trois cas possibles à étudier :

IV.7.1- Compensation de la puissance réactive et filtrage des courants harmoniques sans saturation des courants rotoriques de commande

Dans cette section, le système éolien (de faible puissance) fonctionne toujours à son point nominal. Le courant harmonique, qu'on veut filtrer, a une distorsion de 29% et la puissance réactive de la charge linéaire à compenser est de 2 kVAR. La figure (IV.25) illustre les résultats de simulation avant et après compensation à $t=0.2$ s.

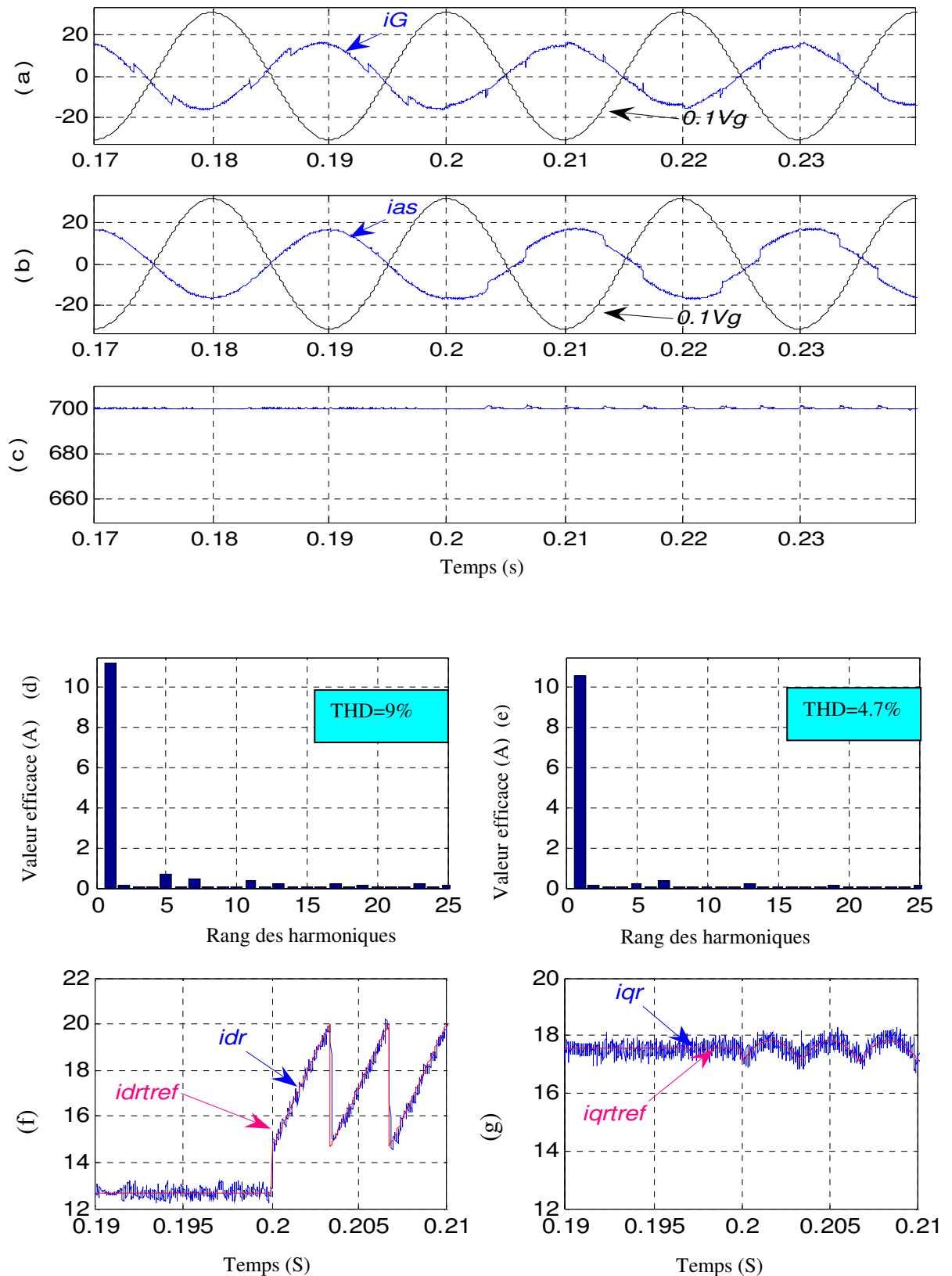


Figure IV.25 Résultats de simulation (cas de filtrage de la totalité des courants harmoniques par le CCM): a) Courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) Courant d'une phase statorique (i_{as}) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), c) Tension du bus continu (v_{dc}) (V), d) Analyse spectrale du courant de réseau avant l'opération de filtrage, e) Analyse spectrale du courant de réseau après l'opération de filtrage, f) Courant rotorique direct (i_{dr}) et sa référence (i_{drref}) (A), g) Courant rotorique en quadrature (i_{qr}) et sa référence (i_{qrref}) (A).

D'après les allures des grandeurs montrées avant et après compensation : Le courant de réseau (i_G), la tension au PRR ($0.1 V_g$), le courant statorique (i_{as}) et la tension (v_{dc}) du bus continu, on note que, le courant de réseau devient en opposition de phase avec la tension au PRR et de forme plus sinusoïdale après l'opération de compensation et de filtrage (voir figure IV.25 (a)). Par conséquent, un facteur de puissance unitaire est assuré à ce niveau. La tension (v_{dc}) est maintenue autour de sa valeur de référence de 700 V, via la commande du CCR. Néanmoins, pendant l'opération de filtrage, elle présente des petites oscillations de 300 Hz (voir figure IV.25 (c)). D'autre part, la figure (IV.25 (d)-(e)) montre une analyse spectrale du courant de réseau, avant et après compensation et filtrage. On note une amélioration du THD du courant de réseau qui a été réduit de 9% à 4.7%. Ainsi, les valeurs efficaces des courants harmoniques prépondérants (5^{ème} et 7^{ème}) ont été réduites de 0.7 A à 0.2 A et de 0.46 A à 0.37 A respectivement. De plus, les courants rotoriques instantanés $d-q$ (voir figure IV.25 (f)-(g)) suivent convenablement leurs références permettant la production de la puissance active maximale, la compensation de la puissance réactive et le filtrage de la totalité des courants harmoniques.

IV.7.2- Compensation de la puissance réactive et filtrage des courants harmoniques avec saturation des courants rotoriques de commande

Comme on l'a vu précédemment, la saturation des courants rotoriques de commande peut être provoquée par le courant de commande de la puissance réactive et/ou le courant de commande des harmoniques de courant. Ces deux cas de saturation sont étudiés dans les sections suivantes :

IV.7.2.1- Cas d'une saturation de la commande des courants rotoriques due au courant réactif

Pour le point de fonctionnement nominal, la valeur maximale de la puissance réactive qui peut être absorbée par la MADA est égale à 5kVAr (point B sur la figure IV.7). Pour discuter le cas de saturation des courants rotoriques de commande, due à la compensation de la puissance réactive, on a pris une charge linéaire dont la puissance réactive à compenser est de 9.5 kVAr.

La charge non linéaire reste la même et son courant a la même distorsion harmonique que le cas précédant (voir section IV.7.1). La figure IV.26 illustre les résultats de simulation avant et après compensation et filtrage à $t=0.2$ s. Notons qu'après cette opération de compensation et de filtrage, les courants rotoriques de commande sont saturés ($\sqrt{i_{drtref}^2 + i_{qrtref}^2} = 30A$) (voir figure IV.26 (c)-(d)) et la commande du CCM ne permet que la génération de la puissance active et la compensation de la puissance réactive. Dans ce cas, le convertisseur fonctionne à sa puissance nominale (en pleine capacité) et donc l'opération de filtrage n'est pas possible.

De plus, seulement 5 kVAr ont été compensés parmi 9.5 kVAr. Par conséquent, le facteur de puissance a été amélioré de 0.37 à 0.63 au point PRR.

D'autre part, l'analyse spectrale du courant de réseau montre que le THD augmente de 6.2% à 10.4%. Car, une portion de la puissance réactive a été compensée et la valeur efficace du fondamental de courant se trouve diminuée le THD augmente. D'autant plus que, les valeurs efficaces des composantes harmoniques dominantes (5^{ème} et 7^{ème}) n'ont pas changé (voir figure IV.26 (e)-(f)).

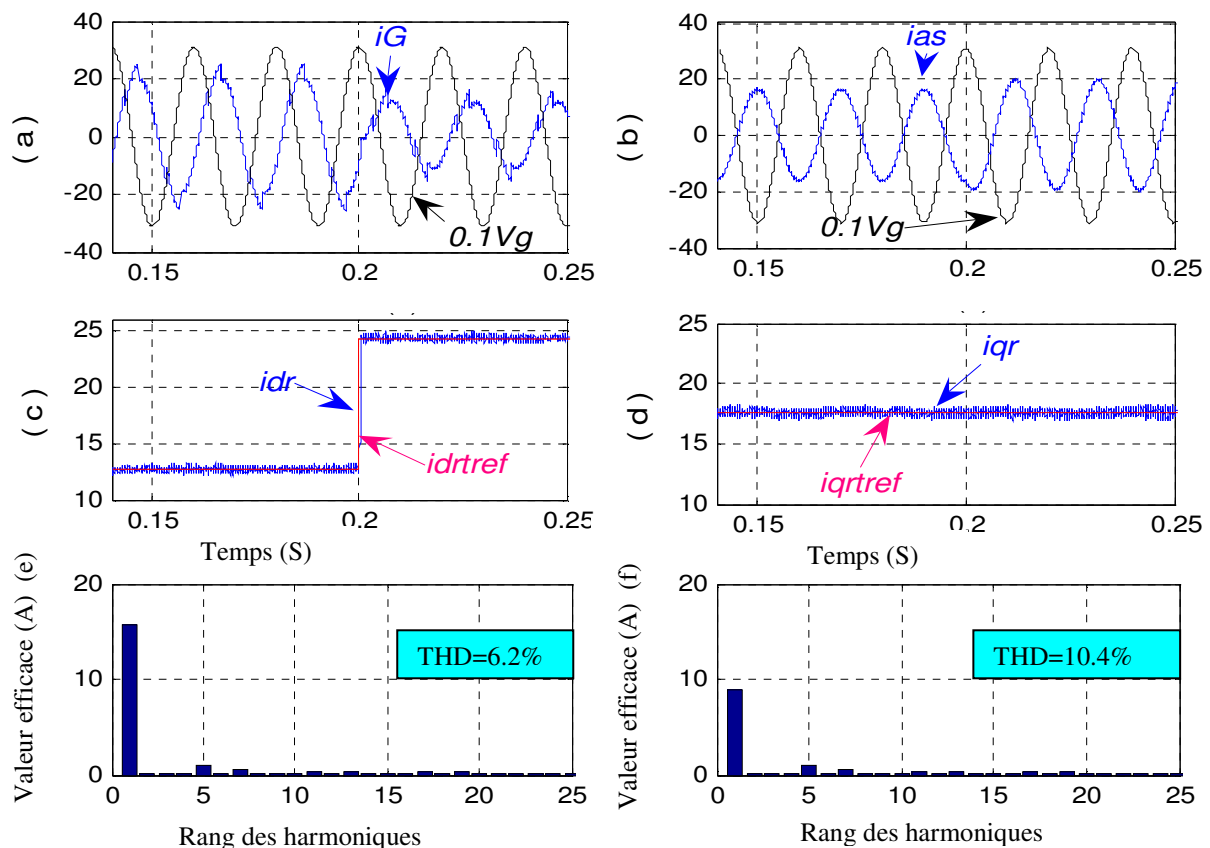


Figure IV.26 Résultat de simulation concernant la saturation de la commande due au courant réactif : a) courant de réseau (i_G) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), b) courant d'une phase statorique (i_{as}) (A) et la tension au PRR ($0.1 V_g$) (V), c) Courant rotorique direct (i_{dr}) et sa référence (i_{drref}) (A), d) Courant rotorique en quadrature (i_{qr}) et sa référence (i_{qrref}) (A), e) Spectre du courant de réseau avant filtrage, f) Spectre du courant de réseau après filtrage.

IV.7.2.2- Cas d'une saturation de la commande des courants rotoriques due au filtrage des courants harmoniques

Pour montrer l'apport de l'algorithme de commande proposé qui permet l'exploitation de la capacité du CCM en termes de filtrage actif, nous considérons une puissance réactive à compenser de 4.5 kVAr. Dans ce cas, le CCM est capable de compenser la totalité de la puissance réactive puisqu'elle est inférieure à la valeur maximale admissible (5 kVAr). Donc, une marge d'énergie réactive d'une valeur de 0.5 kVAr est disponible et qui peut être utilisée pour le filtrage actif des

courants harmoniques de la charge non linéaire. Malheureusement, cette quantité d'énergie réactive est insuffisante pour compenser tout le temps la totalité des courants harmoniques.

A cet égard, nous avons appliqué les deux stratégies qui ont été investiguées dans le paragraphe (IV.7 (b.2)). La figure (IV.27) montre les résultats de simulation obtenus, avant et après compensation à $t=0.2$ s en utilisant ces deux stratégies. Une comparaison des courants rotoriques d - q obtenus dans les deux cas (voir figure IV.27 (a)-(d)), nous a permis de constater que lorsque la totalité des courants harmoniques ne peut pas être compensée, les courants rotoriques de commande sont limités à ($i_{drtref}=i_{drref}=23.24A$, $i_{qrtref}=i_{qrref}=17.59A$) (voir figure IV.27 (a)-(b)) pendant une durée d'environ 2 ms pour la première stratégie. Pendant cette durée la capacité maximale du CCM n'est pas exploitée en faveur du filtrage. C'est la raison pour laquelle nous avons proposé une stratégie qui vise à exploiter, pendant cette durée, la capacité maximale du CCM au profit du filtrage. Dans ce cas, comme le montre la figure IV.27 (c)-(d), pendant cette durée les courants rotoriques de commande ne sont pas constants et ils varient de 24.17 A à 24.47A pour i_{drtref} et de 17.85 A à 17.36 A pour i_{qrtref} et le gain K_{om} varie de 0.99 à 0.38. Néanmoins, le courant rotorique instantané n'a pas dépassé son amplitude nominale de 30 A comme le montre la figure IV.27 (e)-(f) pour les deux stratégies. Nous concluons que la nouvelle stratégie proposée nous a permis d'exploiter la capacité maximale du convertisseur en termes de filtrage sans risque de surcharger. Ainsi, le THD du courant de réseau a été réduit de 12.8 % à 12.4 % en appliquant la première stratégie et de 12.8% à 10.33% en utilisant la deuxième stratégie (voir figure IV.27 (g)-(i)-(j)). Nous devons mentionner ici, que le THD du courant de réseau est de 18.28% dans le cas de la compensation de la puissance réactive seulement (voir figure IV.27 (h)). Une comparaison du THD du courant de réseau, obtenu pour les deux stratégies, montre qu'une amélioration d'environ 2.1% a été obtenue en appliquant la nouvelle stratégie de commande proposée dans ce travail.

IV.8- FILTRAGE SELECTIF DES COURANTS HARMONIQUES EN UTILISANT LE CCM

D'après les équations (IV.13, IV.14 et IV.15) exprimant les courants absorbés par la charge non linéaire (figure IV.15), on note que les courants harmoniques de rang (5 et 7) ont une amplitude de 20% et de 14% du fondamental respectivement. Donc, ils sont les harmoniques les plus dominants comparativement au reste. Il est très pratique de se contenter parfois au filtrage sélectif des harmoniques les plus prépondérants d'ordre 5 et 7. Dans ce contexte, nous allons développer une stratégie de commande qui nous permet :

- L'exploitation maximale de la capacité du CCM en termes de filtrage des courants harmoniques en utilisant deux gains optimaux ;
- Le filtrage sélectif des courants harmoniques prédominants d'ordre 5 et 7.

Pour développer cette stratégie, nous proposons d'exprimer les courants rotoriques de référence permettant la génération de la puissance active, la compensation de la puissance réactive et le filtrage actif des courants harmoniques, comme suit :

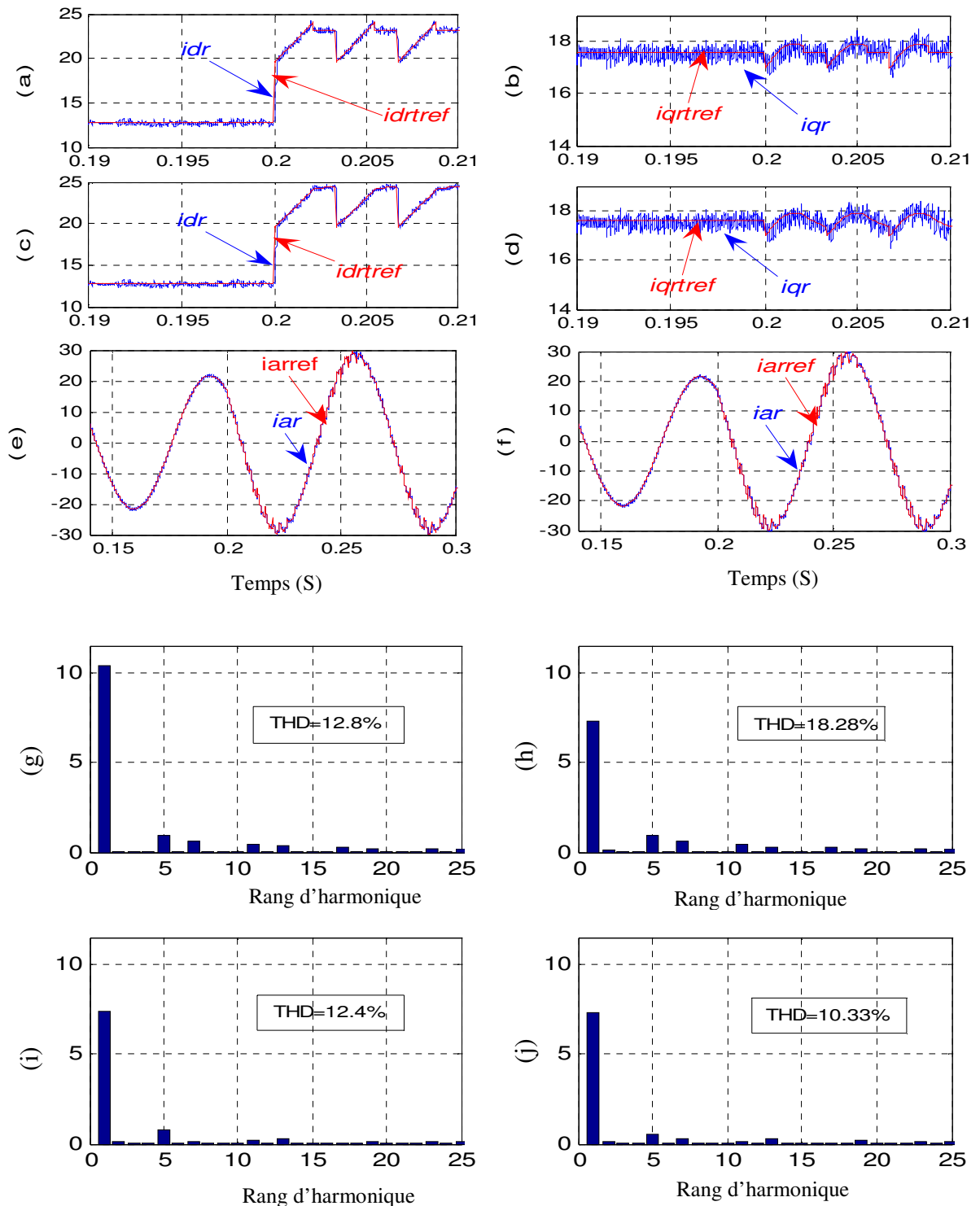


Figure IV.27: Résultats de simulation concernant le filtrage partiel en utilisant le CCM : a) Courant rotorique (i_{dr}) et sa référence (i_{drref}) (A) pour la première stratégie, b) Courant rotorique (i_{qr}) et sa référence (i_{qrref}) (A) pour la première stratégie, c) Courant rotorique (i_{dr}) et sa référence (i_{drref}) (A) pour la deuxième stratégie, d) Courant rotorique (i_{qr}) et sa référence (i_{qrref}) (A) pour la deuxième stratégie, e) Courant rotorique instantané (i_{ar}) et sa référence (i_{arref}) (A) pour la première stratégie, f) Courant rotorique instantané (i_{ar}) et sa référence (i_{arref}) (A) pour la deuxième stratégie, g) Spectre du courant de réseau avant filtrage, h) Spectre du courant de réseau après compensation de puissance réactive seulement, i) Spectre du courant de réseau après filtrage en utilisant la première stratégie j) Spectre du courant de réseau après filtrage en utilisant la deuxième stratégie.

$$\begin{aligned} i_{drtref} &= i_{drref} + k_{om2} i_{drh57ref} + k_{om1} i_{drsref} \\ i_{qrtref} &= i_{qrref} + k_{om2} i_{qrh57ref} + k_{om1} i_{qrsref} \end{aligned} \quad (IV.33)$$

Où : k_{om1} et k_{om2} sont des gains positifs ($0 \leq k_{om1} \leq 1$), ($0 \leq k_{om2} \leq 1$) ;

$i_{drh57ref}$ et $i_{qrh57ref}$ sont les composantes des courants harmoniques prédominants d'ordre 5 et 7 respectivement ;

i_{drsref} et i_{qrsref} sont les composantes du résidu des courants harmoniques qui peuvent être calculées par :

$$\begin{aligned} i_{drsref} &= i_{drhref} - i_{drh57ref} \\ i_{qrsref} &= i_{qrhref} - i_{qrh57ref} \end{aligned} \quad (IV.34)$$

IV.8.1- Procédure d'identification des composantes harmoniques d'ordre 5 et 7

Les courants harmoniques (i_{drhref} , i_{qrhref}) de la charge non linéaire sont identifiés selon le schéma de la figure (IV.17). Mais Pour identifier les composantes ($i_{drh57ref}$, $i_{qrh57ref}$) des harmoniques d'ordre 5 et 7, nous avons besoin d'un filtre sélectif. Pour cette fin, nous avons utilisé un filtre sélectif appelé FMV (Filtre-Multi-Variable), qui a été développé dans la référence [15].

La fonction de transfert de ce filtre est la suivante [15] :

$$H(s) = \frac{\hat{y}_{\alpha\beta}(s)}{y_{\alpha\beta}(s)} = K_f \frac{(s + K_f) + j\omega_c}{(s + K_f)^2 + \omega_c^2} \quad (IV.35)$$

Où ω_c est défini par :

$$\omega_c = n \omega_f \zeta \quad (IV.36)$$

Avec :

- ω_c : la pulsation de coupure du filtre ;
- ω_f : la pulsation de la composante fondamentale du signal d'entrée ;
- n : le rang de la composante du signal à filtrer ;
- K_f : une constante positive ;
- ζ : une constante égale à ± 1 (composante directe ($\zeta=1$) ou inverse ($\zeta=-1$)) ;
- $y_{\alpha\beta}$: les signaux d'entrée du FMV (tension ou courant) ;
- $\hat{y}_{\alpha\beta}$: les signaux de sortie du FMV (tension ou courant).

D'après le diagramme de Bode de ce filtre, illustré par la figure (IV.28) pour différentes valeurs du paramètre K_f , on remarque que pour $\omega = \omega_c$, le déphasage introduit par le FMV est égal à zéro et le gain est unitaire.

Par conséquent, les signaux de sortie (courant ou tension) du filtre sont égaux aux signaux d'entrée pour cette pulsation. De plus, ce filtre présente des atténuations importantes pour toutes les pulsations différentes de ω_c . De plus, la diminution du paramètre K_f améliore la sélectivité du FMV mais détériore sa dynamique (temps de réponse) [15]. Par conséquent, ce filtre peut être utilisé pour l'extraction, selon les axes $\alpha\beta$, de la composante fondamentale d'un signal et également les harmoniques directes ou inverses d'un signal (courant ou tension) sans influence sur l'amplitude et le déphasage.

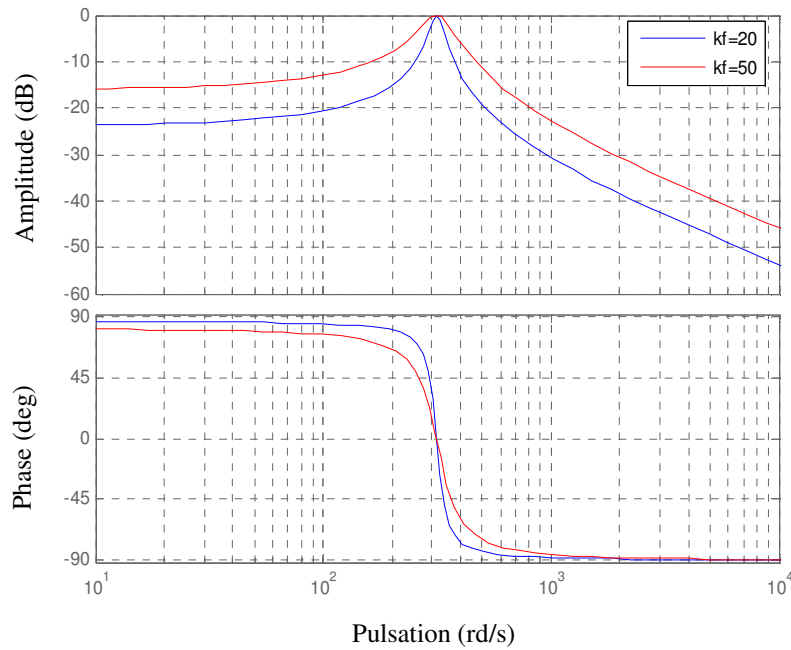


Figure IV.28 : Diagramme de Bode du FMV.

D'autre part, le développement mathématique de l'équation (IV.35) mènera à :

$$\begin{aligned}\hat{y}_\alpha &= \frac{K_f}{s} [y_\alpha(s) - \hat{y}_\alpha(s)] - \frac{\omega_c}{s} \hat{y}_\beta(s) \\ \hat{y}_\beta &= \frac{K_f}{s} [y_\beta(s) - \hat{y}_\beta(s)] - \frac{\omega_c}{s} \hat{y}_\alpha(s)\end{aligned}\tag{IV.37}$$

Afin d'extraire un courant harmonique particulier direct ou inverse de rang $(6n+\zeta)$, l'équation (IV.37) peut être réécrite sous la forme suivante [15]:

$$\begin{aligned}i_{l\alpha(6n+\xi)}(s) &= \frac{K_f}{s} [i_{l\alpha}(s) - i_{l\alpha(6n+\xi)}(s)] - \xi \frac{\omega_c(6n+\xi)}{s} i_{l\beta(6n+\xi)}(s) \\ i_{l\beta(6n+\xi)}(s) &= \frac{K_f}{s} [i_{l\beta}(s) - i_{l\beta(6n+\xi)}(s)] + \xi \frac{\omega_c(6n+\xi)}{s} i_{l\alpha(6n+\xi)}(s)\end{aligned}\tag{IV.38}$$

Ensuite, les courants de sortie du FMV peuvent être exprimés dans le repère dq (voir figure IV.29). Généralement, si l'on veut extraire individuellement plusieurs courants harmoniques, il suffira d'utiliser autant de fois que nécessaire un FMV correctement dimensionné. Enfin, il faudra additionner les signaux de sortie de ces FMV selon les axes dq pour avoir les courants harmoniques de référence.

Ainsi, pour extraire séparément les deux composantes des harmoniques d'ordre 5 et 7, le FMV doit être réglé à $(n=5$ et $\zeta=-1)$ et $(n=7, \zeta=1)$ respectivement. La somme de ces composantes deux à deux nous permet d'avoir les courants de référence $(i_{drh57ref}, i_{qrh57ref})$.

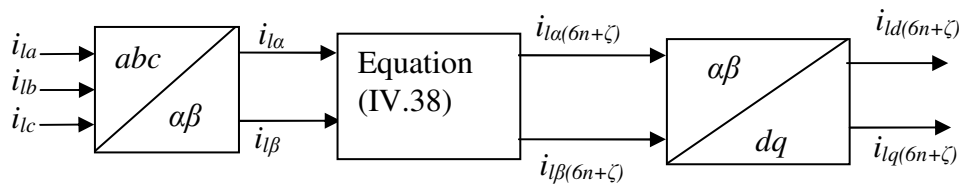


Figure IV.29: Extraction d'un courant harmonique direct ou inverse en utilisant le FMV [15].

IV.8.2- Procédure de filtrage sélectif des harmoniques de courant par le CCM

Afin d'exploiter le CCM, en termes de filtrage, on se place dans le cas où la saturation des courants rotoriques de commande est due aux courants harmoniques. Dans ce cas, deux possibilités sont envisageables à savoir:

a) Cas où l'ensemble des courants harmoniques de référence ont des valeurs (i_{drhref}, i_{qrhref}) qui vérifient :

$$(i_{drref} + i_{drhref})^2 + (i_{qrref} + i_{qrhref})^2 \leq I_m^2 \quad (IV.39)$$

Dans ce situation, l'ensemble des courants harmoniques peuvent être complètement filtrés et les courants rotoriques de commande sont donnés par l'équation (IV.33) avec $k_{om1}=k_{om2}=1$.

b) Cas où, l'ensemble des courants harmoniques de référence ont des valeurs (i_{drhref}, i_{qrhref}) qui donnent :

$$(i_{drref} + i_{drhref})^2 + (i_{qrref} + i_{qrhref})^2 > I_m^2 \quad (IV.40)$$

Dans cette position, les courants harmoniques ne peuvent pas être compensés totalement. Néanmoins, une partie des courants harmoniques peut être compensée. Trois stratégies sont envisageables à savoir :

c.1) La première stratégie, qui a été développée dans [15], consiste à omettre l'opération de filtrage pendant les intervalles de temps vérifiant l'équation (IV.40). Cependant, la capacité maximal du CCM ne peut pas être exploitée ;

c.2) La deuxième stratégie que nous proposons dans cette étude est inspirée de l'approche (b.2.1) du paragraphe (IV.7). Elle consiste à filtrer les composantes harmoniques les plus dominantes d'ordre (5 et 7) si possible. Sinon, l'opération de filtrage n'est pas prise en considération. Mais, la capacité maximale du CCM n'est pas exploitée dans ce cas aussi.

c.3) La 3^{ème} stratégie que nous proposons dans ce travail permet d'utiliser toute la capacité du CCM pour assurer le maximum de filtrage d'harmonique de courant. Son principe est détaillé dans ce qui suit :

IV.8.2.1- Filtrage des harmoniques dominants d'ordre 5 et 7 et une part du résidu harmonique

Cette opération est possible pour:

$$\left(i_{drref} + i_{drh57ref}\right)^2 + \left(i_{qrref} + i_{qrh57ref}\right)^2 < I_m^2 \quad (IV.41)$$

Dans ce cas, on peut filtrer la totalité des composantes harmoniques dominantes d'ordre 5 et 7 ($k_{om2}=1$) et une partie du résidu ($0 < k_{om1} < 1$). Le gain optimal (k_{om1}) peut être calculé en résolvant l'équation du second ordre suivante :

$$\left(i_{drref} + i_{drh57ref} + k_{om1}i_{drsref}\right)^2 + \left(i_{qrref} + i_{qrh57ref} + k_{om1}i_{qrsref}\right)^2 = I_m^2 \quad (IV.42)$$

Par conséquent, les courants rotoriques de commande sont exprimés par :

$$\begin{aligned} i_{drtref} &= i_{drref} + i_{drh57ref} + k_{om1}i_{drsref} \\ i_{qrtref} &= i_{qrref} + i_{qrh57ref} + k_{om1}i_{qrsref} \end{aligned} \quad (IV.43)$$

IV.8.2.2- Filtrage d'une partie des composantes harmoniques dominantes d'ordre 5 et 7

Ce cas est possible pour:

$$\left(i_{drref} + i_{drh57ref}\right)^2 + \left(i_{qrref} + i_{qrh57ref}\right)^2 > I_m^2 \quad (IV.44)$$

Ceci signifie que la totalité des composantes harmoniques dominantes d'ordre 5 et 7 ne peut pas être compensée, mais une partie d'elle seulement peut être éliminée. Dans ce cas, le gain k_{om1} est nul et la capacité maximale du CCM peut être exploitée en déterminant le gain optimal k_{om2} ($0 < k_{om2} < 1$) en résolvant l'équation du deuxième ordre suivante:

$$\left(i_{drref} + k_{om2}i_{drh57ref}\right)^2 + \left(i_{qrref} + k_{om2}i_{qrh57ref}\right)^2 = I_m^2 \quad (IV.45)$$

Ainsi, les courants rotoriques de référence sont donnés par :

$$\begin{aligned} i_{drref} &= i_{drref} + k_{om2} i_{drh57ref} \\ i_{qrref} &= i_{qrref} + k_{om2} i_{qrh57ref} \end{aligned} \quad (IV.46)$$

IV.8.2.3- Résultats de simulation et discussion

Les figures (IV.30), (IV.31), (IV.32) et (IV.33) illustrent les résultats de simulation obtenus avant et après la compensation de la puissance réactive de la charge linéaire inductive et le filtrage sélectif des harmoniques de courant à $t=0.2$ s. Sachant que :

- I_{nrref} : c'est l'amplitude du courant rotorique de référence à utiliser pour filtrer la totalité des harmoniques ;
- $I_{nr57ref}$: c'est l'amplitude du courant rotorique de référence à utiliser pour filtrer les composantes harmoniques prépondérantes d'ordre 5 et 7 ;
- I_{nrm} et I_{nrmref} : Ce sont les amplitudes instantanées du courant rotorique et sa référence respectivement.

Les performances des trois stratégies sont comparées lorsqu'il n'y a pas de possibilité de filtrer ni la totalité des composantes harmoniques ni celles d'ordre 5 et 7 (voir région A sur la figure IV.30).

Pour cette raison, nous avons présenté l'amplitude instantanée du courant rotorique (I_{nrm}) pour les trois stratégies. Pour les deux premières stratégies et durant la région A, la capacité maximale du convertisseur n'est pas exploitée en termes de filtrage. En effet, l'amplitude instantanée du courant rotorique (I_{nrm}) se trouve au dessous de sa valeur nominale (30 A) comme le montre les figures IV.30 (b) et IV.31 (a). Tandis que, dans la même région (A), la capacité maximale du convertisseur est convenablement exploitée en appliquant la troisième stratégie que nous avons proposée. En effet, L'amplitude du courant rotorique de référence et par conséquent sa valeur instantanée sont maintenues autour de la valeur nominale (30 A) (voir figure IV.31 (b)).

Dans la région (A), les gains K_{om1} et K_{om2} varient de 0 à 0.4 et de 0.5 à l'unité respectivement (voir figure IV.32) de telle manière que la capacité maximale du convertisseur soit constamment exploitée, en termes de filtrage. Ainsi, le THD du courant de réseau a été réduit de 12% à 8.7 %, à 7.9% et à 7% en appliquant les trois stratégies respectivement (voir figure (IV.33)).

Une comparaison du THD du courant de réseau, obtenu pour les trois stratégies, montre qu'une amélioration acceptable de 1.7 %, en termes de filtrage des courants harmoniques, a été obtenue en appliquant la troisième stratégie. Tandis que pour la deuxième stratégie, le THD a été amélioré de 0.8% par rapport à la première stratégie.

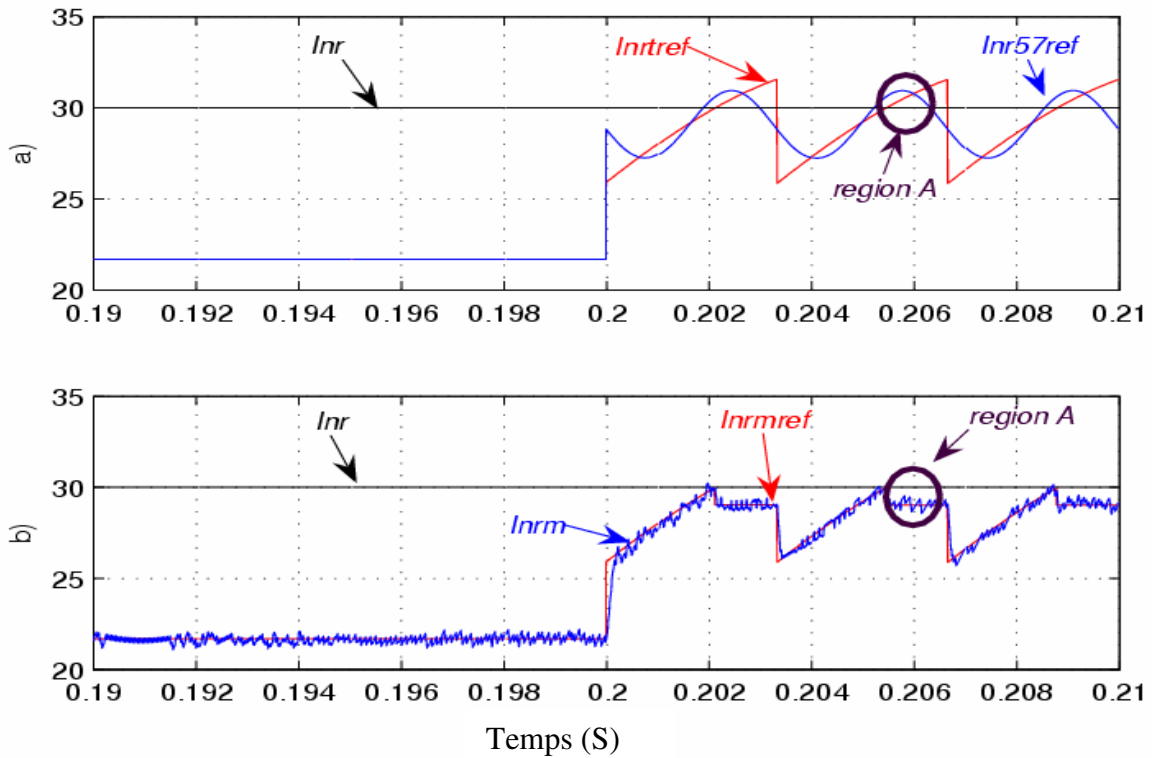


Figure IV.30 Amplitudes et composantes du courant rotorique dans le cas de la première stratégie : a) $I_{nr}(A)$, $I_{nrref}(A)$ et $I_{nr57ref}(A)$, b) $I_{nr}(A)$, $I_{nr}(A)$, $I_{nr57ref}(A)$ et $I_{nr57ref}(A)$ pour la première stratégie.

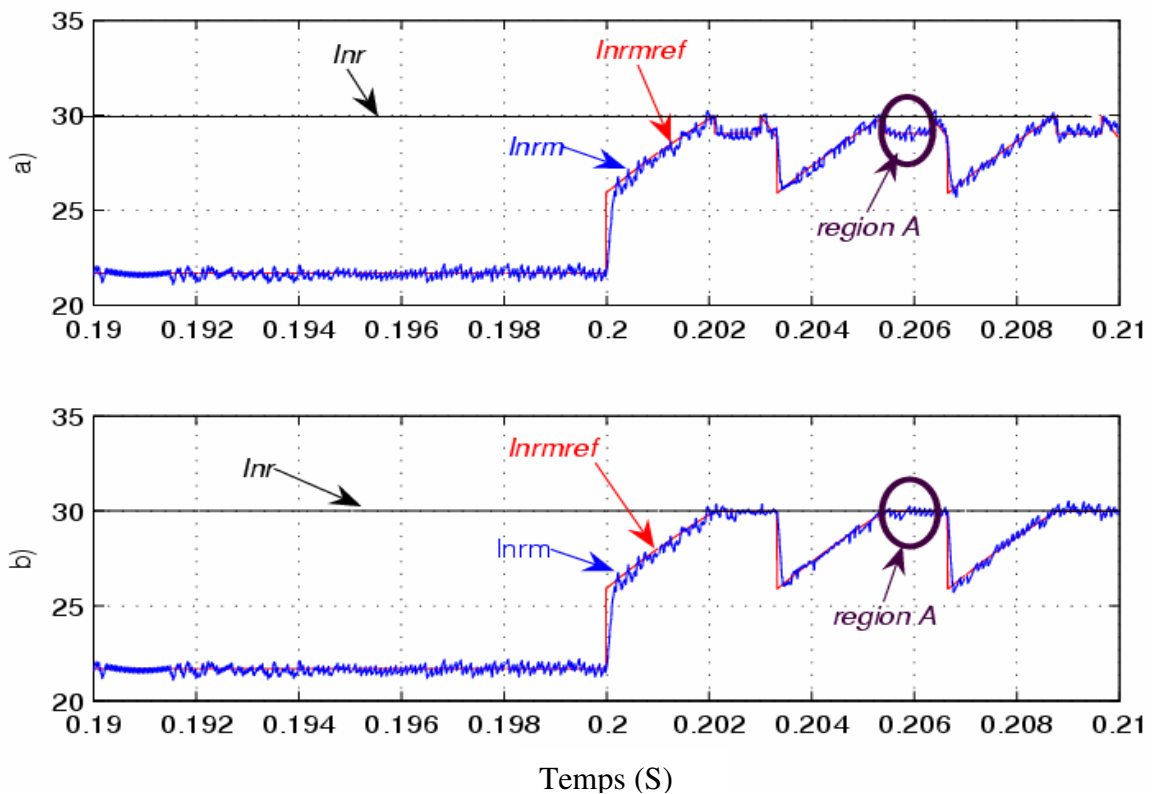


Figure IV.31 Amplitudes et composantes du courant rotorique dans le cas de la deuxième et troisième stratégie : a) $I_{nr}(A)$, $I_{nr57ref}(A)$ et $I_{nr57ref}(A)$ pour la deuxième stratégie; b) $I_{nr}(A)$, $I_{nr57ref}(A)$ et $I_{nr57ref}(A)$ pour la troisième stratégie.

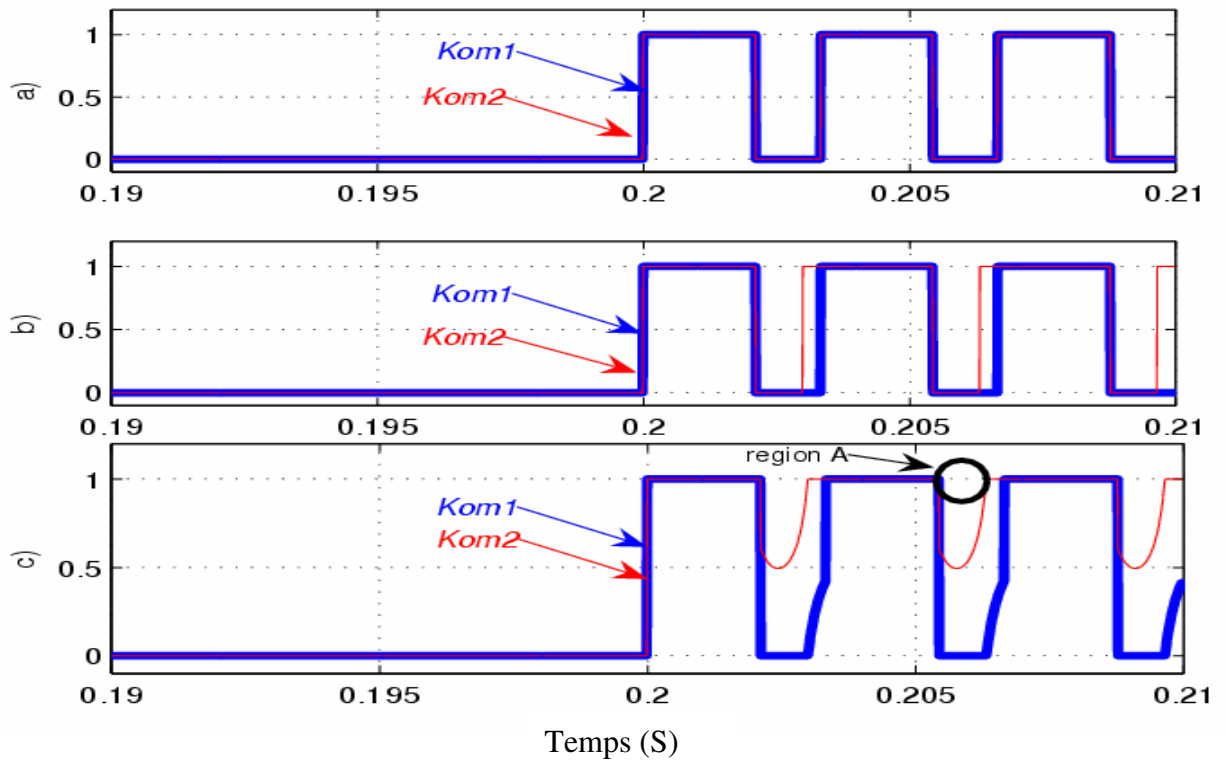


Figure IV.32 Gains (k_{om1} et k_{om2}) pour les trois stratégies: a) La première stratégie, b) La deuxième stratégie, c) La troisième stratégie.

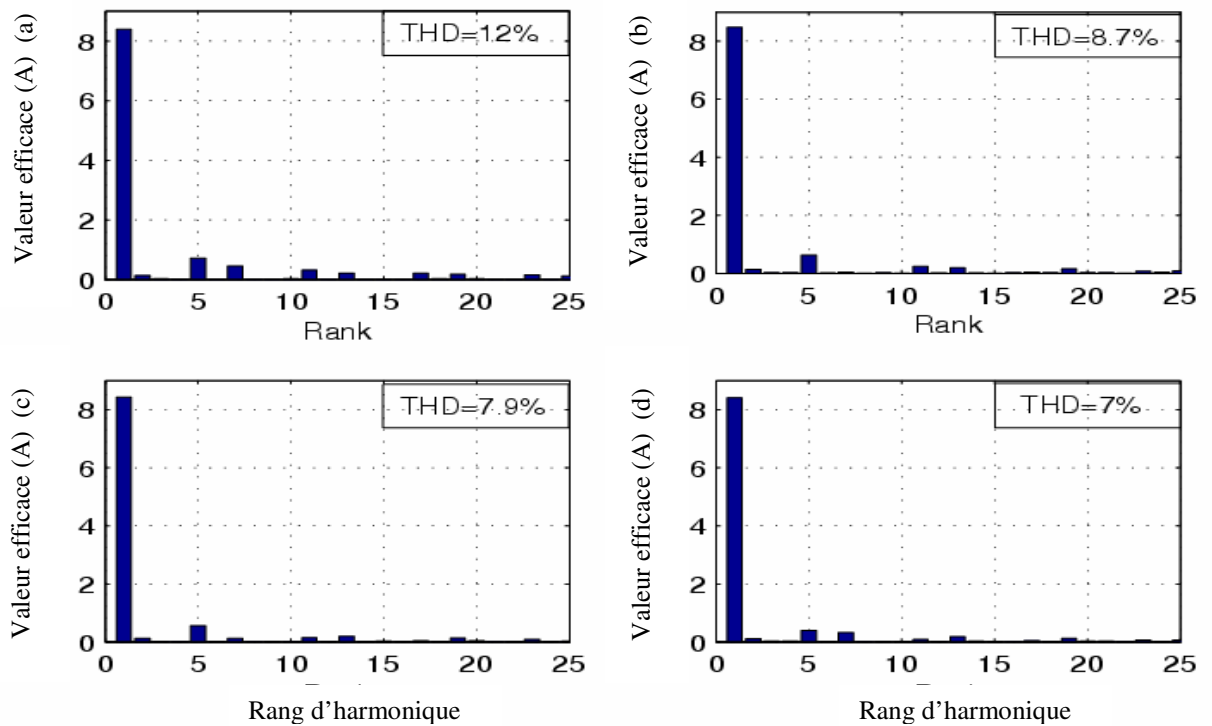


Figure IV.33: Analyse spectrale du courant de réseau pour les trois stratégies: a) Sans opération de filtrage, b) Avec filtrage en utilisant la première stratégie, c) Avec filtrage en utilisant la deuxième stratégie, d) Avec filtrage en utilisant la troisième stratégie.

IV.9- CONCLUSION

Ce chapitre a été consacré principalement à la commande des convertisseurs (le CCM et le CCR) du système éolien afin d'améliorer la qualité d'énergie. Après une brève description des perturbations électriques (courants harmoniques, creux de tension, ...) sur le réseau et les méthodes classiques et modernes d'élimination, on s'est limité à la compensation de la puissance réactive des charges linéaires inductives et au filtrage des courants harmoniques des charges non linéaires. En effet, les deux convertisseurs ont été utilisés individuellement, en premier lieu, pour la compensation de la puissance réactive d'une charge linéaire inductive couplée au point de raccordement au réseau. Nous avons constaté que la commande des deux convertisseurs nous permet de compenser convenablement la puissance réactive de la charge linéaire inductive dans la limite du possible et qu'un facteur de puissance approprié est assuré au niveau du PRR. De plus, nous avons montré qu'on peut coordonner la commande des deux convertisseurs pour compenser d'avantage la puissance réactive dans le cas où l'un des convertisseurs se trouve à ses capacités limites. Ensuite, les deux convertisseurs ont été judicieusement commandés pour filtrer les courants harmoniques d'une charge non linéaire couplée au PRR. Enfin, nous avons proposé deux nouvelles stratégies permettant d'exploiter la capacité maximale du CCM, en termes de filtrage. Dans les deux cas, on a constaté une amélioration du THD du courant de réseau. L'intérêt de cette amélioration qui pourrait, à première vue, non significative, réside dans le fait qu'un aérogénérateur est en général intégré dans un parc d'éoliennes. Et c'est là que l'aspect agrégation peut être exploité pour mieux filtrer les harmoniques dans le réseau électrique.

CHAPITRE V

GESTION CENTRALISEE DES PUISSANCES D'UN PARC EOLIEN A BASE DE LA MADA

V.1- INTRODUCTION

Le développement de parcs éoliens a été initié en Californie au début des années 80 et il s'est propagé dans le monde entier [44]. En effet, plutôt que de construire des éoliennes gigantesques et de grande puissance, on préfère actuellement utiliser un nombre plus élevé de machines de moyenne puissance. Car les éoliennes de grande puissance produisent de grandes fluctuations de puissance sur le réseau et leur entretien et réparation sont coûteux et difficiles surtout lorsqu'elles sont installées en offshore. L'avantage d'utiliser un ensemble d'éoliennes de moyenne puissance est évident : lorsqu'une éolienne nécessite un entretien ou qu'une rupture est constatée, les autres peuvent continuer à produire sans interrompre totalement la production énergétique.

Les éoliennes sont généralement contrôlées pour fonctionner en mode « MPPT » et transférer leur maximum de puissance généré au réseau électrique. Cependant, ces éoliennes se déconnectent de celui-ci lorsqu'un défaut y survient puisque elles n'ont aucune capacité à régler leur production et à fournir des services pour le système électrique [16], [44], [50]-[53].

Ceci a entraîné de nombreux problèmes pour la gestion du réseau électrique en raison de la nature variable de la ressource éolienne. Afin de surmonter ces problèmes et d'assurer la sécurité du réseau électrique, de nombreux pays ont récemment revu leurs réglementations « réseau » [31], [44], [54]. De ce fait, les fermes éoliennes modernes sont appelées de plus en plus à se conformer aux exigences imposées par le gestionnaire du réseau et participer aux services système [55], [56].

Pour répondre aux exigences du gestionnaire de réseau, plusieurs techniques de supervision et de commande des fermes éoliennes ont été investiguées à savoir : la commande découplée des puissances active et réactive [2], [7], [57], le réglage de la tension [31], de la fréquence [31], [44], et la commande tolérante aux défauts provenant du réseau [15], [16].

Dans ce chapitre, nous allons s'intéresser à la supervision centralisée des puissances active et réactive d'une ferme éolienne. Nous débuterons par une brève description de l'impact de la connexion des fermes éoliennes sur le réseau. Ensuite, nous présenterons quelques réglementations que doivent respecter les propriétaires des fermes éoliennes afin d'éviter tout impact négatif sur le fonctionnement global du réseau. Et après, les principales stratégies de supervision et de dispatching des puissances active et réactive des fermes éoliennes seront analysées et discutées. Enfin, la gestion centralisée des puissances active et réactive basée sur un dispatching économique sera détaillée. Des résultats de simulation seront présentés pour montrer la validité des algorithmes de commande utilisés.

V.2- IMPACT DE LA CONNEXION DES FERMES EOLIENNES SUR LE RESEAU

L'augmentation de la puissance éolienne installée a un impact croissant sur le réseau de transport du fait de la difficulté à prévoir la production, de la capacité d'accueil limitée du réseau, du risque de déconnexions intempestives des fermes d'éoliennes et de la qualité dégradée de l'électricité [31].

Les problèmes que peut induire l'intégration des fermes éoliennes dans le réseau sont dus principalement à :

- Production aléatoire et très peu prévisible : En effet, le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent sur les sites éoliens induisant une incertitude sur la production des éoliennes. L'expérience allemande montre que des prévisions à 72 heures sont impossibles, et que l'erreur moyenne sur des prévisions à 24 heures représente 10% de la capacité installée et peut atteindre parfois 50%. A titre d'exemple, l'opérateur ELTRA, gérant le réseau ouest du Danemark intégrant une forte capacité éolienne, a connu des situations critiques dues à une surproduction éolienne dont l'évacuation vers le réseau nordique (NORDEL) ou vers le réseau UCTE (via l'Allemagne) posait problème du fait que les lignes d'interconnexion étaient déjà aux limites de leur capacité. La multiplicité des installations éoliennes sur un vaste territoire est néanmoins favorable à une corrélation entre la consommation et la production éolienne comme le montre des études sur le foisonnement éolien. Celui-ci est le phénomène statistique qui fait que, par la multiplication spatiale des installations éoliennes sur un territoire donné, la valeur minimale de la puissance injectée par l'ensemble est supérieure à la somme des puissances minimales de chacune d'entre-elles. Ainsi, la multiplication d'éoliennes (soumises aux différentes vitesses de vent) conduit globalement à un lissage de la puissance.
- Déconnexions intempestives : Les générateurs éoliens sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Car, le couple électromagnétique va diminuer pendant le creux de tension et la turbine va accélérer. Ceci entraînera une surchauffe pouvant endommager la génératrice. Une procédure d'arrêt est nécessaire pour protéger le système de la survitesse. Un creux de tension a pour conséquence aussi la démagnétisation de la génératrice.

A la fin du défaut, lorsque la tension redevient normale, la génératrice peut se remagnétiser d'une manière brutale ce qui peut provoquer un appel de courant important ; d'où la nécessité de la protection en surintensité pour protéger les convertisseurs statiques. Pour éviter ces problèmes, l'éolienne coupera automatiquement la connexion au réseau et arrêtera la rotation du rotor immédiatement avec des freins. Suivant la puissance de la ferme éolienne, ça peut provoquer un déséquilibre entre la production et la consommation et par conséquent la fréquence du réseau peut être gravement affectée et peut ainsi causer un blackout. Lors du blackout italien du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz. Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou une partie de la production éolienne, il est demandé aux éoliennes installées depuis 2003 de rester branchées en cas de baisse de tension et de la variation de la fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un gestionnaire de réseau à un autre. Elles doivent rester connectées au réseau tant que le creux de tension reste supérieur à un gabarit prédéfini par l'opérateur de réseau. Concernant les variations de fréquence, les installations de production doivent rester connectées pour des durées limitées dans les plages exceptionnelles de fréquence situées entre 47 et 52 Hz [31].

- Capacité d'accueil limitée du réseau : En effet, les lignes de transport ainsi que les postes de livraison ont une capacité limitée, en termes de puissances active et réactive, pour accueillir plus de production éolienne.

V.3- REGLEMENTS DE CONNEXION D'UNE FERME EOLIENNE AU RESEAU

Avant la pénétration des sources d'énergies d'origine renouvelables, les problèmes du réseau électrique étaient minimes et maîtrisables. En effet, le réseau était conçu en se basant sur une architecture et divers contrôles hiérarchisés verticalement ce qui garantit la stabilité de la tension, de la fréquence et la continuité de service.

Depuis l'ouverture du marché énergétique en 1996, nous assistons à la connexion, au réseau électrique, des fermes éoliennes de grandes puissances. Ce qui représente un nouveau problème à gérer par le gestionnaire de réseau. En effet, la connexion de ces fermes éoliennes au réseau peut causer certains problèmes (source primaire d'énergie aléatoire, inversion de flux de puissance dans les lignes de transport, variation de la fréquence, variation de la tension, ...) et constitue un nouveau challenge pour les gestionnaires de réseau.

Pour faire face à ces problèmes, les gestionnaires de réseau ont imposé un nombre de règlements aux unités de production, y compris les éoliennes.

Généralement, les prescriptions techniques relatives au raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'énergie électrique sont précisées dans les décrets et les arrêtés de chaque pays. Le décret présente les contraintes de raccordement de manière générale et l'arrêté les précise en fonction du type d'installation. Ces contraintes sont résumées dans ce qui suit :

- Les unités de production d'une puissance maximale de 12 MW sont connectées au réseau de distribution dont le niveau de la tension est inférieur ou égal à 20 kV. Tandis que les unités de production, dont la puissance installée dépasse 12 MW sont connectées au réseau de transport dont le niveau de la tension de raccordement est supérieur ou égal à 63 kV [44].
- Les unités de production doivent participer au réglage de la tension et/ou de la puissance réactive au niveau de leur point de raccordement soit par un réglage primaire ou un réglage secondaire à savoir :
 - Le réglage primaire de la tension qui a pour principe d'utiliser la réserve en puissance réactive des unités de production les plus proches de la perturbation (variation de la tension) en agissant sur l'excitation des générateurs comme le montre la figure (V.1) [58] ;

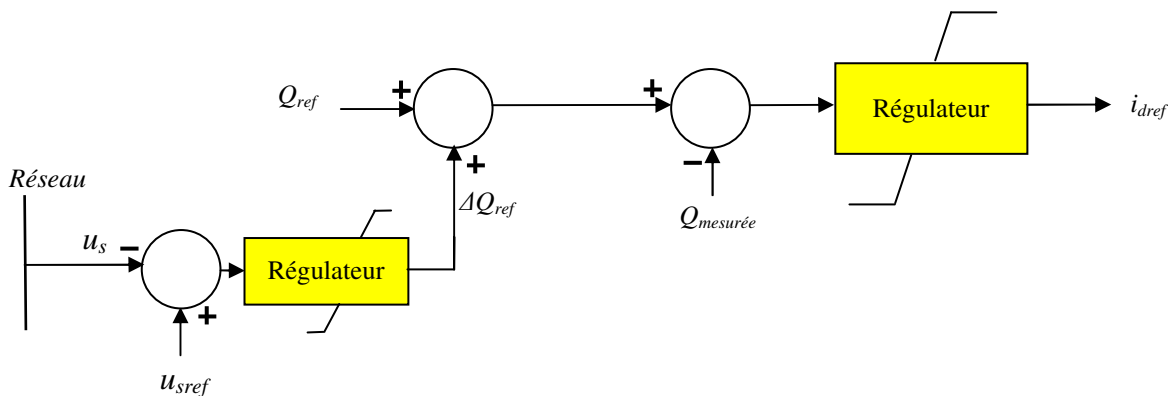


Figure V.1 Réglage primaire de la tension.

- Le réglage secondaire intervient en cas où le réglage primaire n'est pas suffisant pour réguler la tension. Son principe consiste à mobiliser l'ensemble du réactif disponible au niveau des groupes et des compensateurs réactifs (condensateurs) par zones électriquement homogènes de point de vue tension.
- Les unités de production dont la puissance produite est supérieure ou égale à 40 MW doivent participer au réglage primaire de la fréquence. Ce réglage a pour principe de mobiliser les réserves en puissance active suivant le schéma de la figure (V.2).

- Les unités de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à 120 MW sont appelées à participer au réglage secondaire de la fréquence [58].

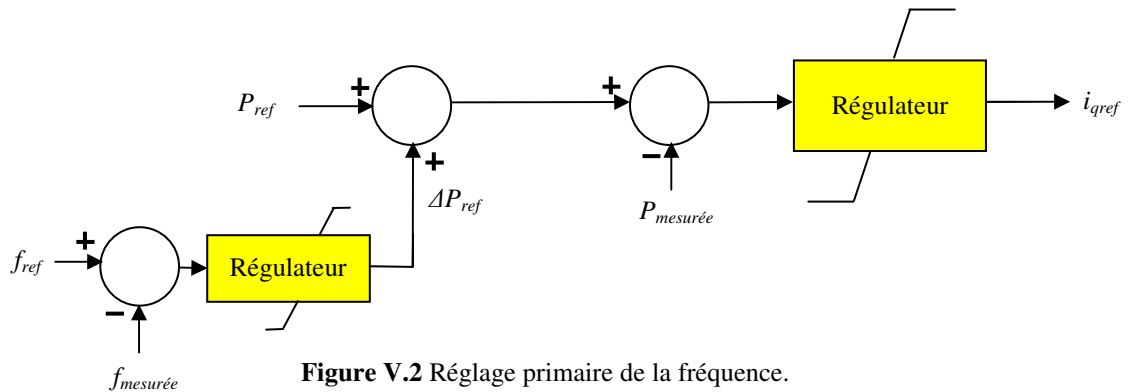


Figure V.2 Réglage primaire de la fréquence.

V.4- MODES DE COMMANDE DE LA PUISSANCE ACTIVE DES FERMES EOLIENNES

Le gestionnaire de réseau exige aux producteurs d'électricité à partir de l'énergie éolienne plusieurs modes de commande en termes de puissance active à savoir :

V.4.1- Limitation de puissance

Pour ce mode de commande dit en anglais (*Absolute power constraints*), la puissance injectée par le parc éolien est limitée à un maximum défini par le gestionnaire de réseau (voir figure (V.3)). En dessous de ce maximum, la ferme peut être gérée pour produire la puissance maximale (fonctionnement en mode MPPT) en cas d'une disponibilité suffisante de la puissance aérodynamique. La principale raison de cette contrainte provient du fait que les gestionnaires de réseau doivent payer les producteurs éoliens même s'il n'y a pas de demande pour cette énergie produite. En cas de faible demande de puissance et de forte production éolienne, le gestionnaire se voit dans l'obligation d'évacuer l'excédent de production vers les pays voisins, et ce, sans contrepartie financière afin d'éviter l'instabilité de son réseau.

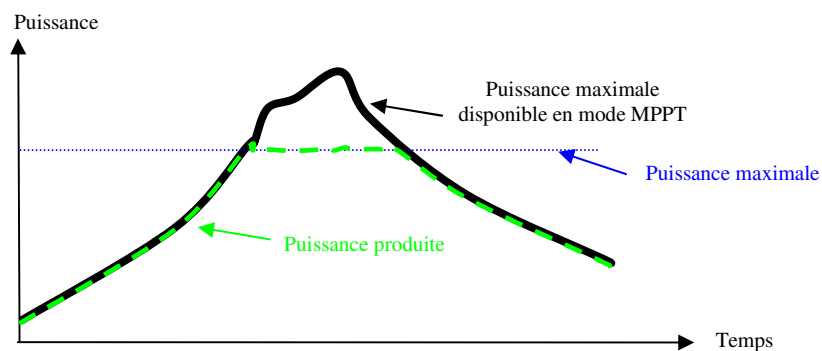


Figure V.3 Commande par limitation de la puissance active [2].

V.4.2- Fonctionnement avec puissance de réserve

Dans ce mode de contrôle appelé en anglais (*Delta production constraint*), la ferme éolienne est commandée pour fonctionner avec une puissance de réserve (voir figure V.4). En effet, dans ce mode, l'éolienne produira une puissance moins que sa capacité maximale. Ce mode permettra à la ferme de participer au réglage primaire de la fréquence. En effet, si celle-ci diminue, la ferme aura la capacité de produire sa puissance de réserve (Delta) afin de la maintenir dans sa bande permise par le gestionnaire de réseau.

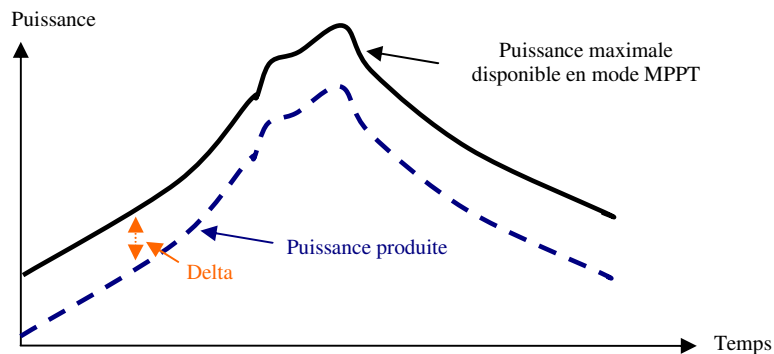


Figure V.4 Commande avec puissance de réserve [31].

V.4.3- Commande à équilibre de puissance

Dans ce mode de commande appelé en anglais (*Balance Control*), la ferme doit être capable de diminuer ou d'augmenter très rapidement sa puissance à une valeur fixée par le gestionnaire du réseau (voir figure (V.5)). Cette fonctionnalité trouve son utilité en cas où les opérateurs auraient à agir rapidement pour assurer le maintien de l'équilibre production/consommation.

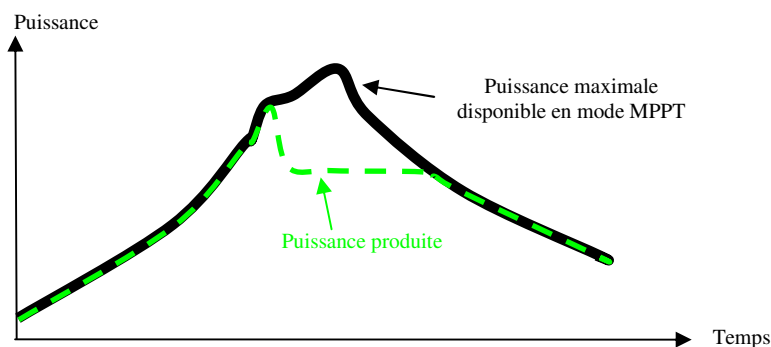


Figure V.5 Commande à variation rapide de la puissance [58].

V.4.4- Limitation du gradient de puissance

Lors de la perte d'une centrale électrique conventionnelle, la ferme éolienne augmente sa production avec un gradient de puissance qui ne doit pas dépasser sa valeur maximale (*Power gradient constraint*) pour compenser la perte de génération d'électricité et garder ainsi l'équilibre de production de la puissance entre les centrales de production conventionnelles et les fermes éoliennes (voir figure (V.6)). Pour parvenir à cette fonctionnalité il faudrait que la ferme soit dotée d'un bon outil de prédiction de vent [44].

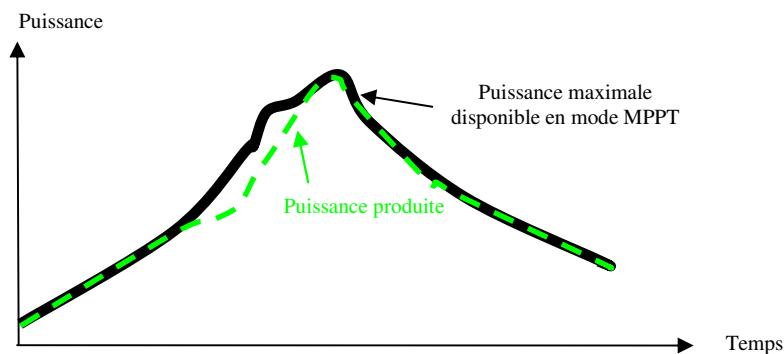


Figure V.6 Limitation du gradient de puissance [31].

V.4.5- Réaction d'urgence

Il peut être demandé aux parcs éoliens de réduire rapidement leur puissance en cas de surproduction sur le réseau (voir figure (V.7)). Les éoliennes doivent pouvoir réduire leurs productions de 100% à 0% en moins de 30 s si nécessaire, sinon la puissance est maintenue constante jusqu'à disparition du signal d'urgence transmis par le centre de contrôle. La valeur de cette puissance est prédéfinie et mise à jour par les opérateurs du réseau [2], [44].

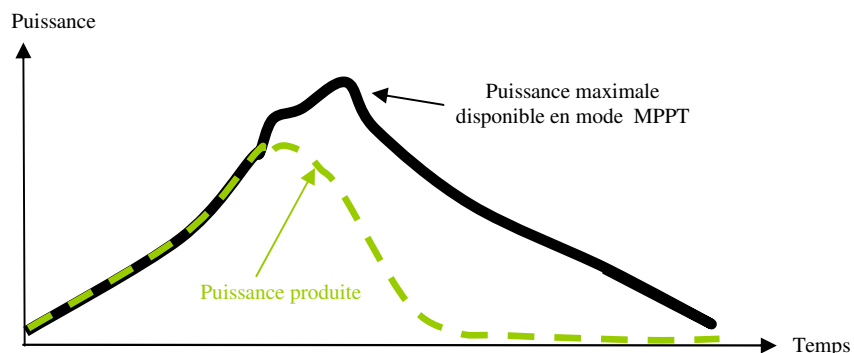


Figure V.7 Diminution rapide de la puissance [2].

V.5- MODES DE COMMANDE DE LA PUISSANCE REACTIVE DES FERMES EOLIENNES

Actuellement, les gestionnaires des réseaux électriques exigent aux propriétaires des fermes éoliennes de participer à la régulation de la puissance réactive à leurs points de raccordement au réseau afin :

- D'absorber ou générer une puissance réactive d'une charge couplée au même point de raccordement [59]-[64] ;
- De participer au réglage primaire ou secondaire de la tension [8], [44] ;
- De filtrer des courants harmoniques des charges non linéaires couplées aussi au même point de raccordement [15].

Il est possible de gérer la puissance réactive des fermes éoliennes formées par les aérogénérateurs pilotés par des convertisseurs d'électronique de puissance. Nous pouvons profiter de cette propriété pour fournir un service de réactif au réseau sur lequel se trouve connectée la ferme éolienne [8]. Les éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation possèdent deux moyens de gestion de l'énergie réactive qui peut se faire à travers la commande soit du convertisseur côté rotor ou celui connecté au réseau ou les deux en même temps. Ainsi, ces éoliennes peuvent participer au réglage primaire ou secondaire de la tension suivant les besoins du gestionnaire de réseau.

Le convertisseur du côté réseau permet l'échange de la puissance réactive avec le réseau et participe ainsi au réglage de la tension comme le montre la figure (V.8) [8]. Malheureusement on se trouve limité par le dimensionnement du convertisseur qui est en général d'une capacité comprise entre 25% et 30% de la puissance nominale statorique de la génératrice.

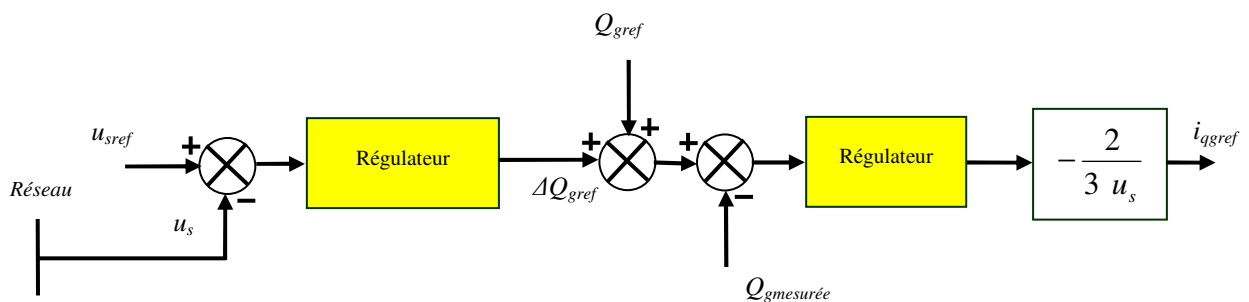


Figure V.8 Contribution au réglage de la tension du réseau en utilisant le CCR.

Le convertisseur du côté rotor peut aussi être utilisé pour le réglage de la tension comme le montre la figure (V.9) [8]. La composante réactive (i_{dr}) du courant rotorique est utilisée pour commander la puissance réactive statorique de la MADA (Q_s) en se basant sur l'équation (III.10) qui est rappelée ci-dessous :

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{u_s}{L_s \omega_s} (u_s - M \omega_s i_{dr}) \quad (\text{V.1})$$

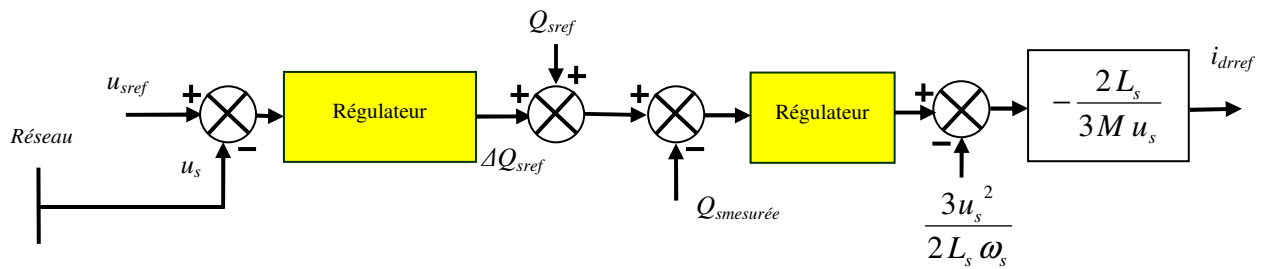


Figure V.9 Contribution au réglage de la tension du réseau en utilisant le CCM.

Différentes stratégies ont été proposées dans la littérature pour la gestion de la puissance réactive des éoliennes équipées par la MADA à savoir [44] :

- L'utilisation du convertisseur côté machine, plus le soutien du convertisseur côté réseau, dans le cas où les capacités statoriques, en termes de réactif, ont été atteintes, ou inversement ;
- La répartition de la consigne de la puissance réactive entre le convertisseur côté machine et celui du côté réseau afin de minimiser les pertes ;
- L'emploi d'une répartition de puissance réactive au prorata des puissances du stator et du rotor.

V.6- SUPERVISION CENTRALISEE DES PUISSANCES DANS UNE FERME EOLIENNE

Pour permettre au gestionnaire de réseau de bien superviser un parc éolien, une structure de communication informatique est indispensable. Elle permet de connaître l'état de fonctionnement de chaque éolienne du parc et d'envoyer des consignes de commande. A cet effet, un système informatique de type SCADA (*Supervisory, Control And Data-Acquisition*) est généralement utilisé [2], [65].

Dans la littérature, plusieurs algorithmes de dispatching des puissances active et réactive ont été proposés et étudiés. On cite principalement [2]:

- Les algorithmes de supervision basés sur les régulateur P, PI et PID ;
- Les algorithmes de supervision basés sur des fonctions d'optimisation ;
- Les algorithmes basés sur des distributions proportionnelles.

Le principe de ces différents algorithmes sont résumés dans les paragraphes suivants.

V.6.1- Algorithmes de dispatching basés sur un régulateur PI

Cet algorithme consiste à capter les puissances active et réactive réelles (P_{parc} , Q_{parc}) produites par le parc et les comparer respectivement aux valeurs de références ($P_{parcref}$, $Q_{parcref}$) exigées par le gestionnaire du réseau. Ensuite, des régulateurs de type PI seront utilisés pour délivrer les puissances active et réactive de référence (P_{eolref} , Q_{eolref}) à appliquer à chaque générateur éolien. Le principe de cet algorithme est illustré par la figure (V.10). L'inconvénient majeur de cet algorithme est le risque de saturation des générateurs éoliens, car le dispatching est équitable entre les n_1 aérogénérateurs formant le parc sans tenir compte des puissances active et réactive maximales que peut produire chaque générateur individuellement.

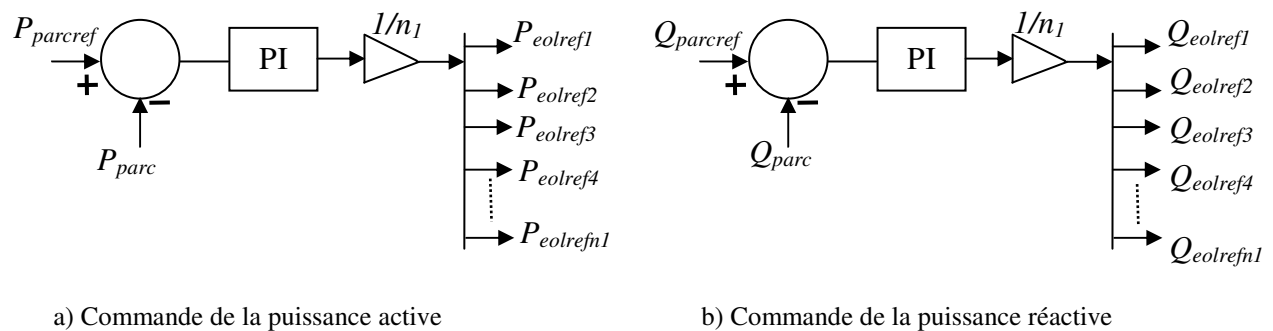


Figure V.10 Dispatching des puissances active et réactive d'un parc éolien en utilisant un régulateur PI.

V.6.2- Algorithmes de dispatching basés sur des fonctions objectives

Ces algorithmes reposent sur un dispatching des puissances active et réactive sur les générateurs éoliens du parc en se basant sur une fonction objective et une méthode d'optimisation [66], [67].

L'objectif de l'optimisation est formulé par une équation mathématique qui prend en considération plusieurs paramètres (minimisation des pertes actives et/ou réactives, équilibre entre les puissances demandées par le gestionnaire du réseau et celles produites par le parc, minimisation du temps de production de chaque éolienne, ...) [58].

Cet algorithme de supervision nous permet d'établir des références optimales pour commander chaque aérogénérateur de la ferme. Cet algorithme, bien qu'il nécessite un temps de calcul assez important, mais il permet de bien équilibrer la balance offre-demande des puissances tout en optimisant un critère technico-économique.

V.6.3- Algorithmes de dispatching basés sur une distribution proportionnelle des puissances

Cet algorithme consiste à distribuer, d'une manière proportionnelle, les puissances active et réactive sur les aérogénérateurs formant la ferme [58]. De point de vue saturation, cet algorithme assure, à chaque aérogénérateur, un fonctionnement loin de sa capacité maximale.

Tout d'abord, les puissances active (P_{parc_max}) et réactive (Q_{parc_max}) maximales que peut produire la ferme sont calculées de la manière suivante :

$$P_{parc_max} = \sum_1^{n_1} P_{eol\ max_i} \quad (V.2)$$

$$Q_{parc_max} = \sum_1^{n_1} Q_{eol\ max_i} \quad (V.3)$$

Où $P_{eol\ max_i}$, $Q_{eol\ max_i}$ sont respectivement les puissances active et réactive de l'aérogénérateur i .

La stratégie de l'algorithme de distribution proportionnelle consiste à générer la référence de puissance active la plus grande à l'aérogénérateur qui a la plus grande capacité de production de la puissance active. De la même manière, l'aérogénérateur qui a la plus grande capacité de production de la puissance réactive reçoit la référence la plus grande de la puissance réactive. Par conséquent, chaque aérogénérateur est commandé pour produire les puissances (active et réactive) suivantes :

$$P_{eolref_i} = \frac{P_{eol\ max_i}}{P_{parc_max}} P_{parcref} \quad (V.4)$$

$$Q_{eolref_i} = \frac{Q_{eol\ max_i}}{Q_{parc_max}} Q_{parcref} \quad (V.5)$$

Où $P_{parcref}$, $Q_{parcref}$ sont respectivement les puissances active et réactive de référence envoyées par le gestionnaire de réseau.

L'avantage que présente cette stratégie est qu'elle assure à chaque éolienne un fonctionnement loin de sa capacité maximale de production et par conséquent, le risque de saturation des éoliennes ne se pose pas. Même si l'une des éoliennes se trouve à son point nominal de fonctionnement, c'est-à-dire évolue à son maximum de puissance, en termes de puissances active et réactive, les autres éoliennes peuvent intervenir pour combler le manque suivant un algorithme de commande approprié.

Néanmoins, l'application réelle de cette stratégie pose un problème, puisqu'elle nécessite des informations parfaites sur la puissance éolienne maximale que peut produire chaque éolienne. Et comme la puissance éolienne dépend de la vitesse de vent (grandeur aléatoire et difficilement mesurable), on constate que cette stratégie est approximative. Comparativement à l'algorithme précédent, cette technique néglige les pertes actives et réactives dans les lignes de la ferme lors de la détermination des références des puissances active et réactive de chaque éolienne.

V.7- CONFIGURATION DE LA FERME EOLIENNE ETUDIEE

La ferme éolienne étudiée comprend 6 aérogénérateurs asynchrones doublement alimentés identiques de 1.5 MW chacun, soit une puissance maximale de 9 MW. La gestion de la ferme éolienne peut se faire d'une manière similaire à celle d'une centrale de production classique. Mais à

cause de sa faible puissance, cette ferme n'est pas sensée à participer aux services système (réglage de la tension et réglage de la fréquence).

Le schéma de cette ferme éolienne est illustré par la figure (V.11). Chaque éolienne produit de l'électricité sous 690 V et dispose d'un Poste De Transformation (PDT) de 0.69/20 kV. Ensuite, les éoliennes sont reliées entre elles à un poste de livraison de 20 kV. La liaison de la ferme éolienne au réseau de distribution se fait à travers un poste source de 20/66 kV.

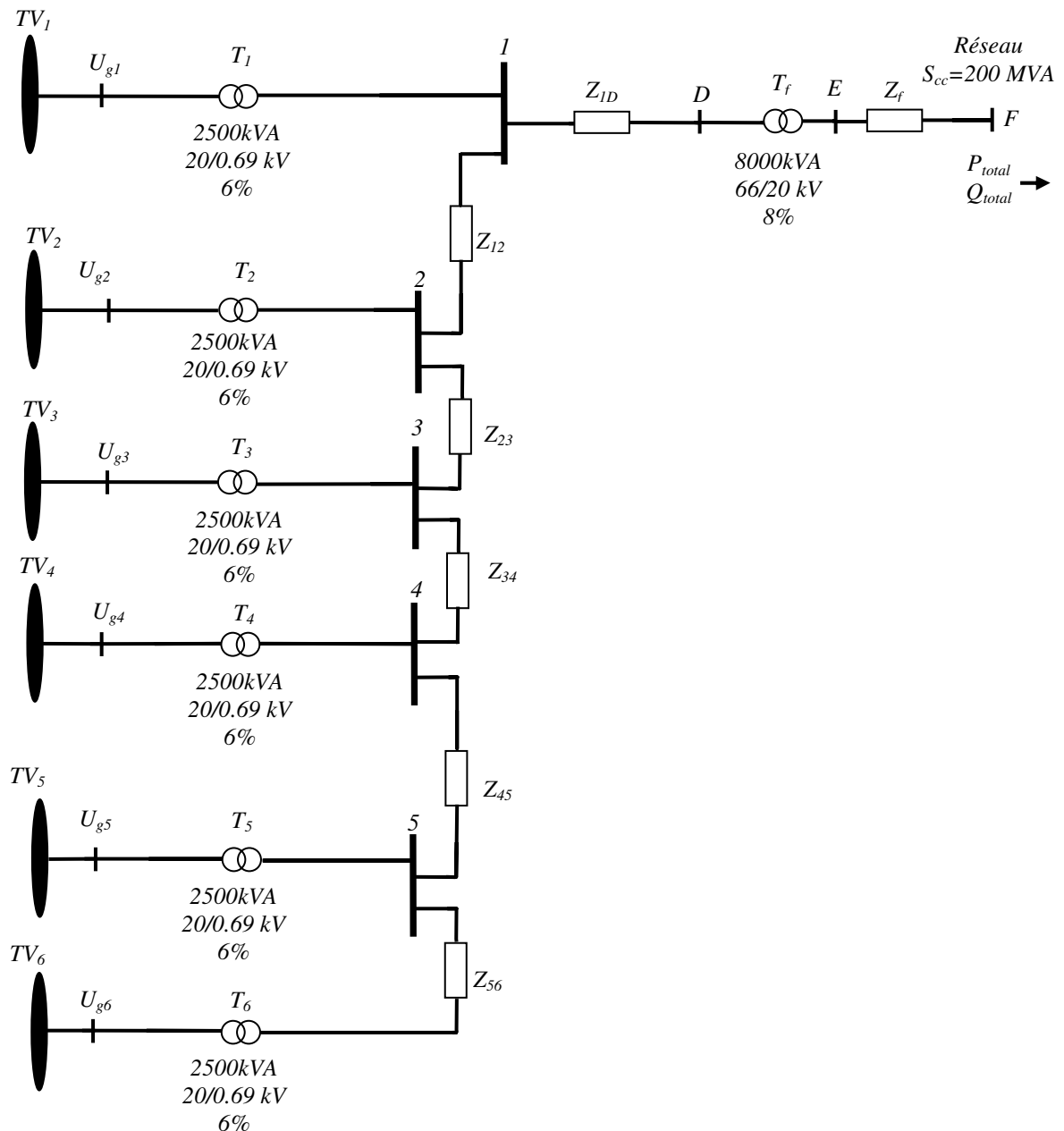


Figure V.11 Schéma du parc éolien étudié.

Les caractéristiques des différents transformateurs utilisés dans la ferme éolienne et les différentes impédances des lignes internes de liaison du parc sont résumées dans l'annexe. De plus, pour faciliter les calculs des chutes de tension ainsi que les pertes actives et réactives dans les différentes lignes du parc, nous avons établi le schéma équivalent du parc éolien en ramenant toutes les impédances à un niveau de tension de 690 V. La figure (V.12) illustre le schéma équivalent obtenu. La méthode de calcul des impédances, Z'_{1F} , Z'_{12} , Z'_{23} , Z'_{34} , Z'_{45} , Z'_{56} et Z_{11} est décrite en détail dans l'annexe.

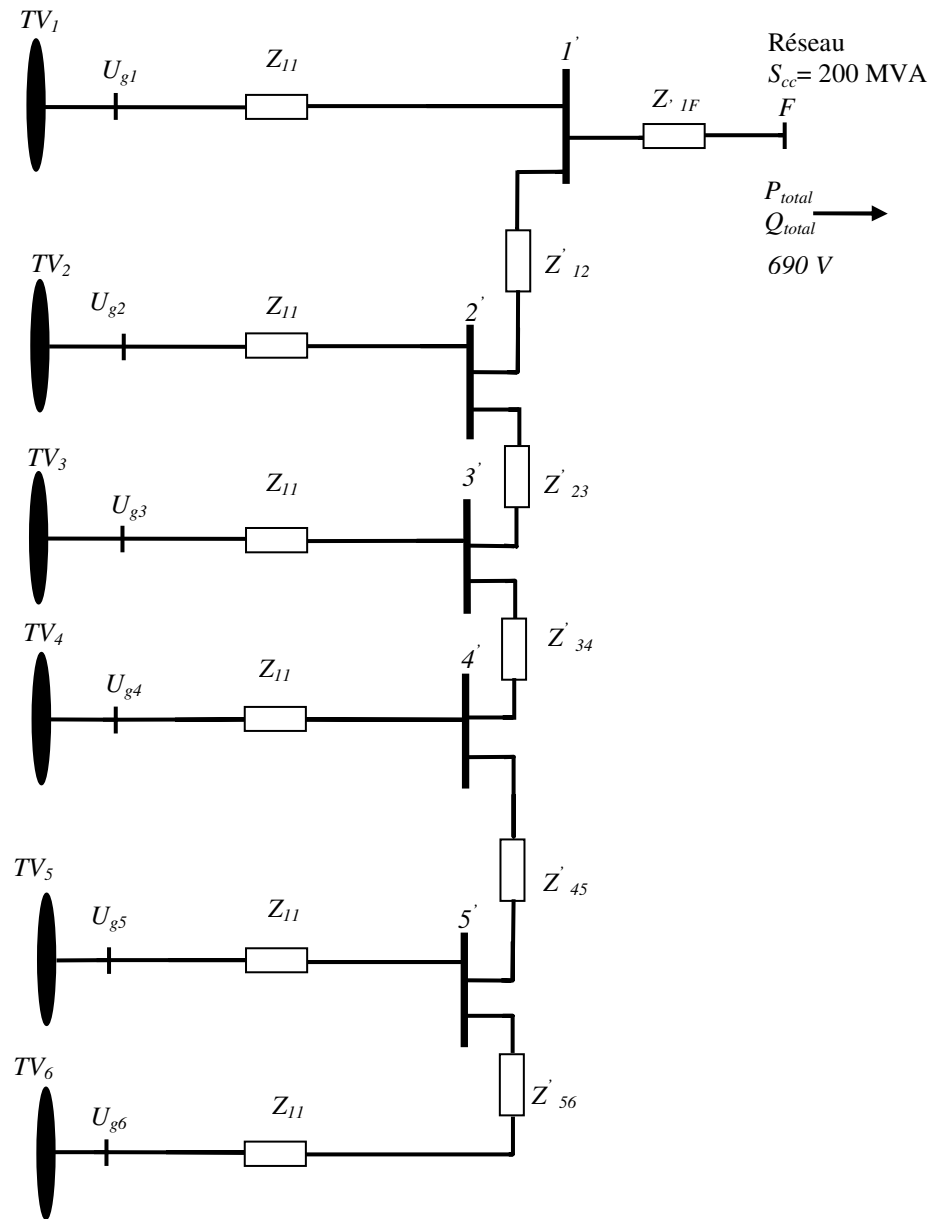


Figure V.12 Schéma équivalent du parc éolien étudié ramené à la basse tension.

D'autre part, chaque aérogénérateur du parc éolien a ses limites en termes de puissances active et réactive (P_{inj_i} , Q_{inj_i}) que peut injecter à son point de raccordement au poste (PDT). Ainsi, nous pouvons écrire :

$$P_{\min_i} \leq P_{inj_i} \leq P_{\max_i} \quad (V.6)$$

$$Q_{\min_i} \leq Q_{inj_i} \leq Q_{\max_i} \quad (V.7)$$

Où : $i=1, 2, \dots, 6$.

P_{\max_i} est la puissance maximale active que peut injecter le générateur (i) à son point de raccordement à la ferme. Elle dépend de la puissance éolienne disponible sur l'arbre de chaque turbine.

P_{\min_i} est la puissance minimale que peut produire le générateur (i), elle correspond à la vitesse de vent à partir de laquelle démarre la production.

D'autre part, chaque générateur peut fournir ou absorber une puissance réactive (Q_{inj_i}) délimitée dans une fourchette $[-0.35 P_{\max_i}; 0.4 P_{\max_i}]$ [44] pourvu que les limitations en puissance statoriques de la MADA soient respectées (voir paragraphe (V.8.2) pour plus de détails). De plus, le niveau de la tension doit rester dans une fourchette $[0.9 U_n; 1.1 U_n]$, où U_n est la tension nominale de la MADA.

V.8- DISPATCHING DES PUISSANCES DE LA FERME EOLIENNE

Le dispatching des puissances entre les différents aérogénérateurs de la ferme éolienne étudiée peut être effectué en utilisant l'une des procédures de la section (V.6). Pour assurer un niveau de puissances (active et réactive) bien déterminé (par le gestionnaire de réseau) au point de raccordement de la ferme éolienne au réseau, nous avons opté pour un algorithme de dispatching, basé sur une fonction objective qui permet de minimiser les pertes internes (actives et/ou réactives) du parc éolien et/ou garantir un équilibre des puissances (demandées et produites) au niveau du PRR. Cette fonction objective est exprimée par [2] :

$$\text{Min} \{ \lambda_1 (P_{\text{parcref}} - P_{\text{total}})^2 + \lambda_2 (Q_{\text{parcref}} - Q_{\text{total}})^2 + \lambda_3 (\sum \text{pertes}_{\text{actives}})^2 + \lambda_4 (\sum \text{pertes}_{\text{reactives}})^2 \} \quad (V.8)$$

Avec :

- P_{parcref} et Q_{parcref} représentent respectivement les puissances active et réactive de référence demandées par le gestionnaire du réseau ;
- P_{total} et Q_{total} sont les puissances active et réactive injectées au réseau par la ferme éolienne au niveau du PRR. Celles-ci sont données respectivement par :

$$P_{total} = \sum_1^{n_1} P_{inj_i} - \sum pertes_actives \quad (V.9)$$

$$Q_{total} = \sum_1^{n_1} Q_{inj_i} - \sum pertes_réactives \quad (V.10)$$

Où $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ et λ_4 sont des constantes positives qui représentent les facteurs de pondération.

Notons que la fonction objective comprend quatre termes à savoir :

- Le premier terme qui vise la minimisation de l'écart quadratique entre la puissance active totale (P_{total}) générée par la ferme et la puissance active de référence ($P_{parcref}$) demandée par le gestionnaire du réseau ;
- Le second terme qui permet d'établir un équilibre entre la puissance réactive totale (Q_{total}) fournie par la ferme et la puissance réactive de référence ($Q_{parcref}$) exigée par le gestionnaire du réseau ;
- Le troisième terme qui projette la minimisation des pertes actives dans les lignes internes de la ferme éolienne ;
- De même, le quatrième terme vise la réduction des pertes réactives dans les lignes internes de la ferme éolienne.

Les quatre termes sont reliés entre eux par des facteurs de pondération qui définissent l'importance de chaque terme dans la fonction objective. En effet, pour favoriser l'équilibre des puissances actives par rapport aux autres termes, le facteur de pondération (λ_1) sera choisi plus grand que λ_2, λ_3 et λ_4 . De ce fait, plusieurs scénarios peuvent être envisagés à savoir :

- On peut effectuer un dispatching des puissances active et réactive sans minimisation des pertes. Dans ce cas, nous devons choisir à : $\lambda_1=1, \lambda_2=1$ et $\lambda_3=\lambda_4=0$;
- On peut en plus minimiser les pertes actives dans les lignes internes de la ferme éolienne, ainsi le facteur de pondération λ_3 ne doit pas être nul ;
- Si on veut aussi minimiser les pertes réactives dans les lignes internes de la ferme éolienne, le facteur de pondération λ_4 est choisi non nul bien évidemment.

V.8.1- Expressions des consignes en puissance d'un aérogénérateur

Intéressons nous maintenant à la détermination des références des puissances active et réactive statoriques (P_{sref_i}, Q_{sref_i}) du générateur (i) de la ferme éolienne en fonction des puissances (P_{inj_i}, Q_{inj_i}) délivrées par ce générateur à son point de raccordement à la ferme éolienne.

La figure (V.13) montre le schéma de l'aérogénérateur (i). Si on suppose que les pertes actives sont négligeables dans les convertisseurs (le CCM et le CCR) et dans la ligne reliant le CCR au réseau, on peut écrire :

$$-P_{inj_i} = P_{s_i} - g_i P_{s_i} \quad (V.11)$$

Où g_i est le glissement du générateur (i) qu'on peut exprimer en utilisant l'équation (II.47).

D'autre part, le CCR est généralement commandé pour assurer un facteur de puissance unitaire du côté réseau. Par conséquent, la puissance réactive injectée (Q_{inj_i}) par le générateur (i) est égale uniquement à la puissance réactive statorique (Q_{s_i}) de la MADA. Et, on peut écrire donc :

$$Q_{inj_i} = -Q_{s_i} \quad (V.12)$$

Ainsi et à partir des équations (V.11) et (V.12), les puissances active et réactive statoriques de référence (P_{sref_i} , Q_{sref_i}) du générateur (i) peuvent être exprimées de la manière suivante :

$$P_{sref_i} = \frac{-P_{inj_i}}{(1 - g_{ref})} \quad (V.13)$$

$$Q_{sref_i} = -Q_{inj_i} \quad (V.14)$$

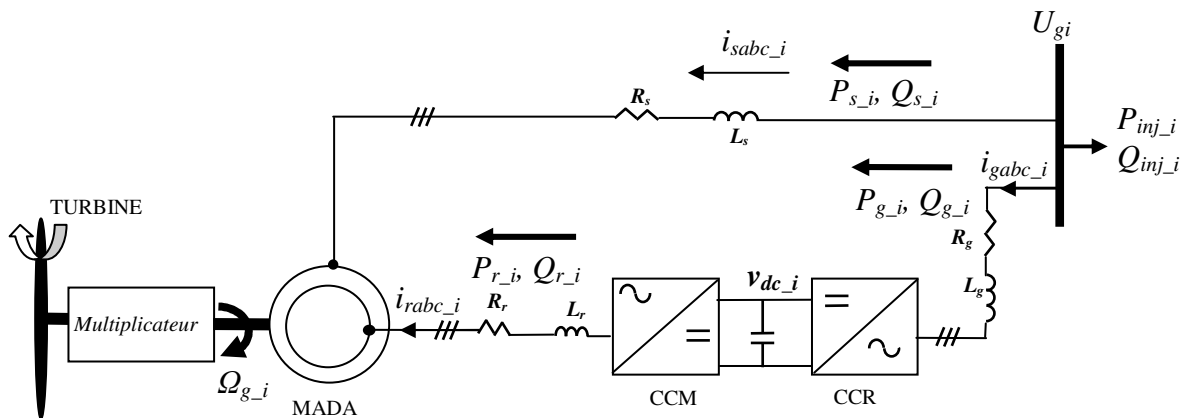


Figure V.13 Schéma électrique de l'aérogénérateur (i) du parc éolien.

V.8.2- Limites en puissance des aérogénérateurs

Les puissances active et réactive minimales (P_{min_i} et Q_{min_i}) et maximales (P_{max_i} et Q_{max_i}) que peut fournir chaque éolienne doivent être déterminées et utilisées comme contraintes dans le problème de dispatching pour garantir la faisabilité de la solution. La puissance active (P_{max_i}) est estimée à partir de la puissance aérodynamique moyenne (P_{aerMax_i}) disponible au niveau de chaque éolienne, soit :

$$P_{max_i} = P_{aerMax_i} \quad (V.15)$$

D'autre part, les puissances réactives (Q_{min_i} , Q_{max_i}) dépendent du diagramme (P_{s_i} , Q_{s_i}) du générateur (i).

Par ailleurs, les expressions des puissances active et réactive statoriques du générateur (i) ont été exprimées dans le chapitre (III) et sont rappelées ci-après :

$$\begin{aligned} P_{s_i} &= -\frac{3Mu_s}{2L_s} i_{qr_i} \\ Q_{s_i} &= \frac{3}{2} \frac{u_s}{L_s \omega_s} (u_s - M\omega_s i_{dr_i}) \end{aligned} \quad (\text{V.16})$$

En combinant ces équations, on peut écrire:

$$P_{s_i}^2 + \left(Q_{s_i} - \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s}\right)^2 = \left(\frac{3u_s M}{2L_s} I_r\right)^2 \quad (\text{V.17})$$

Où I_r représente l'amplitude du courant rotorique.

En mode de génération, la capacité de compensation de la puissance réactive par la MADA dépend du courant rotorique nominal (I_m). Par conséquent, le diagramme (P_{s_i} , Q_{s_i}) du générateur (i) est régi par l'inégalité suivante [2] :

$$P_{s_i}^2 + \left(Q_{s_i} - \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s}\right)^2 \leq \left(\frac{3u_s M}{2L_s} I_m\right)^2 \quad (\text{V.18})$$

En utilisant les équations ((V.13) et (V.15)), la puissance active statorique maximale que peut délivrer le générateur (i) est donnée par [2] :

$$P_{s_i} = -\frac{P_{aerMax_i}}{1 - g_i} \quad (\text{V.19})$$

Enfin, on remplace l'équation (V.19) dans l'équation (V.18), pour exprimer les limites minimale $Q_{s_i_min}$ et maximale $Q_{s_i_max}$ de la capacité de production de la puissance réactive par le générateur (i) :

$$Q_{s_i_min} = \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s} - \sqrt{\left(\frac{3u_s M}{2L_s} I_m\right)^2 - \left(-\frac{P_{aerMax_i}}{1 - g_i}\right)^2} \quad (\text{V.20})$$

$$Q_{s_i_max} = \frac{3u_s^2}{2L_s \omega_s} + \sqrt{\left(\frac{3u_s M}{2L_s} I_m\right)^2 - \left(-\frac{P_{aerMax_i}}{1 - g_i}\right)^2} \quad (\text{V.21})$$

V.8.3- Résultats de simulation du dispatching des puissances

Le dispatching des puissances active et réactive peut se faire en utilisant l'un des algorithmes de supervision détaillés dans la section (V.6). Mais, pour commander la ferme pour qu'elle fonctionne selon un plan de production des puissances tracé par le gestionnaire de réseau, le

dispatching des puissances active et réactive sur l'ensemble des aérogénérateurs formant la ferme se fait en résolvant un problème d'optimisation constitué de la fonction objective (équation (V.8)) et d'un ensemble de contraintes inégalités concernant les limitations en puissance et en tension des aérogénérateurs. Selon trois plans différents définissant le niveau des puissances demandées par le gestionnaire de réseau, le tableau (V.1) montre les résultats de dispatching des puissances sur les 6 aérogénérateurs dans les deux cas suivants :

- Dispatching équilibré sans minimisation des pertes internes dans le parc (prendre $\lambda_1=\lambda_2=1$, $\lambda_3=\lambda_4=0$ dans l'équation (V.8)) ;
- Dispatching économique avec minimisation des pertes actives internes dans le parc (prendre $\lambda_1=\lambda_2=0.5$, $\lambda_3=1$ et $\lambda_4=0$ dans l'équation (V.8)).

Nous supposons que les éoliennes sont soumises à une vitesse de vent moyenne nominale de (12.12 m/s) et peuvent ainsi produire leur puissance nominale de 1.5 MW chacune.

Tableau V.1 Résultats du dispatching des puissances active et réactive sur les 6 aérogénérateurs selon les trois plans imposés par le gestionnaire de réseau.

Plans	Plan 1		Plan 2		Plan 3	
Puissances active $P_{parcref}$ (MW)	6		5		4	
Puissance réactive $Q_{parcref}$ (MVar)	2.4		2		1.6	
Puissances active $P_{inj,i}$ (MW) et puissances réactive $Q_{inj,i}$ (MVar)	$P_{inj,i}$	$Q_{inj,i}$	$P_{inj,i}$	$Q_{inj,i}$	$P_{inj,i}$	$Q_{inj,i}$
Résultats du dispatching équilibré ($\lambda_1=\lambda_2=1$, $\lambda_3=\lambda_4=0$)	1.0369 1.0641 1.0226 1.0229 1.0188 1.0131	0.5669 0.5651 0.5411 0.5461 0.5667 0.5518	0.8578 0.8577 0.5716 0.8522 0.8479 0.8510	0.4428 0.4558 0.4235 0.4377 0.4393 0.4512	0.6722 0.6807 0.6859 0.6826 0.6887 0.6692	0.3287 0.3215 0.3268 0.3368 0.3537 0.3492
Résultats du dispatching économique ($\lambda_1=0.5$, $\lambda_2=0.5$, $\lambda_3=1$, $\lambda_4=0$)	1.4000 1.4000 1.4300 0.8900 0.9200 0.1000	0.5914 0.5865 0.4996 0.5930 0.5830 0.5101	1.0521 0.8240 1.0037 0.8858 0.7195 0.6380	0.4617 0.4178 0.4779 0.4723 0.4195 0.4041	1.0253 0.7198 0.5634 0.6283 0.6543 0.4874	0.3084 0.3881 0.2626 0.3708 0.3733 0.3170
Pertes actives internes du parc (cas de dispatching équilibré) (kW)	11.8		8.265		5.356	
Pertes actives internes du parc (cas de dispatching économique) (kW)	8.8		6.520		4.734	
Gain en puissance active (kW)	3.0		1.700		0.622	

En appliquant le dispatching économique, nous remarquons qu'on a économisé respectivement 3 kW, 1.7 kW et 0.622 kW pour les trois plans 1, 2 et 3 comparativement au dispatching équilibré, soit une amélioration de 25.42%, 20.57% et 11.6% respectivement.

V.8.4- Résultats de simulation dynamique du parc éolien étudié

Nous allons appliquer la méthodologie présentée précédemment à la ferme éolienne de la figure (V.12) qui est constituée de 6 aérogénérateurs. Parmi les modes de commande de puissance active présentés dans la section (V.4), nous nous sommes limités à appliquer à la ferme éolienne les trois modes de gestion de production des puissances (mode MPPT, mode à équilibre de puissance et mode de fonctionnement avec puissance de réserve). Pour montrer le fonctionnement du parc éolien selon ces trois modes, nous avons soumis les six éoliennes du parc à des vitesses de vent de même valeur moyenne (8 m/s) et de profils différents (voir figure (V.14) qui illustre les vitesses de vent appliquées aux éoliennes 1, 3 et 6).

Les périodes d'application des trois modes se font selon le scénario suivant :

- **Mode MPPT** : Pour $0 < t < 100$ s, la ferme éolienne est commandée pour produire la totalité de la puissance disponible selon la stratégie de commande en mode de fonctionnement MPPT avec un facteur de puissance unitaire ;
- **Mode à équilibre de puissance** : Pour $100 < t < 200$ s, la ferme éolienne doit fonctionner selon un plan de production de puissances active et réactive tracé par le gestionnaire de réseau. Les consignes des puissances active et réactive définies par le gestionnaire de réseau et que doit produire le parc éolien au niveau du point de raccordement au réseau sont respectivement $P_{parcref} = 3$ MW et $Q_{parcref} = 1$ MVar. Les résultats du dispatching des puissances active et réactive entre les 6 aérogénérateurs sont donnés par le tableau (V.2).

Tableau V.2 Résultats de dispatching économique ($\lambda_1=0.5$, $\lambda_2=0.5$, $\lambda_3=1$) des puissances active et réactive des puissances de parc ($P_{parcref}=3$ MW, $Q_{parcref}=1$ MW) entre les six aérogénérateurs

Indice de l'éolienne (<i>i</i>)	P_{inj_i} (MW)	Q_{inj_i} (MVar)
1	0.53465	0.20124
2	0.50562	0.19533
3	0.50023	0.19702
4	0.49547	0.20907
5	0.50989	0.20644
6	0.49686	0.21545

- **Mode de fonctionnement avec puissance de réserve :** Pour $200 < t < 300$ s, le gestionnaire de réseau exige à la ferme éolienne de prévoir une puissance active de réserve de 0.6 MW tout en fonctionnant avec un facteur de puissance unitaire. Cette puissance de réserve est répartie sur les 6 éoliennes d'une manière équitable. Donc chaque éolienne doit être commandée pour produire un niveau de puissance inférieur de ($\Delta P = 0.1$ MW) de sa puissance maximale disponible.

Notons que pour simuler ces trois modes de fonctionnement, nous nous sommes basés sur :

- La commande découplée des puissances active et réactive en utilisant le schéma de commande de la figure III.16 ;
 - La limitation de la vitesse par l'ajustement de l'angle de calage des pales en utilisant le schéma commande de la figure III.27.

Pour des raisons de simplicité, nous nous sommes limités à présenter et discuter les résultats de simulation obtenus pour les aérogénérateurs ($TV1$, $TV3$ et $TV6$). Les allures des vitesses de vent (v_{w1} , v_{w3} et v_{w6}) appliquées à ces trois éoliennes sont illustrées par la figure (V.14). Quelques résultats de simulation obtenus sont illustrés par les figures ((V.14) à (V.18)). D'après ces résultats, nous pouvons avancer les remarques suivantes :

- Pour ($0 < t < 100$ s), les trois éoliennes fonctionnent en mode MPPT et chacune injecte sa puissance maximale disponible aux pertes près au niveau de son point de raccordement à la ferme. En effet, les puissances injectées (P_{inj1} , P_{inj3} , P_{inj6}) sont égales aux puissances maximales disponibles (P_{MPPT1} , P_{MPPT3} , P_{MPPT6}) aux pertes près (voir figure (V.15)) et les coefficients de puissance (C_{p1} , C_{p3} et C_{p6}) oscillent autour de leur valeur nominale de 0.5 (voir figures (V.16 (a)) confirmant le fonctionnement en mode MPPT. De même, les angles de calage des pales (β_1 , β_3 , β_6) restent collés à leur valeur minimale de 2° (voir figures (V.16 (b)) tant que la vitesse des éoliennes ne dépassent pas leur valeur nominale. De plus, les vitesses des 3 aérogénérateurs (Ω_{g1} , Ω_{g3} , Ω_{g6}) suivent leurs valeurs de référence optimales (Ω_{g1MPPT} , Ω_{g3MPPT} , Ω_{g6MPPT}) pour assurer un fonctionnement en mode MPPT (voir figures ((V.17)).
- Pour ($100 < t < 200$ s), les trois éoliennes fournissent respectivement des puissances actives fixes et égales moyennement à leurs références : ($P_{inj1} = -0.5346$ MW, $P_{inj3} = -0.5002$ MW et $P_{inj6} = -0.4968$ MW) et des puissances réactives fixes : ($Q_{inj1} = -0.2012$ MVar, $Q_{inj3} = -0.1970$ MVar et $Q_{inj6} = -0.2154$ MVar) (voir figure V.15) et tableau V.2. Et puisque, pour

ce mode de fonctionnement, les éoliennes sont pilotées pour fournir des puissances inférieures à leurs puissances maximales disponibles en mode de fonctionnement MPPT ($P_{inj} < P_{MPPT}$), les génératrices ont tendance à accélérer jusqu'à ce que leurs vitesses (Ω_{g1} , Ω_{g3} , Ω_{g6}) atteignent leur valeur nominale de 204.2 rd/s (voir figure ((V.17)). A ce moment, le système '*pitch control*' intervient pour limiter ces vitesses à leur valeur nominale (voir figures ((V.17)) en agissant respectivement sur les angles de calage des pales (β_1 , β_3 , β_6) (voir figures (V.16 (b)). En effet, ce système d'orientation des pales des turbines permet de réduire la puissance aérodynamique à travers la diminution des coefficients de puissance (C_{p1} , C_{p3} , C_{p6}) des trois éoliennes respectivement (voir figures (V.16 (a)).

- Pour ($200 < t < 300$ s), les trois éoliennes fonctionnent avec une puissance de réserve ($\Delta P = 0.1$ MW) chacune (voir figure V.15). En effet, chaque éolienne injecte au niveau de son point de raccordement à la ferme éolienne, une puissance active égale à la différence entre la puissance disponible en mode 'MPPT' (P_{MPPT}) et la puissance de réserve (ΔP) imposée par le gestionnaire de réseau aux pertes près (voir figures (V.15)). Ceci permet à la ferme éolienne de participer éventuellement au réglage primaire de la fréquence en cas de nécessité. On remarque aussi dans ce mode de contrôle, que la puissance injectée est toujours inférieure à la puissance disponible en mode MPPT. De ce fait, les génératrices accélèrent et les vitesses sont limitées à leur valeur nominale en agissant une fois de plus sur les angles de calage des pales (β_1 , β_3 , β_6) (voir figure (V.16 (b)). Notons aussi que durant tous ces modes de fonctionnement, les glissements des génératrices sont gardés dans leurs bandes permises par le constructeur ($\leq 30\%$) à travers la limitation des vitesses (voir figure (V.16 (c)).

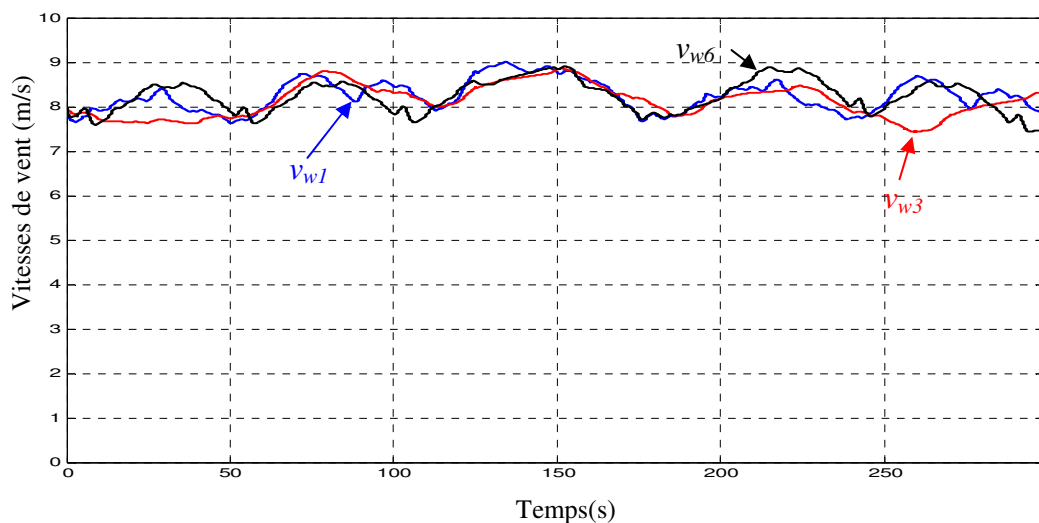


Figure V.14 Profils de la vitesse de vent appliquée aux turbines éoliennes TV1, TV3 et TV6.

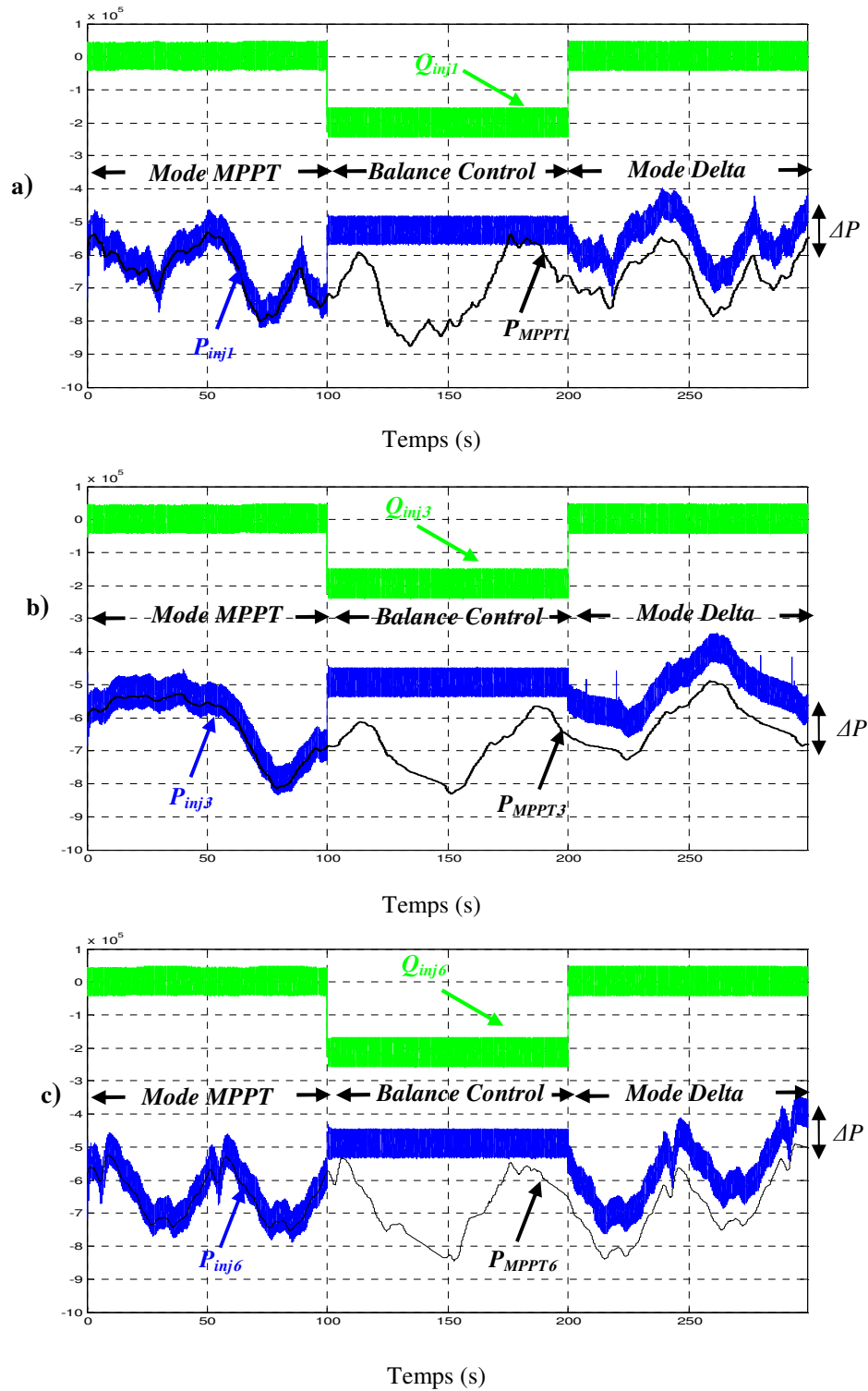
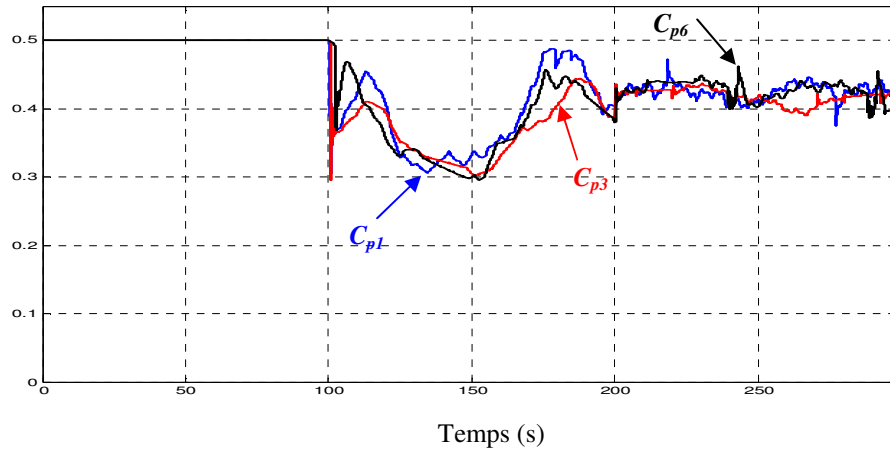
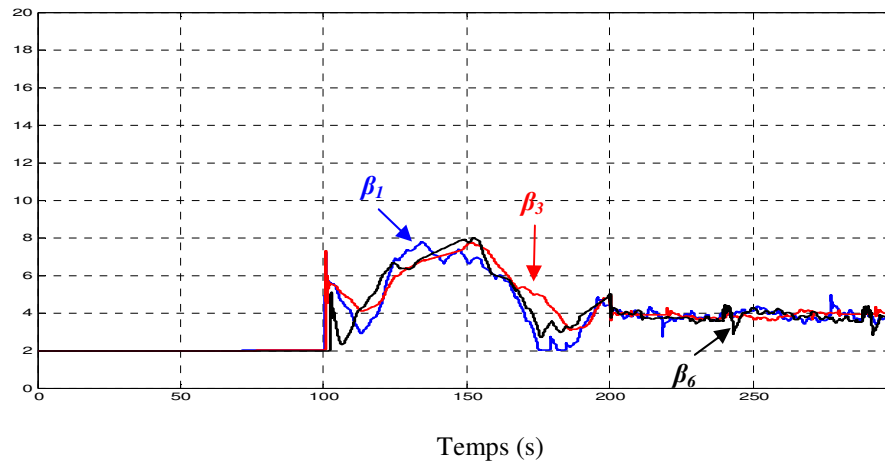


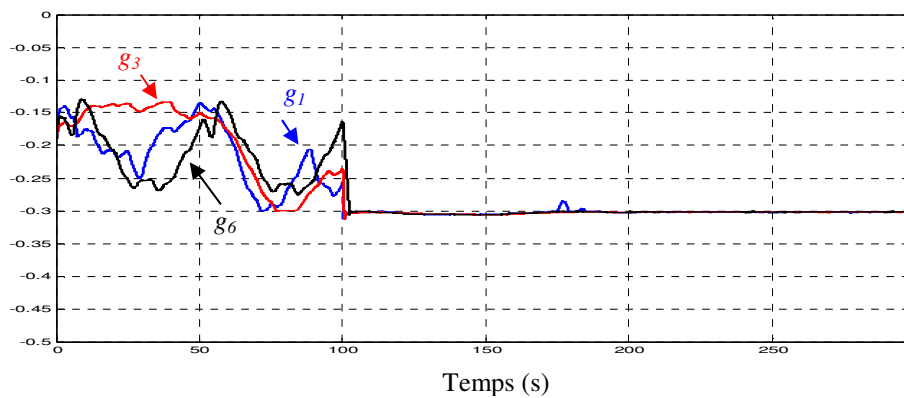
Figure 15 Puissances des trois éoliennes (TV1, TV3 et TV6) : a) Puissances de (TV1) (puissance active injectée (P_{inj1}) (W), puissance réactive injectée (Q_{inj1}) (VAr) et puissance active disponible en mode MPPT (P_{MPPT1}) (W)), b) Puissances de (TV3) (puissance active injectée (P_{inj3}) (W), puissance réactive injectée (Q_{inj3}) (VAr) et puissance active disponible en mode MPPT (P_{MPPT3}) (W)), c) Puissances de (TV6) (puissance active injectée (P_{inj6}) (W), puissance réactive injectée (Q_{inj6}) (VAr) et puissance active disponible en mode MPPT (P_{MPPT6}) (W)).



a) Coefficients de puissance : C_{p1} de (TV1), C_{p3} de (TV3) et C_{p6} de (TV6).



b) Angles de calage des pales : β_1 de (TV1), β_3 de (TV3) et β_6 de (TV6).



c) Glissements des aérogénérateurs : g_1 de (TV1), g_3 de (TV3) et g_6 de (TV6).

Figure V.16 Quelques caractéristiques dynamiques des éoliennes TV1, TV3 et TV6.

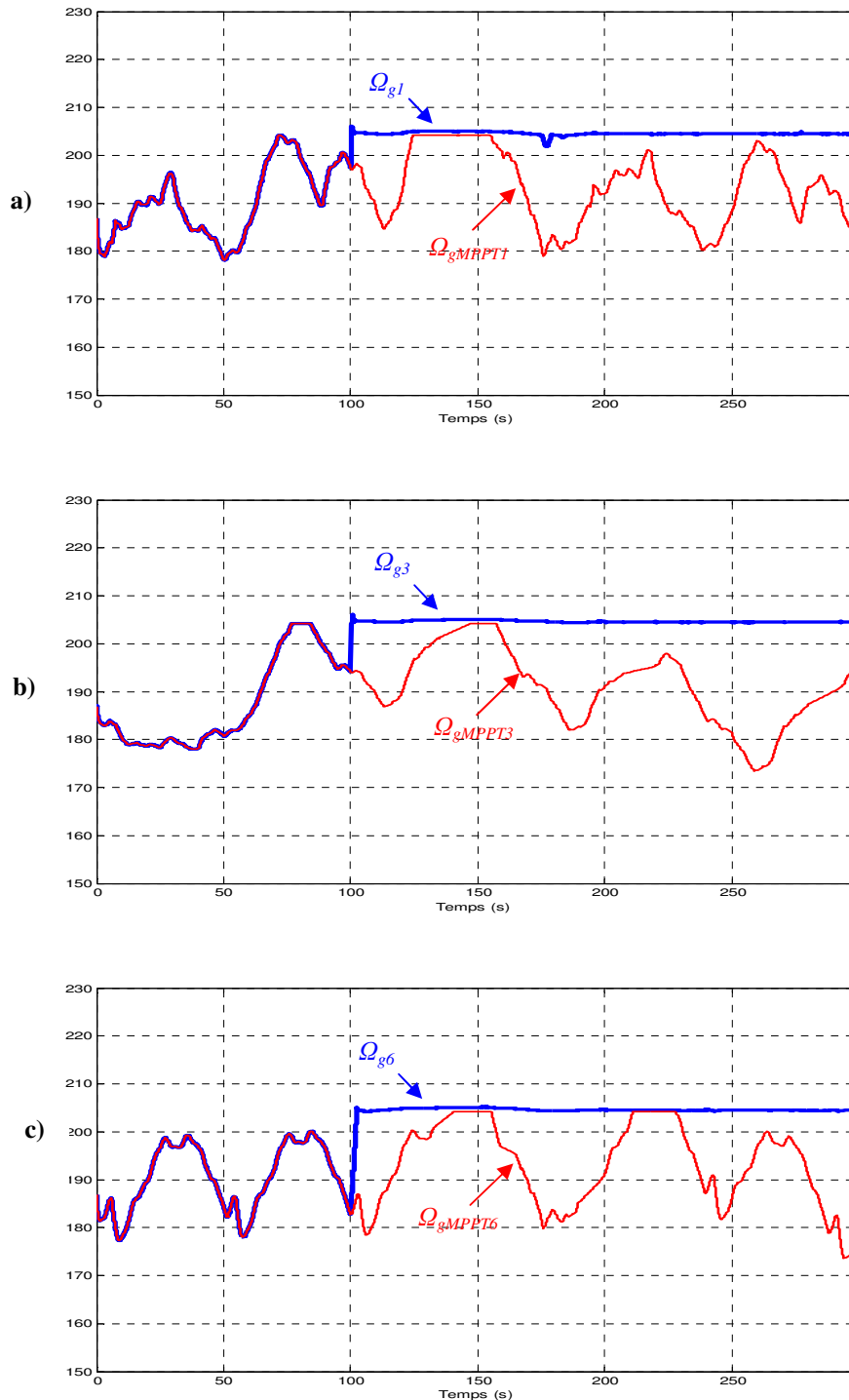


Figure V.17 Vitesses des générateurs (TV1, TV3 et TV6) : a) Vitesses du générateur (TV1) (vitesse réelle (Ω_{g1}) et vitesse de référence en mode MPPT (Ω_{gMPPT1}) (rd/s), b) Vitesse du générateur (TV3) (vitesse réelle (Ω_{g3}) et vitesse de référence en mode MPPT (Ω_{gMPPT3}) (rd/s)), c) Vitesse du générateur (TV6) (vitesse réelle (Ω_{g6}) et vitesse de référence en mode MPPT (Ω_{gMPPT6}) (rd/s).

D'autre part, nous remarquons que pendant tout le fonctionnement du système éolien (TV1), la tension du bus continu est réglée à sa valeur de référence (2000 V) par le contrôle du CCR (voir figure V.18 (a)).

De même, le zoom de la tension statorique (v_{as}) et le courant correspondant ($0.1 i_{as}$) montre que pendant le deuxième mode de fonctionnement, l'éolienne (*TVI*) injecte de la puissance active et réactive à la fois. Par contre, pour le premier mode de fonctionnement (mode MPPT), elle injecte de la puissance active toute seule en garantissant un facteur de puissance unitaire au niveau du stator (voir figure V.18 (c)).

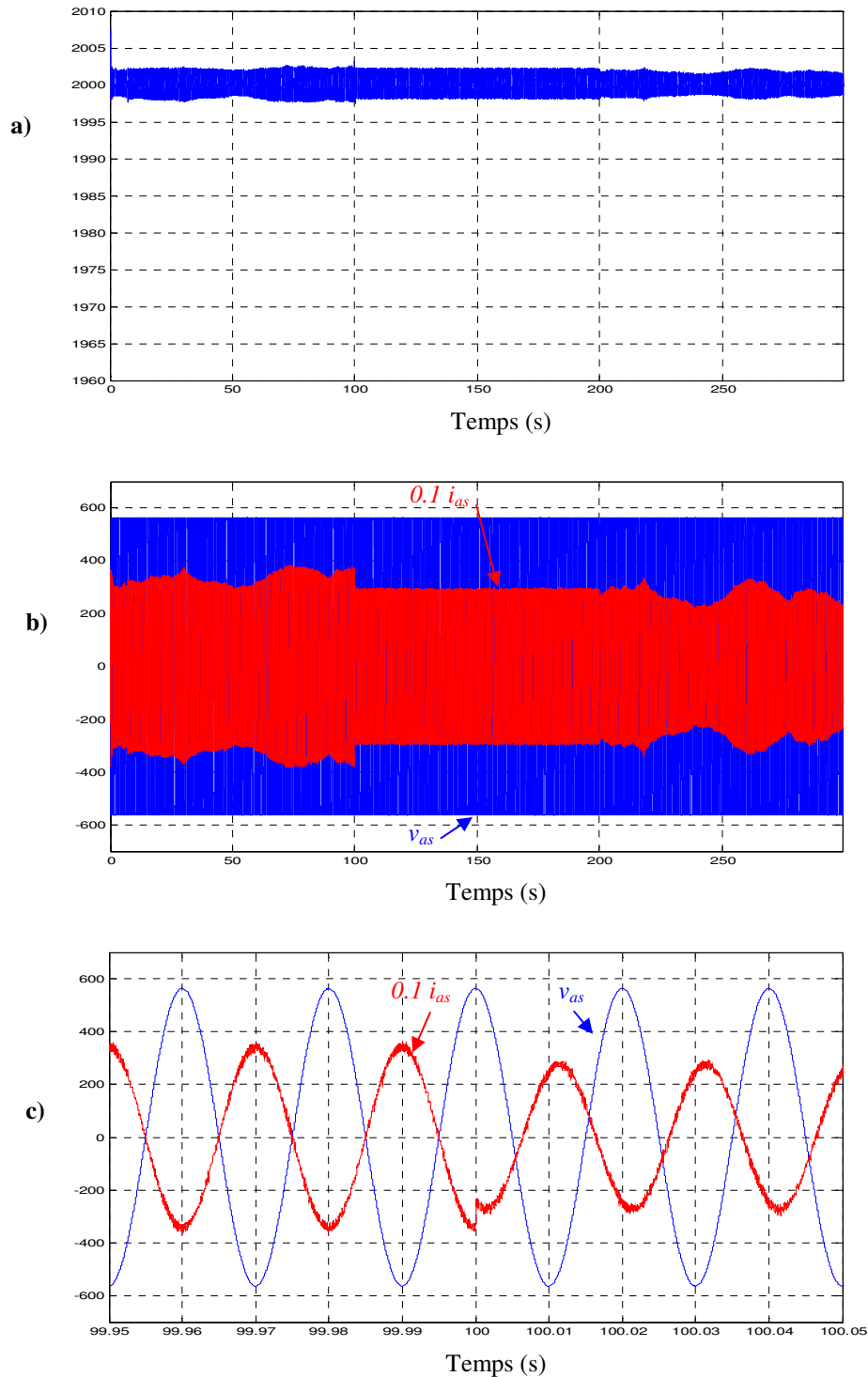


Figure V.18 : Autres caractéristiques dynamiques du système éolien (*TVI*) : a) Tension du bus continu (v_{dc}) (V), b) Tension d'une phase statorique (v_{as}) (V) et le courant statorique correspondant ($0.1 i_{as}$) (A), c) Zoom de la tension statorique (v_{as}) (V) et le courant correspondant ($0.1 i_{as}$) (A).

V.9- CONCLUSION

Dans ce dernier chapitre, après avoir décrit brièvement l'impact des systèmes éoliens sur la stabilité du réseau, quelques règlements, imposés par les gestionnaires des réseaux aux propriétaires des fermes éoliennes, ont été présentés. Ensuite, nous nous sommes intéressés uniquement aux modes de supervision et de commande des puissances active et réactive des fermes éoliennes. Après avoir présenté et schématisé la ferme éolienne étudiée, les principaux algorithmes de dispatching des puissances sur l'ensemble des éoliennes formant la ferme ont été détaillés. Les algorithmes basés sur l'emploi d'un régulateur PI présentent une simplicité particulière d'implémentation mais le risque de saturation des éoliennes est toujours présent. L'algorithme basé sur une distribution proportionnelle des puissances assure pour chaque éolienne un fonctionnement loin de sa capacité maximale, mais il nécessite une estimation de la puissance aérodynamique de chaque éolienne. De plus, ces deux algorithmes ne prennent pas en considération les pertes dans les lignes internes du parc. Puisqu'il prenne en considération les pertes internes du parc, l'algorithme utilisant une fonction objective a été retenu pour le dispatching des puissances sur l'ensemble des éoliennes formant notre ferme.

Enfin, trois modes différents de fonctionnement des aérogénérateurs de la ferme étudiée (mode MPPT, mode de dispatching économique et mode de fonctionnement avec puissance de réserve) ont été présentés et discutés. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité des algorithmes de supervision et de commande utilisés. En effet, les puissances active et réactive statoriques ont suivi leurs consignes pour assurer le fonctionnement exigé dans les trois modes ce qui confirme l'efficacité de la stratégie de commande découplée des puissances active et réactive statoriques de la MADA. Pour le deuxième et troisième mode, les éoliennes sont pilotées pour fournir des puissances inférieures à leurs puissances maximales disponibles en mode de fonctionnement MPPT. De ce fait, les génératrices accélèrent et les vitesses se trouvent limitées à leur valeur nominale grâce au réglage de l'angle de calage des pales par le système '*pitch control*'.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse ont été consacrés à l'étude et la commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base de la machine asynchrone à double alimentation. Les problématiques abordées nous ont permis principalement de commander ce système éolien pour assurer un fonctionnement en mode MPPT, régler l'orientation des pales de la turbine pour limiter la puissance éolienne produite, compenser la puissance réactive des charges linéaires, filtrer les harmoniques de courant des charges non linéaires et gérer d'une manière centralisée une ferme éolienne selon un plan de supervision des puissances active et réactive imposé par le gestionnaire de réseau électrique.

Dans le premier chapitre, on a décrit les concepts de base d'une chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. On a aussi donné un état d'art concernant les différents types de machines électriques (associées ou non à des convertisseurs statiques) qui peuvent être entraînées par une turbine éolienne et les différentes structures des parcs éoliens. Vu ses qualités en termes de coût et de simplicité, la structure du système éolien basée sur une machine asynchrone double alimentée dont le rotor est relié au réseau par le biais de deux convertisseurs AC-DC et DC-AC à MLI a été retenue pour la suite de notre travail.

Dans le deuxième chapitre, l'utilisation de la commande vectorielle et la transformation de Park nous a permis d'établir un modèle mathématique simple de la MADA. De plus, les deux convertisseurs ont été modélisés. Ce chapitre a été clôturé par la modélisation et le dimensionnement du bus continu et du filtre d'entrée.

Dans le troisième chapitre, et en se basant sur la commande vectorielle, des lois de commande du couple électromagnétique, de la puissance réactive statorique, de la tension du bus continu et de la puissance réactive échangée entre le CCR et le réseau ont été établies. Ensuite, un régulateur à logique floue a été dimensionné pour commander le couple électromagnétique de la MADA pour que sa vitesse suive une référence optimale, estimée en utilisant la vitesse de vent, et garantir ainsi un fonctionnement en mode MPPT. De même la tension du bus continu est asservie en utilisant un régulateur à logique floue à sa consigne et permettant ainsi de véhiculer la puissance active entre le rotor de la MADA et le réseau durant les deux modes de fonctionnement (hypo et hyper synchrone). Par ailleurs, des régulateurs PI classiques ont été dimensionnés, par la méthode de placement des pôles, pour commander les courants (courants rotoriques et courants de la ligne). Dans ce chapitre, on a présenté aussi une stratégie de commande découplée des puissances active et réactive statoriques de la MADA, en utilisant aussi un régulateur à logique floue, ce qui nous a permis une

commande indépendante des deux grandeurs. On a démontré par voie de simulation que les deux commandes (commande en vitesse et commande découplée des puissances) mènent pratiquement aux mêmes résultats. Ce chapitre a été clôturé par la présentation d'une stratégie de commande du système éolien fonctionnant dans les trois zones possibles à savoir : la zone de fonctionnement en mode MPPT ; la zone de fonctionnement à vitesse constante et la zone de fonctionnement à puissance constante. Le fonctionnement dans les deux premières zones est assuré par le contrôle du couple électromagnétique tandis que le fonctionnement dans la troisième zone est garanti par le contrôle de l'angle de calage des pales afin de limiter la puissance éolienne produite à sa valeur nominale.

Au quatrième chapitre, on a profité des possibilités offertes par la commande des deux convertisseurs (le CCM et le CCR) pour améliorer la qualité d'énergie, en termes de facteur de puissance et de taux de distorsion harmonique, par la compensation de la puissance réactive et le filtrage actif des courants harmoniques. En effet, les deux convertisseurs ont été commandés individuellement pour compenser la puissance réactive d'une charge linéaire inductive couplée au point de raccordement au réseau. Ensuite, la commande des deux convertisseurs a été coordonnée pour compenser d'avantage la puissance réactive. De même, les deux convertisseurs ont été aussi commandés individuellement, pour filtrer les harmoniques de courant d'une charge non linéaire couplée au point de raccordement au réseau. A la fin de ce chapitre, nous avons proposé et appliqué deux nouvelles stratégies de commande au convertisseur coté machine permettant d'exploiter sa puissance maximale, en terme de filtrage actif des courants harmoniques, en utilisant des gains optimaux appropriés. Une analyse spectrale du courant de réseau nous a permis de conclure que l'application de ces deux nouvelles stratégies a mené à une amélioration du courant de réseau en termes de THD comparativement aux autres stratégies développées dans la littérature.

D'autre part, l'objectif du dernier chapitre était la supervision et la gestion des puissances active et réactive produites par une ferme éolienne. Dans ce contexte, une supervision centralisée a été réalisée en adoptant un algorithme de dispatching adéquat. En effet, on a pu contrôler la ferme éolienne pour qu'elle fonctionne selon trois modes différents à savoir :

- Commande selon un plan de puissances active et réactive imposé par le gestionnaire du réseau ;
- Commande selon le mode 'Delta' permettant de disposer d'une puissance de réserve ;
- Commande selon le mode MPPT garantissant une production du maximum de puissance active.

L'algorithme de dispatching utilisé dans le cas du premier mode de fonctionnement est basé sur une fonction objective dont le but est de distribuer les puissances active et réactive, selon un plan de supervision imposé par gestionnaire de réseau, sur les six aérogénérateurs constituant la ferme éolienne étudiée avec la possibilité de minimiser les pertes interne dans les différentes lignes de la ferme éolienne.

Suite aux observations et résultats encourageants obtenus, des perspectives pouvant améliorer le fonctionnement du système étudié, en termes de contrôle, de protection et de continuité de service, ... etc, sont envisageables. On cite principalement :

- Développer un algorithme de contrôle qui permet à l'éolienne de rester branchée en cas d'un défaut survenant au réseau (par exemple un creux de tension) pour éviter un déséquilibre de la fréquence dans le réseau ;
- Prévoir un système de protection performant du système éolien pour éviter sa destruction en cas de défaut dans le réseau (creux de tension sévère) ;
- Associer au système éolien un dispositif de stockage performant ;
- Améliorer l'algorithme de la commande locale du système pour qu'il soit au service du gestionnaire de réseau en participant au réglage de la fréquence et de la tension;
- Développer des stratégies de commande pour faire participer le parc éolien aux services systèmes (réglage de la fréquence, réglage de la tension,) ;
- Développer des techniques de détection et de commande tolérante aux défauts dédiées aux systèmes éoliens (capteur défectueux, défaut au niveau du convertisseur, ...)
- Optimisation des paramètres des régulateurs utilisés afin d'améliorer les performances dynamiques et statiques et la robustesse de la commande ;
- Validation pratique des différents algorithmes de commande appliqués au système éolien.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] F. Poitiers, “ Etude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne : Machine asynchrone à cage autonome ; Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université de Nantes, France, 2003.*
- [2] T. Ghannem, “Supervision d’une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d’un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation”, *thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, France, 2011.*
- [3] T. Bouaouiche, “ Commande à Structure Variable et Etude de l’Intégration d’Eolienne à base de Machine Asynchrone à Double Alimentation sur le Réseau Electrique”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université de Nantes, France, 2007.*
- [4] N. Kasbadji Marzouk, “Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie”, *thèse de doctorat en physique énergétique et matériaux, Université Abou Bekr Bekaid, Tlemcen, Algérie, 2006.*
- [5] A. Boyette, “Contrôle-commande d’un générateur synchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université Henry Poincaré, Nancy I, France, 2006.*
- [6] V. Rogez, “Modélisation simplifiée de source de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l’intégration d’une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université d’Artois, Lille, France, 2004.*
- [7] S. El aimani, “ Modélisation de différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension”, *thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, France, 2004.*
- [8] A. Ahmidi, “ Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques”, *thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, France, 2010.*
- [9] S. Bernet, S. Ponnaluri, R. Teichmann, “Design and loss comparison of matrix converters, and voltage-source converters for modern AC drives”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 49, N° 2, April, 2002.*
- [10] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. G. Wu, N. Jenkins, “Dynamic modelling of doubly fed induction generator wind turbines”, *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N° 2, May, 2003.*
- [11] A. Abdelli, “Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive”, *thèse de doctorat en génie électrique, Institut National polytechnique de Toulouse, France, 2007.*
- [12] H. S. Ko, G. G. Yoon, N. H. Kyung, W. P. Hong, “Modelling and control of DFIG-based variable-speed wind turbine”, *Electric Power Systems Research, Vol. 78, pp. 1841-1849, 2008.*
- [13] E. Tremblay, “Contribution à la commande de l’éolienne à MADA en permettant l’amélioration de la qualité de l’onde de réseau électrique”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université Du Québec, Canada, 2009.*

- [14] F. Poitiers, T. Bouaouiche, M. Machmoum, “Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy Conversion”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 7, pp: 1085-1096, 2009.
- [15] A. Gaillard, “Système éolien basé sur une MADA : contribution à l’étude de la qualité de l’énergie électrique et de la continuité de service”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université Henry Poincaré, Nancy I, France, 2010.*
- [16] L. Peng, “Reconfiguration du dispositif de commande d’une éolienne en cas de creux de tension”, *thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, France, 2010.*
- [17] M. Singh, V. Khadkikar, A. Chandra, “Grid synchronisation with harmonics and reactive power compensation capability of a permanent magnet synchronous generator-based variable speed wind energy conversion system”, *IET Power Electronics*, Vol. 4, NO. 1, pp: 122-130, 2011.
- [18] AK. Jain, VT. Ranganathan, “Wound Rotor Induction Generator with Sensorless Control and Integrated Active Filter for Feeding Nonlinear Loads in a stand-Alone Grid”, *IEEE Transaction on Industrial Electronics*; Vol. 55, pp: 218-228, 2008.
- [19] K. Chikhi, “Contribution à l’analyse de la qualité de l’énergie dans le cas de la stabilité de la tension”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université De Batna, Algérie, 2007.*
- [20] E. Tremblay, S. Atayde, A. Chandra, “Direct power control of a DFIG-based WECS with active filter capabilities”, *IEEE international conference on Electrical Power and Energy, Quebec, Canada, 2009.*
- [21] L. Xu, P. Cartwright, “Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 3, pp: 750-758, 2006.
- [22] M. T. Abolhassani, P. Enjeti, H. Toliyat, “Integrated doubly fed electric alternator/Active filter (IDEA), a viable power quality solution for wind energy conversion systems”, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 23, pp: 642-650, 2008.
- [23] A. Gaillard, P. Poure, S. Saadate, M. Machmoum, “Variable speed DFIG wind energy system for power generation and harmonic mitigation”, *Renewable Energy*; Vol. 34, pp: 1545-1553, 2009.
- [24] M.A. Alali, “Contribution à l’Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension”, *thèse de doctorat en génie électrique, Université Louis Pasteur, Strasbourg I, France, 2002.*
- [25] A. Gaillard, P. Poure, S. Saadate, “Reactive power compensation and active filtering capability of WECS with DFIG without any over-rating” *Wind Energy*, Vol. 13, pp: 603-614, 2009.
- [26] M. Machmoum, A. Hatoum, T. Bouaouiche, “Flicker mitigation of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion system” *Mathematics and Computers in Simulation*; Vol. 81, pp: 433-445, 2010.
- [27] M. Singh, A. Chandra, “Application of Adaptive Network-Based Fuzzy Inference System for Sensorless Control of PMSG-Based Wind Turbine with Nonlinear-Load-Compensation capabilities”, *IEEE Transaction on Power Electronics*, Vol. 26, pp:165-175, 2011.

- [28] M. Kayikci, J. V. Milanovic, "Reactive power control strategies for DFIG-based plants", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 22, N°2, pp: 389-396, 2007.
- [29] S. Engelhardt, I. Erlich, C. Feltes, J. Kretschmann, F. Shewarega, "Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators", *IEEE Transaction on Energy Conversion*; Vol. 26, pp: 364-372, 2011.
- [30] Y. Abdelli, "Etude et commande de convertisseurs multifonctions en vue de l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique", *thèse de doctorat en génie électrique, Université De Nantes, France, 2005.*
- [31] B. Beltran, "Contribution à la commande robuste à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur", *thèse de doctorat en génie électrique, Université de Bretagne occidentale, France, 2010*
- [32] B. H. Chowdhury, S. Chellapilla, "Double-fed induction generator control for variable speed wind power generation", *Electrical Power Systems Research*, Vol. 76, pp: 786-800, 2006.
- [33] S. Beaulieu, "Etude et mise au point d'un filtre d'harmoniques en vue d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique", *thèse de doctorat en génie électrique, Université du Québec, Canada, 2007.*
- [34] F. Defay, "Commande prédictive directe d'un convertisseur multicellulaire triphasé pour une application de filtrage actif ", *thèse de doctorat en génie électrique, Université de Toulouse,, France, 2008.*
- [35] V. T. Phan, H. H. Lee, "Elimination of voltage harmonics in a stand-alone DFIG using a PI-R controller in the fundamental reference frame", *IEEE International conference on Sustainable Energy technologies, Ulsan, South Korea, 2010.*
- [36] M. M. Abdusalam, "Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèles et hybrides avec validations expérimentales", *thèse de doctorat en génie électrique, Université d'Henry Poincaré, Nancy I, France, 2008.*
- [37] M. Machmoum, N. Bruyant, "DSP based control of shunt active power filters for global or selective harmonics compensation", *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Vol. 2, pp: 661-666, Orlando, Florida, USA, 2000.
- [38] P. Mattavelli, FP. Marafao, "Repetitive-based control for selective harmonic compensation in active power filters", *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, Vol. 51, pp: 1018-1024, 2004.
- [39] RI. Bojoi, G. Griva, V. Bostan, M. Guerriero, F. Farina, F. Profumo, "Current Control Strategy for Power Conditioners using sinusoidal signal integrator in synchronous reference frame", *IEEE Trans. on Power Electronics*, Vol. 20, pp: 1402-1412, 2005.
- [40] DN. Zmood, DG. Holmes, "Stationary frame harmonic Reference Generation for Active filter Systems", *IEEE Transaction on Industrial Application*, Vol. 38, pp: 1591-1599, 2002.
- [41] L. Assiminoaei, F. Blaabjerg, S. Hansen, "Harmonic detection methods for active power filters applications", *IEEE Industrial Application Magazine*, July/August, pp. 22-33, 2007.

- [42] AM. Massoud, SJ. Finny, BW. Williams, "Review of harmonic current extraction techniques for an active power filter", *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp: 154-159, New York, USA, 2004.
- [43] V. Ignatova, "Méthodes d'analyses de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique", *thèse de doctorat en génie électrique, Université De Joseph Fourier, France, 2006.*
- [44] A. Teninge, "Participation aux services systèmes de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire", *thèse de doctorat en génie électrique, Institut polytechnique de Grenoble, France, 2009.*
- [45] A. Gaillard, P. Poore, S. Saadate, "Active filtering capability of WECS with DFIG for grid power quality improvement", *IEEE Symposium on Industrial Electronics*, pp: 2365-2370, Cambridge, 2008.
- [46] B. Singh, K. Al-Haddad, A. Chandra, "A review of active filters for power quality improvement", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 46, No. 5, pp: 960-971, 1999.
- [47] M. Waware, P. Agarwal "Use multilevel inverter for elimination of harmonics in high voltage systems", *IEEE International Conference on Computer and Automation Engineering*, pp: 311-315, Singapore, 2010.
- [48] H. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae, "Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without storage components", *IEEE Transaction on Industrial Applications*, Vol. 20, pp: 625-630, 1984.
- [49] **M. Boutoubat**, L. Mokrani, M. Machmoum, "Control of a wind energy conversion system equipped by a DFIG for active power generation and power quality improvement", *Renewable Energy*, Vol. 50, pp: 378-386, 2013.
- [50] S. M. Gomez, J. L. R. R. Amenedo, "Grid synchronisation of doubly fed induction generators, using direct torque control", *the 28th Annual Conference on Industrial Electronics Society*, 5-8 Nov., pp: 3338-3343, Sevilla, Spain, 2002.
- [51] L. Ping, B. Francois, Y. Li, "Low voltage ride-through of high power DFIG wind turbine using three-level NPC converters", *35th Annual Conference of IEEE on Industrial Electronics*, 3-5 Nov. , Porto, Portugal, 2009.
- [52] A. G. Abo-khalil, D. C. Lee, S. H. Lee, "Grid connection of doubly fed induction generators in wind energy conversion system" *IEEE International Conference on Power Electronics and Motion Control*, 14-16 Aug. , pp: 1-5, Shanghai, China, 2006.
- [53] A. Lara, F. M. Hughes, N. Jenkins, G. Strbac, "Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation", *IEE Proceeding*, Vol. 153, NO. 2, pp: 164-170, 2006.
- [54] R. S. Pena, J. C. Clare, G. M. Asher, "Vector control of a variable speed doubly-fed induction machine for wind generation systems", *EPE Journal*, Vol. 6, N°3, pp. 60-66, 1996.

- [55] V. K. Polisetty, S. R. Jetti, G. K. Venayagamoorthy, R. G. Harley, "Intelligent integration of a wind farm to an utility power network with improved voltage stability", *IEEE International Conference on Industry Application*, pp: 1128-1133, Tampa, Florida, USA, 2006.
- [56] G. Tapia, A. Tapia, J. Ramon Saenz, "A new and robust control strategy for wind farm reactive power regulation", *IEEE International Conference on Control Applications*, 18-20 September, Glasgow, Scotland, 2002.
- [57] R.S. Pena, J.C. Clare, G.M. Asher, "Vector control of a variable speed doubly-fed inductions machine for wind generation systems", *EPE Journal*, Vol. 6, No. 3-4, pp: 60-66, 1996.
- [58] A.D. Hansen, P. Sorensen, F. Iov, F. Blaabjerg, "Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators", *Renewable Energy*, Vol. 31, pp. 935-951, 2006.
- [59] J.B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. Wu, N. Jenkins, "Dynamic modelling of doubly fed induction generator wind turbines", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp: 803-809, 2003.
- [60] Z. Ivanovic, M. Vekic, S. Grabic, V. Katic, "Control of multilevel converter driving variable speed wind turbine in case of grid disturbances", *12th International Conference on Power Electronics and Motion Control*, pp: 1569-1573, Portoroz, 2003.
- [61] J.B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. Wu, N. Jenkins, "Dynamic modelling of doubly fed induction generator wind turbines", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp: 803-809, 2003.
- [62] W. Qiao, W. Zhou, J. M. Aller, R. G. Harley, "Wind speed estimation based sensorless output maximization control for a wind turbine driving a DFIG", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 23, No.3, pp: 1156-1168, 2008.
- [63] L. Ping, B. Francois, Y. Li, "Low voltage ride-through of high power DFIG wind turbine using three-level NPC converters", *IEEE 2009, conference*.
- [64] D. D. Li, C. Chen, "Decoupled control of speed and reactive power of doubly fed induction generator", *IEEE International Conference on Power System Technology*, Vol. 1, pp: 356-360, Singapore, 2004.
- [65] Z. Lubigniew, J. Bialek, "Supervisory control of a wind farm", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp: 985-994, 2007.
- [66] J. Conroy, R. Watson, "Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 3, N°. 1, pp. 39-52, 2009.
- [67] J.L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnalte, J. C. Burgos, "Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 17, No. 2, pp: 279-284, 2002.

ANNEXE

**PARAMETRES DES SYSTEMES DE CONVERSION D'ENERGIE
EOLIENNE ETUDIES**

**A.1- PARAMETRES DE LA CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE
EOLIENNE DE 1.5 MW**

A.1.1- Paramètres de l'éolienne

Les paramètres d'une éolienne de 1.5 MW basée sur une machine asynchrone doublement alimentée sont récapitulés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Rayon de l'éolienne	$R=35.25$ (m)
Gain de multiplicateur de vitesse	$G=90$
Vitesse spécifique optimale de l'éolienne	$\lambda_{opt}=9.15$
Coefficient de puissance maximal de l'éolienne	$C_{pmax}=0.5$
Résistance statorique	$R_s=0.012$ (Ω)
Résistance rotorique	$R_r=0.021$ (Ω)
Inductance mutuelle	$M=0.0135$ (H)
Inductance statorique	$L_s=0.0137$ (H)
Inductance rotorique	$L_r=0.0136$ (H)
Inertie de l'arbre	$J_t=1000$ (Kg.m^2)
Coefficient de frottement de la MADA	$f_t=0.0024$ (N.m.s/rd)
Nombre de paires de pôles	$P=2$

A.1.2- Paramètres de l'alimentation statorique

Le stator de la MADA est lié directement au réseau, dont les paramètres sont donnés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Tension composée efficace	$U_{eff}= 690$ (V)
Fréquence du réseau	$f=50$ (Hz)

A.1.3- Paramètres de l'alimentation rotorique

La liaison réseau-rotor est composée d'un filtre inductif série et de deux convertisseurs à MLI liés entre eux par un bus continu constitué d'un condensateur en parallèle, et dont les caractéristiques sont données dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Résistance du filtre	$R_g=0.002 \cdot 10^{-3} (\Omega)$
Inductance du filtre	$L_g=5 \cdot 10^{-3} (H)$
Capacité de bus continu	$C=4400 (\mu F)$
Tension de référence du bus continu	$v_{dc}=2000 (V)$

A.2- PARAMETRES DE LA CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE DE 10 kW

A.2.1- Paramètres de l'éolienne

Les paramètres d'une éolienne de 10kW basée sur une machine asynchrone doublement alimentée sont illustrés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Rayon de l'éolienne	$R=3 (m)$
Gain de multiplicateur de vitesse	$G=8$
Vitesse spécifique optimale de l'éolienne	$\lambda_{opt}=6.4$
Coefficient de puissance maximal de l'éolienne	$C_{pmax}=0.5$
Résistance statorique	$R_s=0.455 (\Omega)$
Résistance rotorique	$R_r=0.62 (\Omega)$
Inductance mutuelle	$M=0.078 (H)$
Inductance statorique	$L_s=0.084 (H)$
Inductance rotorique	$L_r=0.081 (H)$
Inertie de l'arbre	$J_t=0.3125 (Kg \cdot m^2)$
Coefficient de frottement de la MADA	$f_t=0.0024 (N \cdot m \cdot s/rd)$
Nombre de paires de pôles	$P=2$ Nombre de paires de pôles

A.2.2- Paramètres de l'alimentation statorique

Le stator de la MADA est lié directement au réseau, dont les paramètres sont illustrés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur numérique
Tension composée efficace	$U_{eff} = 380$ Tension composée efficace (V)
Fréquence du réseau	$f = 50$ Fréquence du réseau (Hz)

A.2.3- Paramètres de l'alimentation rotorique

La liaison réseau-rotor est composée d'un filtre inductif série et de deux convertisseurs à commande MLI liés entre eux par un bus continu constitué d'un condensateur en parallèle, et dont les caractéristiques sont données dans le tableau suivant :

Valeur numérique du paramètre	Signification
Résistance du filtre	$R_g = 0.03$ (Ω)
Inductance du filtre	$L_g = 0.2$ Inductance du filtre (H)
Capacité de bus continu	$C = 500$ (μF)
Tension de référence du bus continu (V)	$v_{dc} = 700$

A.3- PARAMETRES DE LA FERME EOLIENNE ETUDIEE

A.3.1- Impédances des lignes

Ligne	Longueur (km)	Impédance (Ω/km)
Z_{12}	0.5	$0.15 + j0.1$
Z_{23}	0.5	$0.15 + j0.1$
Z_{34}	0.5	$0.15 + j0.1$
Z_{45}	0.5	$0.15 + j0.1$
Z_{56}	0.5	$0.15 + j0.1$
Z_{1D}	1	$0.15 + j0.1$
Z_f	10	$1.6 + j3.5$

A.3.2- Calcul des impédances ramenées au niveau basse tension

- Pour le transformateur T_f on a :
 - Le rapport de transformation est : $N_{T_f} = \frac{66}{20} = 3.3$;
 - L'impédance de fuite ramenée du côté de la tension 690 V : $X_{T_f} = \frac{v_{cc\%}}{100} \frac{v_n}{S_n} = 4\Omega$

Tels que :

$v_{cc\%}$: La tension de court-circuit ;

v_n : La tension nominale primaire du transformateur ;

S_n : La puissance apparente nominale du transformateur.

- Les transformateurs $T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6$ sont identiques et ont :
 - Pour rapport de transformation : $N_T = \frac{20}{0.69} = 28.9855$
 - L'impédance de fuite ramenée du côté de la tension de 690 V :

$$X_T = \frac{v_{cc\%}}{100} \frac{v_n}{S_n} = 0.0114\Omega$$

Donc les impédances du schéma équivalent (figure V.12) peuvent être facilement calculées et sont illustrées dans le tableau suivant :

Ligne	Impédance (Ω/Km)
Z_{11}	0.0114
Z'_{1F}	0.0019+j0.0087
Z'_{12}	$8.9269 \times 10^{-5} + j5.9513 \times 10^{-5}$
Z'_{23}	$8.9269 \times 10^{-5} + j5.9513 \times 10^{-5}$
Z'_{34}	$8.9269 \times 10^{-5} + j5.9513 \times 10^{-5}$
Z'_{45}	$8.9269 \times 10^{-5} + j5.9513 \times 10^{-5}$
Z'_{56}	$8.9269 \times 10^{-5} + j5.9513 \times 10^{-5}$