

TABLES DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	II
RÉSUMÉ.....	III
TABLES DES MATIÈRES.....	IV
LISTE DES TABLEAUX.....	VIII
LISTE DES FIGURES.....	VIII
LISTE DES SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS	XIII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
1.1 INTÉRÊTS SOCIO-ÉCONOMIQUES DU SUJET	1
1.2 INTÉRÊTS SCIENTIFIQUES DU SUJET	2
1.3 ORGANISATION DES DIFFÉRENTES PARTIES DU RAPPORT	3
CHAPITRE 2 GÉNÉRALITÉS SUR LES ÉOLIENNES.....	5
2.1 INTRODUCTION.....	5
2.2 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	5
2.3 LA PUISSANCE ÉOLIENNE DANS LE MONDE.....	8
2.4 RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA VITESSE DU VENT.....	9
2.5 CONSTITUTION D'UNE ÉOLIENNE.....	12
2.6 DIFFÉRENTS TYPES D'ÉOLIENNES	14
2.6.1 Éoliennes à axe vertical	14
2.6.2 Éoliennes à axe horizontal	15
2.7 LES ÉOLIENNES À VITESSE FIXE.....	18
2.8 LES ÉOLIENNES A VITESSE VARIABLES.....	21
2.8.1 Type Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA).....	21
2.8.2 Type Machine Synchrone à aimants Permanents (MSAP).....	24
2.9 SYNTHÈSE DES DIFFÉRENTES ÉOLIENNES	26
2.10 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE ÉOLIENNE.....	28
2.11 CONCLUSION.....	31

CHAPITRE 3.... MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE DE LA TURBINE ÉOLIENNE 32

3.1	INTRODUCTION.....	32
3.2	MODÉLISATION DE LA TURBINE ÉOLIENNE.....	33
3.2.1	Modélisation de la turbine.....	33
3.2.2	Modèle du multiplicateur de vitesse	35
3.2.3	Modélisation de l'arbre mécanique	36
3.3	STRATÉGIE DE COMMANDE DE LA TURBINE ÉOLIENNE.....	37
3.3.1	Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne de grande puissance..	37
3.3.2	Système de contrôle de l'aéroturbine	39
3.3.3	Méthodes de recherche du point maximum de puissance.....	39
3.4	SIMULATION ET RÉSULTATS	50
3.5	MODÉLISATION DU SYSTÈME D'ORIENTATION DES PALES (PITCH)	53
3.5.1	Introduction	53
3.5.2	Système d'orientation	55
3.5.3	Régulation de l'angle avec un correcteur PI.....	58
3.5.4	Fonctionnement à vitesse constante	58
3.6	SIMULATION ET RÉSULTATS	60
3.7	CONCLUSION.....	61

CHAPITRE 4 MODÉLISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION ET DE LA CONNEXION AU RÉSEAU. 63

4.1	INTRODUCTION.....	63
4.2	FONCTIONNEMENT ET MODÉLISATION DE LA MADA.....	63
4.2.1	Fonctionnement de la MADA.....	63
4.2.2	Équations de la machine	65
4.2.3	Relation entre les flux et les courants	66
4.2.4	Transformation de Park	68
4.2.5	Équation de la machine dans le repère de Park.....	69

4.2.6	Équations mécaniques.....	70
4.2.7	Modèle d'état de la machine	71
4.2.8	Modèle de saturation de la machine	73
4.2.9	Coefficient de la courbe de saturation	78
4.2.10	Déterminer le degré de saturation.....	78
4.3	SIMULATION ET RÉSULTATS :	80
4.4	MODÈLE DU CONVERTISSEUR DE PUISSANCE.....	84
4.4.1	Modèle du convertisseur électronique de puissance.....	84
4.4.2	Application à la chaîne de conversion étudiée	87
4.5	MODÈLE DU BUS CONTINU	88
4.6	MODÈLE DU FILTRE DE SORTIE	89
4.7	CONNEXION AU RÉSEAU DE LA MADA	90
4.8	CONCLUSION.....	90
CHAPITRE 5	COMMANDE VECTORIELLE DE LA MADA.....	91
5.1	INTRODUCTION.....	91
5.2	ARCHITECTURE DU DISPOSITIF DE COMMANDE	91
5.3	COMMANDE VECTORIELLE DE LA MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION	92
5.3.1	Génération des courants rotoriques de référence	95
5.3.2	Synthèse du correcteur PI :	96
5.4	COMMANDE RAPPROCHÉE DE LA MACHINE ET DE LA CONNEXION AU RÉSEAU 99	
5.4.1	Contrôle de la tension du bus continu :	101
5.5	RÉSULTATS DE SIMULATION.....	102
5.6	CONCLUSION :	106
CHAPITRE 6..	STRATÉGIE DE CONTRÔLE VECTORIEL MODIFIÉ DE LA MADA EN CAS DE CREUX DE TENSION.....	107

6.1	INTRODUCTION.....	107
6.2	LES CREUX DE TENSION	109
6.2.1	Caractérisation des creux de tension :	109
6.2.2	Classification des creux de tension.....	110
6.3	STRATÉGIE DE CONTRÔLE VECTORIEL MODIFIÉ DE LA MADA.....	114
6.4	RÉSULTATS DE SIMULATION.....	118
6.5	CONCLUSION.....	123
CHAPITRE 7... PERFORMANCES DE LA MADA PENDANT UN CREUX DE TENSION AVEC CIRCUIT DE LIMITATION DE TENSION		124
7.1	INTRODUCTION.....	124
7.2	PROTECTION ACTIVE PAR DES CIRCUITS DE LIMITATION DE TENSION.....	125
7.3	CIRCUITS DE LIMITATION DE TENSION	125
7.4	MODÉLISATION DU CIRCUIT DE LIMITATION DE TENSION.....	128
7.5	CONTRÔLE PAR HYSTÉRÉSIS DU CIRCUIT DE PROTECTION :.....	130
7.6	CONTRÔLE DE LA DÉMAGNÉTISATION DE LA MADA	131
7.7	RÉSULTATS DE SIMULATION.....	132
7.8	CONCLUSION.....	134
CONCLUSION GÉNÉRALE.....		136
BIBLIOGRAPHIE		138
ANNEXE 01		145

Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Avantages et inconvénients des différentes éoliennes.....	26
Tableau 2-2 : Capacité de réglage des différentes éoliennes	27
Tableau 3-1: Paramètres de la turbine éolienne	51
Tableau 3-2: Paramètres de la commande de la turbine éolienne	51
Tableau 3-3 : Conditions d'essais du système éolien	60
Tableau 4-1 : Coefficients de la courbe de saturation de la MADA	78
Tableau 4-2 : Paramètres de la machine	80
Tableau 5-1 : Paramètres du filtre RL et du bus continu	102
Tableau 5-2 : Paramètres des différentes commandes du système éolien.	103
Tableau 6-1 : Sept types de défaut causant un creux de tension.	114
Tableau 7-1 : Paramètres de commande des flux statoriques	132

Liste des figures

Figure 2-1 : Évolution de la puissance éolienne installée dans le monde.....	8
Figure 2-2 : Vitesse moyenne sur l'ensemble du Québec. Modélisation WEST à 30 km de maille. Évalué à 80m au-dessus du sol. Intervalle de contour de 0.5m/s	9
Figure 2-3 : Répartition du potentiel éolien de 9 m/s et plus par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport)	11
Figure 2-4 : Capacité de production d'énergie éolienne en place au Canada (en mégawatts).	11
Figure 2-5 : Constitution d'une centrale éolienne	12
Figure 2-6 : Constitution de la nacelle.....	13
Figure 2-7 : Éoliennes à axe vertical : turbine Savonius. Turbine Darrieur et Darrieur en H.	15
Figure 2-8 : éolienne en amont et en aval	17
Figure 2-9 : Coefficient de puissance des différentes configurations d'éoliennes	17

Figure 2-10 : Éolienne à vitesse fixe	18
Figure 2-11 : Caractéristique de réglage d'une éolienne à vitesse fixe de 300 kW ...	20
Figure 2-12 : Exemple de puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de 300 kw.....	20
Figure 2-13 : Puissance totale générée mesurée sur une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent	24
Figure 2-14 : Enregistrement de la puissance électrique générée par une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW	24
Figure 2-15 : Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles	25
Figure 2-16 : Tube de courant autour d'une éolienne.....	29
Figure 3-1 : Générateur éolien à base de MADA.....	32
Figure 3-2 : Schéma de la turbine éolienne.....	33
Figure 3-3 : coefficient de puissance en fonction de λ et β	35
Figure 3-4 : Schéma bloc du modèle de la turbine	37
Figure 3-5 : La caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne de grande puissance.....	38
Figure 3-6 : Caractéristique de l'éolienne dans le plan, vitesse de rotation.....	40
Figure 3-7 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse.....	42
Figure 3-8 : Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase	44
Figure 3-9 : Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase	45
Figure 3-10 : Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation.....	47
Figure 3-11 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.....	50
Figure 3-12 : Profil du vent appliqué.....	50
Figure 3-13 : Résultats de simulation de la turbine sans asservissement de la vitesse	52
Figure 3-14 : Résultats obtenus en utilisant un régulateur PI à avance de phase.....	52

Figure 3-15 : Résultats obtenus avec un régulateur PI	53
Figure 3-16 : Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage	54
Figure 3-17: Exemple d'actionneur d'angle d'orientation.....	55
Figure 3-18 : Schéma bloc du contrôle de l'angle de calage	56
Figure 3-19 : Modèle du système de régulation de l'angle de calage.....	57
Figure 3-20 : Schéma d'un régulateur de l'angle avec un PI.....	58
Figure 3-21 : Fonctionnement à vitesse constante en zone III avec asservissement de vitesse.	59
Figure 3-22 : Puissance produite et vitesse mécanique en fonction de la vitesse de vent	61
Figure 3-23 : Coefficient de puissance et angle d'orientation dans les différentes zones de fonctionnement	61
Figure 4-1 : Circuit de la phase «a» du stator d'une machine asynchrone	65
Figure 4-2 : Inductances du stator et inductances du rotor d'une machine asynchrone à double alimentation	66
Figure 4-3 : Transformation de Park.....	69
Figure 4-4 : Circuit équivalent de la MADA dans l'axe «d» et l'axe «q».	74
Figure 4-5 : Caractéristique à vide « $u_t = f(i_t)$ »	76
Figure 4-6 : Évolution de l'inductance de magnétisation en fonction de courant de magnétisation.....	78
Figure 4-7 : Détermination de degré de saturation.....	79
Figure 4-8 : Calculer les matrices d'états.....	79
Figure 4-9: Comparaison courant de démarrage d'une phase statorique du modèle saturé avec le modèle non saturé.....	81
Figure 4-10 : Zoom comparaison courant de démarrage statorique du modèle saturé avec le modèle non saturé.....	81
Figure 4-11: Comparaison couple électromagnétique du modèle saturé avec le modèle non saturé.....	82

Figure 4-12: Zoom Comparaison couple électromagnétique du modèle saturé avec le modèle non saturé.....	82
Figure 4-13: Comparaison vitesse du modèle saturé avec le modèle non saturé	83
Figure 4-14 : Facteur de saturation K_ψ	83
Figure 4-15 : Schéma électrique de la liaison au réseau via un convertisseur MLI ...	85
Figure 4-16 : Onduleur à interrupteurs idéaux	86
Figure 5-1 : Dispositif de commande d'une éolienne à base de MADA à vitesse variable	91
Figure 5-2 : Schéma-bloc du contrôle de la MADA.....	95
Figure 5-3 : Schéma bloc du correcteur PI avec compensation de la constante de temps.....	97
Figure 5-4 : Schéma-bloc du contrôle du convertisseur coté réseau	102
Figure 5-5 : Profil du vent appliqué.....	104
Figure 5-6 : Vitesse mécanique	104
Figure 5-7 : Puissance réactive statorique.....	104
Figure 5-8 : Couple électromagnétique produit par la génératrice.....	104
Figure 5-9 : Tension du bus continu	105
Figure 5-10 : Facteur de saturation.....	105
Figure 5-11 : Courants rotoriques.....	105
Figure 5-12 : Zoome sur le courant	105
Figure 5-13 : Courants statoriques.....	105
Figure 5-14 : Zoome sur le courant statorique	105
Figure 6-1 : Profils de creux de tension LVRT dans différents pays	108
Figure 6-2 : Caractérisation d'un creux de tension.....	110
Figure 6-3 : Types de creux de tension de base.....	113
Figure 6-4 : Le schéma bloc du contrôle vectoriel modifié de la MADA	118
Figure 6-5 : Tension réseau durant un défaut triphasé.....	119

Figure 6-6 : Les variables rotoriques de la MADA dans le plans dq durant un creux de tension.....	120
Figure 6-7 : Comparaison du comportement dynamique de la MADA durent un creux de tension	121
Figure 6-8 : Couple électromagnétique durant un creux de tension.....	122
Figure 6-9 : Tension du bus continu pour un creux de tension.....	122
Figure 6-10 : facteur de saturation pendant un creux de tension.....	123
Figure 7-1 : Circuits conventionnels de limitation de tension.....	126
Figure 7-2 : Amélioration des circuits de limitation de tension.....	127
Figure 7-3 : Circuit de limitation de tension du bus continu.....	128
Figure 7-4 : MADA avec un circuit de limitation de tension.....	129
Figure 7-5 : Contrôle par hystérésis du circuit de protection.....	130
Figure 7-6 : flux statorique pendant un creux de tension.....	131
Figure 7-7 : Résultats de simulation pour une chute de tension de 80% pendant 0.5s	133
Figure I-1: Schéma de simulation de la chaine éolienne	148
Figure I-2 : Schéma de la turbine éolienne dans Simulink	149
Figure I-3 : Calcul des flux de la machine	150
Figure I-4 : Calcul du la saturation	151
Figure I-5 : Modèle de vent.....	151
Figure I-6: Schéma Simulink de la MLI.....	151
Figure I-7 : Bloc de simulation de l'onduleur	152

Liste des symboles et abréviations

MADA : Machine asynchrone à double alimentation.

IGBT : Insulated Gate Bipolar Transistor.

MLI : Modulation de largeur d'impulsion.

P : Matrice de Park.

f : Coefficient de frottement visqueux (Nms/rd).

g : Glissement du rotor.

p : Nombre de paire de pôle.

T_{em} : Couple électromagnétique de la machine (N.m).

T_f : Couple résistant (N.m).

T_{aer} : Couple aérodynamique (N.m).

T_g : Couple issu du multiplicateur (N.m).

J_g : Inertie de la génératrice (Kgm^2).

J_t : Inertie de la turbine (Kgm^2).

J : Inertie totale (Kgm^2).

Ω_t : Vitesse de la turbine (Rad/s).

Ω_{mec} : Vitesse mécanique (Rad/s).

Ω_{ref} : Vitesse de référence (Rad/s).

P_m : Puissance mécanique de la turbine

P_{mt} : Puissance totale théoriquement disponible.

P_{\max} : Puissance maximale extraite

β : Angle de calage

C_p : Coefficient de puissance

λ : Ratio de vitesse.

ρ : Masse volumique du vent

G : Multiplicateur mécanique

S : Surface balayée par la turbine

R : Rayon de la turbine

V_v : Vitesse de vent (m/s)

V_{estime} : Vitesse estimée du vent

V_{\max} : Vitesse maximale du vent

V_{\min} : Vitesse minimale du vent.

s : Indice des axes correspondant au stator

r : Indice des axes correspondant au rotor

i_m : Courant de magnétisation à vide (A)

i_{rm} : Courant fourni par la génératrice (A)

i_c : Courant traversant le condensateur

i_{gm} : Courant modulé par le convertisseur MLI (A)

U_m : Tension de de magnétisation à vide (V)

i_{sd} : Courant statorique sur l'axe d (A)

i_{sq} : Courant statorique sur l'axe q (A).

i_{rd} : Courants rotorique sur l'axe d (A).

i_{rq} : Courant rotorique sur l'axe q (A).

i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} : Courants statoriques (A).

i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} : Courants rotorique (A).

i_{md} : Courant mutuel sur l'axe d (A).

i_{mq} : Courant mutuel sur l'axe q (A).

i_{td} : Composante directe du courant dans le filtre (A).

i_{tq} : Composante en quadrature du courant dans le filtre (A).

v_{sd} : Tension statorique sur l'axe d (V).

v_{sq} : Tension statorique sur l'axe q (V).

v_{rd} : Tension rotorique sur l'axe d (V).

v_{rq} : Tension rotorique sur l'axe q (V).

v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} : Tensions d'alimentations des phases statoriques (V).

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc} : Tensions d'alimentations des phases rotoriques (V).

u_c : Tension continue de l'onduleur (V).

C : Capacité du bus continu (Farads).

k_ψ : Facteur de saturation magnétique.

a_i : Coefficients de la courbe de saturation.

ψ_{sd} : Flux statorique sur l'axe d (Wb).

ψ_{sq} : Flux statorique sur l'axe q (Wb).

ψ_{rd} : Flux rotorique sur l'axe d (Wb).

ψ_{rq} : Flux rotorique sur l'axe q (Wb).

ψ_{md} : Flux mutuel sur l'axe d (Wb).

ψ_{mq} : Flux mutuel sur l'axe q (Wb).

θ_s, θ_r : Déphasage du l'axe direct par rapport au stator et rotor.

$\omega_s = d\theta_s / dt$: Pulsation statorique (Rad/s).

$\omega_r = d\theta_r / dt$: Pulsation rotorique (Rad/s).

ω_e : Pulsation électrique de la MADA.

$\sigma = 1 - (L_m^2 / L_s L_r)$: Coefficient de couplage électromagnétique.

R_t : Résistance du filtre RL (Ω).

L_t : Inductance de filtre RL (H).

R_s : Résistance d'une phase statorique (Ω).

R_r : Résistance d'une phase rotorique (Ω).

L_s : Inductance propre d'une phase statorique (H).

L_r : Inductance propre d'une phase rotorique (H).

L_m : Inductance de magnétisation saturée (H).

L_m^0 : Inductance de magnétisation non saturée (H).

L_{sr} : Inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique (H).

v_{mi} : Tension de sortie du filtre RL (V).

i_{ti} : Courant de sortie du filtre RL (A).

E_s : F.e.m au stator.

E_r : F.e.m au rotor.

N_s : Nombre de spires des enroulements statoriques.

N_r : Nombre de spires des enroulements rotoriques.

S_s : Puissance apparente au stator.

S_r : Puissance apparente au rotor.

CHAPITRE 1 Introduction Générale

1.1 Intérêts socio-économiques du sujet

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie, ou sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activité où elle est appelée à jouer un rôle plus important. Les modes et les moyens de production associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies.

En effet, les modes de production reposant sur la transformation des énergies renouvelables (éolien, solaire...), sont appelés à être de plus en plus utilisés dans le cadre du développement durable.

Jusqu'à présent, les cahiers des charges et les standards nationaux, n'obligeaient pas les éoliennes à rester connectées durant une perturbation de la tension normalement imposée par le réseau. Par exemple, pendant un défaut du réseau ou un brutal changement de la fréquence du réseau, une déstabilisation du système éolien de production est observée et ses protections internes la déconnectent. Cependant, avec le développement de l'énergie éolienne, les interactions entre les éoliennes et le réseau électrique doivent être prises en compte. Ceci est d'autant plus vrai que, lorsque les turbines de production éoliennes se retrouvent déconnectées du réseau, elles ne peuvent plus être utilisées par le gestionnaire du réseau pour assurer la stabilité en tension et en fréquence du réseau dans cette situation de défaut, contrairement aux systèmes classiques de production. C'est l'une des causes majeures de la perte de stabilité dans les réseaux à fort taux d'éoliens.

Avec le développement massif de l'éolien, les prescriptions techniques de raccordement de cette technologie obligeront le maintien de sa connexion lors d'incidents sur la tension du réseau électrique. L'enjeu pour le gestionnaire du réseau est de pouvoir utiliser tous les générateurs pour garantir la stabilité du système électrique et de maintenir en tout temps l'équilibre entre la production et la consommation. En effet, l'énergie doit être disponible sur-le-champ quand le client en a besoin. Car les creux de tension et les coupures perturbent de nombreux appareils raccordés au réseau. Ils sont la cause la plus fréquente de problèmes de qualité d'énergie. Un creux de tension ou une coupure de quelques centaines de millisecondes peut se traduire par des conséquences néfastes plusieurs heures durant.

1.2 Intérêts scientifiques du sujet

De nos jours, la Machine Asynchrone Double Alimentation (MADA) est la machine à vitesse variable la plus couramment utilisée dans des unités de production supérieure à 1MW. Pour une même puissance de production, celle-ci permet de réduire la puissance des convertisseurs de puissance tout en générant une puissance de sortie importante par rapport aux autres technologies de machine. Cependant, la MADA est très sensible aux perturbations du réseau à cause de son électronique de puissance et plus particulièrement durant des chutes de tensions du réseau. Des défauts dans le système de puissance et ce même géographiquement loin de la turbine de production peuvent entraîner des chutes de tensions au point de connexion de la turbine au réseau. Les chutes abruptes de la tension réseau causent des pointes de courant dans le circuit électrique du rotor de la machine et une surtension du bus continu. Sans protections, cela entraîne la détérioration des convertisseurs de puissance et leurs possibles destructions. De plus, elles s'accompagnent d'une survitesse de la turbine menant à une détérioration de son fonctionnement normal. Ainsi, de nombreux chercheurs ont introduit le concept de stratégie « LVRT » (Low Voltage Ride Through) de la MADA durant des défauts du réseau. Cette stratégie « LVRT » peut

être divisée en deux classes : une méthode active par l'amélioration de la stratégie de commande et l'autre passive par l'ajout de protections matérielles.

L'objectif de ce travail de maîtrise est de mettre en œuvre une stratégie de contrôle et le développement des systèmes de protection pour les turbines éoliennes pour satisfaire à la contrainte de rester connectées lors d'un défaut en tension aux bornes du générateur.

1.3 Organisation des différentes parties du rapport

Le rapport de cette maîtrise est organisé de la manière suivante :

Après le premier chapitre introductif vient le deuxième chapitre dans lequel notre travail consiste en premier lieu de dresser la situation de l'éolien dans le mode jusqu'à la fin de l'année 2011. De décrire l'état de l'art de la conversion de l'énergie éolienne, à savoir le principe de la conversion de l'énergie cinétique véhiculée par le vent en énergie mécanique qu'on récupère au niveau de l'arbre lent de la turbine, celle-ci, à son tour est transmise à l'arbre rapide de la génératrice qui à son tour la convertit en énergie électrique et qui est transmise au réseau de distribution à travers une structure d'électronique de puissance et via un filtre .

Différentes structures sont décrites. Celles qui utilisent le principe de la vitesse fixe (machine asynchrone à cage d'écureuil (MAS)) et de la vitesse variable (génératrice asynchrone à résistance rotorique variable (MASRe)), machine asynchrone à double alimentation (MADA), machine synchrone à rotor bobine (MS) et la machine synchrone à aimant permanent (MSAP).

Le troisième chapitre sera consacré à la modélisation de la turbine éolienne et aux différents modes de son fonctionnement pour ainsi dresser une méthodologie de contrôle adéquate. Alors deux algorithmes de contrôle de la turbine seront détaillés. Le premier consiste à maximiser la puissance captée du vent pour des fonctionnements à vent faible appelée MPPT (M.P.P.T : Maximum Power Point

Tracking) (méthode de recherche du maximum de puissance) et une deuxième qui est utilisée pour des vents forts appelée calage variable des pales (PITCH). Pour l'optimisation de la puissance éolienne captée deux régulateurs seront calculés, un proportionnel intégral (PI) à avance de phase, et un PI avec anticipation.

La quatrième partie sera dédiée à la modélisation de la MADA et de la transmission au réseau de distribution. Les différentes parties sont modélisées dans le repère de Park pour simplifier le contrôle de la chaîne globale de conversion. L'effet de la saturation sera présenté et nous l'intégrerons au modèle de la machine asynchrone à double alimentation. C'est ainsi qu'un modèle équivalent de la MADA, du convertisseur, du bus continu, du filtre est détaillé dans cette partie.

La cinquième partie est consacrée au contrôle global de la chaîne de conversion éolienne. Un contrôle vectoriel de la MADA, contrôle des convertisseurs de puissance PWM et du bus continu.

Dans le chapitre 6, une stratégie alternative du contrôle vectoriel de la MADA est proposée et comparée aux méthodes classiques de contrôle afin de mettre en exergue les meilleures performances en termes de maintien de la production en régime perturbé dans le cas de chutes de tension faibles.

Dans le dernier chapitre, une protection matérielle « crowbar » est implémentée avec un dispositif de protection par hystérésis conjointement avec un contrôle de la démagnétisation de la MADA afin d'améliorer le maintien de la production (et sa connexion) en régime perturbé et l'assistance de la production éolienne durant une chute importante de tension.

CHAPITRE 2 **Généralités sur les éoliennes**

2.1 Introduction

Ces dernières années, l'intérêt dans l'utilisation des énergies renouvelables ne cesse d'augmenter, car l'être humain est de plus en plus concerné par les problèmes environnementaux. Parmi ces énergies, on trouve l'énergie éolienne. Le développement de la technologie des aérogénérateurs a permis à celle-ci de devenir une alternative aux sources traditionnelles ; l'énergie éolienne est véhiculée par les vents, ceux-ci sont dus indirectement à l'énergie solaire qui, en créant des différences de température entre les régions chaudes et les régions froides, provoque des vents. Un aérogénérateur (couramment appelé éolienne) est une machine qui utilise l'énergie éolienne (l'énergie cinétique du vent) pour produire de l'énergie électrique. Le vent est une ressource propre et inépuisable qui peut produire de l'électricité pratiquement sans l'émission des gaz polluants [1].

2.2 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie.

Cette source d'énergie a également des inconvénients qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

a) Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement [2], [3] :

- La concentration du CO_2 est augmentée de 25% depuis l'ère préindustrielle. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6 °C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5 °C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement à l'énergie fossile, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- L'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO_2 et 21 millions de tonnes de SO_2 et 17,5 mille tonnes de NO_2 , qui sont les principaux responsables des pluies acides.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs ;
- Les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plus part des centrales thermiques et des centrales nucléaires.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi, les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie la moins chère des énergies renouvelables ;
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie dans ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement est faible par rapport à celui des centrales aux énergies plus traditionnelles sur les sites plus venteux. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

- La période de haute productivité se situe en hiver (vent plus forts), ce qui correspond à la période de l'année où la demande est plus forte.

b) Inconvénients

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolienne a quelques désavantages:

- L'impact visuel, ça reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études montrent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro turbines.
- La qualité de la puissance électrique : La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs notamment dans les régions à fort potentiel de vent est augmentée.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources de l'énergie classique : bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

2.3 La puissance éolienne dans le monde

Comme il est montré sur la Figure 2-1, la production de l'énergie éolienne connaît depuis quelques années le taux de croissance le plus important de l'industrie de la production d'électricité. Avec une croissance de 86.4% en 2010, la capacité de production d'énergie éolienne dans le monde a atteint 170.29 MW durant la même année. L'électricité éolienne est utilisée principalement en Chine (22% de la puissance mondiale installée en 2010), dont plus de 62.64% dans les pays de l'union européenne.

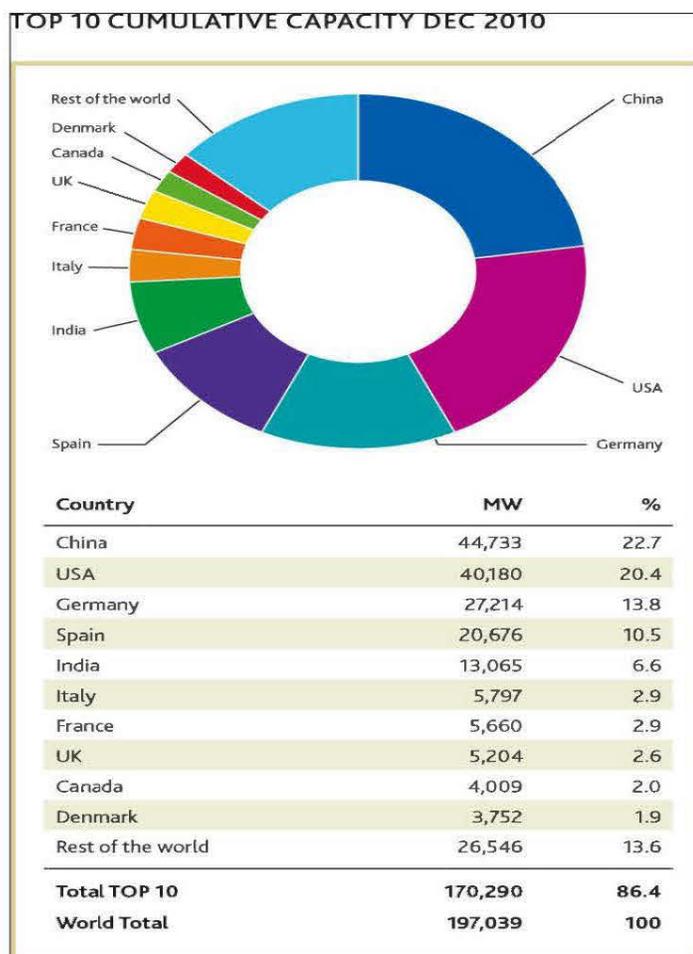


Figure 2-1 : Évolution de la puissance éolienne installée dans le monde

L'énergie éolienne est la source d'énergie qui croît le plus vite dans le monde. Cette progression est énorme par rapport à d'autres types d'énergie plus traditionnelle, telle que l'énergie nucléaire avec une croissance de 1% ou le charbon qui n'a pas du tout augmenté dans les années 90. Les perspectives sont toutes spectaculaires. L'EWEA, l'association européenne pour l'énergie du vent estime que 12% de l'électricité mondiale sera d'origine éolienne en 2020 et plus de 20% pour 2040 [4].

2.4 Répartition régionale de la vitesse du vent

Pour implanter une éolienne il faut choisir un site où la vitesse du vent fournirait l'énergie nécessaire, nous devons donc faire des mesures de la vitesse du vent dans plusieurs sites. La Figure 2-2 montre un exemple des régions ventées au Québec d'après les données fournies par le système WEST (Wind Energy Simulation Toolkit) qui a été développé par les chercheurs de Environnement Canada (Drs Robert Benoit et Wei Yu) depuis 2001[5].

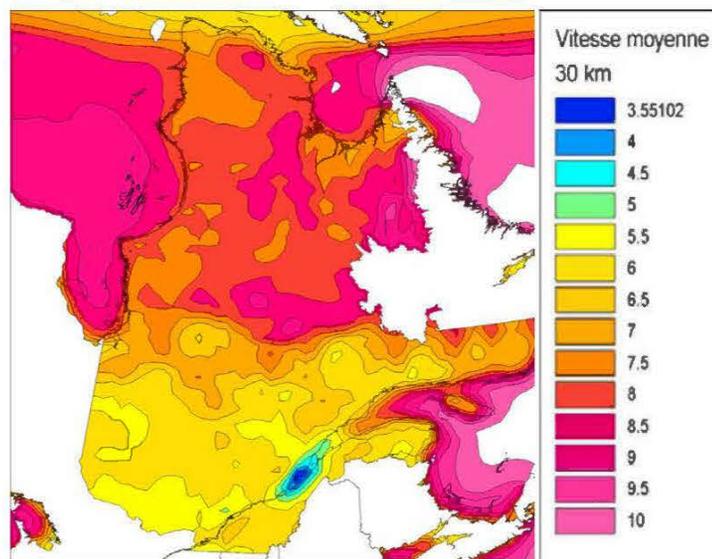


Figure 2-2 : Vitesse moyenne sur l'ensemble du Québec. Modélisation WEST à 30 km de maille. Évalué à 80m au-dessus du sol. Intervalle de contour de 0.5m/s

Les Figure 2-3 et 2-5 résument sous forme graphique la distribution du potentiel éolien technique par région pour cette classe de gisement. Les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec recèlent une classe de vent excellente, avec un potentiel phénoménal avec plus de 50 000 MW de potentiel éolien technique. La très grande majorité (96 %) de ce gisement est toutefois située à plus de 25 km des lignes de transport. Le facteur de succès pour établir le potentiel réel de ces régions est probablement très élevé considérant la faible densité de population, laissant présager un potentiel éolien réel phénoménal pour cette région dans l'éventualité où l'énergie éolienne produite pouvait être acheminée de manière économiquement viable aux centres de consommation.

Ces recherches récentes des services météorologiques d'environnement Canada laissent entrevoir que le nord du Québec abrite les plus importants gisements éoliens du Canada, voire de l'Amérique (soit un potentiel éolien de 100 000 MW de puissance qui présente trois fois sa production hydraulique actuelle. Afin de mettre en valeur ce potentiel éolien et de favoriser l'émergence d'une énergie propre et renouvelable, le gouvernement québécois a mis en place une nouvelle stratégie énergétique, qui mise sur le développement du potentiel existant d'énergie éolienne que l'on peut intégrer au réseau d'Hydro-Québec, avec un objectif de 4 000 MW d'ici 2015 (soit environ 10% de la puissance totale d'Hydro-Québec).

L'énergie éolienne va permettre au Québec de disposer de quantités appréciables d'électricité, dans un délai relativement court et à des coûts compétitifs [6].

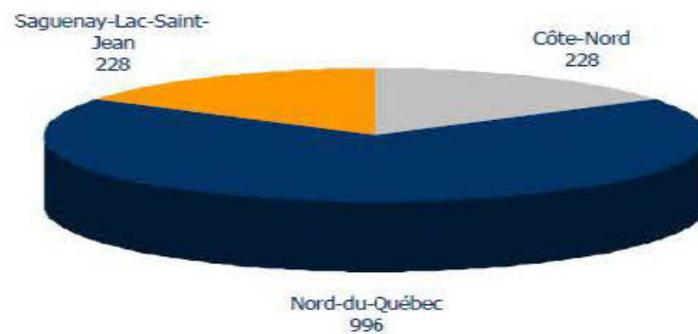


Figure 2-3 : Répartition du potentiel éolien de 9 m/s et plus par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport)

La capacité de production d'énergie éolienne en place au Canada a rapidement augmenté au cours des dernières années et devrait continuer de croître à un rythme rapide en raison des initiatives gouvernementales et de l'intérêt croissant des producteurs d'électricité [7].

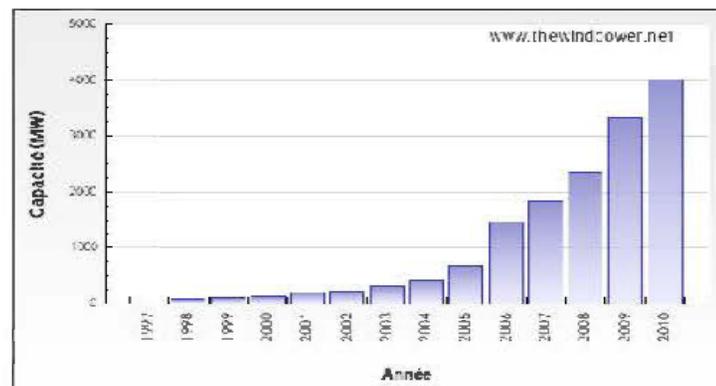


Figure 2-4 : Capacité de production d'énergie éolienne en place au Canada (en mégawatts).

La production d'énergie installée est passée de 26 Mégawatts (MW) en 1998 à 3 432 MW à l'été de 2010, dont 950 MW ont été installés en 2009. Le Canada devrait connaître une plus grande croissance encore dans les années à venir.

2.5 Constitution d'une éolienne

Une centrale éolienne classique est composée essentiellement des parties suivantes [8]:

Le mat : qui supporte la nacelle et le rotor de la turbine. Il est important que le mat soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent en hauteur. A titre d'exemple le mat d'une éolienne de 500 kW a une hauteur de 40 à 60m, il peut être plein ou tubulaire. Ce dernier est plus coûteux mais il a l'avantage de permettre un accès aisé à la nacelle pour la maintenance.

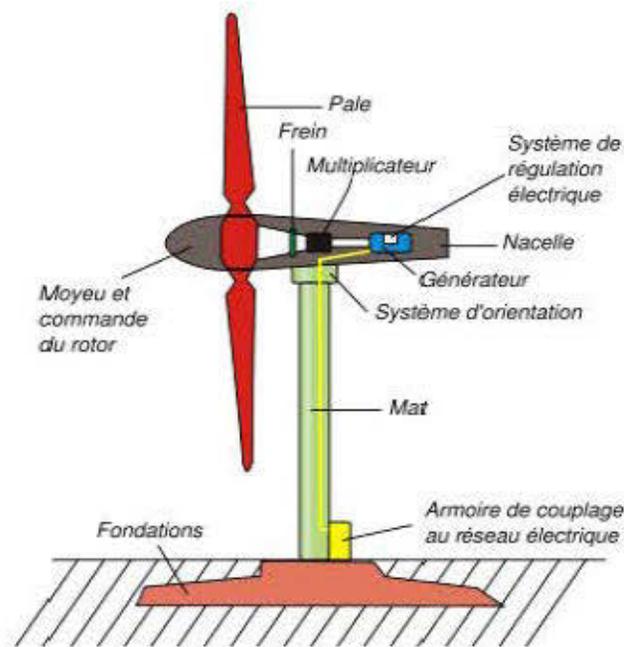


Figure 2-5 : Constitution d'une centrale éolienne

Les pales : qui permettent de capter la puissance du vent et la transférer au rotor. Le nombre de pales peut varier suivant les éoliennes. Actuellement, le système tripale est le plus utilisé car il permet de limiter les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor par rapport à un système bipale ou monopale et d'améliorer le coefficient de 10% en passant d'une pale à deux et de 3% en passant de deux à trois. Enfin, un bon compromis entre le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien plus des aspects esthétiques du système tripale par rapport au système bipale constituent des atouts supplémentaires

La fondation : une fondation solide assurant la résistance de l'ensemble par grands vent et dans des conditions de givrage.

La nacelle : qui regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres, multiplicateur, roulement, le frein à disque qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge, le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela vient s'ajouter le système électronique de gestion de l'éolienne comme le montre la Figure 2-6.

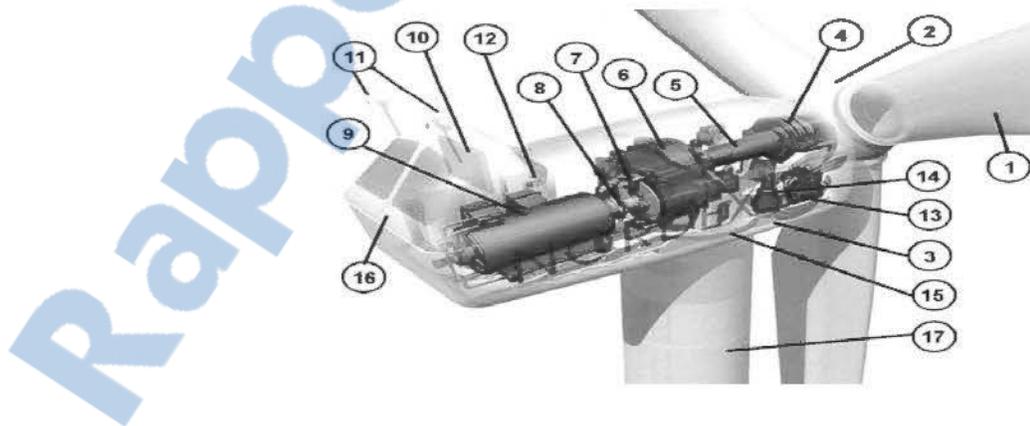


Figure 2-6 : Constitution de la nacelle

- | | |
|----------------------------------|--|
| 1- Pales | |
| 2- Moyeu rotor | |
| 3- Nacelle | 11- Centrale de mesures du vent |
| 4- Cardan | 12- Contrôle |
| 5- Transmission | 13- Centrale hydraulique |
| 6- Multiplicateur de vitesse | 14 -Mécanisme d'orientation face au vent |
| 7- Frein à disque | 15- Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque |
| 8- Accouplement | 16- Capot |
| 9- Génératrice | 17- Tour |
| 10- Radiateur de refroidissement | |

2.6 Différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en général en deux grands groupes selon l'axe sur lequel est montrée l'hélice [10] :

- Éoliennes à axe vertical.
- Éoliennes à axe horizontal.

2.6.1 Éoliennes à axe vertical

Les principaux capteurs à axe vertical sont le rotor de Savonius, le rotor de Darrieur classique et Darrieur en forme de H (Figure 2-7) [11].

Elles sont très peu mises en jeu de nos jours car elles sont moins performantes que celles à axe horizontal. Elles fonctionnent sur le même principe que les roues hydraulique avec une direction de vent perpendiculaire à l'axe de rotation. La conception verticale offre l'avantage de mettre la machine au sol (accès plus facile à la génératrice et au multiplicateur) mais cela impose que l'éolienne fonctionne avec des vents proches du sol, moins forts qu'en hauteurs. De par son axe vertical, il y'a symétrie de révolution et le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à

orienter le rotor. Par contre ce type d'éolienne ne peut pas démarrer automatiquement, il faut la lancer dès l'apparition d'un vent suffisamment fort pour permettre la production. En ce qui concerne leur implantation, elles sont haubanées sur de grandes distances. En effet, les câbles des haubans doivent passer au-dessus des pales. Cela représente un inconvénient majeur sur un site agricole.

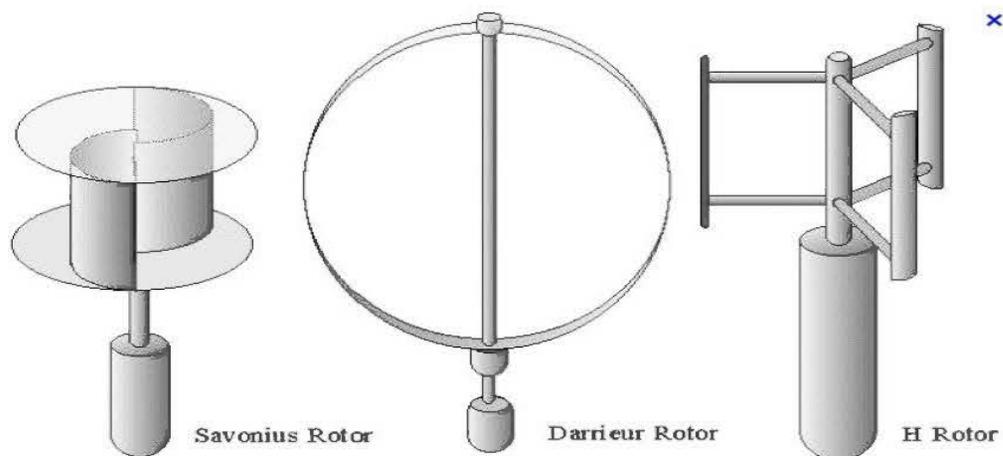


Figure 2-7 : Éoliennes à axe vertical : turbine Savonius. Turbine Darrieur et Darrieur en H.

2.6.2 Éoliennes à axe horizontal

Une turbine à axe horizontal demeure face au vent, comme les hélices des avions et des moulins à vent. Elle est fixée au sommet d'une tour, ce qui lui permet de capter des quantités plus importantes d'énergie éolienne. La plupart des éoliennes installées sont à axe horizontal. Ce choix représente plusieurs avantages, comme la faible vitesse d'amorçage (cut-in) et un coefficient de puissance (rapport entre la puissance obtenue et la puissance de la masse d'air en mouvement) relativement élevé. Toutefois, la boîte de vitesse et la machine électrique doivent être installées en haut de la tour, ce qui pose des problèmes mécaniques et économiques. Par ailleurs

l'orientation automatique de l'hélice face au vent nécessite un organe de supplémentaire («queue», «yaw control»...) . Selon son nombre de pales. Une éolienne à axe horizontal est dite mono-pale, bipale ou multi-pale. Une éolienne mono-pale est moins coûteuse car les matériaux sont en moindre quantité et par ailleurs, les pertes aérodynamiques par poussée (drag) sont minimales [20].

Cependant un contre poids est nécessaire et ce type d'éolienne n'est pas très utilisé à cause de cela. Tout comme les rotors mono-pales, les rotors bipales doivent être munis d'un rotor basculant pour éviter que l'éolienne ne reçoive des chocs trop forts chaque fois qu'une pale de rotor passe devant la tour. Donc pratiquement toutes les turbines éoliennes installées ou à installer prochainement sont du type tripales. Celles-ci sont plus stables car la charge aérodynamique est relativement uniforme et elles présentent le coefficient de puissance le plus élevé actuellement.

Suivant leur orientation en fonction du vent, les éoliennes à axe horizontal sont dites en « amont» (up-wind) ou en «aval» (down-wind). La Figure 2-8 montre les deux types mentionnés. Les premières ont le rotor face au vent ; puisque le flux d'air atteint le rotor sans obstacle, le problème de « l'ombre de la tour » (tower shadow) est bien moindre. Néanmoins, un mécanisme d'orientation est essentiel pour maintenir en permanence le rotor face au vent. Les éoliennes à rotor en aval n'ont pas besoin de ce mécanisme d'orientation mais le rotor est placé de l'autre côté de la tour : il peut donc y avoir une charge intégrale sur les pales quand elles passent dans l'ombre de la tour. De ces deux types d'éoliennes, celle en amont est largement prédominante.

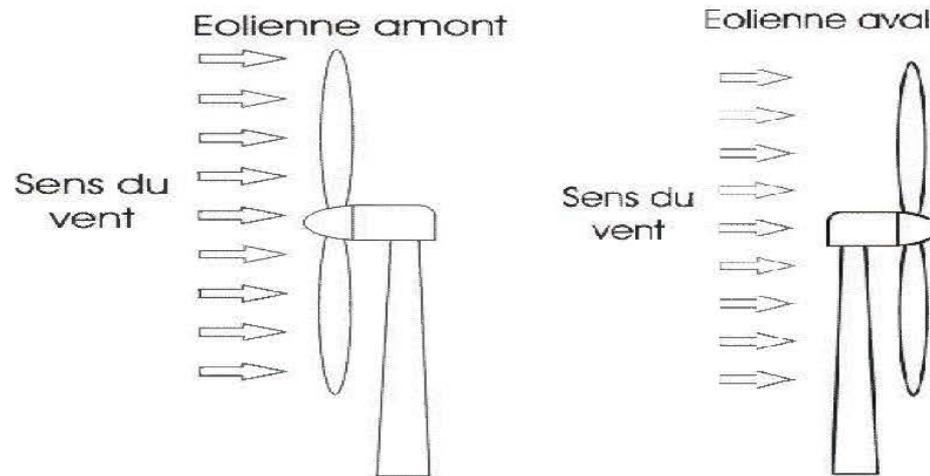


Figure 2-8 : éolienne en amont et en aval

La Figure 2-9 montre le choix des turbines éoliennes tri pales du point de vu rendement.

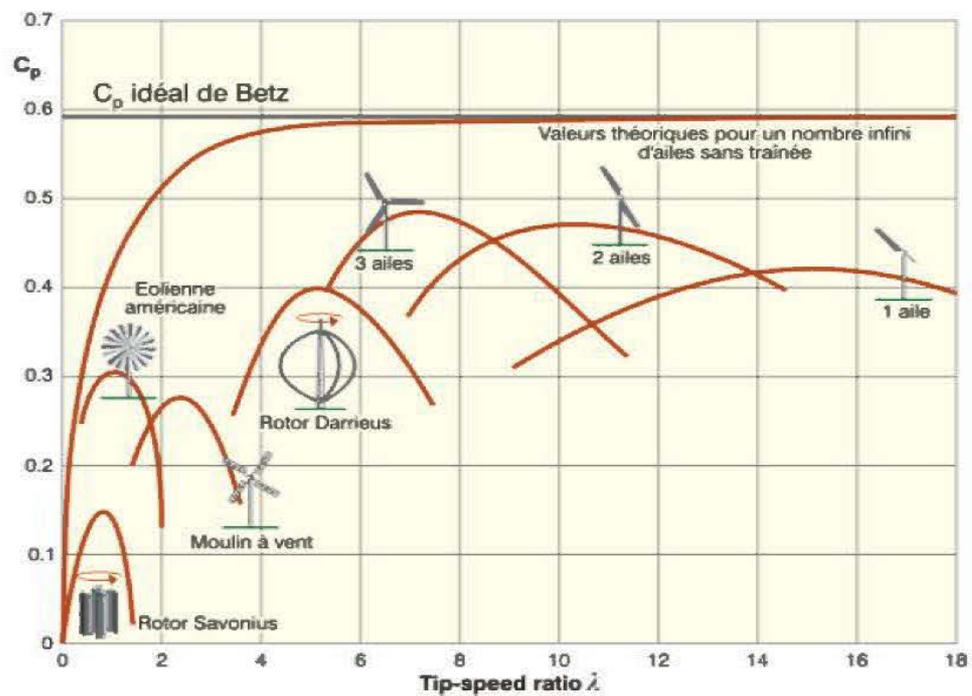


Figure 2-9 : Coefficient de puissance des différentes configurations d'éoliennes

2.7 Les Éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes de grande puissance mises en œuvre sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (Figure 2-10). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control). La machine fonctionne alors en hypersynchronisme c'est-à-dire à une vitesse $\Omega_s(1-g)$ avec Ω_s vitesse de synchronisme et g le glissement, avec $g < 0$ pour un fonctionnement en génératrice avec une convention moteur ($|g| \leq 1\%$). La rotation des pales par des actionneurs, hydrauliques ou électriques, permet l'augmentation de l'angle de calage β . La puissance peut alors être limitée à la puissance nominale de la génératrice. Lors de fort vent, cette technique permet la mise en drapeau des pales ($\beta = 90^\circ$) [12].

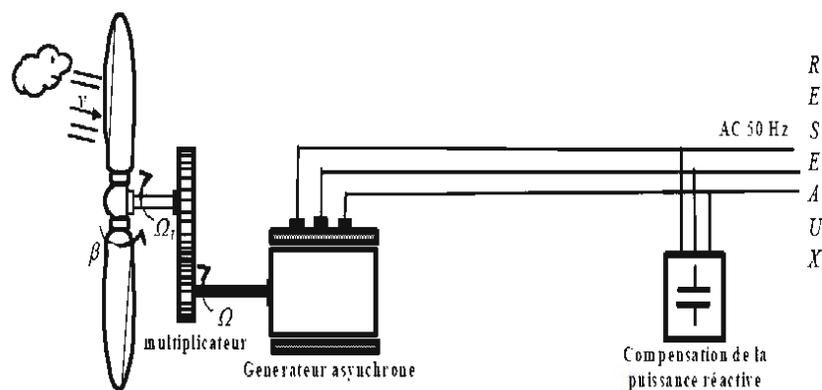


Figure 2-10 : Éolienne à vitesse fixe

La caractéristique de réglage théorique puissance-vitesse du vent est représentée en trait continu à la Figure 2-11, pour une éolienne de 300 KW. La dynamique relativement lente du vent pitch control (plusieurs dizaines de seconde) et les

variations rapides de la vitesse du vent amènent ce type d'éolienne à suivre approximativement la caractéristique de réglage, comme illustrée par les points reportés sur la Figure 2-11, mesurés sur une éolienne réelle. La Figure 2-12 montre un enregistrement de la puissance générée par cette éolienne soumise, à un vent moyen de 12 m/s . Cet enregistrement, qui illustre le caractère très fluctuant de la puissance générée par ce type d'éolienne, montre que cette puissance peut subir des variations de plus de 100 kW en 3 secondes et que la puissance nominale peut être dépassée de plus de 10%. Ce type d'éolienne n'offre donc quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée, d'autant plus que la connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

Certaines éoliennes de ce type sont équipées d'un système à décrochage aérodynamique des pales (stall control). L'augmentation de la vitesse du vent s'accompagne automatiquement d'une diminution de l'angle de calage afin de permettre le décrochage aérodynamique de la turbine aux vitesses du vent plus grande que la vitesse nominale appelée « Passive stall ». La puissance captée est alors réduite. La structure du rotor de la turbine est ainsi plus simple, mais les possibilités de réglage de la puissance sont encore plus limitées. Une solution intermédiaire appelée « active stall » a également été développée. Elle garde les avantages du système « stall » (décrochage aérodynamique des pales) tout en intégrant un système d'orientation des pales simplifié. Les possibilités de réglages de la puissance générée par ce type d'éolienne restent toutefois marginales [13].

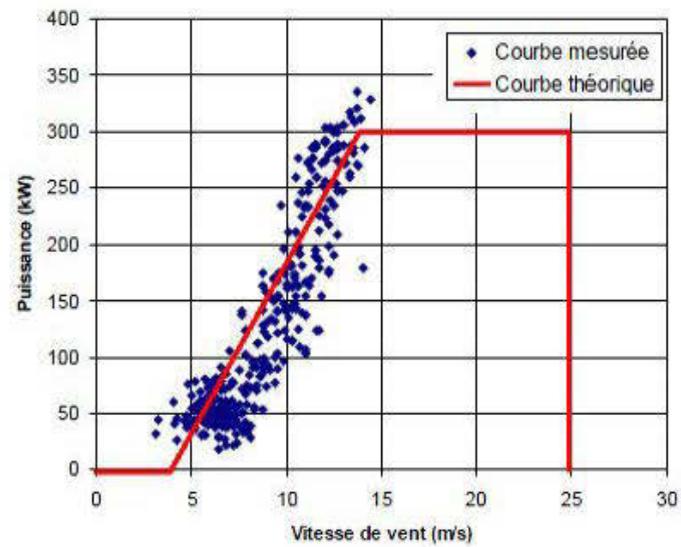


Figure 2-11 : Caractéristique de réglage d'une éolienne à vitesse fixe de 300 kW

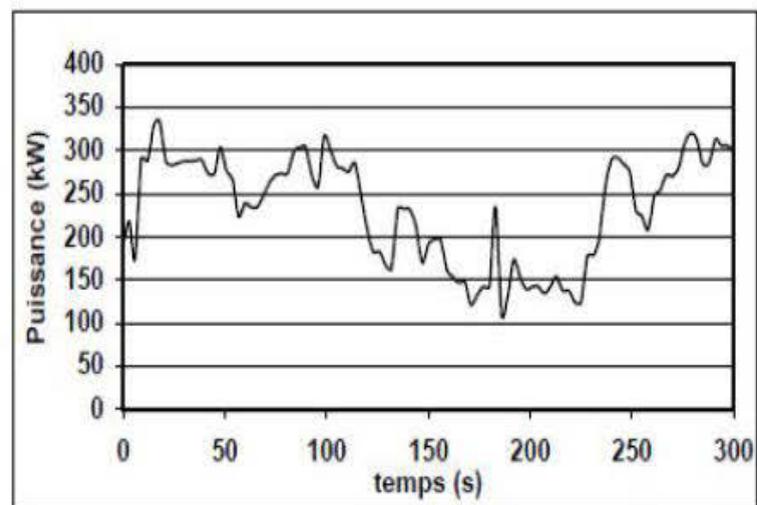


Figure 2-12 : Exemple de puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de 300 kW.

2.8 Les éoliennes a vitesse variables

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. Selon la référence [30], une éolienne à vitesse variable peut aller chercher de 8 à 15 % plus d'énergie dans le vent annuellement qu'une éolienne à vitesse fixe .

2.8.1 Type Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

Sur la caractéristique en puissance d'une éolienne (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), le lieu du point représentant le maximum de la puissance convertie (représenté par la courbe en pointillés) peut être obtenu et parcouru en adaptant la vitesse de la turbine (courbe épaisse). Ainsi, afin de maximiser la puissance convertie, la vitesse de la turbine doit donc être adaptée par rapport à la vitesse du vent. C'est pourquoi les éoliennes de forte puissance raccordées aux réseaux moyenne et haute tension fonctionnent de plus en plus fréquemment à vitesse variable. Les principaux avantages des éoliennes a vitesse variable comparés aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants [14][12][15][16]:

- Elles augmentent la plage de fonctionnement, notamment pour des faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est converti. Indirectement la disponibilité et la puissance générée du système sont augmentées.
- Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesse de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.

- Elles réduisent les efforts mécaniques de par le fait que lors de variation du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. L'élasticité ainsi créée permet d'amoindrir l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée pour ce domaine de fonctionnement.
- Elles permettent une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

Pour les générateurs à base de machine asynchrone, la différence entre la vitesse mécanique, Ω et la vitesse dite synchrone (imposée par la fréquence du réseau), Ω_s est définie par le glissement :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (2-1)$$

Le glissement est en fonction de la résistance que présente le circuit rotorique. Ainsi pour les machines à circuit rotorique bobiné, une façon de rendre variable la vitesse mécanique de ce générateur est de rendre variable le glissement en modifiant la résistance du circuit rotorique. Plutôt que de dissiper cette puissance, il est beaucoup plus intéressant de la renvoyer sur le réseau au moyen de deux convertisseurs d'électronique de puissance reliés par un bus continu. Le circuit rotorique est rendu accessible grâce un système de balais-bagues. En conséquence, la puissance transitant à travers le circuit rotorique est rendue variable et deux fonctionnements peuvent être distingués. Si la vitesse mécanique est supérieure à la vitesse de synchrone ($g < 0, \Omega > \Omega_s$), un fonctionnement hyposynchrone est obtenu et la puissance circule alors du réseau vers le circuit rotorique. Seule une variation de la vitesse de $\pm 30\%$ (correspondant à la valeur du glissement g) autour de la vitesse de synchronisme est acceptable ; ceci va engendrer une limitation de la puissance circulant dans le circuit rotorique ($|g.P|$). Comme seule une fonction de la puissance est rendue variable, la

chaîne de conversion électronique est dimensionnée pour une moindre puissance et présente donc un coût réduit.

Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à celui d'un alternateur synchrone. En effet, la puissance active et la puissance réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté sur le circuit électrique du rotor.

Le contrôle de la puissance générée peut aussi être réalisé en agissant sur l'orientation des pales, mais aussi en contrôlant le couple de la génératrice asynchrone au moyen du convertisseur de puissance connecté au rotor de celui-ci. Le contrôle de la puissance générée est dès lors nettement plus précis comme illustré sur la caractéristique puissance-vitesse du vent mesuré à la Figure 2-13, à comparer aux mesures réalisées sur une éolienne à vitesse fixe (Figure 2-11). La Figure 2-14 représente la puissance générée par l'éolienne sur un intervalle de 10h alors qu'elle est soumise à un vent variant entre 2 et 16 m/s. On peut remarquer que la puissance maximale n'est pas dépassée [57].

Il existe également une technologie d'éolienne basée sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné dans laquelle les bobinages rotoriques sont reliés à une résistance de dissipation via un redresseur à thyristor. Cette structure simplifiée permet un réglage limité de la vitesse, offre peu de possibilité de réglage de la puissance générée et présente un rendement moindre sur la plage de fonctionnement [58].

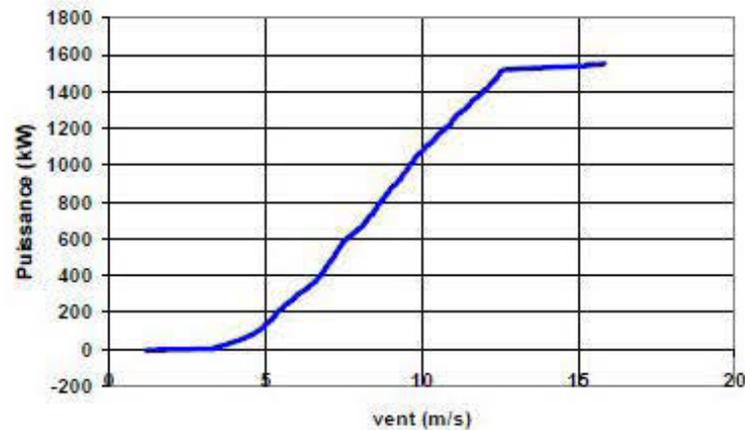


Figure 2-13 : Puissance totale générée mesurée sur une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent

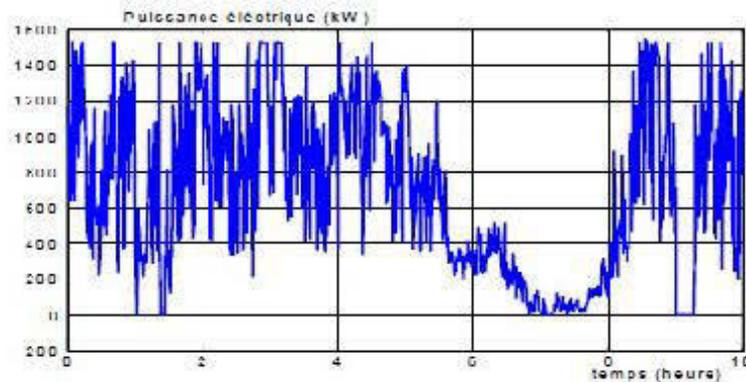


Figure 2-14 : Enregistrement de la puissance électrique générée par une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW

2.8.2 Type Machine Synchrone à aimants Permanents (MSAP)

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires

de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues de balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure, représentée à la Figure 2-15, est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau de convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage de point de vue contrôle de l'éolienne. En effet l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent. La courbe de réglage de ce type d'éolienne est généralement proche de celle présentée à la Figure 2-13. De plus ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien (turbine + machine synchrone) et le comportement du réseau [15][17].

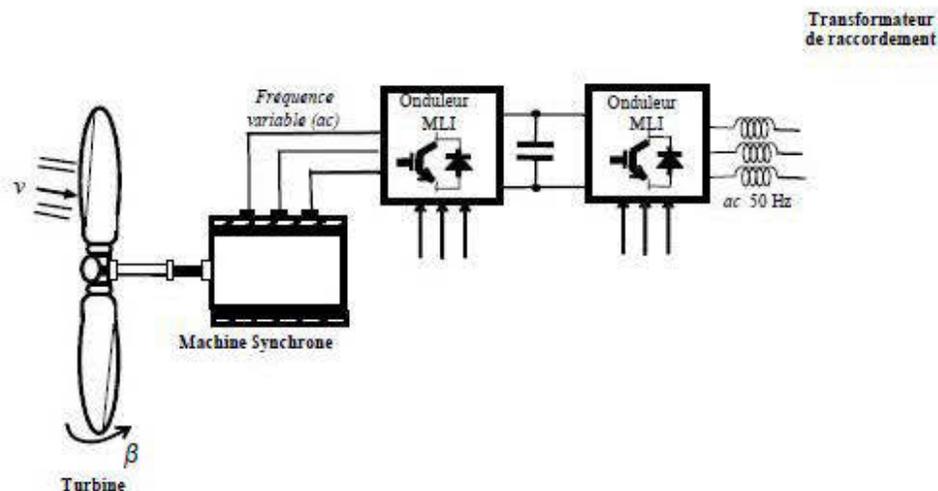


Figure 2-15 : Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles

2.9 Synthèse des différentes éoliennes

Le Tableau 2-1 et le Tableau 2-2 rappellent les différentes caractéristiques des différentes éoliennes.

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS Vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> - Machine robuste - Faible coût - Pas d'électronique de puissance 	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance extraite non optimisée - Maintenance boîte de vitesse - Pas de contrôle de l'énergie réactive - Magnétisation de la machine imposée par le réseau.
MADA Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable - Puissance extraite optimisée - Électronique de puissance dimensionnée à 30 % de la puissance nominale - Machine standard - Connexion de la machine plus facile à gérer - Une magnétisation de la machine en cas de défaut sur le réseau 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance de boîte de vitesse - Prix de l'électronique de puissance - Contrôle-commande complexe - Contacte glissant bagues-balais
MSAP Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse - Puissance extraite optimisée pour les vents faibles - Connexion de la machine facile à gérer 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix de l'électronique de puissance - Machine spécifique - Électronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice

Tableau 2-1 : Avantages et inconvénients des différentes éoliennes.

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS Vitesse fixe	- (Facultatif) - Gradateur - Bancs de condensateurs	- Pitch control	- Contrôle de P approximatif - Contrôle de Q approximatif si condensateur	NON
MADA Vitesse variable	- Convertisseur électronique	- Pitch control - Couple génératrice	- Contrôle de P - Contrôle de Q	- Participation limitée au : - Réglage de la fréquence - Réglage de la tension tant qu'il y'a de vent
MSAP Vitesse variable	- Convertisseur électronique	- Pitch control (ou stall) - Couple génératrice	- Contrôle de P - Contrôle de Q - Fonctionnement en isolé	- Réglage de la fréquence - Réglage de la tension - Ilotage tant qu'il y'a de vent

Tableau 2-2 : Capacité de réglage des différentes éoliennes

2.10 Principe de fonctionnement d'une éolienne

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passent par la surface active S de la voilure [18].

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure 2-16 sur lequel on a représenté la vitesse du V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval en supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 soit : $\frac{V_1 + V_2}{2}$, la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)}{2} \quad (2-2)$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton).

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (2-3)$$

Soit en remplaçant m par son expression :

$$P_m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (2-4)$$

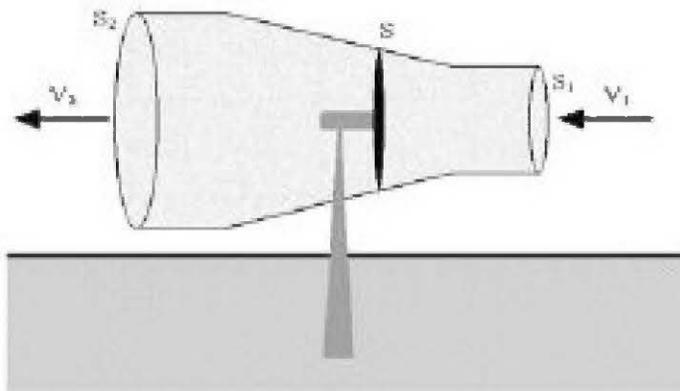


Figure 2-16 : Tube de courant autour d'une éolienne

Le vent théorique non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (2-5)$$

La relation entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (2-6)$$

Le ratio $\frac{P_m}{P_{mt}}$ appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de $\left(\frac{27}{16}\right)$

soit 0.59 c'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ

représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

Selon la loi de Betz, la puissance maximale est :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_{mt} = 0.59 P_{mt} \quad (2-7)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde ; de cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini [3] :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{\max}}{P_{mt}} = \frac{2P_{\max}}{\rho S V_1^3} = 0.59 \quad (2-8)$$

En combinant les équations(2-2),(2-5) et (2-6) la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} P_{mt} = C_p P_{mt} = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (2-9)$$

Avec :

$$\lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \quad (2-10)$$

Ω_1 : Vitesse de rotation avant le multiplicateur de vitesse G

La puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur électrique P_{mg} s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 R}{G V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (2-11)$$

Avec Ω_2 : vitesse de rotation après multiplicateur.

2.11 Conclusion

Dans ce chapitre une synthèse bibliographique a été présentée et qui concerne les différents types d'éoliennes avec leurs constitutions et leurs principes de fonctionnements ainsi que leurs capacités de réglage. Après un rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, on présente les machines électriques et leurs applications ainsi que leur adaptation à un système éolien.

Les éoliennes à vitesse fixe permettent peu de réglage et fonctionnent comme des générateurs passifs. Les éoliennes à vitesse variables offrent plus de possibilités de réglage, mais ont un coût plus élevé. L'éolienne à base de la machine asynchrone à double alimentation offre des capacités qui pourraient lui faire permettre de participer aux réglages du réseau avec une commande bien adaptée. Ce type d'éolienne est à la base de ce travail.

CHAPITRE 3 Modélisation et stratégie de commande de la turbine Éolienne

3.1 Introduction

La Figure 3-1 présente une configuration classique de la turbine éolienne utilisant une MADA. La MADA est un générateur à rotor bobiné avec un système de balais et de bagues. Le stator de la machine est directement connecté au réseau électrique et le rotor connecté au réseau au travers d'une chaîne de convertisseurs électroniques à bus continu intermédiaire. La MADA est alimentée à partir de la tension réseau et de la tension à la sortie du convertisseur électronique de puissance à fréquence variable associé au rotor. Afin d'obtenir des vitesses de rotation sous-synchrone et hyper-synchrone, la chaîne de conversion électronique associée au rotor doit être bidirectionnelle. Cela est effectué à partir d'un convertisseur back-to-back qui est constitué par deux convertisseurs de tension avec un bus continu en commun. Le convertisseur de tension coté réseau est connecté à celui-ci via trois bobines permettant de filtrer les harmoniques du courant.

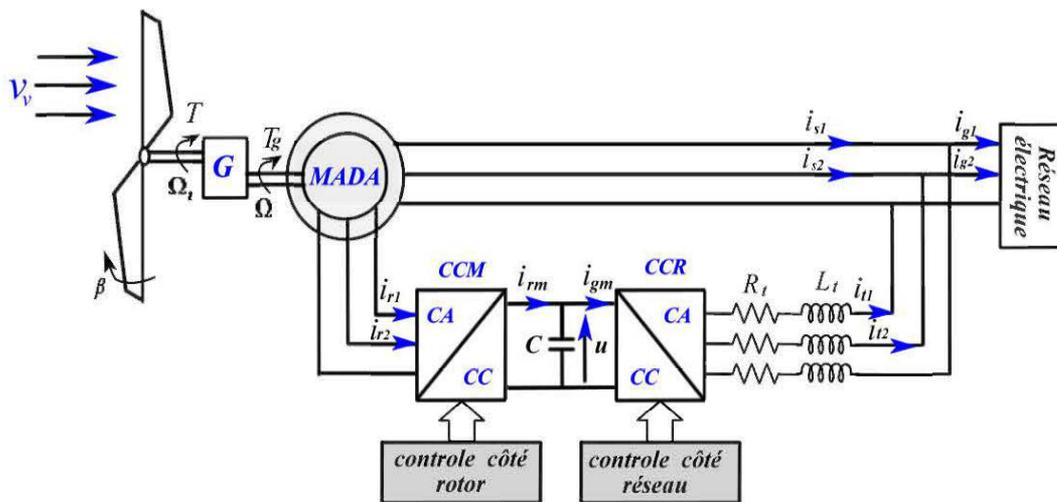


Figure 3-1 : Générateur éolien à base de MADA.

La partie mécanique de la turbine est composée par des pales orientables, un réducteur de vitesse et une transmission de puissance. La partie électrique est composée par un générateur, la chaîne de convertisseurs électronique de puissance avec son bus continu et son filtre de sortie [21].

3.2 Modélisation de la turbine éolienne

3.2.1 Modélisation de la turbine

Le modèle de la turbine éolienne doit représenter l'ensemble des éléments du système aérogénérateur éolien Figure 3-2. Les éoliennes installées sont généralement constituées de trois pales qui pivotent sur leur axe d'un angle β , contrôlé par un système électromagnétique.

Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G [31][33]et[47].

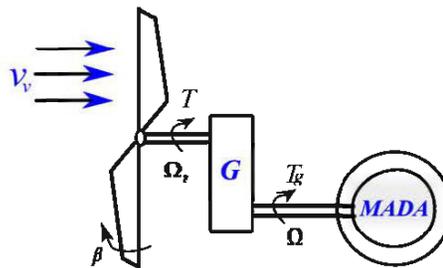


Figure 3-2 : Schéma de la turbine éolienne

La turbine est un dispositif permettant de convertir l'énergie du vent en énergie mécanique. Elle est caractérisée par son couple aérodynamique donné par :

$$T = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S v^3 \quad (3-1)$$

Ω_t : est la vitesse de la turbine.

ρ : est la densité de l'air (approximativement 1.22 kg/m^3 à la pression atmosphérique à 15°C)

S : est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est la longueur de la pale.

v : est la vitesse de vent.

C_p : représente le rendement aérodynamique de la turbine. Il dépend du dimensionnement de la pale, du coefficient de vitesse λ (speed ratio) et de l'angle d'orientation de la pale β .

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse de la pale et la vitesse du vent comme :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v} \quad (3-2)$$

Pour cette étude, la formule suivante a été utilisée pour la turbine [32] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.46 \left(\frac{151}{\lambda_t} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) \left(e^{-18.4/\lambda_t} \right) \quad (3-3)$$

$$\lambda_t = \frac{1}{(\lambda + 0.02\beta)} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}$$

La figure montre les courbes du coefficient de puissance en fonction de λ pour différentes valeurs de β . On obtient un coefficient de puissance maximum de 0.44 pour un ratio de vitesse λ qui vaut 7.2 (λ_{opt}). En fixant β et λ respectivement à leurs valeurs optimales, le système éolien fournira une puissance électrique optimale (annexe 1).

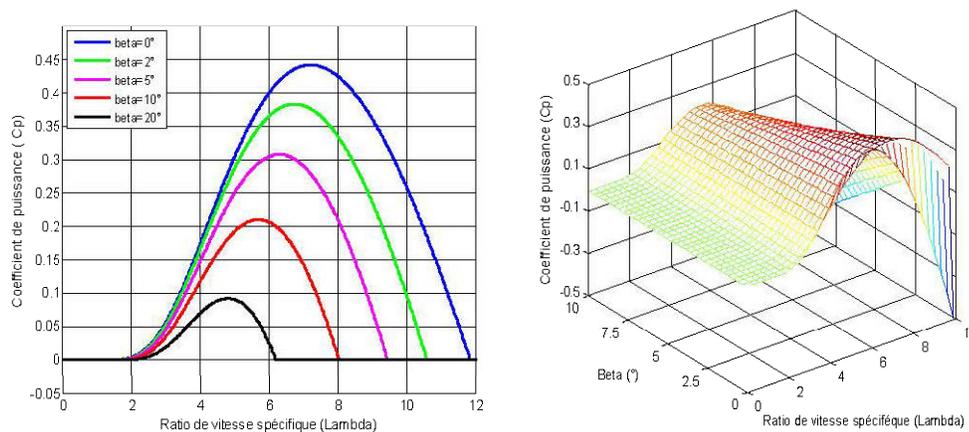


Figure 3-3 : coefficient de puissance en fonction de λ et β .

3.2.2 Modèle du multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur de vitesse transforme l'énergie aérodynamique de l'arbre mécanique de l'éolienne (vitesse lente) à l'arbre mécanique du rotor de la génératrice (vitesse rapide Ω) avec un rapport de vitesse G . Cela se traduit mathématiquement par les équations :

$$\Omega = G\Omega_t \quad (3-4)$$

$$T_g = GT_{em} \quad (3-5)$$

3.2.3 Modélisation de l'arbre mécanique

La transmission de puissance est composée de l'inertie du rotor de la turbine et de l'inertie de la génératrice. Le modèle mécanique équivalent proposé intègre ces deux inerties.

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (3-6)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe.

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

$$J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = T_{méc} \quad (3-7)$$

Où J est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique T_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux T_f et le couple issu du multiplicateur T_g .

$$T_{méc} = T_g - T_{em} - T_f \quad (3-8)$$

T_f est exprimé comme :

$$T_f = f\Omega_{méc} \quad (3-9)$$

f est le coefficient de frottement équivalent de l'arbre égale à $f = \frac{f_t}{G^2} + f_g$. Ou f_t et f_g sont les coefficients de frottement de la turbine et du générateur respectivement.

Le schéma bloc correspondant à l'ensemble de ces modélisations se traduit sur la Figure 3-1.

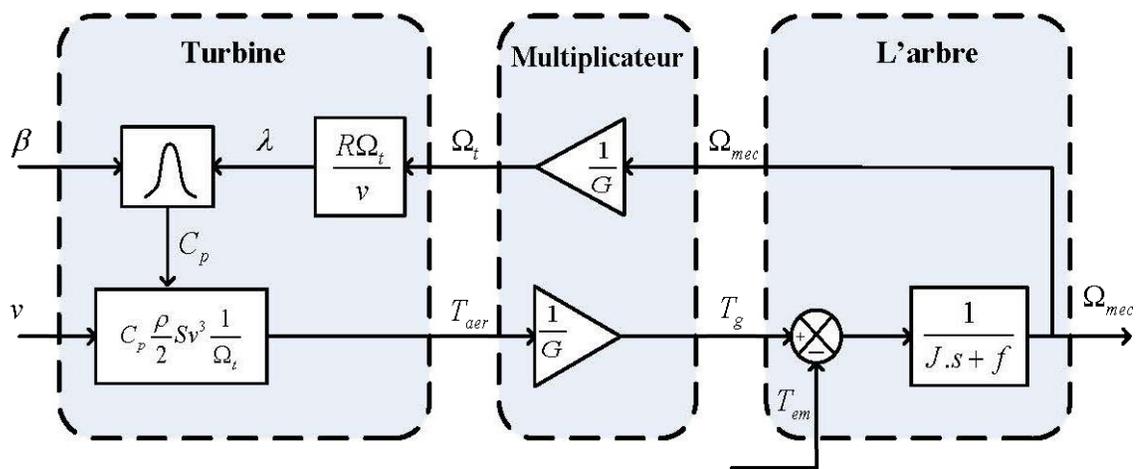


Figure 3-4 : Schéma bloc du modèle de la turbine

3.3 Stratégie de commande de la turbine éolienne

3.3.1 Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne de grande puissance

La Figure 3-5 représente la caractéristique Puissance-vitesse d'une éolienne qui peut se décomposer en quatre zones [12].

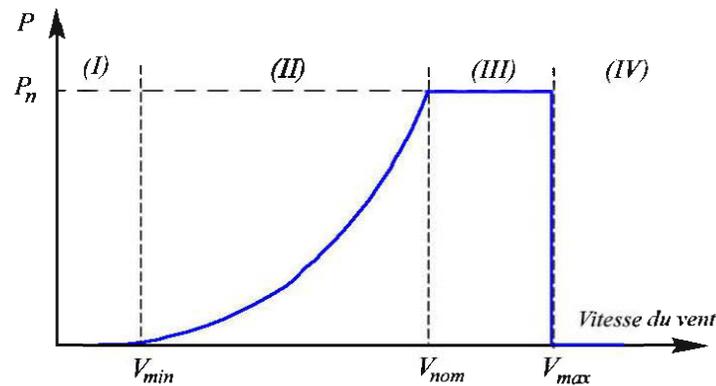


Figure 3-5 : La caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne de grande puissance

Zone I : la vitesse de vent est faible, insuffisante pour permettre le démarrage de l'éolienne; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro.

Zone II : le vent atteint une vitesse minimale V_{min} pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale V_{nom} correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique P_n et de la vitesse de rotation Ω_{nom} .

Zone III : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales β).

Zone IV : Dès que le vent atteint sa valeur maximale V_{\max} , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci, les pales de la turbine sont mises en drapeaux ($\beta = 90^\circ$).

3.3.2 Système de contrôle de l'aéroturbine

Le contrôle de l'aéroturbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées :

- 1- Boucle de régulation de la vitesse.
- 2- Boucle de régulation de puissance.

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Dans la stratégie de limitation de puissance, les deux boucles de régulation interviennent.

Quand la vitesse de vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de régulation de vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent. Lors d'une rafale de vent la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice, et anticipe l'action du dispositif d'orientation des pales en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone III.

3.3.3 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de cloche. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la

puissance maximale de ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la Figure 3-6 illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent V_v donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt} (\lambda_{opt}) \rho S V_v^3 \quad (3-10)$$

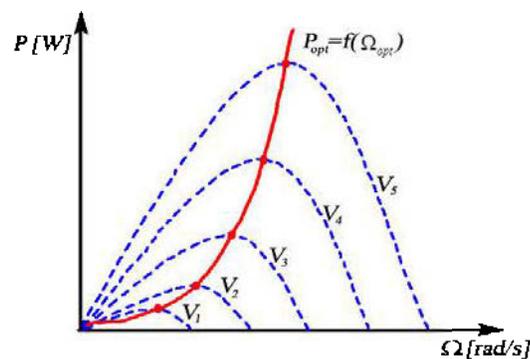


Figure 3-6 : Caractéristique de l'éolienne dans le plan, vitesse de rotation.

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : Maximum Power Point Tracking (MPPT) correspond à la zone II doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. On distingue deux approches possibles :

- 1- La première approche, la moins classique, considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ n'est pas connue.

2- La deuxième approche considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ est connue. Il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

3.3.3.1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil des pales. Une telle caractérisation permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux. Deux familles de structures de commande sont présentées dans cette approche :

3.3.3.2 Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quel que soit la puissance générée.

$$T_{em} = T_{em_ref} \quad (3-11)$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence. Ceci est obtenu en utilisant un asservissement adéquat de la vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence.

$$T_{em_ref} = K_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (3-12)$$

K_{ass} : Régulateur de vitesse.

Ω_{ref} : La vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{ref} = G \Omega_{tur_ref} \quad (3-13)$$

Selon l'équation, la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{tur} = \frac{V_v \lambda}{R} \quad (3-14)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale $C_{p\max}$ peut se déduire de l'équation (3-14) :

$$\Omega_{tur_ref} = \frac{V_v \lambda_{opt}}{R} \quad (3-15)$$

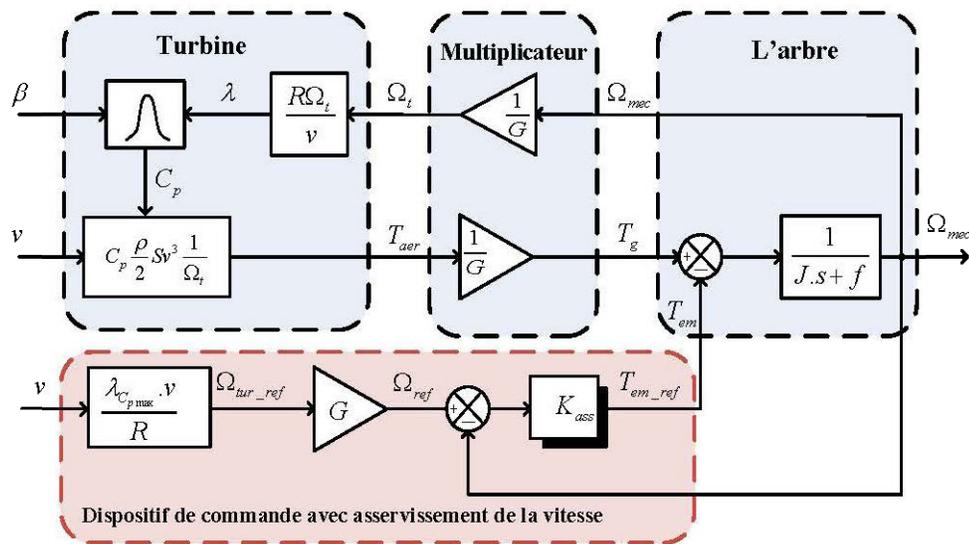


Figure 3-7 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse

3.3.3.3 Conception du correcteur de vitesse

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Deux correcteurs ont été utilisés, le correcteur Proportionnel intégral (PI) avec anticipation, le correcteur Proportionnel intégral à avance de phase.

a) - PI à avance de phase :

Le correcteur considéré a pour expression :

$$T_{em_ref} = \left(\frac{\alpha_1 s + \alpha_0}{\tau s + 1} \right) (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (3-16)$$

α_0 , α_1 et τ sont les paramètres du correcteur à déterminer.

s est la grandeur de Laplace.

Le correcteur à avance de phase est une forme approchée du correcteur PD qui est physiquement irréalisable (condition de causalité non vérifiée).

Effet du correcteur :

- Augmentation de la marge de phase (comme l'indique le nom du correcteur).
- Augmentation de la bande passante (augmentation de la rapidité c-à-d diminution de tr).
- Erreurs en régime permanent imposées.
- Augmentation de la marge de stabilité → effet dérivateur.

- Sensibilité aux bruits à cause de l'élargissement de la BP.

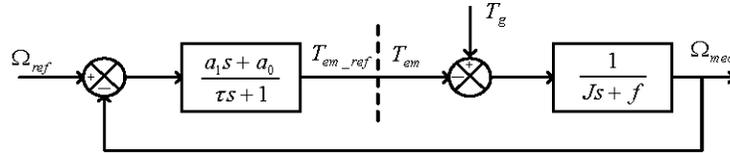


Figure 3-8 : Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase

Si on suppose que $T_g = 0$, donc la fonction de transfert en boucle fermée se met sous la forme suivante :

$$\Omega_{mec} = F(s) \Omega_{ref} + P(s) T_g \quad (3-17)$$

Où $F(s)$ est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(s) = \frac{a_1 s + a_0}{J \tau s^2 + (f \tau + J + a_1) s + a_0 + f} \quad (3-18)$$

Et $P(s)$ est la fonction de transfert de la perturbation T_g :

$$P(s) = \frac{\tau s + 1}{J \tau s^2 + (f \tau + J + a_1) s + a_0 + f} \quad (3-19)$$

Dans l'objectif d'atténuer l'action de la perturbation (couple éolien T_g), il faut que le paramètre a_0 soit élevé. Les autres paramètres (a_1 et τ), sont déterminés pour avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ζ définis comme suit :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{a_0 + f}{J \tau}} \quad (3-20)$$

$$\zeta = \frac{\tau + J + a_1}{a_0 + f} \cdot \frac{\omega_n}{2} \quad (3-21)$$

La constante de temps τ permet de régler la pulsation naturelle et donc le temps de réponse de l'asservissement de vitesse :

$$a_0 = \omega_n^2 J \tau \quad (3-22)$$

$$a_1 = \frac{2\zeta}{\omega_n} \cdot (a_0 + f) - \tau - J \quad (3-23)$$

Le temps de réponse en boucle fermée affecte la valeur de la variation de puissance au moment de l'accrochage au réseau, En effet plus ce dernier est réduit plus la puissance électrique produite est importante en régime transitoire, autrement dit au démarrage de la génératrice, et réciproquement. Un temps de réponse de 100 ms en boucle fermée, choisi pour limiter la génération de puissance au démarrage, est obtenu, en considérant la fonction de transfert anticipatrice suivante (Figure 3-9).

$$T(s) = \frac{J\tau s^2 + (f\tau + J + a_1)s + a_0 + f}{(a_1 s + a_0)(\tau s + 1)} \quad (3-24)$$

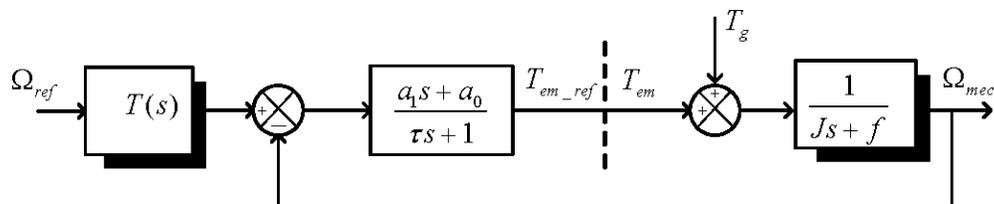


Figure 3-9 : Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase

b) - PI avec anticipation

Dans ce type de correcteur le PI utilisé est standard il est décrit par l'équation suivante :

$$T_{em_ref} = \left(b_1 + \frac{b_0}{s} \right) (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (3-25)$$

b_1 : Gain proportionnel et b_0 gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer.

La fonction de transfert en boucle fermée est identique à la précédente (3-17).

Avec :

$$F(s) = \frac{b_1 s + b_0}{Js^2 + (f + b_1)s + b_0} \quad (3-26)$$

$$P(s) = \frac{s}{Js^2 + (f + b_1)s + b_0} \quad (3-27)$$

Il est donc nécessaire d'augmenter le paramètre b_0 pour atténuer l'action du couple éolien T_g . La pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement sont déterminés par :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{b_0}{J}} \quad (3-28)$$

$$\zeta = \frac{f + J + b_1 \omega_n}{b_0 \omega_n} \quad (3-29)$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement donné, on a :

$$b_0 = \omega_n^2 J \quad (3-30)$$

$$b_1 = \frac{2 b_0 \zeta}{\omega_n} - f - J \quad (3-31)$$

Le paramètre b_1 est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement donné (un coefficient d'amortissement $\xi = 0.707$ conduit au temps de réponse le plus court pour une valeur donnée de la fréquence propre non amortie ω_n). La fonction de transfert anticipatrice (3-32), est donnée selon cette expression :

$$T(s) = \frac{Js^2 + (f + b_1)s + b_0}{(b_1s + b_0) \left(\frac{0.05}{3}s + 1 \right)} \quad (3-32)$$

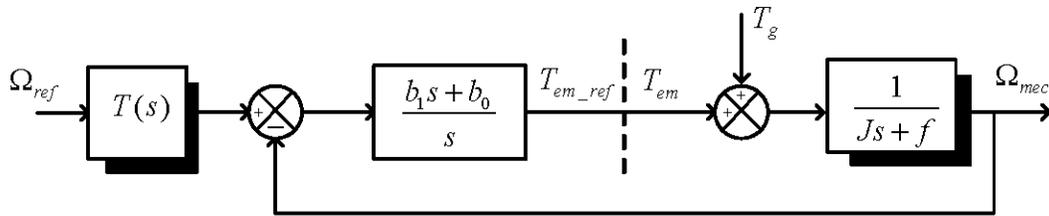


Figure 3-10 : Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation

3.3.3.4 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

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

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

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse.

Cette seconde structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = T_{mec} = 0 = T_g - T_{em} - T_f \quad (3-33)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique T_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($T_f = 0$), on obtient :

$$T_{em} = T_g \quad (3-34)$$

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

$$T_{em_ref} = \frac{T_{aer_estimé}}{G} \quad (3-35)$$

Sachant que :

$$P_{aer} = C_p P_v = C_p (\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (3-36)$$

Et :

$$T_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} \quad (3-37)$$

Alors :

$$T_{aer_estimé} = C_p \frac{\rho \cdot S}{2} \frac{1}{\Omega_{turbine_estimée}} V_{estimée}^3 \quad (3-38)$$

Ainsi :

$$\Omega_{turbine_estimée} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (3-39)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation suivante :

$$V_{\text{estimée}} = \frac{\Omega_{\text{turbine}}}{\lambda} \quad (3-40)$$

Après calcul et une série de combinaison on aboutit à l'équation suivante :

$$T_{em_ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \frac{\rho \pi R^5}{2} \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (3-41)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur $\lambda_{C_{p_opt}}$ qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{p_opt} . Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$T_{em_ref} = \frac{C_{p_opt}}{\lambda_{C_{p_opt}}^3} \frac{\rho \pi R^5}{2} \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (3-42)$$

L'expression du couple de référence peut se mettre donc sous la forme suivante :

$$T_{em_ref} = K_{opt} \Omega_{mec}^2 \quad (3-43)$$

Tel que :

$$K_{opt} = \frac{C_{p_opt}}{\lambda_{C_{p_opt}}^3} \frac{\rho \pi R^3}{2G^3} \quad (3-44)$$

La représentation sous forme de schéma blocs est montrée à la figure suivante :

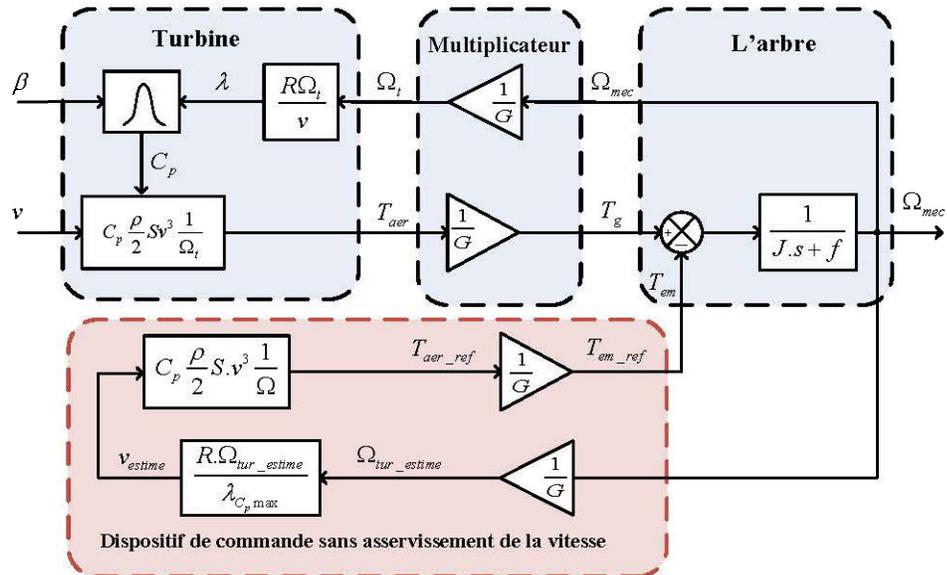


Figure 3-11 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.

3.4 Simulation et résultats

Ces deux structures de commande ont été simulées en considérant un profil de vent moyen autour de (12 m/s). Nous montrons les résultats obtenus pour les différentes stratégies de commande utilisées.

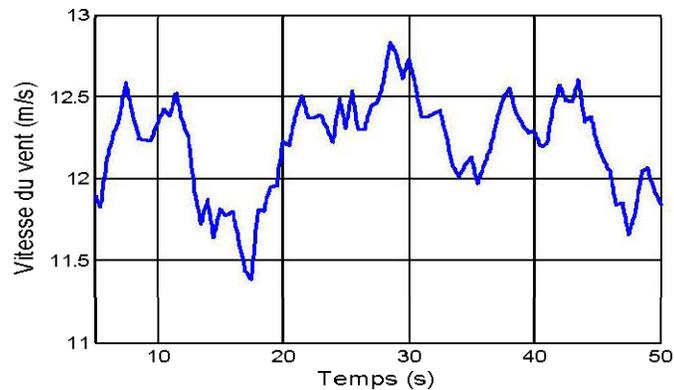


Figure 3-12 : Profil du vent appliqué

En négligeant les pertes d'origine électrique la puissance électrique devient égale à la puissance électromagnétique définie par : $\Omega_{mec} T_{em}$.

L'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, c'est-à-dire $\beta = 0^\circ$.Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur $\lambda_{C_{p,max}}$ qui correspond au maximum du coefficient de puissance $C_{p,max}$.les différents paramètres mécaniques du système éolien étudié sont rassemblés dans le Tableau 3-1.

Paramètres	Valeur	Unité
Rayon (R)	42	m
Vitesse nominale de vent	12.5	m/s
Multiplicateur	80	-
Coefficient de puissance maximale $C_{p,max}$	0.44	-
Densité de l'air	1.1225	Kg / m^3
Inertie (J)	890	$Kg.m^2$
Coefficient de frottement	0.1	-

Tableau 3-1: Paramètres de la turbine éolienne

Les paramètres de commandes du système éolien sont consignés dans le Tableau 3-2 :

Correcteur PI à avance de phase	Facteur d'amortissement : $\xi = 0.707$ Fréquence de coupure : $\omega_n = 10 \text{ rad / s}$ $a_0 = \omega_n^2 J \tau = 1000$ $a_1 = \frac{2\xi}{\omega_n} (a_0 + f) - \tau - J = 49.90$
Correcteur PI avec anticipation	$b_0 = \omega_n^2 J = 9000$ $b_1 = \frac{2b_0\xi}{\omega_n} - f - J = 1169.9$

Tableau 3-2: Paramètres de la commande de la turbine éolienne

1) - Sans asservissement de vitesse

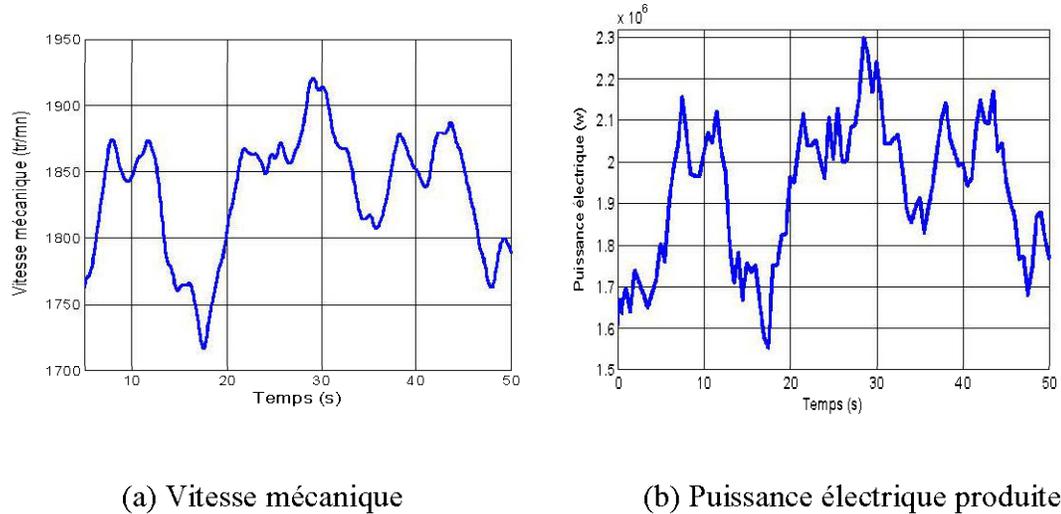


Figure 3-13 : Résultats de simulation de la turbine sans asservissement de la vitesse

Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande montrent que les variations de la vitesse et de la puissance électrique de la génératrice sont adaptées à la variation de la vitesse du vent (Figure 3-13).

2) - PI à avance de phase

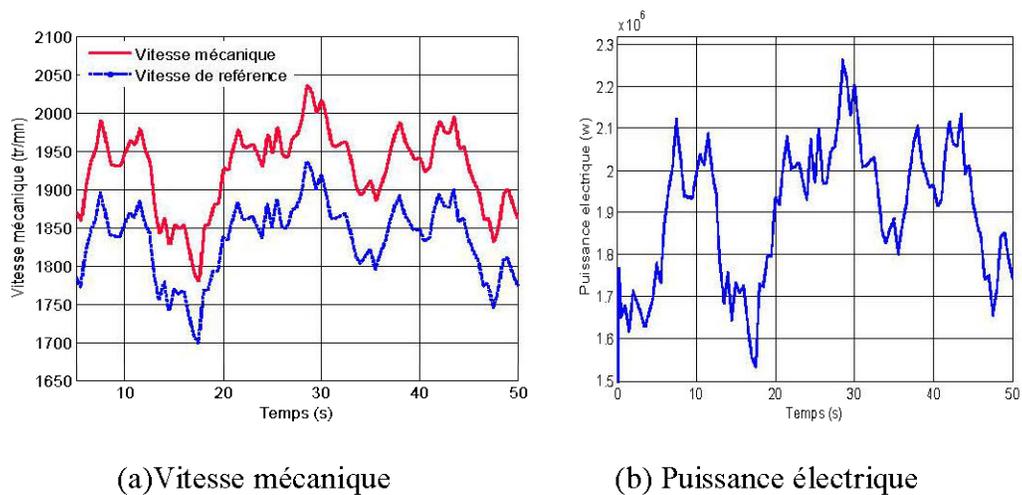
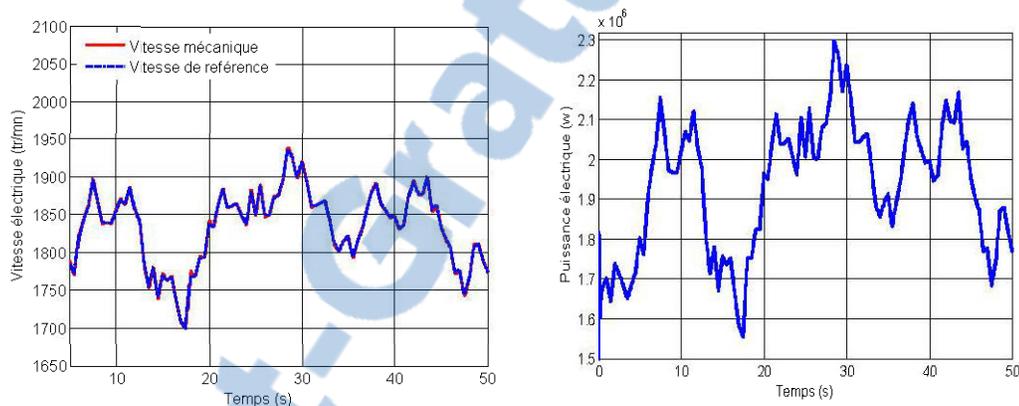


Figure 3-14 : Résultats obtenus en utilisant un régulateur PI à avance de phase

Les résultats de simulation avec le même profil de vent sont montrés sur la Figure 3-14. Moins de puissance électrique convertie est donc obtenue en régime permanent lorsque la vitesse du vent varie, du fait que le coefficient de puissance n'est pas ajusté à sa valeur maximale. Ce n'est cependant pas très significatif. En régime permanent, une erreur entre la vitesse mécanique et celle de référence apparaît.

3) - Régulateur PI

Les résultats de simulation à cet algorithme sont montrés sur la Figure 2-14



(a) Vitesse mécanique

(b) Puissance électrique

Figure 3-15 : Résultats obtenus avec un régulateur PI

Ces résultats montrent qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est obtenu en régime transitoire et en régime permanent. Ce contrôle est très dynamique et la puissance obtenue est donc plus importante.

3.5 Modélisation du système d'orientation des pales (PITCH)

3.5.1 Introduction

Les turbines éoliennes de grande puissance, de nos jours utilisent le système PITCH pour le contrôle aérodynamique pour limiter la puissance dans la zone III. Elles

utilisent pour cela le principe du contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à sa valeur nominale.

Ainsi l'orientation des pales pour augmenter ou diminuer la portance selon la vitesse du vent constitue l'organe principal du contrôle de la puissance extraite de la turbine.

En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basses vitesses, puis pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position « en drapeau ($\beta = 90^\circ$) » à la vitesse maximale V_{\max} .

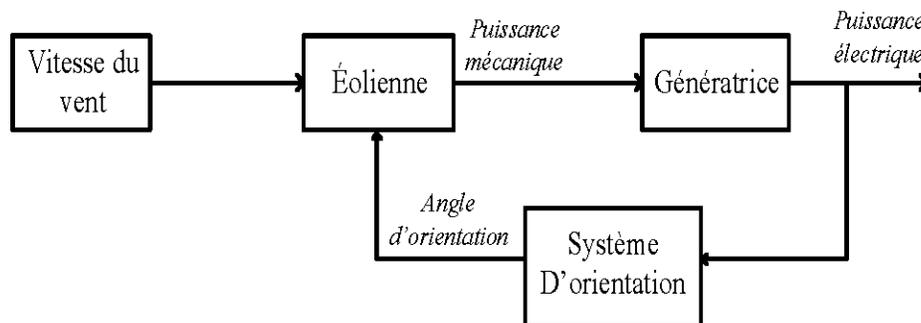


Figure 3-16 : Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage

En général la modélisation du pitch se fait en trois étapes :

1. Génération de l'angle de référence β_{ref}
2. Régulation de l'angle d'orientation
3. Régulation de la vitesse de variation de l'angle

La figure Figure 3-16 montre les différentes parties d'un système de contrôle de l'angle de calage.

3.5.2 Système d'orientation

Il existe divers types de systèmes de régulation de l'angle de calage des pales. L'angle peut être variable tout le long de la pale, comme l'exemple ici étudié Figure 3-17, ou simplement sur le bout des pales. L'angle de calage est commandé soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques qui nécessitent une source d'énergie externe [12]. Le transfert de cette énergie jusqu'aux pales en rotation augmente considérablement les coûts de fabrication. Le système hydraulique est néanmoins le plus utilisé dans les générateurs de petite et moyenne puissance alors que le système électrique est uniquement utilisé pour les éoliennes de forte puissance. Normalement il faut tenir compte des efforts d'origine inertielle (gravité, force centrifuge, efforts gyroscopiques) et des efforts élastique (déformation des pales). Dans cette étude, ces effets ne sont pas pris en compte car ils ont peu d'influence sur les éoliennes à vitesse variable.

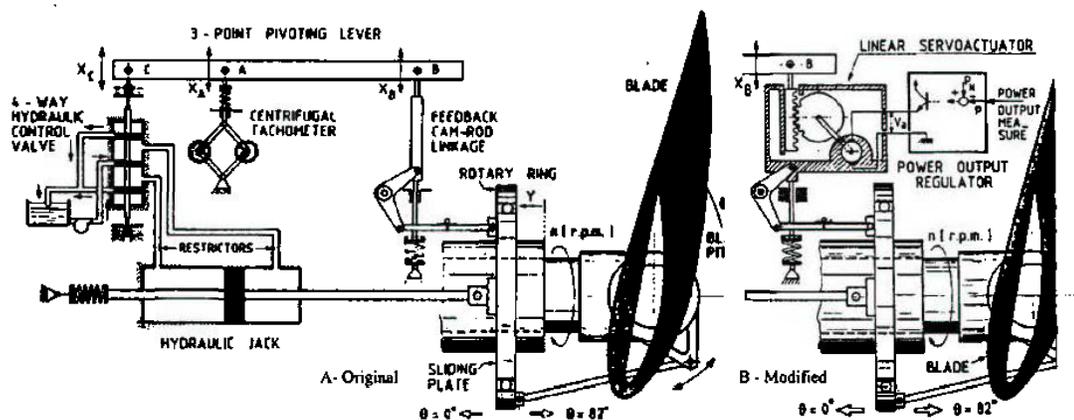


Figure 3-17: Exemple d'actionneur d'angle d'orientation.

L'actionneur génère un couple électromoteur C_{mot} à partir de la tension U qui lui est appliquée (Figure 3-18). Le moment d'inertie de la pale et le coefficient de frottement sont notés respectivement J_{pale} et f_{pale} . Le dispositif de commande est composé par

quatre fonctions : le contrôle de l'actionneur, la régulation de la vitesse de l'angle, la régulation de l'angle, la génération de l'angle de référence permettant d'obtenir une puissance électrique constante. Ces fonctions sont maintenant détaillées.

- Génération de l'angle d'orientation :

La conception analytique de ce réglage est complexe à cause des caractéristiques des pales et du modèle non linéaire de la turbine. Il est plus pratique d'utiliser des caractéristiques expérimentales renseignant les puissances mesurées pour différents angles de calages. Dans le cas de manque de ces informations, l'angle de référence est obtenu par le réglage de l'erreur entre la puissance mesurée et celle de référence [33][37].

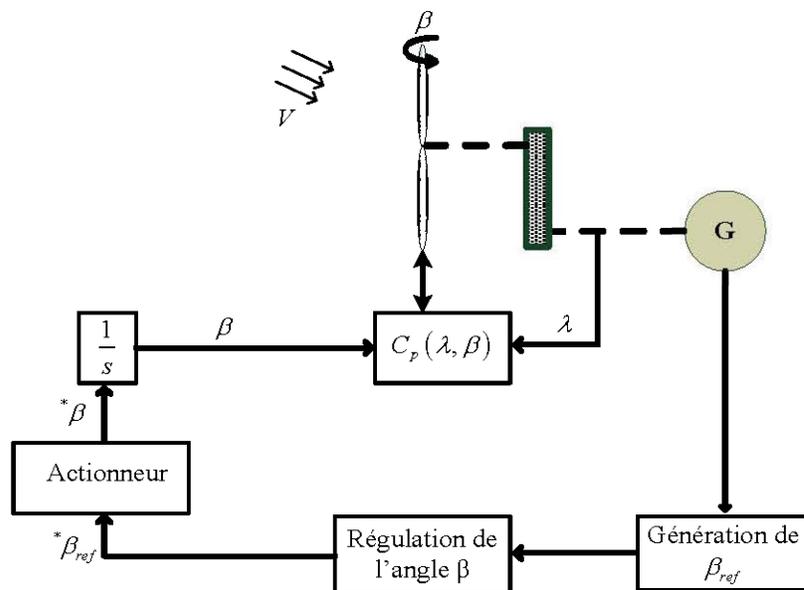


Figure 3-18 : Schéma bloc du contrôle de l'angle de calage

- Réglage de l'angle d'orientation :

Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales, soit pour chacune d'elles indépendamment. La régulation indépendante donne plus de degrés de liberté

au système de commande, mais peut entraîner un déséquilibre aérodynamique dans la turbine. Un système précis de mesure est par conséquent utilisé pour assurer que l'angle de calage de chacune des pales soit le même. Certains auteurs représentent tout simplement la régulation de l'angle par une simple fonction de transfert du premier ordre.

- Réglage de la vitesse de l'angle d'orientation :

Lors de la modélisation du système de commande du pas des pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subits pas les pales, la vitesse de variation de l'angle de calage doit être limitée à environ $10^\circ/s$ lors d'un fonctionnement normal et à $20^\circ/s$ pour le cas d'urgence [32]. La régulation de l'angle de calage est donc modélisée par un régulateur générant une référence de vitesse de variation de l'angle, cette référence est limitée. L'angle de calage est ensuite obtenu en intégrant les variations de l'angle.

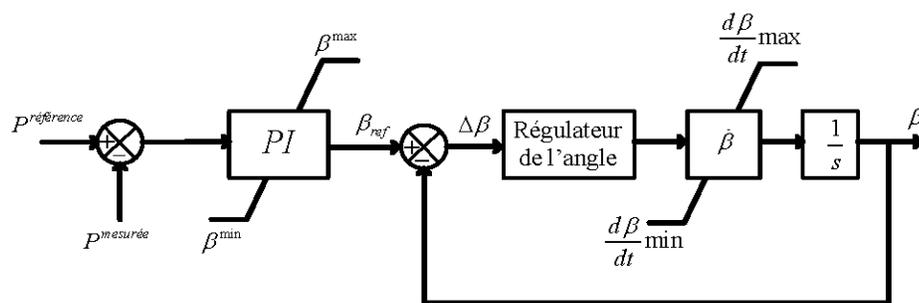


Figure 3-19 : Modèle du système de régulation de l'angle de calage

Il existe plusieurs façons de concevoir le système de régulation de l'angle des pales en boucle fermée.

3.5.3 Régulation de l'angle avec un correcteur PI

Les régulateurs les plus utilisés dans la régulation de l'angle de calage sont de type PI. L'expression du correcteur PI est donnée par :

$$\frac{\dot{\beta}_{ref}}{\varepsilon} = K_{p\beta} + \frac{K_{i\beta}}{s} \quad (3-45)$$

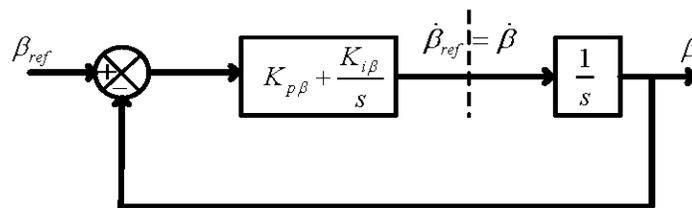


Figure 3-20 : Schéma d'un régulateur de l'angle avec un PI

En boucle fermée, la réponse est donnée par l'expression suivante :

$$\beta = \frac{\frac{K_{p\beta}}{K_{i\beta}} s + 1}{\frac{1}{K_{i\beta}} s^2 + \frac{K_{p\beta}}{K_{i\beta}} s + 1} \beta_{ref} \quad (3-46)$$

3.5.4 Fonctionnement à vitesse constante

Lorsque la vitesse de la turbine atteint environ 90 % de la vitesse nominale, la turbine ne doit pas être contrôlée pour extraire le maximum de la puissance éolienne. La vitesse de la turbine doit alors être rendue constante. Ce mode de contrôle correspond à la zone III du fonctionnement de la turbine (Figure 3-5). Pour ce faire, deux moyens sont mis en œuvre :

- Une orientation des pales pour réduire la portance.
- Un réglage électrique de la vitesse.

Nous ne détaillons pas le principe de réglage de l'angle de la pale car il a été explicité dans la partie précédente. L'algorithme de maximisation de la puissance (MPPT) doit être remplacé par un algorithme permettant d'obtenir un fonctionnement à vitesse constante. Deux cas sont à considérer selon qu'un contrôle avec asservissement de vitesse est utilisé ou non. Lorsqu'un contrôle avec asservissement de vitesse est utilisé, il suffit d'appliquer une vitesse de référence constante plutôt que celle générée par l'algorithme de maximisation de la puissance.

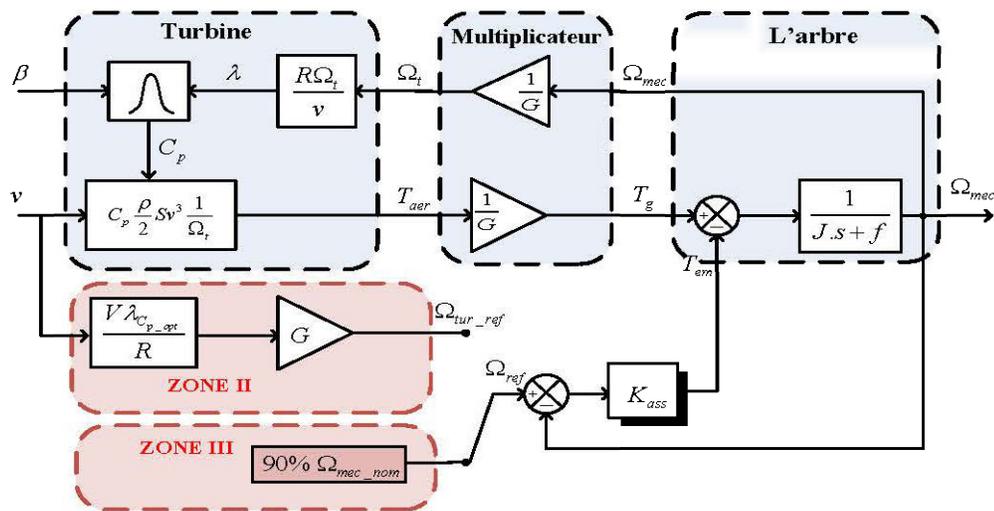


Figure 3-21 : Fonctionnement à vitesse constante en zone III avec asservissement de vitesse.

Lorsqu'un contrôle sans asservissement de vitesse est utilisé, le ratio de vitesse doit être réglé pour maintenir une vitesse constante. Pour cela, on utilise une mesure de la puissance électrique (P_{elec}) qu'on suppose égale à la puissance aérodynamique.

$$P_{elec} = P_{aero} \quad (3-47)$$

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (3-48)$$

$$P_{elec} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{\lambda^3} \cdot R^3 \cdot \Omega^3 \quad (3-49)$$

Dès lors la relation de vitesse qui permet d'obtenir un fonctionnement à vitesse constante est :

$$\lambda_{\Omega_cons} = \sqrt[3]{\frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{P_{elec}} \cdot R \cdot \Omega_{tur_estimée}} \quad (3-50)$$

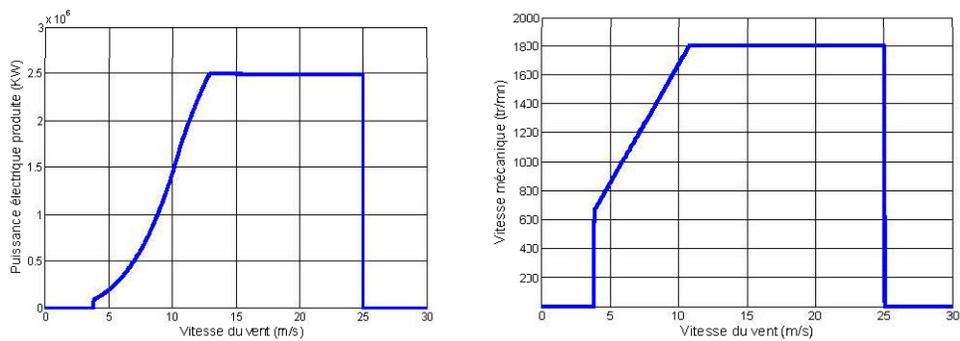
3.6 Simulation et résultats

Pour faire apparaître le rôle du contrôle de l'angle de calage, nous avons appliqué à la turbine un profil de vent croissant jusqu'à 30 m/s. les conditions d'essais du système éolien étudié sont rassemblés dans le

Puissance nominale (<i>MW</i>)	2.5
Vitesse du vent initial pour laquelle l'éolienne commence à produire de la puissance (<i>m/s</i>)	4
Vitesse nominale (<i>m/s</i>)	13
Vitesse de coupure (<i>m/s</i>)	25

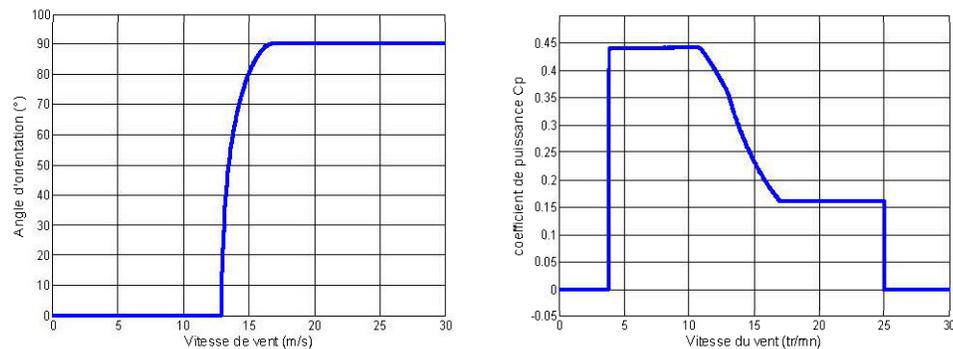
Tableau 3-3 : Conditions d'essais du système éolien

En appliquant, les lois de réglages, dans les zones correspondantes, on obtient sur la Figure 3-22 (a) et (b), la caractéristique de fonctionnement de la turbine, qui met en évidence les quatre zones de fonctionnement retrouvées en théorie.



(a) Puissance produite en fonction de la vitesse de vent

(b) Vitesse mécanique en fonction de la vitesse de vent

Figure 3-22 : Puissance produite et vitesse mécanique en fonction de la vitesse de vent

(a) Angle d'orientation

(b) Coefficient de puissance C_p **Figure 3-23 : Coefficient de puissance et angle d'orientation dans les différentes zones de fonctionnement**

En zone 4, l'angle d'orientation de la pale subit une augmentation pour limiter la puissance électrique générée. Et le coefficient de puissance diminue pour un fonctionnement à vitesse constante.

3.7 Conclusion

Nous avons décrit les différents éléments d'une éolienne utilisant un multiplicateur à vitesse variable. Après avoir présenté les différentes zones de fonctionnement. Nous

avons détaillé la zone où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée. Cette opération est réalisée par le contrôle du couple électromagnétique généré. Différentes techniques de maximisation de la puissance extraite de la turbine ont été explicitées. Ces algorithmes ont été validés par des simulations, qui ont montré leurs inconvénients et leurs avantages.

La dernière partie a fait l'objet d'une étude permettant d'illustrer les principales méthodes pour contrôler la puissance recueillie par la turbine et ainsi limiter cette puissance lorsque le vent devient trop élevé.

CHAPITRE 4 Modélisation de la Machine asynchrone à double alimentation et de la connexion au réseau.

4.1 Introduction

Dans la quatrième partie de ce chapitre, un modèle mathématique de la génératrice asynchrone à double alimentation va être établi en se basant principalement sur les équations électriques de la machine. Les équations dynamiques de la machine, vont être exploitées pour mettre au point une simulation informatique à temps réel. Le logiciel informatique Matlab/Simulink est utilisé.

4.2 Fonctionnement et modélisation de la MADA

4.2.1 Fonctionnement de la MADA

La MADA présente un stator triphasé identique à celui d'une machine asynchrone classique dite à cage d'écureuil et un rotor constitué d'un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants (balais). Sa robustesse est légèrement diminuée par rapport à une machine asynchrone classique à cause de ce système bague/balais.

Une fois le stator de la machine connecté au réseau électrique, un flux magnétique apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de paires de pôles dans le bobinage et du courant statorique. Lors de la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des forces électromagnétiques (f.e.m) dans les enroulements rotoriques.

Le rapport entre les (f.e.m) crée au rotor et au stator est défini par [19] :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \frac{\omega_s - p\Omega}{\omega_r} = r \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} \quad (4-1)$$

Avec :

- N_r et N_s : respectivement le nombre de spires des bobinages rotorique et statorique.
- p : le nombre de pair de pôle.
- r : le rapport de transformation rotor/stator équivalent au rapport des nombres de spires rotorique et statorique.
- ω_s et ω_e : respectivement les pulsations statorique et électrique de la MADA.

En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} \quad (4-2)$$

L'équation (4-1) devient alors :

$$\frac{E_r}{E_s} = g.r \quad (4-3)$$

Les courants au stator et au rotor sont alors liés comme dans un transformateur parfait :

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{1}{r} \quad (4-4)$$

Donc, le rapport entre les puissances apparentes rotorique S_r et statorique S_s s'exprime par :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{i_r}{i_s} \frac{E_r}{E_s} = g \quad (4-5)$$

La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse en agissant sur la puissance apparente rotorique via le glissement g .

4.2.2 Équations de la machine

Chaque enroulement peut être représenté par un circuit électrique équivalent suivant le schéma de la Figure 4-1. Au stator, le circuit électrique se compose simplement d'une inductance en série avec une résistance.

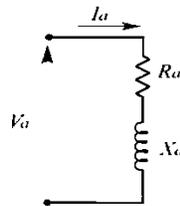


Figure 4-1 : Circuit de la phase «a» du stator d'une machine asynchrone

La relation entre le flux et la force électromotrice développée au niveau de l'inductance est donnée par la loi de Faraday : $-e = \frac{d\psi}{dt}$

L'application de la loi des mailles à ce circuit donne :

$$-e = \frac{d\psi_a}{dt} = V_a - R_a I_a \quad (4-6)$$

De la même manière en appliquant la loi des mailles aux trois enroulements du stator, on obtient :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{pmatrix} - R_s \begin{pmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{pmatrix} \quad (4-7)$$

Il est à noter qu'ici la résistance R_s est une matrice diagonale dont les composantes sont, respectivement, les résistances des trois enroulements a , b et c du stator. Une relation similaire est obtenue pour les trois enroulements du rotor par changement de s en r .

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{ra} \\ \psi_{rb} \\ \psi_{rc} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{pmatrix} - R_r \begin{pmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{pmatrix} \quad (4-8)$$

4.2.3 Relation entre les flux et les courants

Les inductances du stator et du rotor sont présentées à la Figure 4-2. Il y a 120 degrés entre chaque bobine du stator et entre chaque bobine du rotor [22].

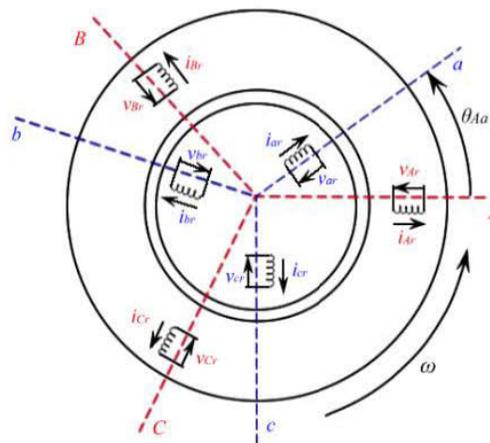


Figure 4-2 : Inductances du stator et inductances du rotor d'une machine asynchrone à double alimentation

Les équations de flux sous forme matricielles sont les suivantes :

$$[\psi_{ar} \quad \psi_{br} \quad \psi_{cr}]^T = [L_s][i_{ar} \quad i_{br} \quad i_{cr}]^T + [L_{sr}][i_{As} \quad i_{Bs} \quad i_{Cs}] \quad (4-9)$$

$$[\psi_{as} \quad \psi_{bs} \quad \psi_{cs}]^T = [L_{sr}]^T [i_{ar} \quad i_{br} \quad i_{cr}]^T + [L_r][i_{as} \quad i_{bs} \quad i_{cs}]^T \quad (4-10)$$

Avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{bc} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ab} \\ L_{ab} & L_{aa} & L_{ab} \\ L_{ab} & L_{ab} & L_{aa} \end{bmatrix} \quad (4-11)$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} L_{AA} & L_{AB} & L_{AC} \\ L_{BA} & L_{BB} & L_{BC} \\ L_{CA} & L_{CB} & L_{CC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{AA} & L_{AB} & L_{AB} \\ L_{AB} & L_{AA} & L_{AB} \\ L_{AB} & L_{AB} & L_{AA} \end{bmatrix} \quad (4-12)$$

$$[L_{sr}] = [L_{rs}]^T = L_m \begin{bmatrix} \cos(\theta_{Aa}) & \cos\left(\theta_{Aa} + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_{Aa} - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_{Aa} - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta_{Aa}) & \cos\left(\theta_{Aa} + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_{Aa} + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_{Aa} - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta_{Aa}) \end{bmatrix} \quad (4-13)$$

Les enroulements au stator sont considérés identiques ($L_{AA} = L_{BB} = L_{CC}$) et les enroulements au rotor sont considérés identiques ($L_{aa} = L_{bb} = L_{cc}$). Les enroulements au stator sont séparés par la même distance et par le même angle ($L_{AB} = L_{BA} = L_{AC} = L_{CA} = L_{BC} = L_{CB}$). Les enroulements au rotor sont séparés par la même distance et par le même angle ($L_{ab} = L_{ba} = L_{ac} = L_{ca} = L_{bc} = L_{cb}$).

4.2.4 Transformation de Park

La machine asynchrone est une machine fortement couplée, sa représentation dans le système triphasé est par conséquent particulièrement complexe. Pour mieux représenter le comportement d'une machine asynchrone, il est nécessaire de faire appel à un modèle précis et suffisamment simple. Le modèle diphasé (d, q) donné par la transformation de Park est alors utilisé. Le nouveau modèle est obtenu en multipliant les équations des courants, des flux et des tensions par la matrice de Park qui est exprimée par [62] :

$$P(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{dA}) & \cos(\theta_{dA} - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_{dA} + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_{dA}) & -\sin(\theta_{dA} - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_{dA} + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4-14)$$

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (4-15)$$

L'angle $\langle \theta_{dA} = \theta_s \rangle$ sépare la phase $\langle A \rangle$ triphasée et la phase $\langle d \rangle$ de park à la Figure 4-3

f : représente la variable tension, le courant, le flux.

Le facteur $2/3$ a été choisi de façon à obtenir des relations simples lorsqu'on exprime les grandeurs en valeurs réduites. Les grandeurs d'indice 0 existent seulement en présence de composant homopolaires, c'est-à-dire en cas de fonctionnement dissymétrique de la machine. Les grandeurs d'indice d et q peuvent être considérées comme les projections sur les deux axes quadrature de celles des axes a,b,c.

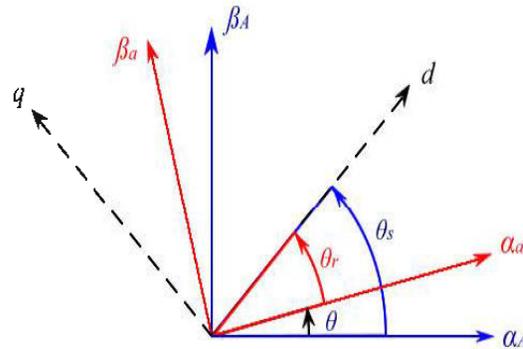


Figure 4-3 : Transformation de Park

4.2.5 Équation de la machine dans le repère de Park

En appliquant la loi des mailles aux composantes des vecteurs statoriques et rotoriques dans le repère tournant de Park ou tout simplement en multipliant toutes les relations précédentes (4-7) et (4-8) par la matrice de Park, en effectuant les calculs, tout en considérant les termes issus de la rotation du repère, on obtient les relations bien connues de la machine asynchrone [20] :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \psi_{ds} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \psi_{qs} + \omega_s \psi_{ds} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \psi_{dr} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \psi_{qr} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases} \quad (4-16)$$

De la même manière nous obtenons l'expression des flux statorique et rotorique en multipliant les équations (4-9) et (4-10) par la transformation de Park et après développement et arrangement, on obtient :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \end{cases} \quad (4-17)$$

Nous avons éliminé la composante homopolaire au rotor, car celle-ci n'est reliée au neutre. On peut alors considérer que les impédances homopolaires au rotor tendent vers l'infini ; par conséquent le courant homopolaire est nul.

4.2.6 Équations mécaniques

Un bilan de puissance appliqué à l'arbre du rotor de la machine permet de déduire l'équation mécanique ou de mouvements suivant la formule :

$$\frac{J}{p_p} \left(\frac{d\Omega_m}{dt} \right) = T_{em} - f\Omega_m - T_m \quad (4-18)$$

La puissance électromagnétique produite par la machine P_{em} est la somme des produits de chaque force électromotrice avec son courant :

$$P_{em} = -p_p \dot{\theta}_s \psi_{sq} i_{sd} + p_p \dot{\theta}_s \psi_{sd} i_{sq} = p_p \dot{\theta}_r \psi_{rq} i_{rd} + p_p \dot{\theta}_r \psi_{rd} i_{rq} = T_{em} \Omega_m \quad (4-19)$$

Or, d'après les équations précédentes des flux, nous remarquons que :

$$\left(\psi_{sq} i_{sd} - \psi_{sd} i_{sq} \right) = - \left(\psi_{rq} i_{rd} - \psi_{rd} i_{rq} \right) \quad (4-20)$$

Donc :

$$T_{em} \Omega_m = - \left(p_p \dot{\theta}_s - p_p \dot{\theta}_r \right) \left(\psi_{sq} i_{sd} - \psi_{sd} i_{sq} \right) \quad (4-21)$$

Or $\theta = \theta_s - \theta_r$ ce qui est équivalent à : $\Omega_m = \dot{\theta}_s - \dot{\theta}_r$

Ainsi par identification nous obtenons l'équation du couple électromagnétique en fonction des composantes statorique ou rotorique :

$$T_{em} = -p_p (\psi_{sq} i_{sq} - \psi_{sd} i_{sd}) = p_p (\psi_{rq} i_{rd} - \psi_{rd} i_{rq}) \quad (4-22)$$

4.2.7 Modèle d'état de la machine

L'ensemble des équations précédemment établi, constitue le modèle de la machine asynchrone à double alimentation, En fonction de l'application considérée et des possibilités de mesure des variables d'état de la machine, telles que les courants, les flux, la vitesse et le couple, ce modèle est modifié ou écrit sous forme plus ou moins facile à manipuler. La représentation d'état ou modèle d'état est une forme moderne qui est de plus en plus utilisée dans la conception des systèmes de commande ou de contrôle de la machine asynchrone [23][24].

Dans ce qui suit nous allons établir les étapes essentielles à la construction du modèle d'état de la machine. Dans ce contexte les équations de flux peuvent être mises sous forme matricielle comme suite :

$$\begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (4-23)$$

$$\begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} \quad (4-24)$$

$$\begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} \quad (4-25)$$

Avec : $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$, comme étant le coefficient de dispersion.

Les équations de la machine(4-16), peuvent aussi s'écrire sous la forme :

$$\begin{cases} p(\psi_{ds}) = -R_s i_{ds} + \omega_s \psi_{qs} + v_{ds} \\ p(\psi_{qs}) = -R_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + v_{qs} \\ p(\psi_{dr}) = -R_r i_{dr} + \omega_r \psi_{qr} + v_{dr} \\ p(\psi_{qr}) = -R_r i_{qr} - \omega_r \psi_{dr} + v_{qr} \end{cases} \quad (4-26)$$

En remplaçant les courants par leurs valeurs (4-25) dans les quatre équations de la machine(4-26), ainsi, le modèle globale, constitué des quatre équations, peut être écrit sous la forme standard d'un modèle d'état :

$$p(x) = Ax + Bu \quad (4-27)$$

Tel que :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ -\omega_s & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & \omega_r \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & -\omega_r & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$x = \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{Dr} \\ \psi_{Qr} \end{bmatrix} \quad v = \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{Dr} \\ v_{Qr} \end{bmatrix}$$

Où u est le vecteur de commande de la machine, x est le vecteur d'état et les matrices A et B sont respectivement la matrice d'évolution et de commande de la machine.

4.2.8 Modèle de saturation de la machine

L'inductance de magnétisation sature lorsque le courant traversant cette inductance est trop important. Nous chercherons à décrire le comportement de la saturation dans cette section. Nous utiliserons un modèle mathématique pour tenir en compte du phénomène de la saturation en fonction du courant de magnétisation ou flux de magnétisation.

4.2.8.1 Modèle croisé à facteur de saturation

Nous présumons que la saturation affecte seulement le flux mutuel et non le flux de fuite. Le trajet du flux de fuite passe en bonne partie dans l'air, qui possède une perméabilité beaucoup plus faible que celle du fer. Nous commençons par calculer le courant mutuel qui traverse la branche de magnétisation des axes « d » et « q ». les équations (4-28) et (4-29) rendent compte de ces courants, alors que (4-30) et (4-31) les flux correspondants [48].

$$i_{md} = i_{ds} + i_{dr} \quad (4-28)$$

$$i_{mq} = i_{qs} + i_{qr} \quad (4-29)$$

$$\psi_{md} = L_m i_{md} \quad (4-30)$$

$$\psi_{mq} = L_m i_{mq} \quad (4-31)$$

La Figure 4-4 montre un circuit équivalent de la MADA dans l'axe d et q.

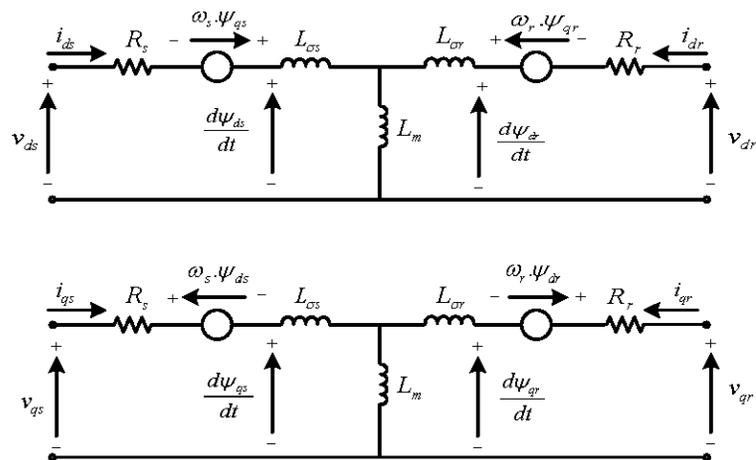


Figure 4-4 : Circuit équivalent de la MADA dans l'axe «d» et l'axe «q».

La tension du stator, le courant du stator, les courants du rotor et le flux mutuel sont énoncés comme suit :

$$\bar{i}_s = i_{ds} + j i_{qs} \quad (4-32)$$

$$\bar{i}_r = i_{dr} + j i_{qr} \quad (4-33)$$

$$\bar{i}_m = i_{md} + j i_{mq} \quad (4-34)$$

$$\bar{u}_t = u_d + j u_q \quad (4-35)$$

$$\bar{\psi}_m = \psi_{md} + j \psi_{mq} \quad (4-36)$$

Le module du courant de magnétisation et le flux mutuel se calculent comme suit :

$$i_m = \sqrt{i_{md}^2 + i_{mq}^2} \quad (4-37)$$

Tel que :

$$i_{md} = i_{ds} + i_{dr} \quad (4-38)$$

$$i_{mq} = i_{qs} + i_{qr} \quad (4-39)$$

$$\psi_m = \sqrt{\psi_{md}^2 + \psi_{mq}^2} = L_m i_m = L_m \sqrt{i_{md}^2 + i_{mq}^2} \quad (4-40)$$

Le facteur de saturation (k_ψ) exprime le degré de saturation. Il est multiplié à l'inductance de magnétisation non saturé (L_m^0) pour calculer l'inductance de magnétisation (L_m).

$$L_m = k_\psi L_m^0 \quad (4-41)$$

Le facteur de saturation (k_ψ) représente le rapport entre le flux mutuel (ψ_m) et le flux mutuel sans saturation ($L_m^0 i_m$). Il équivaut aussi au rapport entre l'inductance et l'inductance non saturée.

$$k_\psi = \frac{\Psi_m}{L_m^0 i_m} = \frac{L_m i_m}{L_m^0 i_m} = \frac{L_m}{L_m^0} \quad (4-42)$$

4.2.8.2 Identification des paramètres du modèle de saturation

La saturation varie en fonction du flux qui traverse l'inductance de magnétisation (L_m). En charge ou à vide, le phénomène de saturation de la machine réagit de la même manière. La variation de la saturation en fonction du flux mutuel peut être déterminée à partir de la courbe à vide de la Figure 4-5. Cette figure montre l'évolution de la tension terminale en fonction du courant terminal tandis que le rotor est entraîné à la vitesse de synchronisation. Dans ces conditions, les courants rotoriques sont considérés comme nuls ($i_r = 0$). Le courant terminal correspond au courant de magnétisation ($\bar{i}_t = \bar{i}_m$).

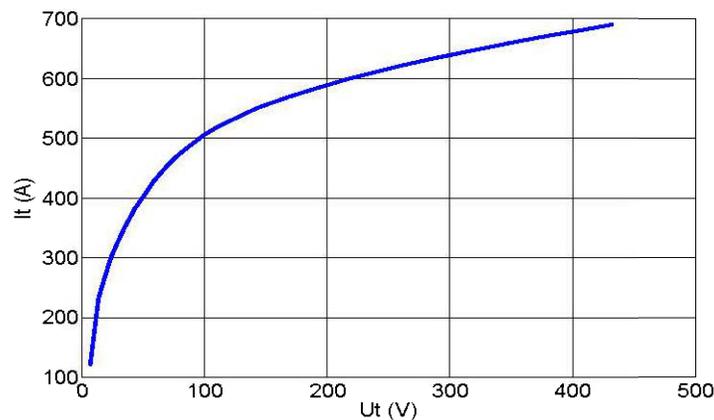


Figure 4-5 : Caractéristique à vide « $u_t = f(i_t)$ »

Le facteur de saturation se calcule comme suit :

$$u_t = R_s i_t + j\psi_t = (R_s + jL_{\sigma s})i_t + j(L_m i_t) \approx jL_m i_t = j\psi_{m, vide} \quad (4-43)$$

$$k_\psi = \frac{\psi_m}{L_m^0 i_m} = \frac{u_t}{L_m^0 i_t} \quad (4-44)$$

Nous pouvons aisément approximer la fonction $k_\psi(\psi_m)$ par une fonction polynomiale

$$k_\psi(\psi_m) = \sum_{i=0}^n a_i (\psi_m)^i = a_0 (\psi_m)^0 + a_1 (\psi_m)^1 + \dots + a_n (\psi_m)^n \quad (4-45)$$

Les coefficients a_i sont identifiés par ajustement aux moindres carrés à la caractéristique à vide sous la contrainte d'égalité

$$\max_{\psi=0} k_\psi(\psi_m) = \left(\frac{1}{L_m^0} \frac{d(\psi_m(i_m))}{d(i_m)} \right)_{\psi=0} = 1 \quad (4-46)$$

Finalement, connaissant à chaque instant le facteur K_ψ nous pouvons modifier le niveau de saturation de la machine en calculant

$$L_m = K_\psi L_{m0} \quad (4-47)$$

Les coefficients de la courbe de saturation a_0, a_1, \dots, a_n sont déterminés à l'aide de la caractéristique à vide $u_t = f(i_t)$ en utilisant la routine '*polyfit*' de Matlab.

Nous pouvons voir l'évolution de l'inductance de magnétisation mesuré et estimé en fonction de courant de magnétisation à la Figure 4-6. Nous constatons que les deux courbes sont bien superposées.

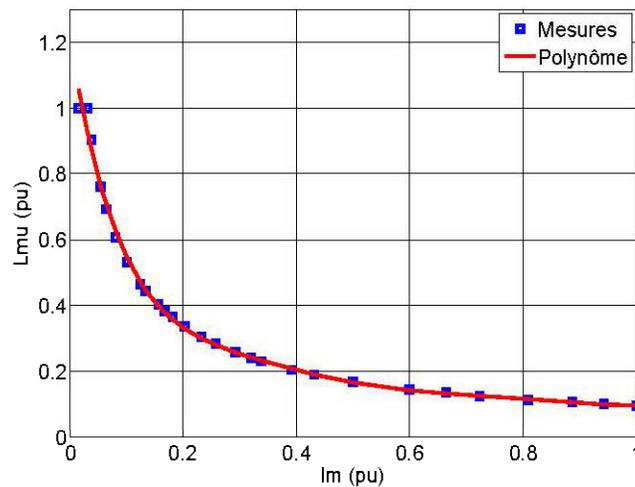


Figure 4-6 : Évolution de l'inductance de magnétisation en fonction de courant de magnétisation.

4.2.9 Coefficient de la courbe de saturation

Voici les coefficients de la courbe de saturation :

a_7	a_6	a_5	a_4	a_3	a_2	a_1	a_0
$-1.088e-17$	$2.203e-14$	$-1.833e-11$	$8.103e-9$	$-2.055e-6$	$-2.055e-6$	-0.02549	1.229

Tableau 4-1 : Coefficients de la courbe de saturation de la MADA

4.2.10 Déterminer le degré de saturation

$$\theta(K_\psi) = [R_s \quad R_r \quad L_{fs} \quad L_{fr} \quad L_{m0} \quad K_\psi \quad J \quad f] \quad (4-48)$$

$$\psi_m = L_m i_m = L_m \sqrt{i_{md}^2 + i_{mq}^2} \quad (4-49)$$

Les paramètres de la machine asynchrone définis dans le vecteur θ ne changent pas lors du comportement dynamique, à l'exception de l'inductance mutuelle (

$L_m = L_{m0} \cdot K_\psi$) qui varie pour tenir compte de la saturation. Nous voyons à la (Courbe de magnétisation) que la machine sature lorsque la tension terminale s'élève pour se rapprocher de la tension nominale. Voyant l'écart entre la droite d'entrefer et la courbe de magnétisation, il est important de considérer la saturation dans les simulations pour assurer de la fiabilité des résultats. L'équation (4-49) calcule le flux mutuelle, et (4-45), le facteur de saturation.

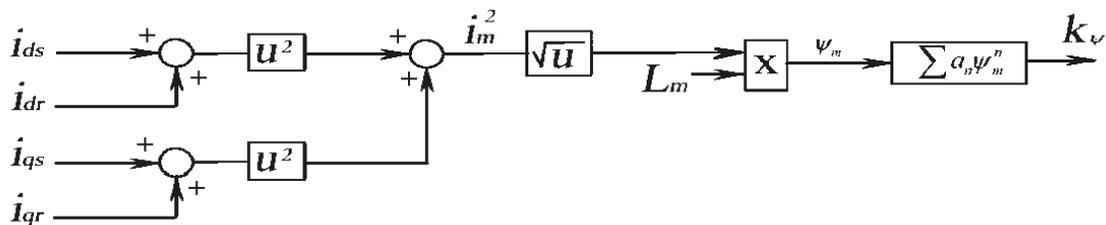


Figure 4-7 : Détermination de degré de saturation

La saturation influence les matrices d'états par le biais de l'inductance mutuelle du vecteur de paramètres ainsi que la commande de la machine que nous verrons par la suite. Les matrices d'états sont recalculées pour tenir compte de la saturation à chaque pas de simulation, comme à la Figure 4-7.

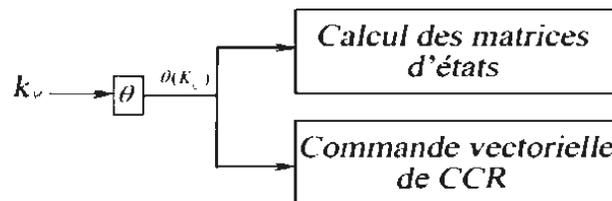


Figure 4-8 : Calculer les matrices d'états.

4.3 Simulation et résultats :

Dans cette section on simule la MADA comme une machine asynchrone classique commandée en tension. Les courbes suivantes représentent un démarrage (à vide) de la machine. La Figure 4-9 et la Figure 4-10 montrent le courant de démarrage d'une phase statorique. La Figure 4-11 et la Figure 4-12 montrent le couple électromagnétique développé par la machine et la Figure 4-13 la vitesse mécanique. À la Figure 4-14 nous avons représenté le facteur de saturation K_ψ qui nous indique le niveau de saturation la machine. Les différents paramètres électriques et mécaniques de la machine sont rassemblés dans les tableaux suivants :

Paramètres de la MADA	
Puissance nominale	2 MW
Résistance Statorique (R_s)	$2.6\text{ m}\Omega$
Résistance Rotorique (R_r)	$2.9\text{ m}\Omega$
Inductance de fuite statorique ($L_{\sigma s}$)	$87\ \mu\text{H}$
Inductance de magnétisation (L_m)	2.5 mH
Inductance de fuite rotorique ($L_{\sigma r}$)	$87\ \mu\text{H}$
Nombre de paires de pôles (R_p)	2
Inertie (J)	890 Kg.m^2
Coefficient de frottement (D)	0.0024 Nm.s/rad
Fréquence d'alimentation (f)	50 Hz

Tableau 4-2 : Paramètres de la machine

Pour le courant statorique, lors d'un démarrage en tension, les effets de la saturation sont visibles seulement une fois que la machine est démarrée.

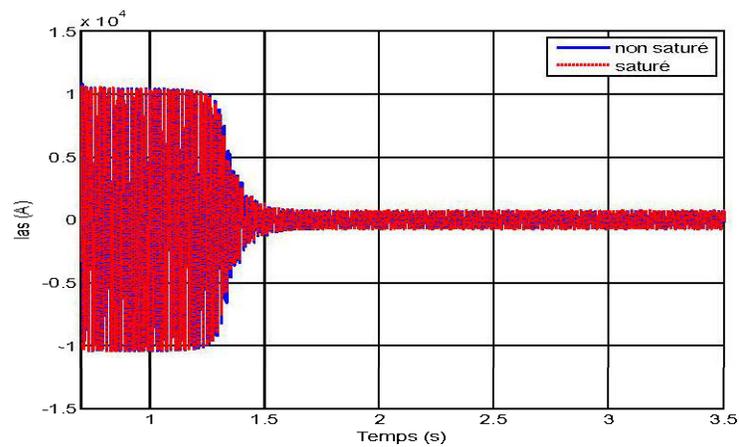


Figure 4-9: Comparaison courant de démarrage d'une phase statorique du modèle saturé avec le modèle non saturé

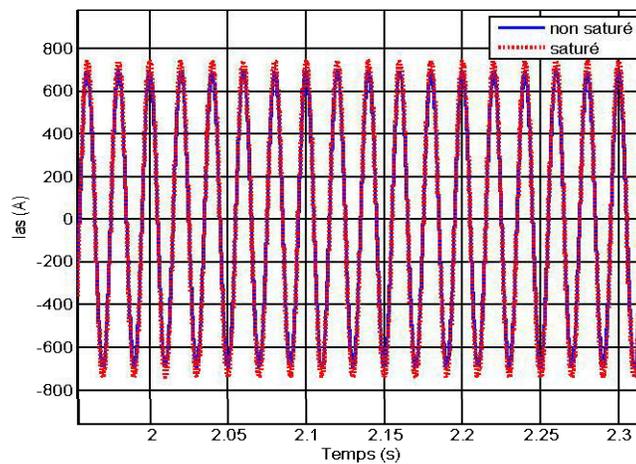


Figure 4-10 : Zoom comparaison courant de démarrage statorique du modèle saturé avec le modèle non saturé

Dans le cas du couple électromagnétique, par contre, les effets sont visibles pendant la phase de démarrage.

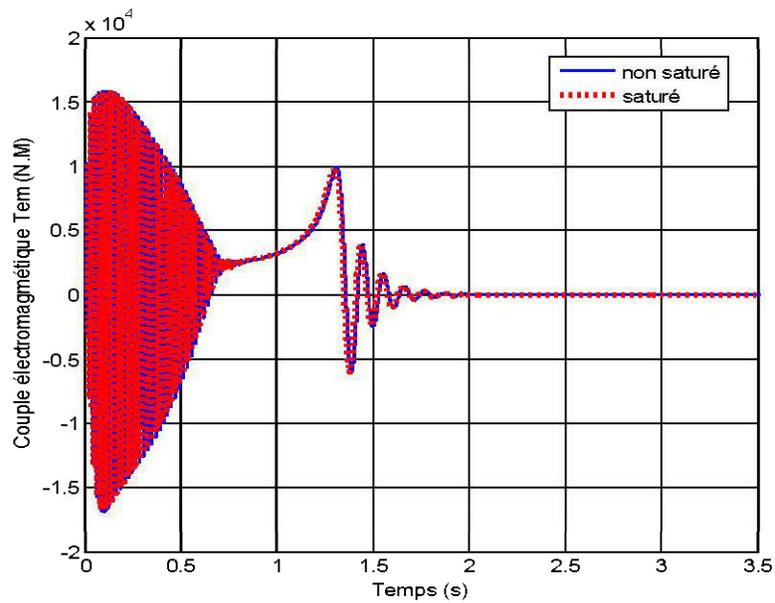


Figure 4-11: Comparaison couple électromagnétique du modèle saturé avec le modèle non saturé

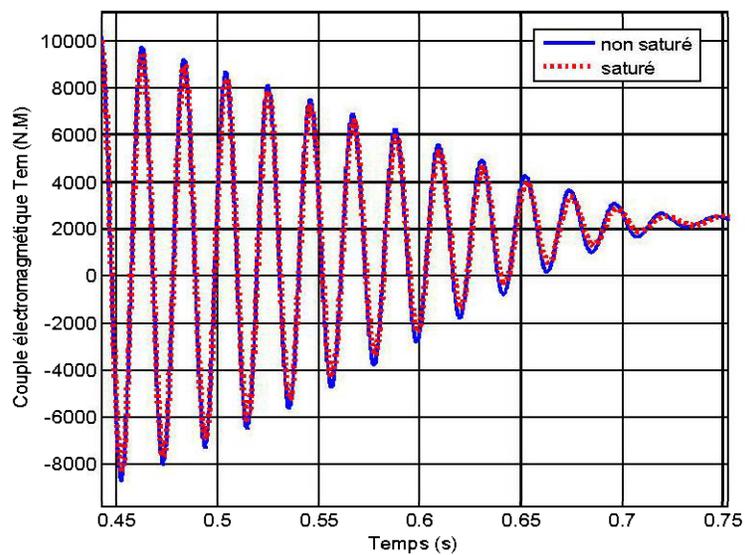


Figure 4-12: Zoom Comparaison couple électromagnétique du modèle saturé avec le modèle non saturé

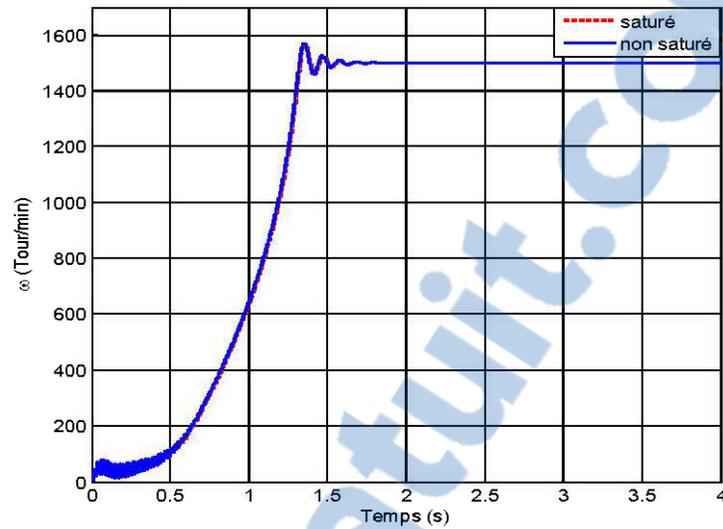


Figure 4-13: Comparaison vitesse du modèle saturé avec le modèle non saturé

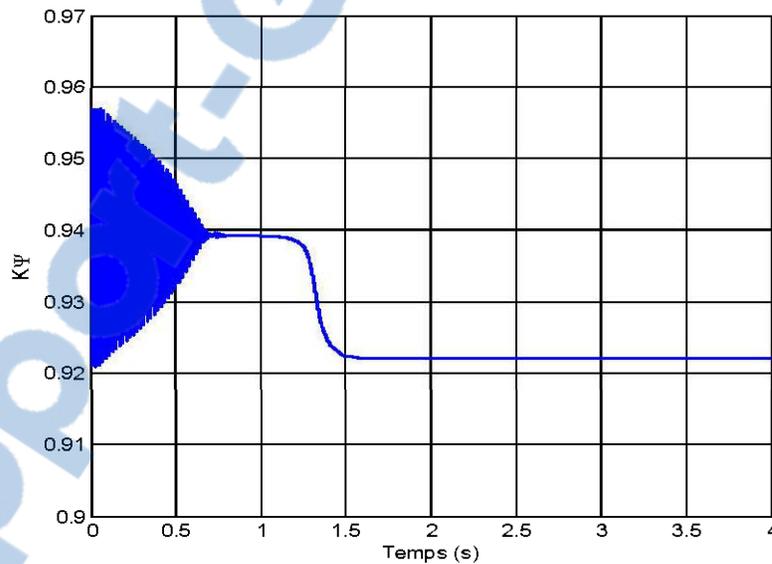


Figure 4-14 : Facteur de saturation K_{ψ}

Pour ce qui concerne la vitesse mécanique, nous n'avons pas des gros effets, la comparaison montre que les deux courbes sont pratiquement superposées. La forte

saturation, une fois la machine démarrée, peut être expliquée avec l'absence de la réaction d'induit car, nous avons effectué un démarrage à vide.

4.4 Modèle du convertisseur de puissance

4.4.1 Modèle du convertisseur électronique de puissance

On peut considérer que la chaîne de conversion électronique est composée de deux onduleurs couplés sur un bus continu commun. Un modèle générique de l'onduleur est d'abord présenté puis adapté aux notations des deux onduleurs. De manière générale, l'onduleur permet la conversion de courants triphasés alternatifs en un courant continu et d'une tension continue en tensions triphasées de signe alternatif. L'onduleur étudié est bidirectionnel en courant et classiquement composé de trois cellules de commutation. Chacune est composée de deux transistors IGBT qui sont connectés à deux diodes en antiparallèle. Il sera supposé être contrôlé par modulation de largeur d'impulsion (Figure 4-15). Pour cette étude, les semi-conducteurs seront considérés comme idéaux : pas de pertes et les commutations sont instantanées. L'hypothèse de la conduction continue nous conduit à considérer un convertisseur équivalent à interrupteurs idéaux et donc sans pertes (Figure 4-16)

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR, avec le réseau électrique via le filtre RL. La Figure 4-15 illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique, constituée du bus continu, du CCR et du filtre d'entrée.

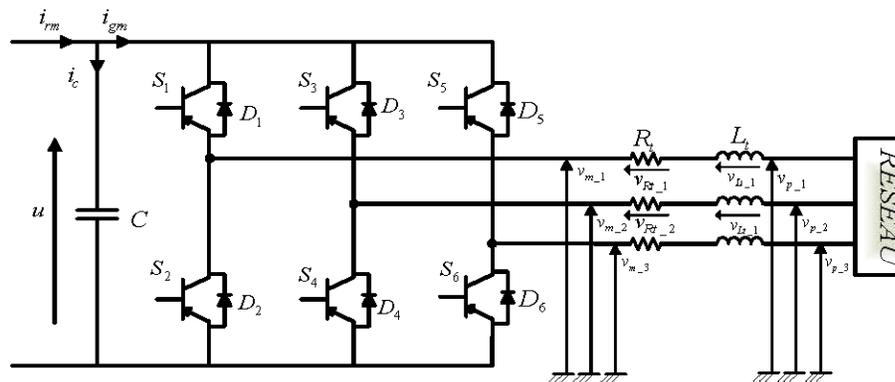


Figure 4-15 : Schéma électrique de la liaison au réseau via un convertisseur MLI

Où :

i_{rm} : est le courant fourni par la génératrice.

i_c : est le courant traversant le condensateur.

u : est la tension aux bornes du condensateur.

i_{gm} : est le courant modulé par le convertisseur MLI.

S_i, D_i , avec $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ désignent respectivement le transistor IGBT et la diode en anti-parallèle.

v_{m_i} : avec $i \in \{1, 2, 3\}$ sont les tension simple modulées par le convertisseur MLI.

R_t, L_t : sont la résistance et l'inductance du filtre.

v_{Rt_i} et v_{Lt_i} , avec $i \in \{1, 2, 3\}$ sont respectivement la tension aux bornes de la résistance et de l'inductance du filtre.

v_{pi} , avec $i \in \{1, 2, 3\}$ sont les tensions simples.

i_{t1} et i_{t2} sont les courants circulant appliquées aux réseau $i \in \{1, 2, 3\}$

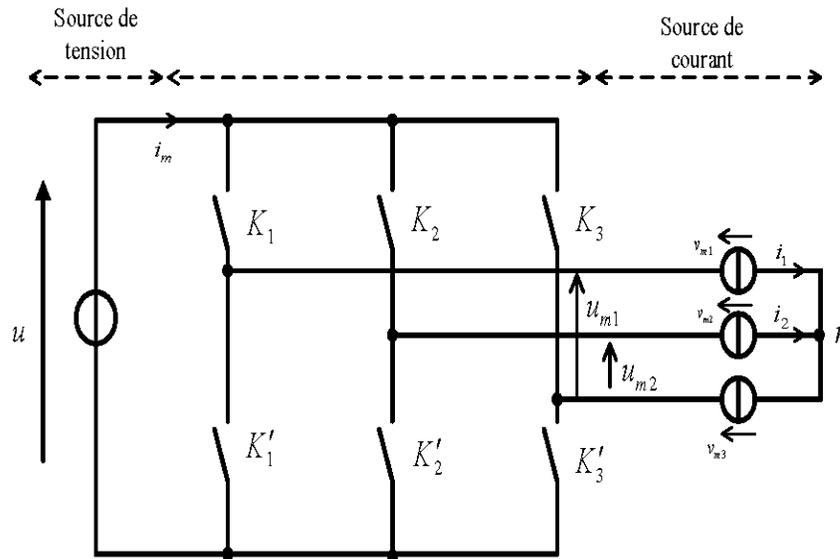


Figure 4-16 : Onduleur à interrupteurs idéaux

En supposant un mode de fonctionnement continu, chaque ensemble transistor/diode peut être considéré comme un interrupteur idéal (Figure 4-16). L'état de chaque interrupteur est quantifié par une fonction de connexion (s_{ij}) qui prend une valeur 0 si l'interrupteur est ouvert et 1 si l'interrupteur est fermé [26].

$$s_{ij} \in \{0, 1\} : \text{avec } \begin{cases} i \in \{1, 2, 3\} \\ j \in \{1, 2\} \end{cases} \quad (4-50)$$

L'indice j correspond à la cellule de commutation et l'indice i à l'emplacement de l'interrupteur dans cette cellule.

La condition de ne pas court-circuiter la source de tension (u) et de ne pas interrompre la circulation des courants issus du filtre, impose que les interrupteurs d'une même cellule soient dans des états complémentaires. On doit avoir donc :

$$s_{i1} + s_{i2} = 1 \quad \forall i \in \{1, 2, 3\} \quad (4-51)$$

Les tensions modulées sont alors écrites comme le produit de la tension de bus continu u et de deux fonctions de modulation, qui peuvent alors s'écrire [25]:

$$m = \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{11} \\ s_{12} \\ s_{13} \end{bmatrix} \quad (4-52)$$

Alors les tensions et les courants modulés s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} u_m = \begin{bmatrix} u_{m1} \\ u_{m2} \end{bmatrix} = mu \\ i_m = m^T \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = m^T i \end{cases} \quad (4-53)$$

Le système de tension étant équilibré, les tensions simples s'écrivent :

$$v_m = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_m \quad (4-54)$$

4.4.2 Application à la chaîne de conversion étudiée

Les tensions modulées sont obtenues à partir de la tension du bus continu et de la fonction de conversion. Le modèle équivalent par conséquent pour le convertisseur électronique de puissance du côté rotorique s'écrit :

$$u_r = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}}_{m_r} S_r u \quad (4-55)$$

$$i_{rm} = \left[\begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} S_r \right]^T i_r \quad (4-56)$$

Les tensions simples modulées sont issues des tensions composées selon la formule suivante :

$$v_r = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_r \quad (4-57)$$

m_r : est la fonction de modulation du convertisseur de puissance du côté rotorique.

On procède de la même manière pour modéliser le convertisseur de puissance du côté réseau.

$$m_g = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} S_g \quad (4-58)$$

$$u_t = m_g u \quad (4-59)$$

$$i_{gm} = m_g^T i_t \quad (4-60)$$

$$v_t = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} u_t \quad (4-61)$$

i_t : est le courant de sortie.

4.5 Modèle du bus continu

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

$$\frac{du}{dt} = \frac{1}{C} i_c \quad (4-62)$$

C : est la capacité totale du bus continu.

Le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur :

$$i_c = i_{rm} - i_{gm} \quad (4-63)$$

4.6 Modèle du filtre de sortie

Les courants de sortie du filtre sont déduits à partir des équations suivantes :

$$\begin{pmatrix} v_{m1} \\ v_{m2} \\ v_{m3} \end{pmatrix} = R_t \begin{pmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{pmatrix} + L_t \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} v_{p1} \\ v_{p2} \\ v_{p3} \end{pmatrix} \quad (4-64)$$

En appliquant la transformation de Park, l'équation précédente devient :

$$\begin{aligned} v_{md} &= R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} - L_t \omega_s i_{tq} + v_{pd} \\ v_{mq} &= R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt} - L_t \omega_s i_{td} + v_{pq} \end{aligned} \quad (4-65)$$

En appliquant la transformée de Laplace sur les équations précédentes. Et on fait des simplifications, on fait apparaitre deux fonctions de transfert identiques :

$$F(s) = \frac{i_{td}(s)}{v_{bd}(s)} = \frac{1}{R_t + L_t s} \quad (4-66)$$

$$F(s) = \frac{i_{tq}(s)}{v_{bq}(s)} = \frac{1}{R_t + L_t s} \quad (4-67)$$

4.7 Connexion au réseau de la MADA

Le stator de la MADA est directement connecté au réseau par le biais du convertisseur de puissance statorique et via les trois filtres de sortie. La connexion peut alors s'exprimer comme suit :

$$i_g = i_s + i_t \quad (4-68)$$

$$v_s = v_g \quad (4-69)$$

4.8 Conclusion

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

Un modèle flexible de la MADA, comprenant les effets de la saturation du circuit magnétique a été construit. Ce modèle est basé sur les équations obtenues avec la transformation de Park. Le modèle est représenté sous un formalisme très compact, général et facilement implantable dans des environnements de calcul numérique (le flux a été pris comme variable d'état).

CHAPITRE 5 Commande vectorielle de la MADA

5.1 Introduction

La commande vectorielle est l'une des méthodes de commande appliquée aux machines électriques. Elle nous permet d'obtenir le mode de fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale les vecteurs courants et les vecteurs flux résultants [29][30] et [49]. Dans l'hypothèse où le flux est maintenu constant, le couple électromagnétique produit par la machine et par conséquent la puissance active dépendent uniquement du courant rotorique d'axe q.

Au travers de ce chapitre, nous allons présenter la stratégie de la commande vectorielle à flux orienté appliqué à une MADA à rotor bobiné alimenté par un convertisseur Back to Back.

5.2 Architecture du dispositif de commande

L'architecture du dispositif de commande est montrée par la Figure 5-1 [12] :

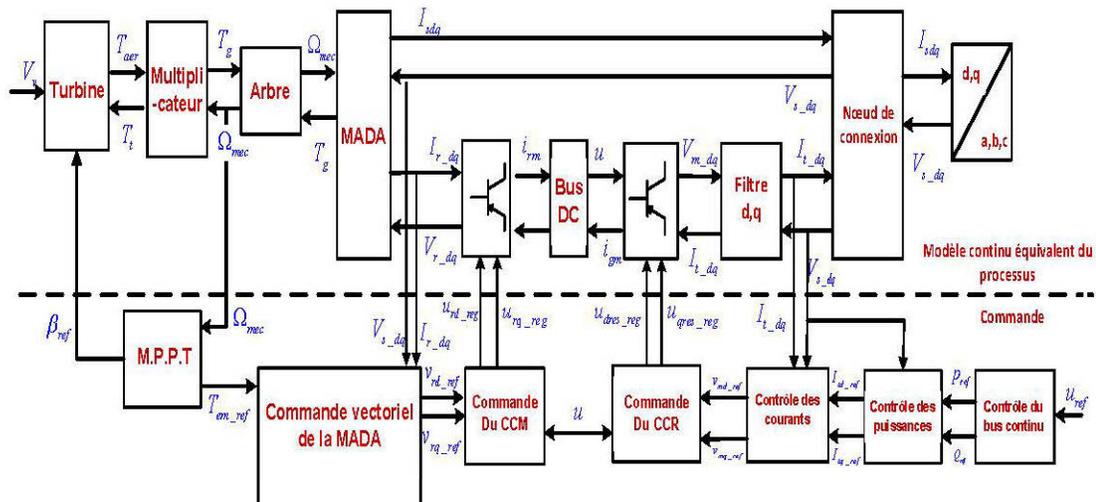


Figure 5-1 : Dispositif de commande d'une éolienne à base de MADA à vitesse variable

De par l'existence d'un bus continu intermédiaire, le dispositif de commande peut se décomposer en deux parties. Le convertisseur de côté de la machine (CCM) permet de contrôler la puissance active et la puissance réactive produites par la machine. Le convertisseur côté réseau il permet de contrôler la tension de bus DC et le facteur de puissance côté réseau.

5.3 Commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation

Le contrôle vectoriel basé sur l'orientation du flux du stator permet de contrôler de manière indépendante le couple électromagnétique par le convertisseur de puissance du coté rotor et la puissance réactive. Les courants sont asservis par deux correcteurs qui déterminent les références des tensions à appliquer (v_{rd_ref} et v_{rq_ref}). Le courant dans l'axe en quadrature permet de contrôler le couple électromagnétique. Celui dans l'axe direct est utilisé pour contrôler la puissance réactive [38][47]. Dans un repère de Park tournant de manière synchrone et aligné avec l'axe direct du flux statorique, on obtient :

$$\begin{cases} \psi_{sd} = u_s \\ \psi_{sq} = 0 \end{cases} \quad (5-1)$$

De plus, dans ce mode normal de fonctionnement les tensions imposées par le réseau sont sinusoïdales et de fréquence constante, donc on peut supposer que le flux statorique ne subit pas de transitoires : $\frac{d\psi_{sq}}{dt} = 0$. L'amplitude du flux statorique reste approximativement constante quand le circuit du stator est connecté au réseau. A partir des équations (4-17), les flux s'écrivent [27]:

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} = \psi_s \quad (5-2)$$

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} = 0 \quad (5-3)$$

$$\psi_{rd} = \sigma L_r i_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} \quad (5-4)$$

$$\psi_{rq} = \sigma L_r i_{rq} \quad (5-5)$$

$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$, le coefficient de couplage électromagnétique.

Les composantes directe et en quadrature des tensions s'écrivent donc :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (5-6)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \quad (5-7)$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} + e_q \quad (5-8)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + e_d + e_\psi \quad (5-9)$$

Où :

$$e_q = -\omega_r \sigma L_r i_{rq} \quad (5-10)$$

$$e_d = \omega_r \sigma L_r i_{rd} \quad (5-11)$$

$$e_\psi = \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_s \quad (5-12)$$

Alors, le couple est proportionnel à la composante de l'axe en quadrature du courant, ainsi, le contrôle du couple est effectué à partir de la régulation du courant i_{rq} :

$$T_{em} = p\psi_{sd}i_{sd} = -p\psi_s \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \quad (5-13)$$

La composante directe de la tension statorique est proche de zéro. Ainsi, la puissance réactive peut être décrite par :

$$Q_s = v_{sq}i_{sd} = \frac{v_s\psi_s}{L_s} - \frac{v_s L_m}{L_s} i_{rd} \quad (5-14)$$

Ce qui signifie que la puissance réactive peut être contrôlée par la régulation du courant i_{rd} .

Ces dernières expressions montrent que dans l'hypothèse où le flux ψ_{sd} est maintenu constant (cette condition est assurée dans le cas d'un réseau stable connecté au stator de la MADA), le choix du repère dq rend le couple électromagnétique produit par la MADA, et par conséquent la puissance statorique, proportionnelle au courant rotorique d'axe q. La puissance réactive statorique, quant à elle, n'est pas proportionnelle au courant rotorique d'axe d due à une constante imposée par le réseau. Ainsi, ces puissances statoriques peuvent être contrôlées indépendamment l'une de l'autre.

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

Pour réguler la machine, nous allons mettre en place une boucle de régulation sur chaque puissance avec un régulateur indépendant tout en compensant les termes de perturbation qui sont présentés dans les équations (5-10), (5-11) et (5-12).

Le schéma-bloc correspondant au contrôle est représenté à la Figure 5-2. Les tensions sont ensuite envoyées à des modulateurs MLI.

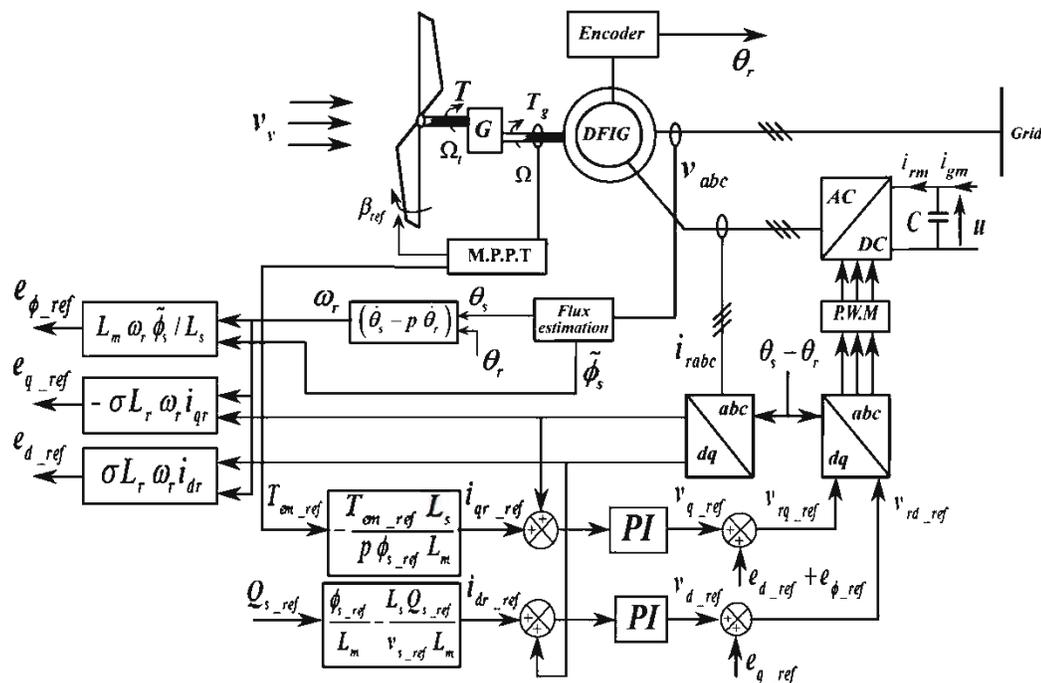


Figure 5-2 : Schéma-bloc du contrôle de la MADA

5.3.1 Génération des courants rotoriques de référence

La connaissance du flux statorique est nécessaire à la génération des courants rotoriques de référence d'axes dq (voir Figure 5-2). Dans notre étude, en premier lieu, le réseau électrique est supposé être stable et le repère dq choisi est lié au champ tournant statorique : ainsi, le flux statorique d'axe d peut être estimé en boucle ouverte à partir des mesures des courants statorique et rotorique d'axe d :

$$\tilde{\psi}_s = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (5-15)$$

Une fois le flux statorique estimé, il faut générer les courants rotoriques de référence d'axes dq. Le couple électromagnétique étant proportionnel au courant rotorique d'axe q. (d'après l'équation (5-13)), nous pouvons donc établir une relation entre le courant i_{rq_ref} et le couple électromagnétique T_{em_ref} , issu du bloc de contrôle MPPT, par :

$$i_{rq_ref} = \frac{L_s}{pL_m\psi_{s_ref}} T_{em_ref} \quad (5-16)$$

Concernant le courant rotorique de référence d'axe d, deux méthodes sont développées dans la littérature :

- soit on établit le courant i_{rd_ref} afin de contrôler la puissance réactive statorique.
- soit on établit le courant i_{rd_ref} de façon à minimiser les pertes Joule statorique et rotorique

Dans le cadre de cette thèse, nous retiendrons la première solution car nous avons choisi de contrôler la valeur de la puissance réactive statorique.

L'expression du courant i_{rd_ref} en fonction de la puissance réactive Q_{s_ref} est établie, à partir de l'équation (5-14) :

$$i_{rd_ref} = \frac{\tilde{\psi}_s}{L_m} - \frac{L_s}{L_m v_{s_ref}} Q_{s_ref} \quad (5-17)$$

5.3.2 Synthèse du correcteur PI :

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

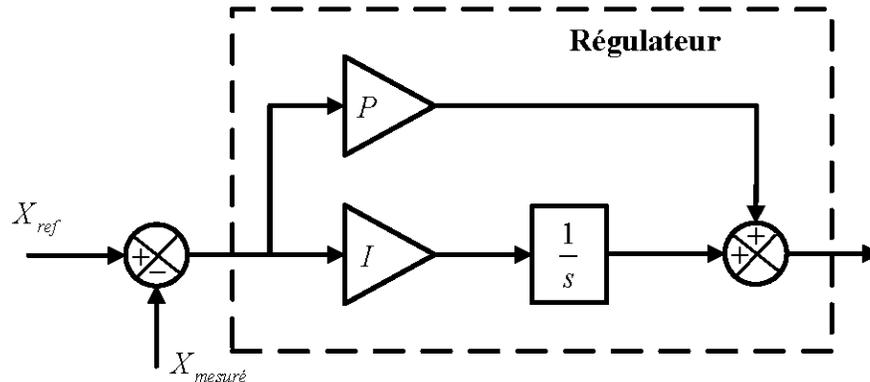


Figure 5-3 : Schéma bloc du correcteur PI avec compensation de la constante de temps

La forme du correcteur est la suivante : $C(s) = K_p + \frac{K_I}{s}$ (5-18)

Avec : K_p : Le gain proportionnel du régulateur.

K_I : Le gain du régulateur. Pour une fonction de transfert d'un processus associée à ce correcteur :

$$H(s) = \frac{K}{1 + \tau \cdot s} \quad (5-19)$$

La fonction de transfert en boucle ouvert s'écrit :

$$H_{bo}(s) = \frac{K(K_p + \frac{K_I}{s})}{1 + \tau \cdot s} = \frac{K(K_p \cdot s + 1)}{s \cdot (1 + \tau \cdot s)} = K_I K_p \cdot \frac{1 + \frac{K_p \cdot s}{K_I}}{s \cdot (1 + \tau \cdot s)} \quad (5-20)$$

Nous choisissons la méthode de compensation de pôles avec le zéro pour la synthèse du régulateur afin d'éliminer le zéro de la fonction de transfert.

Si on pose $\frac{K_p}{K_I} = \tau$ alors :

$$H_{bo}(s) = \frac{K_I \cdot K}{s} \quad (5-21)$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$H_{bf}(s) = \frac{K_I \cdot K}{K_I \cdot K + s} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_I \cdot K} \cdot s} \quad (5-22)$$

Le temps de réponse t_r du système bouclé pour atteindre 95 % de la consigne vaut :

$$t_r = 3 \cdot \frac{1}{I \cdot K} \quad (5-23)$$

$$\text{Or : } K_I = \frac{K_P}{\tau}$$

Alors :

$$t_r = 3 \cdot \frac{\tau}{K_P \cdot K}$$

D'où :

$$K_P = \frac{3 \cdot \tau}{t_r \cdot K} \quad K_I = \frac{3}{t_r \cdot K}$$

Dans notre cas, la variable X_{mesur} à contrôler est remplacée par i_{rd} , i_{rq} , nous allons l'appliquer pour contrôler aussi i_{td} , i_{tq} , ϕ_{sd} , ϕ_{sq} dans les autres sections.

5.4 Commande rapprochée de la machine et de la connexion au réseau

L'objectif du convertisseur connecté au réseau est de maintenir la tension du bus continu constante et de garantir le fonctionnement avec un facteur de puissance requis. Un contrôle vectoriel est utilisé dans un second repère tournant de Park orienté selon le vecteur tension du réseau de manière à ce que sa composante directe soit nulle ($v_{sd} = 0, v_{sq} = v_g$). Ce contrôle vectoriel permet un contrôle découplé indépendant de la puissance active et réactive circulant entre le réseau et le convertisseur. Les courants sont asservis par deux correcteurs qui génèrent des références des tensions à appliquer (v_{td_ref}, v_{tq_ref}). Le courant d'axe en quadrature est utilisé pour réguler la tension du bus continu et celui d'axe direct pour réguler la puissance réactive.

Dans ce repère tournant, le modèle du filtre peut être simplifié par les équations suivantes:

$$v_{td} = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} - e_{tq} \quad (5-24)$$

$$v_{tq} = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt} + e_{td} \quad (5-25)$$

Où :

$$e_{tq} = \omega_s L_t i_{tq} \quad (5-26)$$

$$e_{td} = \omega_s L_t i_{td} - v_{sq} \quad (5-27)$$

Le modèle de la liaison du CCR au réseau dans le repère dq suivant le champ tournant statorique nous montre que nous pouvons mettre en place un contrôle des courants circulant dans le filtre RL étant donné, qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec pour chacun son propre

régulateur. Les grandeurs de référence pour ces régulateurs seront les courants dans le filtre RL d'axes dq .

Les courants de référence i_{tq_ref} et i_{td_ref} sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique.

En négligeant les pertes dans la résistance R_t du filtre RL et en tenant compte de l'orientation du repère dq lié au champ tournant statorique ($v_{sd} = 0$), les puissances échangées à travers le filtre vers le réseau deviennent :

$$P_t = v_{sq} i_{td} \quad (5-28)$$

$$Q_t = v_{sq} i_{tq} \quad (5-29)$$

A partir de ces relations, il est alors possible d'imposer les puissances active et réactive de référence, notées ici P_{t_ref} et Q_{t_ref} , en imposant les courants de référence suivants :

$$i_{td_ref} = \frac{Q_{t_ref}}{v_{sq}} \quad (5-30)$$

$$i_{tq_ref} = \frac{P_{t_ref}}{v_{sq}} \quad (5-31)$$

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

5.4.1 Contrôle de la tension du bus continu :

A partir de l'équation (4-63), nous pouvons exprimer les puissances mises en jeu sur le bus continu :

$$\begin{aligned} P_r &= v_{dc} i_{rm} \\ P_c &= v_{dc} i_c \\ P_g &= v_{dc} i_{gm} \end{aligned} \quad (5-32)$$

Ces puissances sont liées par la relation :

$$P_g = P_c + P_r \quad (5-33)$$

Si l'on néglige l'ensemble des pertes Joule devant la puissance échangée entre le rotor de la MADA et le réseau électrique (pertes dans le condensateur, le convertisseur et le filtre RL), la puissance issue du réseau (P_t) correspond à la puissance issue du bus continu additionnée à la puissance apparaissant dans le circuit rotorique (P_r , en fonctionnement hypersynchrone) :

$$P_t = u_{dc} i_{dc} + P_r \quad (5-34)$$

Le courant dans la capacité est utilisé pour réguler la tension du bus continu par un contrôleur PI.

Le schéma-bloc du contrôle correspondant est représenté à la Figure 5-4. Les tensions sont ensuite envoyées à des modulateurs MLI.

Contrôle des courants rotoriques	Temps de réponse du système en boucle fermée : $t_r = 0.05s$ $K_{i1} = 3 \frac{R_r}{t_r} = 0.1740$ $K_{p1} = 3 \frac{\sigma L_r}{t_r} = 0.0103$
Contrôle des courants dans le filtre	Temps de réponse du système en boucle fermée : $t_r = 0.01s$ $K_{i2} = 3 \frac{R_t}{t_r} = 22.50$ $K_{p2} = 3 \frac{L_f}{t_r} = 0.0103$
Contrôle de la tension du bus continu	Facteur d'amortissement : $\xi = 0.707$ Fréquence de coupure : $\omega_0 = 27 \text{ rad} / s$ $K_{pc} = 2\xi C \omega_0 = 1.4364$ $K_{ic} = C \omega_0^2 = 27.702$

Tableau 5-2 : Paramètres des différentes commandes du système éolien.

Nous avons soumis ce système à un échelon de couple électromagnétique et nous avons maintenu la puissance réactive nulle afin d'observer le comportement de sa régulation.

Pour observer la transition du régime hypo synchrone au régime hyper synchrone du système, une vitesse de vent constante est appliquée au système (9.6 m/s) jusqu'à $t=2$ s puis elle augmente au fur et à mesure que le temps augmente jusqu'à ce que elle atteigne (11 m/s) a $t=4s$, et ce stabilise (Figure 5-5).

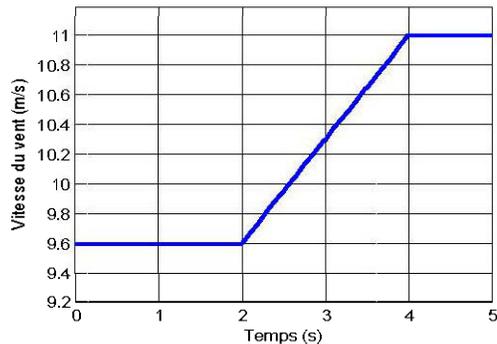


Figure 5-5 : Profil du vent appliqué

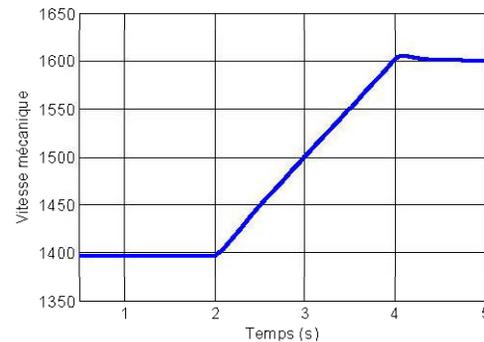


Figure 5-6 : Vitesse mécanique

La Figure 5-5 montre l'évolution temporelle de la vitesse mécanique appliquée à la génératrice. La tension nominale de bus continu est maintenue à 1400V. A $t=0s$ le couple électromagnétique appliqué à la machine est égale à zéro, et a $t=2s$ la génératrice est simulée pour donner un couple électromagnétique égale à 7000N.m. a $t=4s$ le couple est forcé à sa valeur initiale.

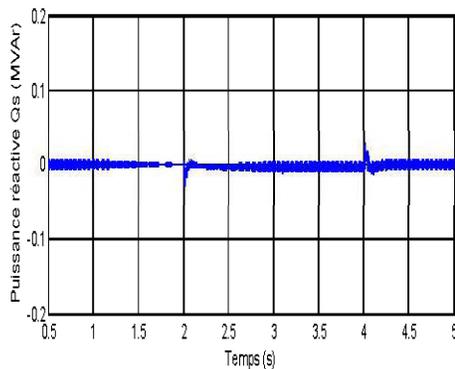


Figure 5-7 : Puissance réactive statorique

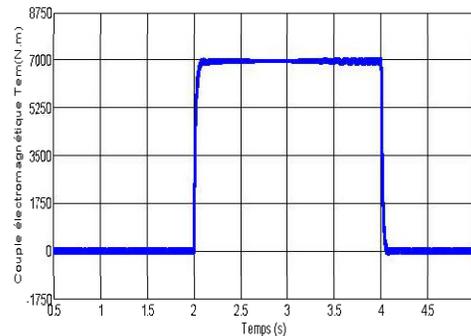


Figure 5-8 : Couple électromagnétique produit par la génératrice

La puissance réactive est maintenue nulle pendant toute la durée de la simulation (Figure 5-8). La Figure 5-7 représente le couple électromagnétique produit par la génératrice. On peut remarquer que l'échelon de couple est bien suivi par la génératrice aussi bien pour le couple électromagnétique que la puissance réactive qui est maintenue nulle (Figure 5-7). Cependant nous observons l'effet du couplage entre

les deux axes de commande (d et q), car un échelon imposé au couple électromagnétique induit de faibles oscillations sur la puissance réactive.

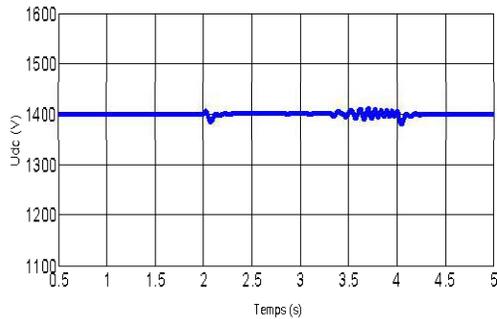


Figure 5-9 : Tension du bus continu

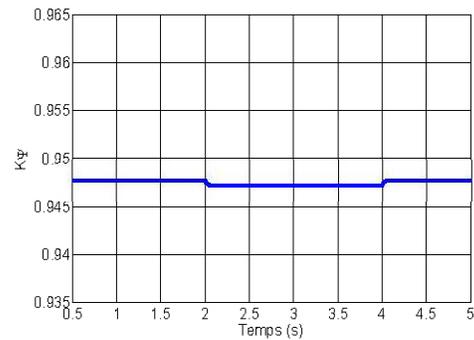


Figure 5-10 : Facteur de saturation

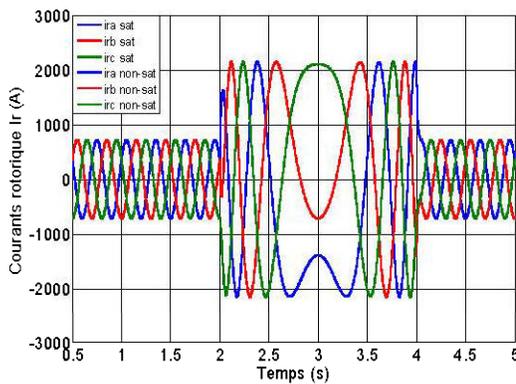


Figure 5-11 : Courants rotoriques

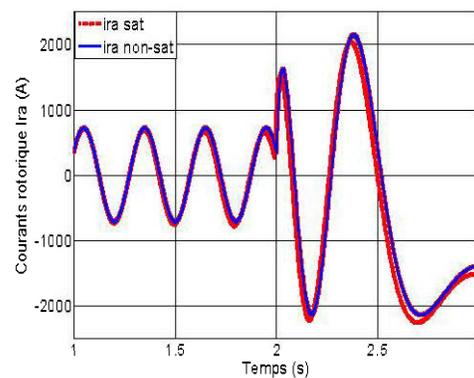


Figure 5-12 : Zoome sur le courant

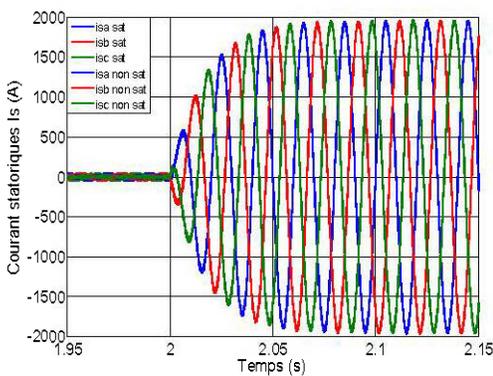


Figure 5-13 : Courants statoriques

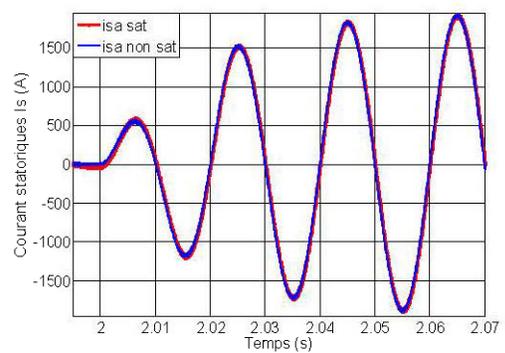


Figure 5-14 : Zoome sur le courant statorique



La Figure 5-9 et Figure 5-11 représentent respectivement la tension de bus continu et le courant rotorique durant une transition du régime hypo synchrone au régime hyper synchrone. La MADA permet une transition douce pendant le changement de régime et une tension du bus continu stable.

Nous avons repris la simulation du système et de sa commande, cette fois simulé en tenant en compte de la saturation du circuit magnétique de la MADA. Nous avons fait des comparaisons entre les deux modélisations. À la Figure 5-9 nous avons représenté le facteur de saturation k_ψ qui nous indique le niveau de saturation de la machine. La Figure 5-13 et Figure 5-11 représentent respectivement le zoom sur le courant statorique et le zoom sur le courant rotorique. L'effet de la saturation n'est pas très important.

5.6 Conclusion

En premier lieu, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents constituants du système éolien. En effet, les modèles aérodynamique et mécanique de la turbine ont été développés. Puis, dans le but d'établir les différentes commandes des deux convertisseurs, nous avons développés les modèles de la MADA avec et sans la prise en compte de l'effet de saturation magnétique, et de la liaison du CCR au réseau via le filtre RL.

Afin de valider la modélisation et la commande globale du système éolien, nous avons effectué des simulations pour deux points de fonctionnements : l'un en mode hyposynchrone et l'autre en mode hypersynchrone. Les résultats obtenus ont montré que les puissances actives et réactives (et donc le facteur de puissance) du système éolien pouvaient être contrôlées de façon indépendante tout en garantissant une puissance active optimale fournie au réseau électrique quel que soit le mode de fonctionnement.

CHAPITRE 6 Stratégie de contrôle vectoriel modifié de la MADA en cas de creux de tension

6.1 Introduction

De nouvelles réglementations et spécifications techniques de raccordement de générateurs au réseau se font jour dans le monde entier. De nombreux pays se sont focalisés sur l'étude des réseaux comprenant des générateurs éoliens. Ces études incluent le maintien de la production en régime perturbé (FRT) au point de connexion au réseau (PCG) des fermes de production éoliennes et le maintien de la production lors de creux de tension de faibles amplitudes (LVRT).

Dans chaque pays ou région, les opérateurs en charge de la sécurité et de la fiabilité du réseau électrique de puissance ont établi différentes exigences pour la connexion des systèmes de production d'énergie renouvelable aux réseaux de transport et distribution. Ces cahiers des charges techniques pour le raccordement dépendent des caractéristiques propres de chaque réseau de puissance.

Un profil de creux de tension en fonction du temps sur le réseau est montré à la Figure 6-1. Lorsque la valeur efficace de la tension du réseau passe sous ces courbes, les turbines peuvent être déconnectées. Lorsque la tension est dans cette zone, les éoliennes devraient générer de la puissance réactive comme pour la production électrique conventionnelle [46].

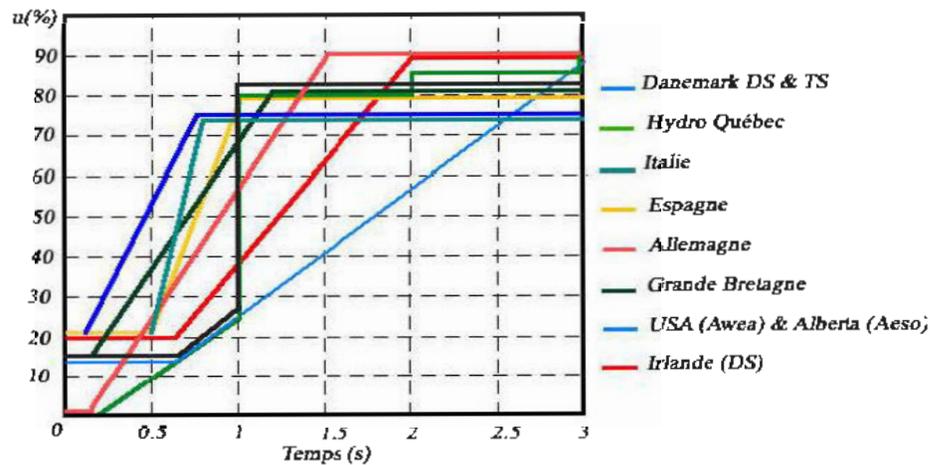


Figure 6-1 : Profils de creux de tension LVRT dans différents pays

Les défauts dans les systèmes de puissance, même géographiquement éloignés de la turbine, peuvent causer des creux de tension au point de connexion de la turbine. Même si les performances nominales de la MADA sont très bonnes, le contrôle du système n'est que partiel à cause du faible dimensionnement du convertisseur du côté rotor. Ainsi, un creux de la tension imposée par le réseau va causer une augmentation du courant statorique. A cause du couplage magnétique entre le stator et le rotor, le courant de défaut va traverser le rotor et son convertisseur de puissance. Cela entraîne un sur-courant dans le rotor et une augmentation de la tension du bus continu [28][10]. Sans protections, cela peut détruire le convertisseur. Alors, le principal objectif du contrôle durant une défaillance réseau est de limiter le courant de défaut et de limiter l'augmentation de la tension de bus continu.

Dans ce chapitre, une stratégie de contrôle vectoriel modifiée va être proposée et comparée avec le contrôle vectoriel classique [50][51] afin de montrer l'influence du comportement dynamique de la MADA lors de creux de tension.

6.2 Les creux de tension

Les creux de tension sont parmi les plus importants problèmes pour la qualité des réseaux et représentent la principale priorité pour l'industrie. Elles peuvent causer l'interruption de processus industriels et peuvent mener à des pertes économiques et une dégradation des produits manufacturés. Un creux de tension est une réduction soudaine (entre 10% et 90%) de la tension à un point du réseau, qui dure d'une demi-période réseau à 1 minute [52].

Il peut y avoir de nombreuses raisons à un creux de tension : un court-circuit dans le réseau, une déconnection partielle de l'alimentation, des courants importants dûs au démarrage de moteurs, des courants importants dûs à des arcs électriques ou à la saturation de transformateurs. Les creux de tension dûs à des courts circuits sont à l'origine de la plupart des défaillances et sont donc les plus intéressants à étudier. Les défaillances sont autant symétriques (défauts sur trois phases) qu'asymétriques (deux phases mises à la terre, deux phases connectées, une phase à la terre). Selon le type de défaillance, les amplitudes des creux de tension peuvent être égales (cas symétrique) ou non (cas asymétrique).

6.2.1 Caractérisation des creux de tension :

La Figure 6-2 représente le profil typique d'un creux de tension. Dans ce mémoire, le creux de tension sera caractérisé pour deux paramètres pour mesurer sa gravité : l'amplitude (remaining voltage) et sa durée. L'amplitude est la valeur minimale de la tension efficace sur un cycle et sa durée correspond au temps où la tension est sous un seuil défini. L'amplitude du creux de tension en un point du réseau dépend principalement du type de défaillance, de la distance à la défaillance, de la configuration du réseau et de l'impédance de défaillance. Nous supposons que la valeur efficace peut être décrite par une valeur de tension simple, ce qui est suffisant pour un système monophasé. Cependant, dans le cas d'un système triphasé, une part

importante des dommages sur les équipements dû à un creux de tension concerne des charges triphasées [32].

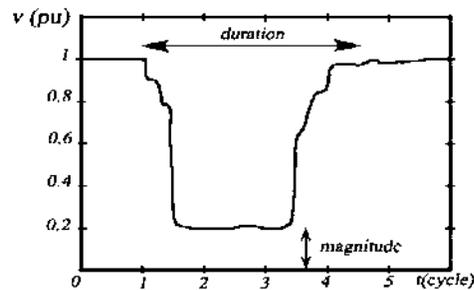


Figure 6-2 : Caractérisation d'un creux de tension

Ce problème est résolu en considérant un creux de tension triphasé avec la valeur la plus importante d'amplitude et la durée la plus longue (cas le plus défavorable). Mais cette méthode ne peut pas refléter la complexité des défaillances réseaux notamment pour les équipements. Il est ainsi plus difficile d'identifier le type et l'origine de la défaillance sans ces informations. Durant ces dernières années, de nouvelles recherches ont été menées pour étendre cette caractérisation monophasée au cas général triphasé [53].

6.2.2 Classification des creux de tension

Une classification basée sur une transformation vectorielle permet de représenter de manière intuitive les creux de tension. Cette méthodologie permet d'extraire les caractéristiques du creux de tension et de déterminer son type et sa gravité. Sept types de creux de tension sont obtenus à partir d'une transformation vectorielle qui est due à différentes origines (trois phases, deux phases à la terre, deux phases connectées et une phase à la terre). Avec l'hypothèse, que les différentes impédances sont égales [53-54], les expressions pour les tensions complexes dans ces sept cas sont données dans le Tableau 6-1.

Les tensions avant la défaillance sont indiquées par les lettres E. Les tensions dans les phases en défaut ou entre les phases sont indiquées par les lettres V. Un transformateur permet de transférer les tensions déséquilibrées dans d'autres repères selon le type de défaut. Par exemple un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy) permet une transformation des tensions composées en tensions simples. Et deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy) permettent de supprimer la composante homopolaire.

6.2.2.1 Creux de type A

Ce type est causé par un défaut phase-terre sur chacune des trois phases. Il possède une faible occurrence. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{aligned} V_a &= V \\ V_b &= -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\ V_c &= -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV \end{aligned} \quad (6-1)$$

6.2.2.2 Creux de type B

Ce type est causé par un défaut phase-terre sur une phase. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant:

$$\begin{aligned} V_a &= V \\ V_b &= -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jE \\ V_c &= -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jE \end{aligned} \quad (6-2)$$

6.2.2.3 Creux de type C

Ce type est causé par un défaut phase-phase-terre. Pour ce type de creux, un saut de phase est observé. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant:

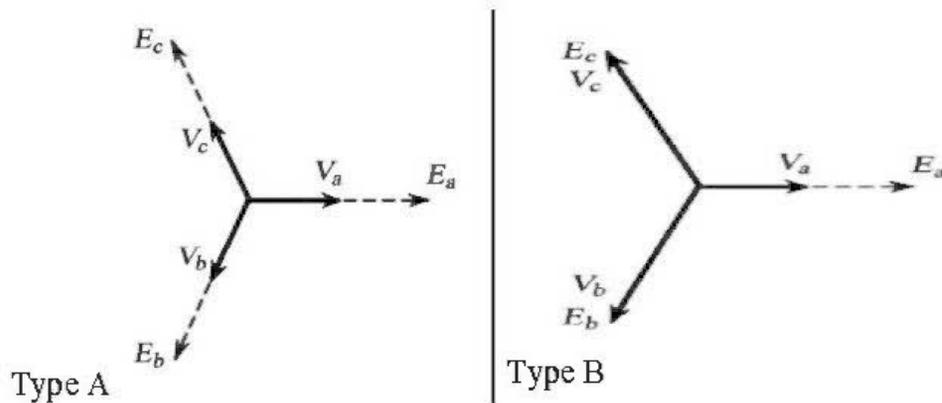
$$\begin{aligned}
 V_a &= E \\
 V_b &= -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\
 V_c &= -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jV
 \end{aligned}
 \tag{6-3}$$

6.2.2.4 Creux de type D

Ce type est causé par un défaut phase-phase-terre. La charge est connectée en delta et les trois phases se trouvent diminuées. Il peut être défini par l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{aligned}
 V_a &= V \\
 V_b &= -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE \\
 V_c &= -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE
 \end{aligned}
 \tag{6-4}$$

La Figure 6-3 montre les quatre types de creux de base précédemment définis.



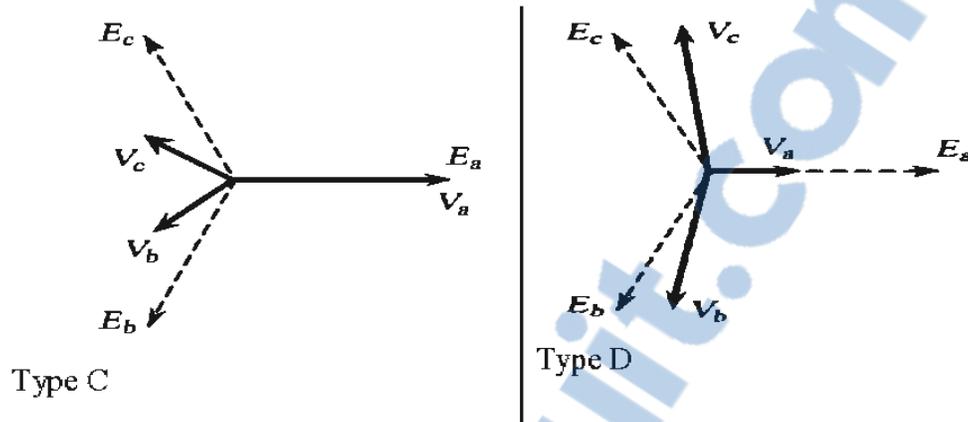


Figure 6-3 : Types de creux de tension de base

Les défauts biphasés conduisent à trois types de creux additionnels. Il s'agit des creux de types E, F et G (voir Tableau 6-1).

Type	Phaseur	Tension	Description
E		$V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Deux phases à la terre : Provoque un creux de tension sur deux phases alors que la troisième n'est pas affectée.
F		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE - \frac{\sqrt{3}}{6}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE + \frac{\sqrt{3}}{6}jV$	Type E après un transformateur couplé en triangle/étoile (DY).

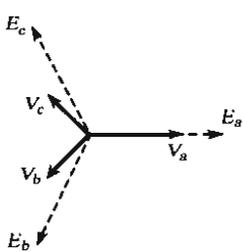
G		$V_a = \frac{2}{3}E + \frac{1}{3}V$ $V_b = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Type E après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (DY)
---	---	---	---

Tableau 6-1 : Sept types de défaut causant un creux de tension.

Un des principaux avantages de cette méthode de classification est qu'elle ne nécessite que le calcul des phaseurs spatiaux et des composantes homopolaires pour analyser les creux de tension. De plus, cela permet une interprétation graphique des modifications complexes des creux de tension. Cette méthode permet également une caractérisation et une classification plus concise des défauts. Cela permet d'élaborer plus facilement des protocoles de tests pour les convertisseurs de puissance connectés au réseau. Les types B et E peuvent être négligés lorsque nous considérons le cas des creux de tension dans les réseaux de production éolien car ils possèdent une composante homopolaire superflue [55].

6.3 Stratégie de contrôle vectoriel modifiée de la MADA

Le contrôle vectoriel a été très largement utilisé dans le cas des MADA pour la production éolienne. Dans le schéma de contrôle du flux orienté de la MADA, le flux dans le stator est considéré constant en amplitude pour simplifier le dimensionnement du contrôleur de courant. Cependant, durant un creux de tension, le flux au stator va diminuer car le stator est directement relié au réseau (dont la tension s'effondre). De plus, le calcul de l'orientation du repère de Park peut être faussé durant le creux de tension. Toutefois, la dynamique du flux statorique ne doit pas être négligée durant le dimensionnement du contrôleur en courant [39].

Dans un repère tournant de Park, la composante directe et en quadrature de la tension de la MADA peuvent être exprimées par :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \quad (6-5)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} \quad (6-6)$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - \omega_r \psi_{rq} \quad (6-7)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + \omega_r \psi_{rd} \quad (6-8)$$

Les composante du flux du stator s'expriment par :

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (6-9)$$

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \quad (6-10)$$

Il est à noter que la composante en quadrature du flux n'est pas nulle durant un creux de tension. Les courant au stator sont obtenus par :

$$i_{sd} = \frac{\psi_{sd} - L_m i_{rd}}{L_s} \quad (6-11)$$

$$i_{sq} = \frac{\psi_{sq} - L_m i_{rq}}{L_s} \quad (6-12)$$

En remplaçant ces expressions dans les expressions des flux du rotor :

$$\psi_{rd} = L_m i_{sd} + L_r i_{rd} \quad (6-13)$$

$$\psi_{rq} = L_m i_{sq} + L_r i_{rq} \quad (6-14)$$

On obtient :

$$\psi_{rd} = \sigma L_r i_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} \quad (6-15)$$

$$\psi_{rq} = \sigma L_r i_{rq} + \frac{L_m}{L_s} \psi_{sq} \quad (6-16)$$

Nous remplaçons les équations du courant au stator (6-11) et (6-12) dans les expressions des tensions au stator (6-5) et (6-6), nous obtenons :

$$v_{sd} = \frac{R_s}{L_s} \psi_{sd} - \frac{R_s}{L_s} i_{rd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (6-17)$$

$$v_{sq} = \frac{R_s}{L_s} \psi_{sq} - \frac{R_s}{L_s} i_{rq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (6-18)$$

Alors en remplaçant les expressions du flux (6-15) et (6-16) dans les expressions des tensions au rotor (6-7) et (6-8), nous obtenons :

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{rq} - \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{sq} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (6-19)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_r \sigma L_r i_{rd} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (6-20)$$

Si on pose :

$$e_d = +\sigma L_r \omega_r i_{rd} \quad (6-21)$$

$$e_q = -\sigma L_r \omega_r i_{rq} \quad (6-22)$$

$$e_{\psi d} = \frac{L_m}{L_s} \left(-\omega_r \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \right) \quad (6-23)$$

$$e_{\psi q} = \frac{L_m}{L_s} \left(\omega_r \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \right) \quad (6-24)$$

Les équations (6-19) et (6-20) deviennent :

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} + e_q + e_{\psi d} \quad (6-25)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + e_d + e_{\psi q} \quad (6-26)$$

A partir de ces équations, nous pouvons dimensionner un contrôleur de type PI pour les courants au rotor. Il est à noter que pour un contrôle correct le flux au stator et ses dynamiques $\left(\frac{d\psi_{sd}}{dt}, \frac{d\psi_{sq}}{dt} \right)$ doivent être compensés lors du creux de tension.

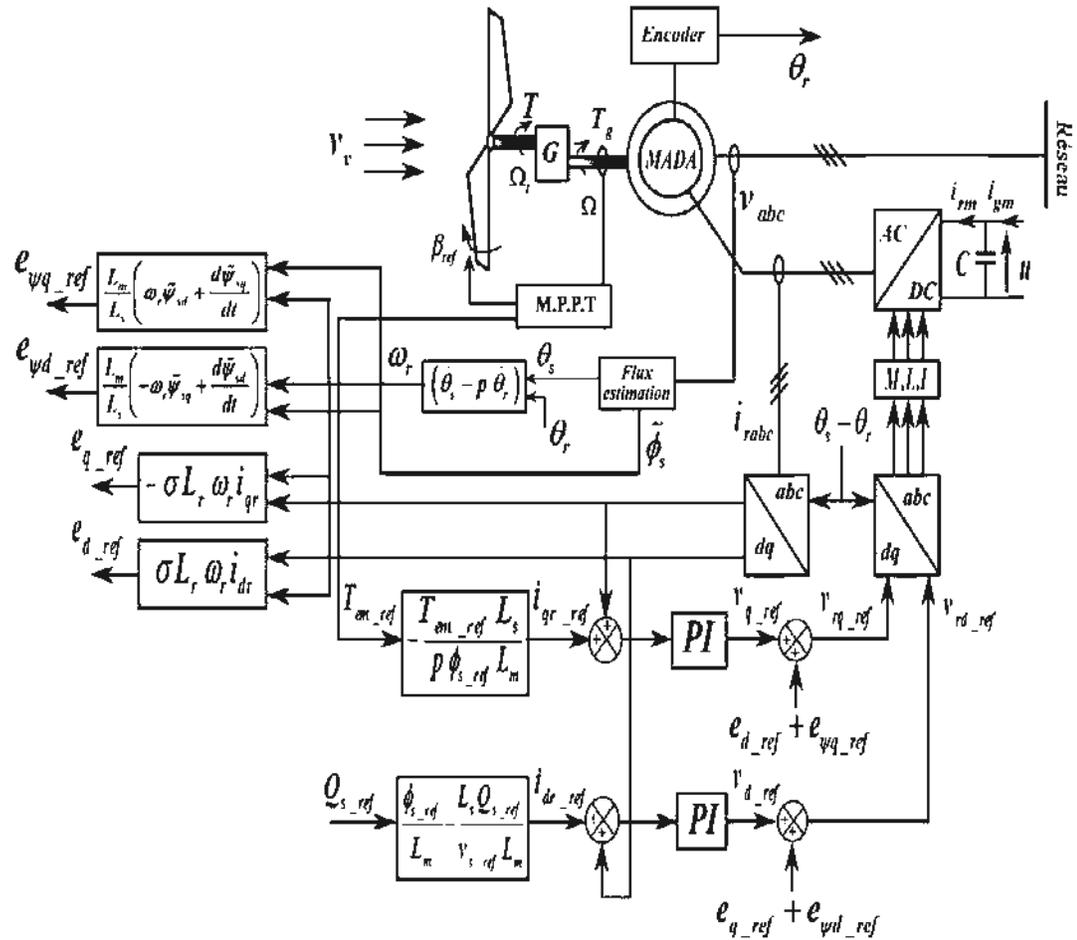


Figure 6-4 : Le schéma bloc du contrôle vectoriel modifié de la MADA

6.4 Résultats de simulation

Afin d'étudier l'influence des creux de tension sur la stratégie proposée, un creux de tension triphasée de 33% et d'une durée de 200 ms est appliqué à la MADA. Les paramètres du système sont rassemblés dans le Tableau 4-2 et le Tableau 5-1. Comme la durée du défaut est petite devant les fluctuations de la vitesse du vent, alors, la vitesse du vent sera considérée comme constante durant le défaut du réseau. Immédiatement après que le défaut apparaisse à $t=0.6s$, la tension de la génératrice chute, comme montré sur la Figure 6-5. Le creux de tension conduit à diminuer le flux du stator. Des oscillations sur la composante directe et en quadrature du flux

apparaissent durant le creux de tension et après la disparition du défaut. De plus, le flux du stator dans l'axe en quadrature ne peut être maintenu à zéro à cause du creux de tension. C'est pourquoi, le flux du stator en quadrature et la dynamique du flux au stator doivent être considéré dans le contrôleur.

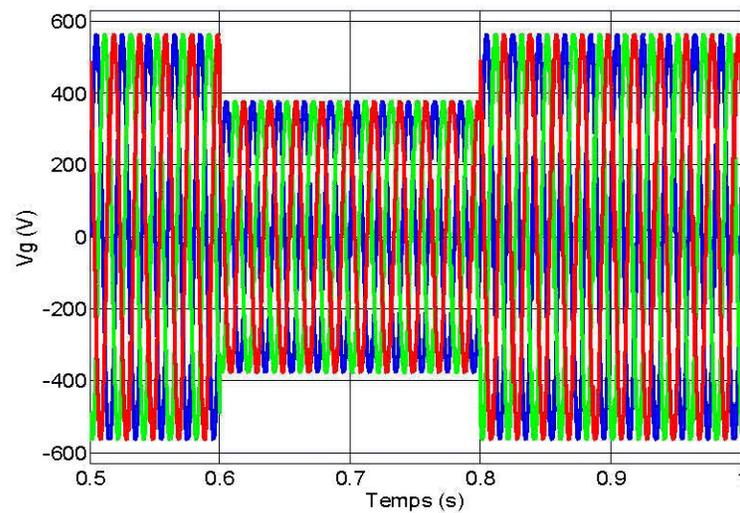
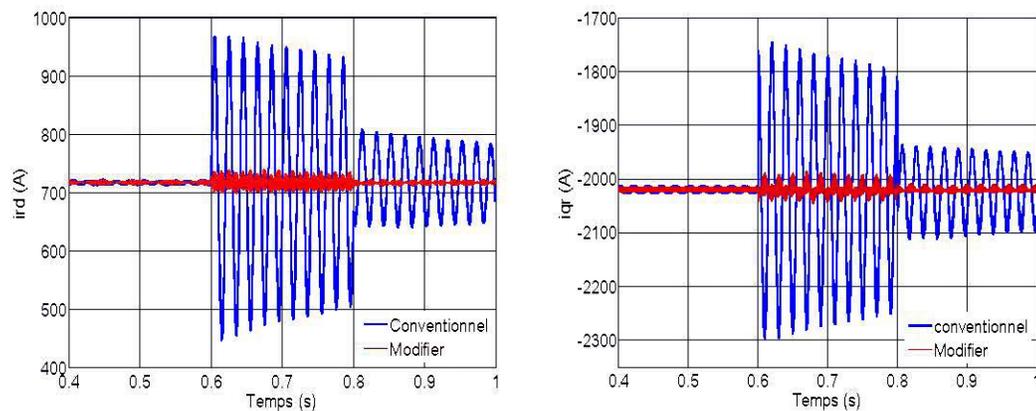


Figure 6-5 : Tension réseau durant un défaut triphasé.

La Figure 6-6 montre les résultats de simulation pour la stratégie proposée de contrôle et une comparaison avec la stratégie classique de contrôle dans le repère synchrone.



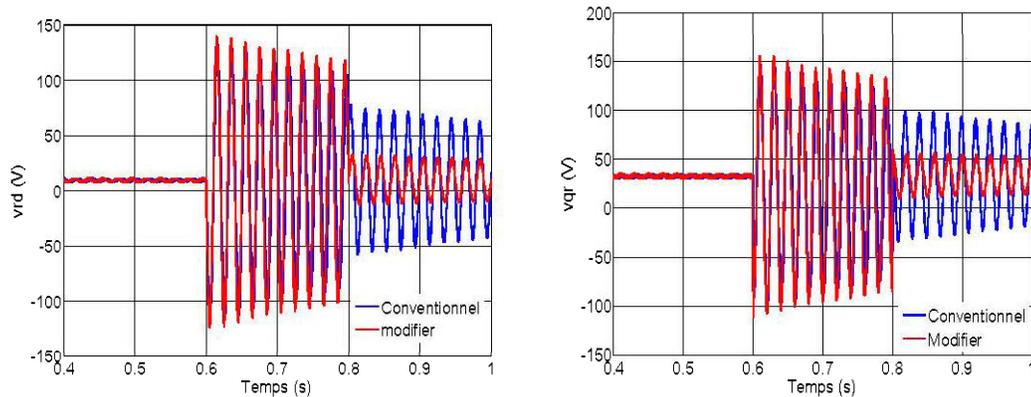


Figure 6-6 : Les variables rotoriques de la MADA dans le plans dq durant un creux de tension.

Selon la Figure 6-6, le schéma de contrôle proposé possède un courant de défaut moindre que le contrôleur classique, ce qui indique que cette dernière est mieux adaptée au cas des creux de tension. Néanmoins, la tension au rotor est plus importante, parce que la dynamique du flux au stator est prise en compte. Par conséquent, la tension requise par le rotor est très importante au cours des creux de tension par rapport à celle en l'état normal. Ceci indique que le contrôle est basé sur l'augmentation de la tension de sortie du convertisseur du côté rotor.

La Figure 6-7 compare le comportement dynamique de la génératrice pour la stratégie proposée et conventionnelle. Le courant du rotor ne change pas avec la stratégie de contrôle modifié alors qu'il se déforme gravement dans le schéma de contrôle classique comme on peut le voir sur la Figure 6-7. Toutefois, le courant statorique oscille selon l'approche utilisée. La stratégie classique de contrôle génère des grandes oscillations et un déséquilibre transitoire sur le courant.

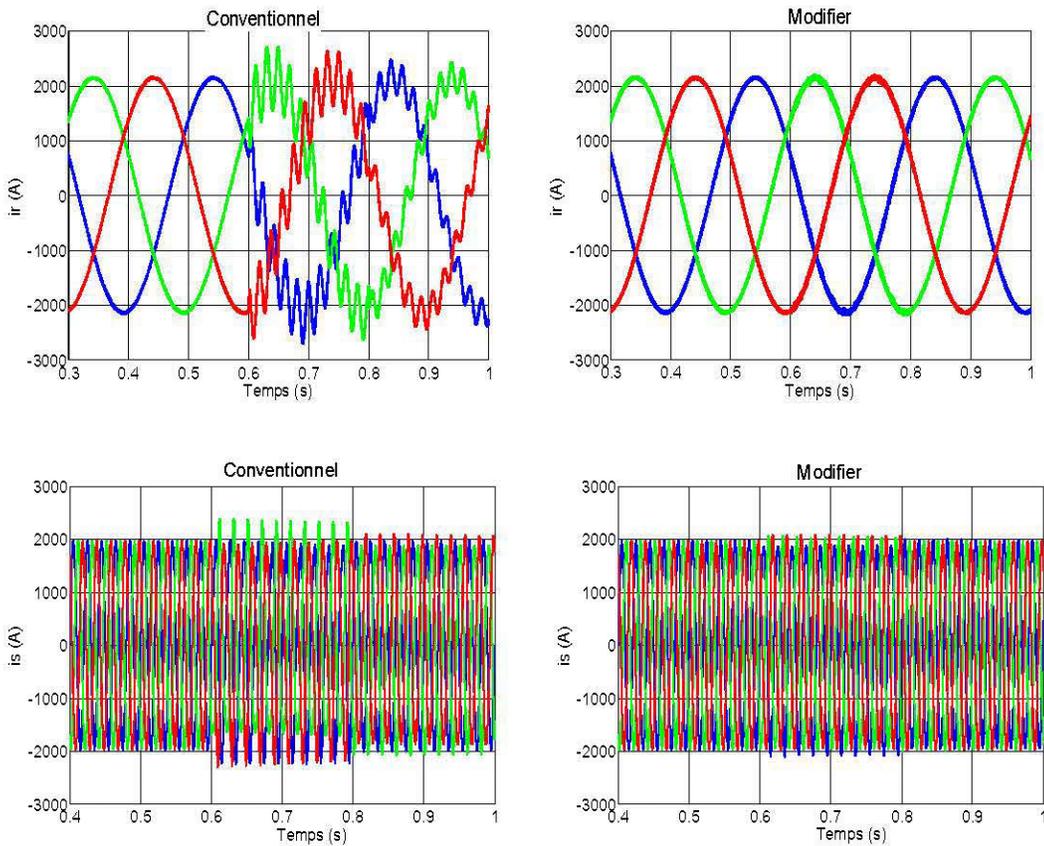


Figure 6-7 : Comparaison du comportement dynamique de la MADA durant un creux de tension

La Figure 6-8 montre que le couple électromagnétique de la MADA oscille aussi à cause du creux de tension. Après un creux de tension, comme le flux du stator chute, le couple généré sera également réduit. Comme l'énergie éolienne n'a pas changé pendant le creux de tension, le rotor va s'accélérer en raison du décalage entre le couple mécanique et électromagnétique. Avec la modification de la stratégie de contrôle proposée, l'oscillation peut être réduite, de sorte que la contrainte mécanique à l'arbre de la turbine sera beaucoup plus petite.

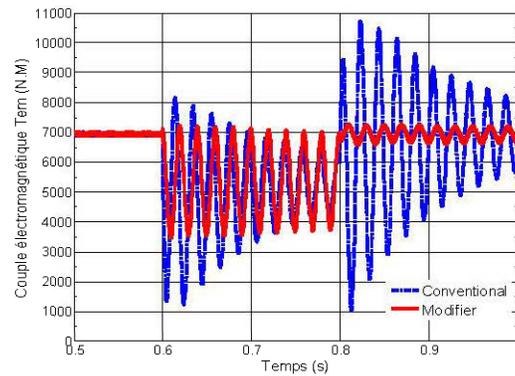


Figure 6-8 : Couple électromagnétique durant un creux de tension.

La Figure 6-9 montre la tension du bus DC du convertisseur de puissance lors du creux de tension. Bien que la tension du bus oscille, le système de contrôle peut réguler cette tension à sa valeur de référence. En outre, en considérant la dynamique du flux stator, la tension du bus continu est beaucoup plus moins oscillante.

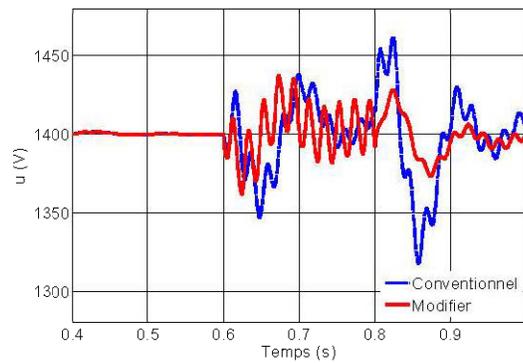


Figure 6-9 : Tension du bus continu pour un creux de tension

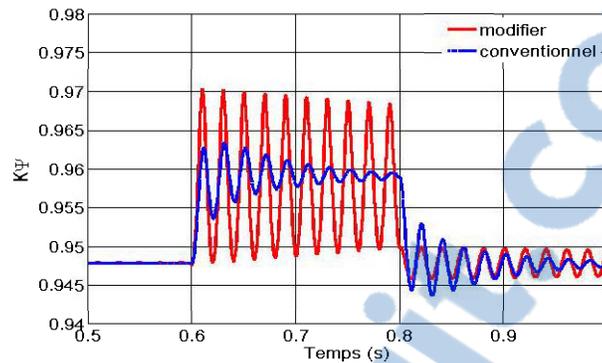


Figure 6-10 : facteur de saturation pendant un creux de tension

Le facteur de saturation augmente lors d'un creux de tension pour les deux méthodes utilisées, ce qui veut dire que la machine ne se sature pas. Cela est causé par la diminution de la tension statorique (le creux de tension).

6.5 Conclusion

La stratégie de contrôle ici proposée prend en compte la dynamique du flux statorique. Le courant de défaut dans les enroulements du rotor et la surtension dans le bus continu sont limités grâce à la stratégie de contrôle proposée. Ceci permet d'améliorer la capacité à lutter contre les LVRT des MADA. Toutefois, sa capacité est limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à la MADA. Lorsque le défaut sur le réseau est suffisamment grave, le courant du rotor augmente de manière trop importante pour être contrôlé par les convertisseurs de puissance. Par conséquent, le domaine de validité en termes de sévérité du défaut et de vitesse du générateur pour la stratégie de contrôle proposée est limité. La région la plus contraignante est la région où la vitesse du générateur est maximale.

CHAPITRE 7 Performances de la MADA pendant un creux de tension avec circuit de limitation de tension

7.1 Introduction

Bien que la stratégie proposée de contrôle puisse permettre un contrôle adéquat de la MADA pendant les creux de tension du réseau, le maintien de la production en régime de défaut est limité par le dimensionnement relativement faible du convertisseur du côté rotor par rapport au générateur. Si la profondeur du creux est faible et que la tension requise ne dépasse pas la tension maximale que le convertisseur côté rotor peut générer, le courant reste contrôlé. Mais, pour les grands creux, une tension accrue aux bornes du circuit rotorique sera nécessaire pour contrôler les courants du rotor. Lorsque cette tension requise est supérieure à la limite de tension du convertisseur, il n'est pas possible de contrôler le courant comme requis. Si la tension au stator tend vers zéro, la tension requise au rotor au lieu d'être un pourcentage faible de la tension statorique est de l'ordre de grandeur de celle-ci [43]. Ceci signifie que la puissance transitant dans le rotor devient très importante, l'intérêt de ce type de montage est alors perdu. Une protection matérielle supplémentaire est donc nécessaire dans le cas d'une chute de tension importante. Les protections matérielles telles que les circuits de limitation de tension [42][56], les systèmes de stockage d'énergie, des circuits de commutation au stator [44] et un redresseur auxiliaire en parallèle du côté réseau [45] ont été utilisés comme protection pour la MADA pendant des défaillances du réseau. Dans ce chapitre, un système de protection par des circuits actifs de limitation de tension (CROWBAR) va être modélisé. Et puis, une stratégie de contrôle améliorée pour la protection sera proposée et coordonnée avec une méthode de démagnétisation de la MADA et le maintien de la tension à la fois par le stator du générateur et par le convertisseur côté

réseau. L'objectif est d'améliorer la contrôlabilité et le maintien de la production connectée pendant une défaillance.

7.2 Protection active par des circuits de limitation de tension

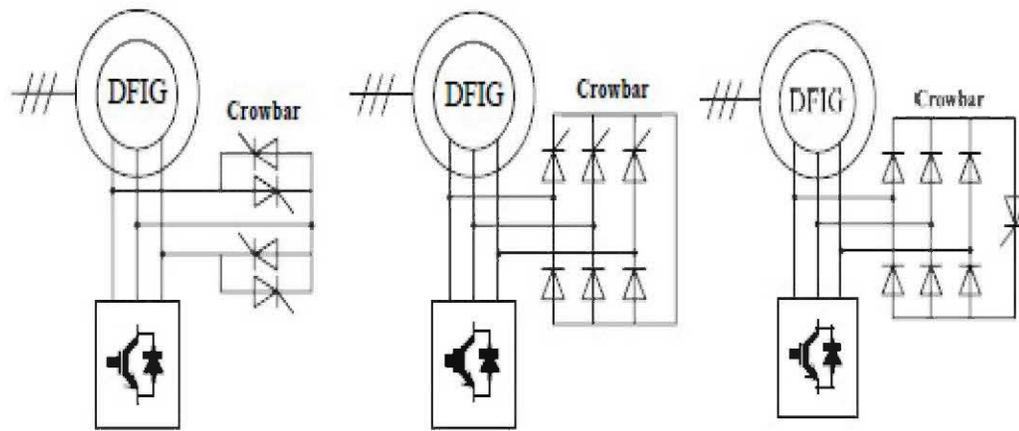
Un système de protection par des circuits de limitation de tension est couramment utilisé pour protéger les convertisseurs de puissance de la MADA pendant les creux de tension. La clé de cette solution est de limiter le courant dans le rotor ainsi que la tension élevée dans le bus continu. Ainsi, avec des circuits de limitation de tension, il est possible de maintenir la disponibilité du réseau sans déconnexion de la turbine.

Un circuit de limitation de tension est habituellement mis en œuvre entre le circuit du rotor et son convertisseur électronique de puissance pour fournir un circuit électrique de contournement pour le transitoire du courant induit par les chutes de tension [12]. Au départ, la solution mise en œuvre par les fabricants était simplement de court-circuiter les enroulements du rotor avec un circuit crowbar. Ce circuit classique peut être réalisé de différentes manières [39][40].

7.3 Circuits de limitation de tension

Un circuit de limitation de tension est habituellement mis en œuvre entre le circuit du rotor et son convertisseur électronique de puissance pour fournir un circuit électrique de contournement pour le transitoire du courant induit par les chutes de tension. Au départ, la solution mise en œuvre par les fabricants était simplement de court-circuiter les enroulements du rotor avec un circuit crowbar. Ce circuit classique peut être réalisé de différentes manières, comme l'illustre la Figure 7-1.

Dans la Figure 7-1(a), le rotor peut être court-circuité par deux paires de thyristors antiparallèles connectés entre les phases. Une autre alternative est d'utiliser un pont thyristor demi-contrôlée, comme à Figure 7-1(b).



(a) Pont à thyristor en antiparallèle

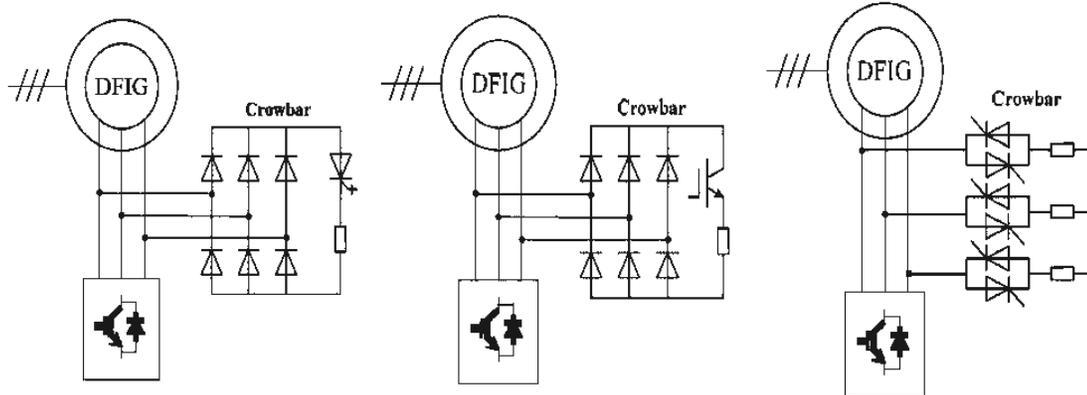
(b) Pont à thyristors

(c) Pont mixte

Figure 7-1 : Circuits conventionnels de limitation de tension

La troisième possibilité de la Figure 7-1(c) est de redresser les courants avec un pont de diodes et d'utiliser un seul thyristor pour déclencher le circuit de limitation de tension. Le principal inconvénient de cette solution est que les éoliennes ne sont pas en mesure de reprendre un fonctionnement normal pour des problèmes d'arrêt de la MADA. Pour les circuits de limitation de tension de la Figure 7-1 (a) et (b), étant donné que les courants du rotor peuvent avoir une importante composante continue, le courant inverse nécessaire pour désamorcer les thyristors ne peut être atteint. Pour le circuit de limitation de tension de la Figure 7-1(c), le courant traversant le thyristor est continu, et ne permet pas de désamorcer le thyristor. En outre, la conception des snubbers pour les thyristors peut être problématique. Afin d'être conforme aux exigences actuelles, le circuit de limitation de tension doit être déclenché après l'apparition des défaillances dans les réseaux. Ainsi, des commutateurs à semi-conducteurs entièrement contrôlables sont nécessaires pour construire un circuit actif de limitation de tension [59]. A partir du circuit de limitation de tension classique avec les thyristors antiparallèles, il est difficile de concevoir un circuit actif de limitation de tension en raison du nombre important de composants à contrôler. Le même problème se retrouve pour le demi-pont à thyristors. Le circuit de limitation de

tension avec un pont de diodes semble être la meilleure solution pour la fonction recherchée. Un GTO ou un IGBT peuvent être utilisés comme commutateur entièrement contrôlable pour le circuit actif de limitation de tension, comme il est illustré à la Figure 7-2 (a) et (b). Une amélioration sur le circuit actif de limitation de tension serait d'ajouter des résistances pour limiter le courant au rotor. Cette solution est la plus utilisée par les fabricants de nos jours. Un autre type d'amélioration pour le circuit de limitation actif de tension serait de construire des commutateurs triphasés avec des résistances, comme l'illustre la Figure 7-2 (c).



(a) Pont à diodes et GTO (b) Pont à diodes et IGBT (c) Interrupteurs bidirectionnels

Figure 7-2 : Amélioration des circuits de limitation de tension

Avec ce circuit amélioré de limitation de tension, l'éolienne peut rester connectée au réseau au cours de la chute de tension, cela permet une reprise pratiquement immédiate vers un fonctionnement normal après le défaut. Récemment, des articles ont traité du système de protection de la MADA avec des circuits actifs de limitation de tension pendant les perturbations de réseau. Cependant, la plupart de ces articles donnent peu d'informations du système de protection qui est mis en œuvre [60-61].

Le circuit de limitation de tension du bus continu se compose d'un interrupteur et d'une résistance qui sont ajoutés au bus continu du convertisseur pour limiter sa tension (Figure 7-3). L'utilisation d'un transistor et de sa commande n'est pas

indispensable pour le maintien de la connexion, mais elle augmente le domaine de fonctionnement normal de la MADA par un lissage de la tension continue au cours des déséquilibres importants de la puissance active entre les convertisseurs du côté du rotor et du côté réseau. Le convertisseur côté rotor doit être dimensionné pour gérer le passage de courant élevé, en plus de la charge normale. Ainsi, des composants surdimensionnés doivent être utilisés ce qui rend par conséquent, ce régime peu attrayant [42].

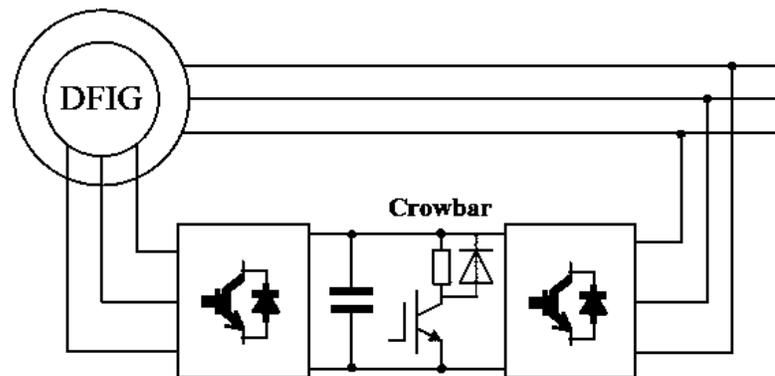


Figure 7-3 : Circuit de limitation de tension du bus continu

7.4 Modélisation du circuit de limitation de tension

Comme montré sur la Figure 7-4, le circuit de limitation de tension est connecté entre le circuit du rotor et le convertisseur du côté du réseau.

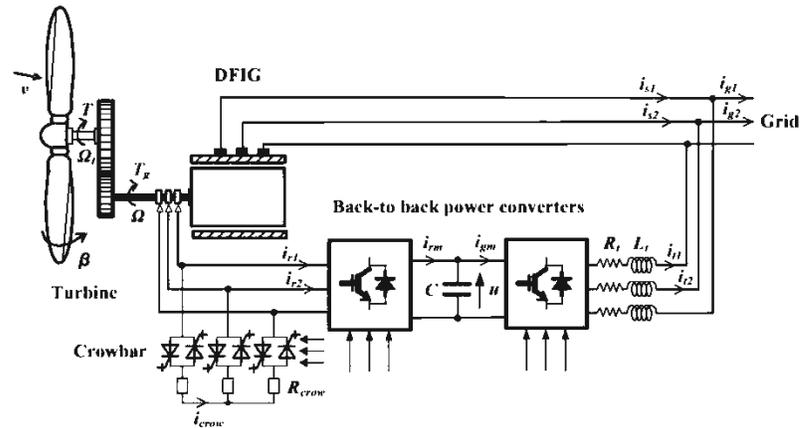


Figure 7-4 : MADA avec un circuit de limitation de tension

Le circuit de limitation de tension est composé de trois interrupteurs bidirectionnels et des résistances de dissipation. Les semi-conducteurs sont considérés comme idéaux, et une fonction globale de connexion S_r est définie pour ce commutateur électronique triphasé. Elle prend les valeurs 1, lorsque l'interrupteur est fermé et 0 quand il est ouvert. Ainsi, le circuit de limitation de tension peut être modélisé par une équation simple:

$$v_{crow} = S_r R_{crow} i_{crow} \quad (7-1)$$

Le comportement de ce type de système est grandement influencé par la valeur des résistances de dissipation. Pour qu'une résistance de faible valeur, elle conduit à une augmentation du couple électromagnétique, des sur-courants importants et une faible tension du rotor. Au contraire, une forte valeur pour la résistance se traduira par une baisse du couple du rotor et des courants électriques, mais aussi des tensions plus élevées aux bornes du rotor. Par conséquent, les résistances doivent être suffisamment faibles pour éviter des sursensions sur les convertisseurs. D'autre part, elles doivent être suffisamment élevées pour limiter le courant du rotor. Dans notre étude, cette valeur de résistance est choisie pour être égale à $17 R_r$ (la résistance du circuit rotorique).

7.5 Contrôle par hystérésis du circuit de protection :

Ordinairement, le circuit de protection est déclenché en cas de surtension sur le bus continu ou de sur-courant dans les enroulements du rotor. Lorsque le circuit est déclenché, le convertisseur côté rotor sera déconnecté du rotor dans le même temps. En conséquence, la contrôlabilité de la MADA est perdue au cours de la chute de tension, ce qui est le principal inconvénient de la protection [40]. En outre, la MADA se comporte alors comme un générateur asynchrone à cage d'écureuil avec une résistance variable au rotor jusqu'à la déconnexion du générateur et que le convertisseur côté rotor reprenne son fonctionnement normal. Dans cette situation, la MADA absorbe de la puissance réactive du réseau pour la magnétisation de la machine, ce qui va encore plus dégrader la tension du réseau et sa stabilité. Il est donc préférable de réduire le temps d'activation du circuit de limitation [11].

Afin de réduire ce temps, une commande par hystérésis est adoptée. La valeur maximale absolue du courant du rotor $|i_r|_{\max}$ est comparée à une valeur seuil i_{th} et à une valeur de sécurité i_{sa} . Si elle est supérieure à i_{th} le circuit est activé pour protéger les convertisseurs de puissance. Et quand elle devient plus petite que i_{sa} , la protection sera coupée et le convertisseur côté rotor est redémarré pour contrôler la MADA.

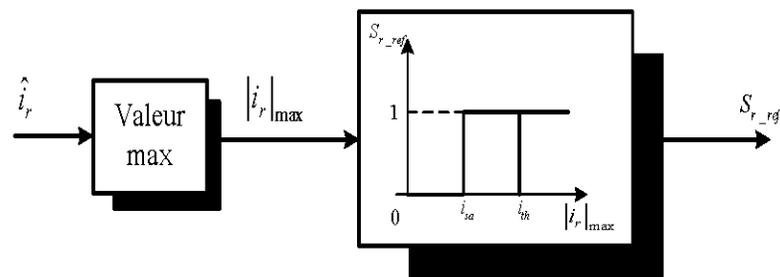


Figure 7-5 : Contrôle par hystérésis du circuit de protection

7.6 Contrôle de la démagnétisation de la MADA

Pendant une chute de tension (supposée symétrique), le régime transitoire du flux peut être décomposé en deux parties : le flux forcé et le flux naturel, qui peuvent être définis comme [6]:

$$\vec{\psi}_s = \vec{\psi}_{sf} + \vec{\psi}_{sn} = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} e^{-t/\tau} \quad (7-2)$$

V_1 est la tension avant la défaillance, alors que V_2 est la tension après son apparition.

Il a été démontré que les oscillations des courants au stator et au rotor sont dues à la composante continue du flux au stator ψ_{sn} .

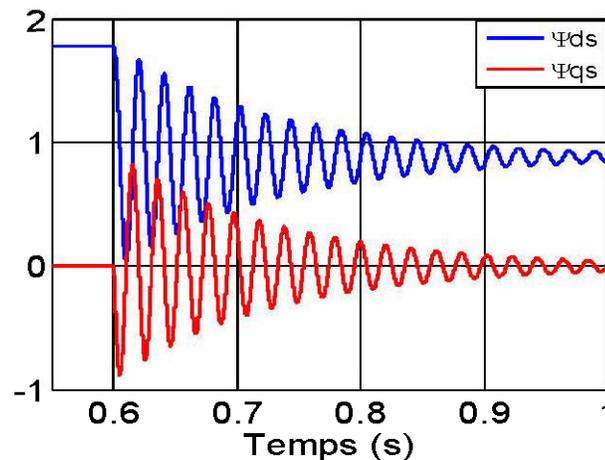


Figure 7-6 : flux statorique pendant un creux de tension

Ainsi, une méthode de démagnétisation peut être dimensionnée pour compenser cette composante. Cette méthode est basée sur un contrôle en boucle fermée du flux au stator qui donne les courants rotoriques de référence :

$$i_{rd_ref} = C_\psi [\psi_{sd_ref} - \psi_{sd_est}] \quad (7-3)$$

$$i_{rq_ref} = C_\psi [\psi_{sq_ref} - \psi_{sq_est}] \quad (7-4)$$

C_ψ : est l'équation d'un contrôleur PI, et ψ_{sd_est} et ψ_{sq_est} sont les flux estimés. Afin de faire intervenir le flux naturel, les références de flux au stator sont régulées autour du flux forcé selon les tensions :

$$\psi_{sd_ref} = \psi_{sfd} = \frac{V_2}{\omega_s} \text{ et } \psi_{sq_ref} = \psi_{sfq} = 0 \quad (7-5)$$

Cette méthode est utilisée dès qu'une chute de tension est détectée et quelques centaines de millisecondes après l'apparition du défaut, afin d'éviter des transitoires importants.

7.7 Résultats de simulation

Afin de valider la stratégie proposée, un défaut important sur le réseau est pris en compte, ce qui provoque la chute de tension à 20 % de sa valeur nominale et ce durant 500 ms . Pour le cas le plus défavorable, la vitesse du générateur est censée être à la vitesse de 1950 tour / min . Les paramètres du système sont rassemblés dans le Tableau 4 2 et le Tableau 5 1. Les constantes de temps en boucle fermée des différentes grandeurs sont regroupées dans le Tableau 5 2 et le Tableau 7-1.

<p>Contrôle des flux statorique</p>	<p>Temps de réponse du système en boucle fermée : $t_r = 1.5s$</p> $K_{if} = \frac{3}{L_m t_r} = 800$ $K_{pf} = 3 \frac{L_s}{R_s t_r} = 1.99$
---	--

Tableau 7-1 : Paramètres de commande des flux statoriques

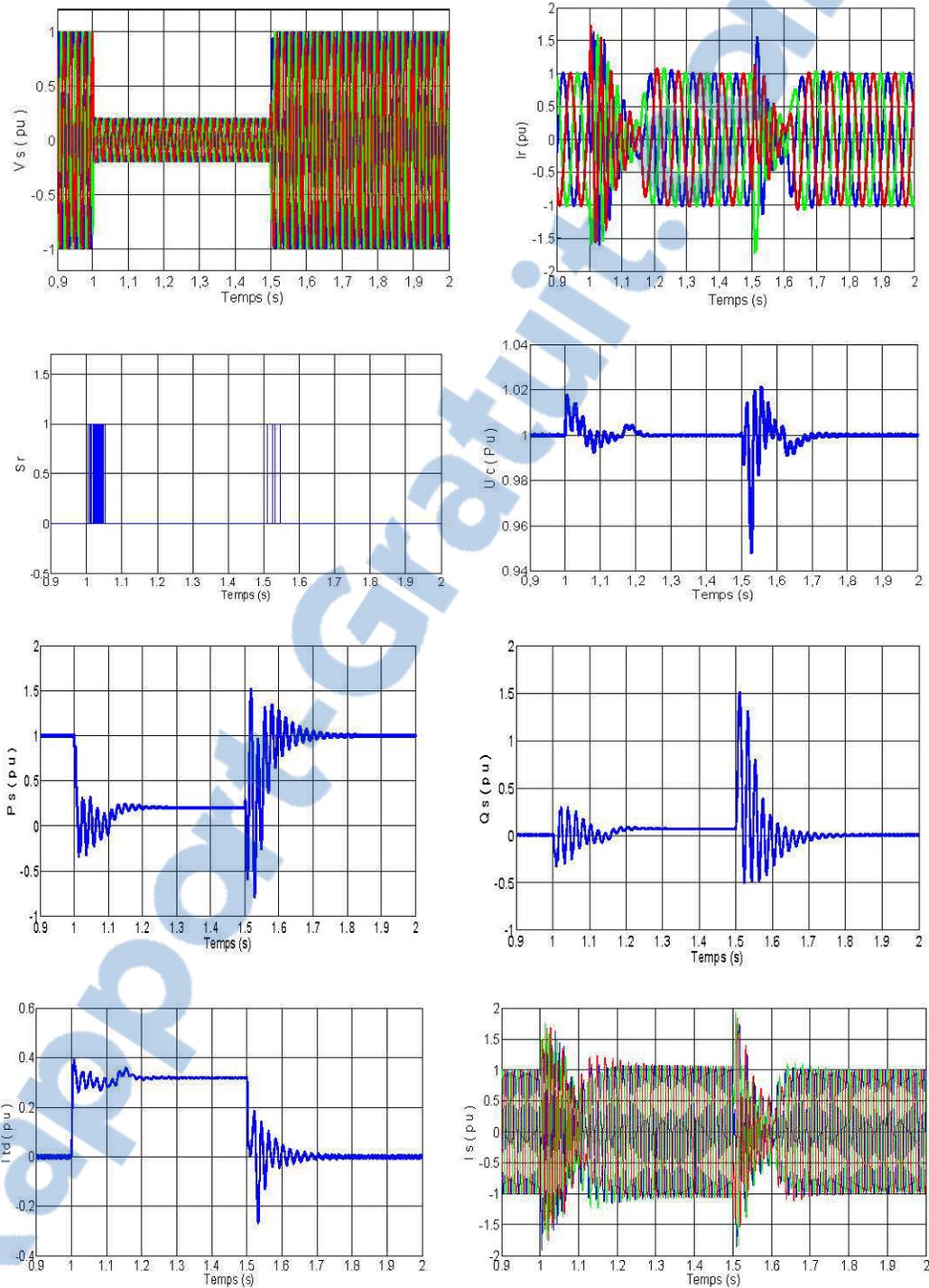


Figure 7-7 : Résultats de simulation pour une chute de tension de 80% pendant 0.5s

La Figure 7-7 présente les résultats de la simulation avec la stratégie proposée. Dès que la tension de la MADA chute à 1s, la méthode de démagnétisation est adoptée, mais le courant du rotor dépasse encore la valeur de seuil en raison du dimensionnement limité du convertisseur de puissance. Grâce au circuit de protection, le courant au rotor décroît rapidement vers la zone de sécurité. En conséquence, la protection ne fonctionne que pendant quelques millisecondes, ce qui signifie que la MADA est contrôlable pour la plupart du temps au cours de la chute de tension. De plus, moins de puissance réactive sera absorbée au cours de la démagnétisation, car au cours de ce mode de fonctionnement le flux du stator est égal à la valeur du flux forcé au cours du défaut. En outre, pendant la majeure partie de la chute de tension, le système peut fournir de la puissance réactive provenant à la fois du stator du générateur et du convertisseur connecté au réseau. Ceci augmente la tension du réseau et contribue au rétablissement de la tension réseau. La puissance réactive fournie n'est pas aussi grande que dans un état normal du réseau en raison de la tension réduite du réseau. En raison de la méthode de démagnétisation, la MADA peut reprendre son fonctionnement normal environ 0,2s après la remontée de la tension du réseau.

Mais, il faut remarquer que des transitoires importants apparaissent toujours au moment où le creux de tension disparaît.

7.8 Conclusion

Un contrôle adéquat et une stratégie de protection sont proposés pour le système MADA équipé d'un limiteur actif contre les défauts importants du réseau (grandes chutes de tension aux bornes de la génératrice). Afin de réduire le temps où le circuit de limitation est activé, une stratégie de contrôle par hystérésis a été proposée. En outre, une méthode de démagnétisation basée sur le contrôle en boucle fermée du flux statorique est adoptée pour réduire les oscillations du transitoire de courant à la fois au cours du creux de tension et après l'extinction du défaut. Avec la collaboration de

ces deux régimes de contrôle, la MADA est contrôlable pendant la plupart du temps lors des creux de tension tandis que le circuit de protection assure une protection suffisante. Ainsi la MADA peut fournir la puissance réactive au réseau pendant les creux de tension. En même temps, le convertisseur du côté réseau est également contrôlé afin de fournir de la puissance réactive en vue de renforcer le maintien de la production lors des défaillances. En outre, le système peut reprendre un fonctionnement normal en quelques centaines de millisecondes après la fin du défaut.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux de mon mémoire ont pour but d'étudier des stratégies de contrôle et des systèmes de protection des turbines éoliennes utilisant une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA), afin de satisfaire la contrainte de rester connectées lors d'un défaut en tension aux bornes du générateur. Nous avons pris en considération la saturation magnétique de la MADA.

Un état de l'art a été présenté par des différents types d'éoliennes de grandes puissances raccordées au réseau et leurs capacités de réglage ainsi que les différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne.

Nous nous sommes intéressées aux éoliennes à vitesse variable comme la montré le troisième chapitre. Après la présentation des différentes zones de fonctionnement nous avons détaillé la zone particulière où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée. Les algorithmes de maximisation de puissance ont été validés par des résultats de simulation et ont montré leurs avantages et leurs inconvénients. La modélisation du système d'orientation des pales, pour limiter la puissance aérodynamique recueillie par la turbine pour des vitesses de vent élevées, a été considérée ; de même que la description des correcteurs permettant le réglage de l'angle d'orientation pour obtenir un fonctionnement à puissance électrique constant. Delà, le comportement de la turbine peut être observé à travers un modèle de simulation sous toutes les conditions de fonctionnement. Les résultats de la simulation ont montré l'efficacité de la stratégie de limitation de la puissance recueillie par la turbine éolienne.

Nous avons fait la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation dans le quatrième chapitre. La conversion des équations dans le référentiel de Park est présentée. L'effet de la saturation a été pris en compte et nous l'avons intégrée au modèle de la MADA. La liaison au réseau est ensuite réalisée par un convertisseur contrôlé par une MLI et un filtre de lissage.

Le contrôle vectoriel classique a été présenté pour montrer les remarquables performances de celui-ci en fonctionnement normal du réseau. Un contrôle découplé de la puissance active et réactive (et donc également du facteur de puissance) a été obtenu et apporte une amélioration de la qualité de l'énergie fournie au réseau.

Une stratégie de contrôle vectoriel modifiée de la MADA a été proposée. La stratégie de contrôle ici proposée prend en compte la dynamique du flux statorique. Le courant de défaut dans les enroulements du rotor et la surtension dans le bus continu sont limités grâce à la stratégie de contrôle proposée. Ceci permet d'améliorer la capacité à lutter contre les LVRT (Low Voltage Ride-Through) des MADA. Toutefois, sa capacité est limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à la MADA.

Donc, pendant les creux de tension importants, un système de contrôle par limitation du courant et de la tension est proposé afin de protéger le système. Afin de réduire le temps où le circuit de limitation est activé, une stratégie de contrôle par hystérésis améliorée a été proposée. En outre, une méthode de démagnétisation basée sur le contrôle en boucle fermée du flux statorique est adoptée pour réduire les oscillations transitoires de courant à la fois au cours du creux de tension et après l'extinction du défaut. Ainsi la MADA peut fournir la puissance réactive au réseau pendant les creux de tension. En même temps, le convertisseur du côté réseau est également contrôlé afin de fournir de la puissance réactive en vue de renforcer le maintien de la production.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Thèse K.THAKRE « DYNAMIC PERFORMANCE OF DFIG WIND TURBINE UNDER UNBALANCE GRID FAULT CONDITION » Rourkela 2009
- [2] Thèse R .BAÏLE «Analyse et modélisation multifractales de vitesses de vent. Application à la prévision de la ressource éolienne.» université de Corse le 18 Octobre 2010.
- [3] K.GHEDAMSI, Contribution à la modélisation et la commande d'un convertisseur direct de fréquence. Application à la conduite de la machine asynchrone, Thèse de Doctorat, ENP Alger (Algérie), 2008.
- [4] <http://windturbine.me/windpower.html>
- [5] Drs Robert Benoit et Wei Yu « Cartographie et analyse du gisement éolien du Québec par le système West» RRSE.doc.6 .R-3526-2004, Expertise pour le regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises (RRSE) Régie de l'Énergie du Québec.
- [6] Études réalisé par Hélimax Énergie inc « Étude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec » .Dossier NO. R-3526-2004.
- [7] http://www.thewindpower.net/country_fr_14_canada.php
- [8] http://basetpe.free.fr/tpe1/eolien/fonctionnement_eolien.html
- [9] Krishna Vasudevan and P.Sasidhara Rao « A Modular Approach to the Simulation of doubly fed Induction Machine Systems » Department of Electrical Engineering Indian Institute of Technology Mdras 600036, INDIA

- [10] Quang N, Dittrich A, Lan P. Doubly-fed induction machine as generator in wind power plant nonlinear control algorithms with direct decoupling. EPE'05, 2005.
- [11] P. Leconte, M. Rapin, E. Széchenyi, « Eoliennes» , techniques de l'ingénieur, traité de Génie mécanique, pp. BM 4 640 21.
- [12] Salama el Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat de l'université des sciences et technologies de Lille1 (USTL).
- [13] B. Robyns, A. Davingny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Couetecuisse, B. Francois, S. Plumel, J. Deuse, « Impact de l'éolienne sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », J3eA – Vol. 5 – Hors Série 1 (2006).
- [14] Camblong, Haritza, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable ». At : Automatique : École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Bordeaux : 2003, 274p.
- [15] Mostapha, El Mokadem, « Modélisation et simulation d'un système hybride pour un site isolé. Problématique liées aux fluctuations et variations d'énergie au point de couplage ». Th : Génie électrique : Université du Havre : 2006, 131p.
- [16] Serban, Ioan, « Contribution to the control of variable speed generators for renewable energy». Th: Génie électrique : University Polithenica of Timisoara, Faculty of Electrical Enginnering, Timisoara : 2005.
- [17] Leclercq, Ludovic, « Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services système». Th : Génie électrique : Université des Sciences et technologies de Lille, Villeneuve d'Asq, 2004, 171p, n°3563.

- [18] Adam MIRECKI, « étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance » thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse,
- [19] J. Lesenne, F. Notelet, G. Séguier, « Introduction à l'électrotechnique approfondie », Technique et documentation, Paris, ISBN 2-85206-089-2, 1981.
- [20] J. P. Louis, "Modèles pour la commande des actionneurs électriques", Hermès science publications, Lavoisier, 2004.
- [21] Bouscayrol A, Davat B, de Fornel B, et al. Multimachine Multiconverter System: application for electromechanical drives. *European Physics Journal – Applied Physics*, 2000, 10(2): 131-147.
- [22] Chatelin Jean (1983), *Traité d'électricité volume X, Presse polytechniques romandes*
- [23] A. Petron, « Analysis, Modeling and control of Doubly fed Induction Generator for Wind Turbine.» Ph.D. thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2005.
- [24] Ekanayake J, Holdsworth L, Jenkins N. Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines. *Electric Power Systems Research*, 2005, 67(3):207-215.
- [25] Francois B, Cambronne J, Hautier J. P. A new approach for synthesizing logic connection controllers in power converters. EPE'95, September 1995, Sevilla, Spain.
- [26] Francois B. Formalisme de modélisation et de synthèse des commandes appliqué aux convertisseurs statiques à structure matricielle. Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille 1, janvier 1996.

- [27] Y. Tang, L. Xu, "A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 10, No. 4, July 1995.
- [28] Holdsworth L, Wu X, Ekanayake J, et al. Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution,
- [29] Pena R, Clare J, Asher G. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation. IEE Proceedings Electric Power Applications, 1996, 13(3):231-241.
- [30] Chondrogiannis S, Barnes M. Stability of doubly-fed induction generator under stator voltage orientated vector control. IET Renewable Power Generation, 2008, 2(3):170-180.
- [31] Grid integration of wind energy conversion system – Siegfried Heier – Second Edition
- [32] Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation. Gonzalo Abad, Jesús López, Miguel Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski. October 2011, Wiley-IEEE Press
- [33] Modeling and Control Structures for Variable Speed. Wind Turbine. Salma EL AIMANI. Ibn Zohr University. Ploydisciplinary Faculty of Ouarzazate. (April 2011). Multimedia Computing and Systems (ICMCS), 2011 International Conference
- [34] Jabr H, Kar C. Effects of main and leakage flux saturation on the transient performances of doubly-fed wind driven induction generator. Electric Power Systems, Research, 2007.

- [35] Wei Qiao, Dynamic Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators Driven by Wind Turbines. IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09.
- [36] Lopez J, Sanchis P, Roboam X, et al. Dynamic behavior of the Doubly Fed Induction Generator during three-phase voltage dips. IEEE Transaction on Energy Conversion, 2007, 22(3):709-717.
- [37] Li Lin. Jing Zhang , Comparison of pitch angle control models of wind farm for power system analysis. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09.IEEE . July 2009.
- [38] Guofeng Yuan, Jianyun Chai ,Yongdong Li. Vector control and synchronization of doubly fed induction wind generator system. Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC.
- [39] Ling Peng, Frederic Colas, Bruno Francois, et al. A modified vector control strategy for DFIG based wind turbines to ride-through voltage dips. EPE '09 (13th European Conference on Power Electronics and Applications).
- [40] Seman, S. Niiranen, J. ; Kanerva, S. ;Arkkio, A. ;Saitz, J. Performance Study of a Doubly Fed Wind-Power Induction Generator Under Network Disturbances. Energy Conversion, IEEE Transactions on. Dec. 2006
- [41] Ling Peng, Yongdong Li, Bruno Francois. Dynamic behavior of doubly fed induction generator based wind turbines under three-phase voltage dips. IPEMC2009 (IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference):620-626.
- [42] Niiranen J. Simulation of doubly fed induction generator wind turbine with an active crowbar.EPE-PEMC 2004, 2004.

- [43] Lopez J, Sanchis P, Roboam X, et al. Dynamic behavior of the Doubly Fed Induction Generator during three-phase voltage dips. IEEE Transaction on Energy Conversion, 2007, 22(3):709-717.
- [44] Petersson A, Lundberg S, Thiringer T. A DFIG wind turbine ride-through system influence on the energy production. Wind Energy, 2005, 8:251-263.
- [45] Flannery P, Venkataramanan G. A fault tolerant doubly fed induction generator wind turbine using a parallel grid side rectifier and series grid side converter. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008,
- [46] Iov F, Hansen A, Sorensen P, et al. Mapping of grid faults and grid codes. RISØ Report, 2007.
- [47] Babaie Lajimi, S. Asghar Gholamian and M. Shahabi. Modeling and Control of a DFIG-Based Wind Turbine During a Grid Voltage Drop. Engineering, Technology & Applied Science Research. 2011.
- [48] Wamkeue, R. Songia, L « State Modeling of Self-excited Induction Generator for Wind Power Applications », Wind Energy, 2006.
- [49] Thèse L. Peng « Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension ». L'école centrale de lille .2010.
- [50] Ekanayake J, Holdsworth L, Wu X, et al. Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2):803-809.
- [51] He Y, Hu J, Zhao R. Modeling and control of wind-turbine used DFIG under network fault conditions. International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005, 2:986-991.
- [52] IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power system. IEEE Standard:519-1992.

- [53] Bollen M, Styvaktakis S. Characterization of three-phase unbalanced sags, as easy as one, two, three. IEEE PES Summer Meeting, 2000.
- [54] Bollen M, Graaff R. Behavior of AC and DC drives during voltage sags with phase-angle jump and three-phase unbalance. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 1999.
- [55] Bollen M, Olguin G, Martins M. Voltage dips at the terminals of wind power installations. *Wind Energy*, 2005, 8:307-318.
- [56] Abbey C, Joos G. Supercapacitor energy storage for wind energy applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2007, 43(3):769-776.
- [57] N. Laverdure, D. Roye, Bacha, R. Belhomme, « Technologie des système éoliens-Intégration dans les réseauc électriques». *Revue 3EI*, N°39. Décembre 200, pp 14-40
- [58] T Ackrman, « Wind power in power systems », Wiley, 2005, ISBN 0-470-85508-8.
- [59] Niiranen J. Voltage dip ride through of a doubly-fed generator equipped with an active Crowbar. *Nordic Wind Power Conference*, 2004.
- [60] Hansen A, Michalke G. Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. *Renewable Energy*, 2007, 32:1594-1610.
- [61] Dittrich A, Stoev A. Comparison of fault ride-through strategies for wind turbines with DFIM generators. *EPE 2005*, Dresden, Germany.
- [62] Chatelain, J. « Machines électriques. Traité d'électricité Volume X », Presses polytechniques romandes, Lausanne, 1983.

ANNEXE 01

```
%-----  
% Auteur : Mokrane Smaili  
% Date : 13 Février 2013  
% Programme : Maitrise en ingénierie à l'UQAT  
% Fichier : Paramètres.m  
% Description : Initialisation des paramètres de la machine asynchrone à  
% double alimentation (MADA)  
%-----  
% Effacer toutes les variables du 'workspace' de matlab  
clear all;  
clc;  
close all;  
% Initialisation des paramètres de la turbine éolienne :  
ro=1.22      % Densité de l'air  
G=80;       % Gain de multiplicateur  
R=42;       % Le rayon des pales  
D=2*R;      % Le diamètre des pales  
A=pi*(D^2/4); % Surface balayée par les pales  
J1=90;      % Inertie de la turbine  
B1=0.0024;  % Coefficient de friction  
% Calcul de coefficient de puissance(Les six coefficients)  
c1=0.46;  
c2=151;  
c3=0.58;  
c4=0.002;  
c5=13.2;  
c6=18.4;  
% Calcule de coefficient de puissance en fonction de lambda et beta (2D)  
lambda=linspace(0,20,1000);  
beta=[0 2 5 10 20];  
  
for j=1:length(beta)  
    for i=1:length(lambda)  
        a(i,j)=(1/(lambda(i)-0.02*beta(j)))+(0.003/(1+beta(j)^3));  
        cp(i,j)=c1*((c2*a(i,j))-(c3*beta(j))-(c4*(beta(j))^(2.14))-c5)*exp(-  
c6*a(i,j));  
  
        if cp(i,j)<0  
            cp(i,j)=0;  
        end  
    end  
end  
end  
  
% Visualisation  
figure(1)  
plot(lambda, cp(:,1), 'k', 'linewidth', 2);  
hold on  
plot(lambda, cp(:,2), 'k', 'linewidth', 2);  
hold on  
plot(lambda, cp(:,3), 'k', 'linewidth', 2);  
hold on  
plot(lambda, cp(:,4), 'k', 'linewidth', 2);  
hold on  
plot(lambda, cp(:,5), 'k', 'linewidth', 2);  
Xlabel('Tip speed ratio'); Ylabel('Performance coefficient Cp');  
axis([0 12 -.05 .5])  
grid
```

```

% Calcul de coefficient de puissance en fonction de lambda et beta (3D)
[lambda,beta]=meshgrid(0:0.5:16,0:0.5:16);
a=1./(lambda+(0.08).*beta)-(0.035./(1+beta^3));
cp=c1.*(c2.*a-c3.*beta-c4.*beta-c5).*exp(-c6.*a);
mesh(lambda,beta,cp)

% Paramètres de régulateur (avance de phase)
psi=1;
a0=1000;
wn=10;
tau=a0/(wn^2*Jl);
a1=(2*(psi/wn)*(a0+B1))-Lau-Jl;
% Paramètres de régulateur (PI)
bo=wn^2*Jl
bl=((2*bo*psi)/wn)-B1-Jl

% Initialisation des paramètres de la MADA
Rs=2.6e-3; % Résistance statorique
Rr=2.9e-3; % Résistance rotorique
Lm=2.5e-3; % Inductance mutuelle
Lfs=87e-6; % Inductance statorique propre
Lfr=87e-6; % Inductance rotorique propre
Ls=Lm+Lfs; % Inductance statorique
Lr=Lm+Lfr; % Inductance rotorique
J=890; % Inertie de la machine et de la turbine
f=50; % Fréquence d'alimentation
p=2; % Nombre de pair de pôles
B=0.0024; % Coefficient de friction
Vs=690*sqrt(2/3); % Tension au stator
ws=2*pi*f; % Vitesse de rotation imposée aux grandeurs statoriques
sig=1-Lm^2/(Ls*Lr); % Le coefficient de couplage électromagnétique
w=ws; % Fréquence de rotation du repère de Park au stator.

% Paramètres du bus DC
c=38e-3;

% Paramètres du filtre RL
Rt=.075;
Lt=Rt/(2*pi*20);

% Paramètres du contrôleur commande vectorielle coté rotor
tr=0.05;
Kil=3*Rr/tr;
Kp1=3*sig*Lr/tr;

% Paramètres du contrôleur commande vectorielle coté grid
Lf=0.005;
Ki2=3*Rt/tf;
Kp2=3*Lt/tf;

% Paramètre du contrôleur du bus DC
w0=27;
psi=1;
Kp=2*psi*w0*c;
Ki=c*w0^2;

% Paramètres de l'onduleur à deux niveaux
ftri=3e3;

% calcule des conditions initiales pour les flux de la machine
vit=1400*2*pi/60; % Vitesse mécanique de la génératrice (rpm)
wr=w-p*vit; % Vitesse de rotation du rotor

```

```

% Calcul des matrices d'états
A1=[-Rs/(sig*Ls) ws Lm*Rs/(sig*Ls*Lr) 0
     -ws -Rs/(sig*Ls) 0 Lm*Rs/(sig*Ls*Lr)
     Rr*Lm/(sig*Ls*Lr) 0 -Rr/(sig*Lr) wr
     0 Rr*Lm/(sig*Ls*Lr) -wr -Rr/(sig*Lr)];
A2=eye(4);

% les condition initiales de la machine
u=[4; Vs; 2.1; 39]; % Vecteur de commande
% Vecteur des conditions initiales
init=-A1^-1*u;
phi_ds0=init(1);
phi_qs0=init(2);
phi_dr0=init(3);
phi_qr0=init(4);

% Détermination des paramètres du modèle de saturation
% La caractéristique à vide de la machine
% Courant de magnétisation
Im=[7.322 14.03 16.86 24.04 28.39 35.22 43.83 54.21 58.58 67.94 73.01 79.12
    88.43 100.9 111.6 126.9 139.1 146.3 169.1 187.4 216.5 259.6 287.8 313.2 350 383.7
    407.9 432.9]
% Tension de magnétisation
Um=[120 230 250 300 322 351 382 414 426 449 460 472 488 506 519 535 546 552 569
    581 598 620 633 644 659 672 681 690];

% Visualisation de la caractéristique à vide
plot(Im,Um)

% modèle de saturation
Lm0=Um(1)/Im(1) % Inductance mutuele à vide
Lmu = (Um./Im)/Xm0; % Inductance dynamique
poly_s = polyfit(Im,Lmu,7) % polynom de saturation

% Visualisation de l'évolution de l'inductance de magnétisation en fonction
% de courant de magnétisation.
figure(3);
plot(Im/432.9, Xmu,'bs');
hold on;
plot(Im/432.9, polyval(poly_s,Im),'r','linewidth', 2);
legend('Mesures', 'Polynôme');

% Fin du programme

```

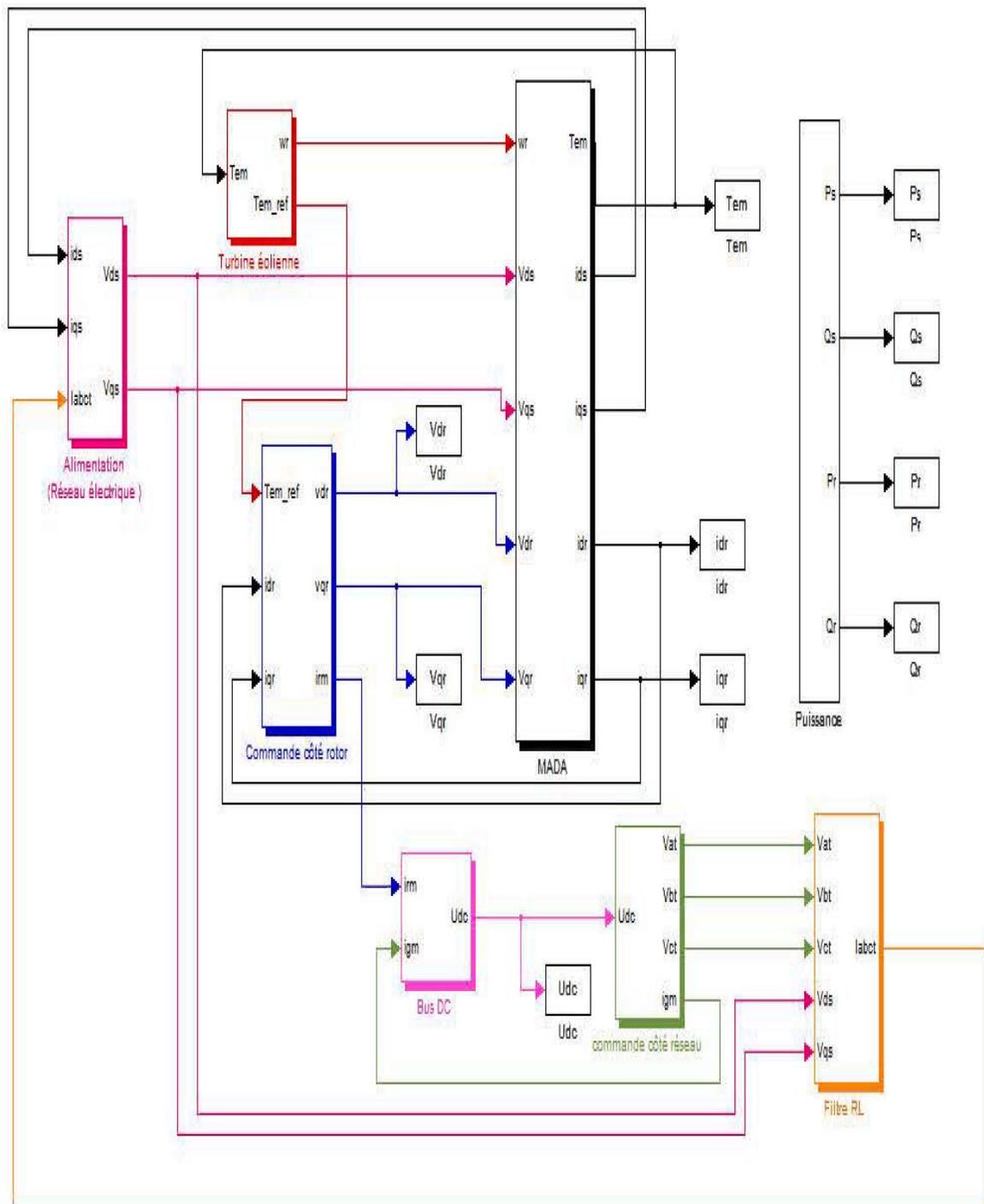


Figure I-1: Schéma de simulation de la chaîne éolienne

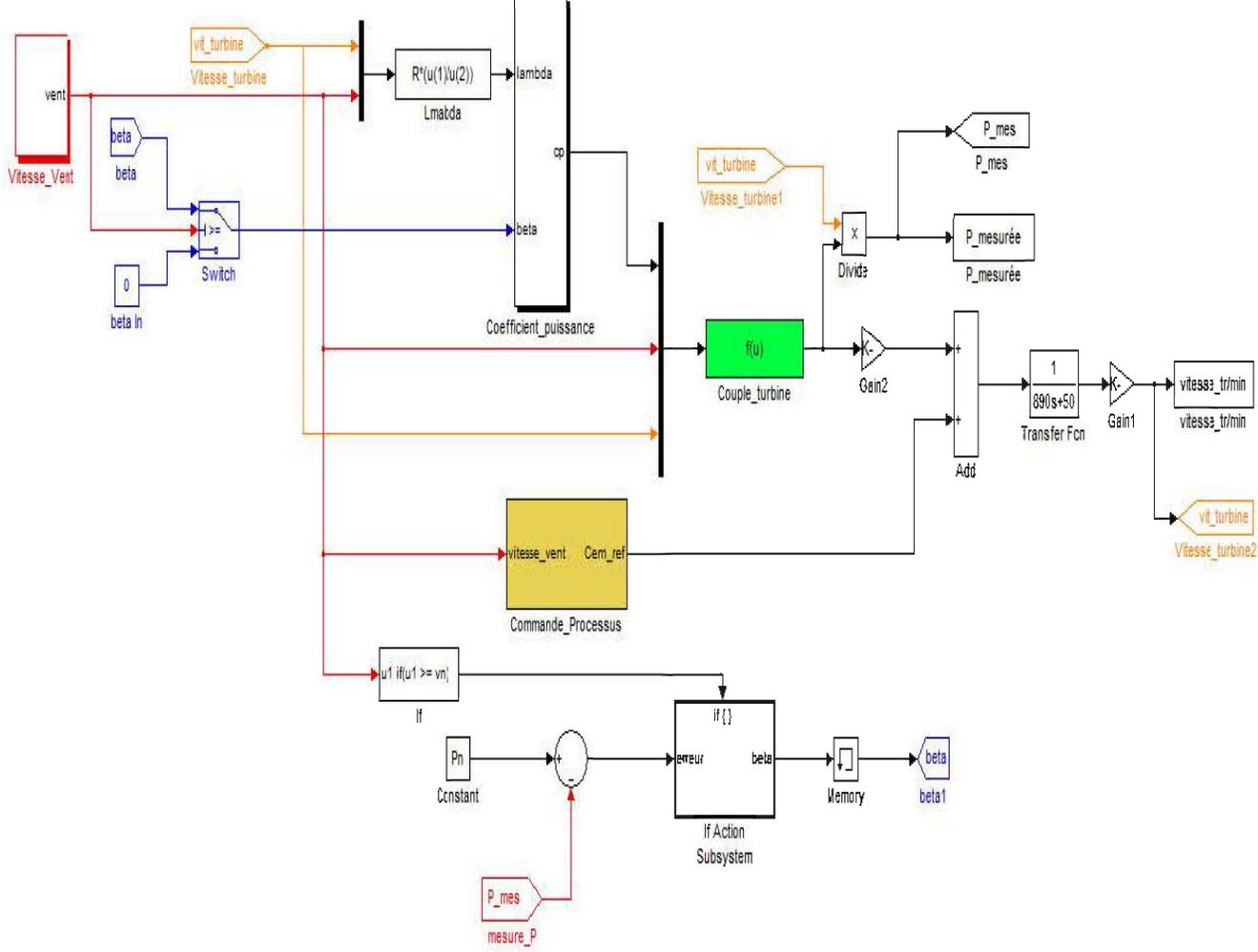


Figure I-2 : Schéma de la turbine éolienne dans Simulink

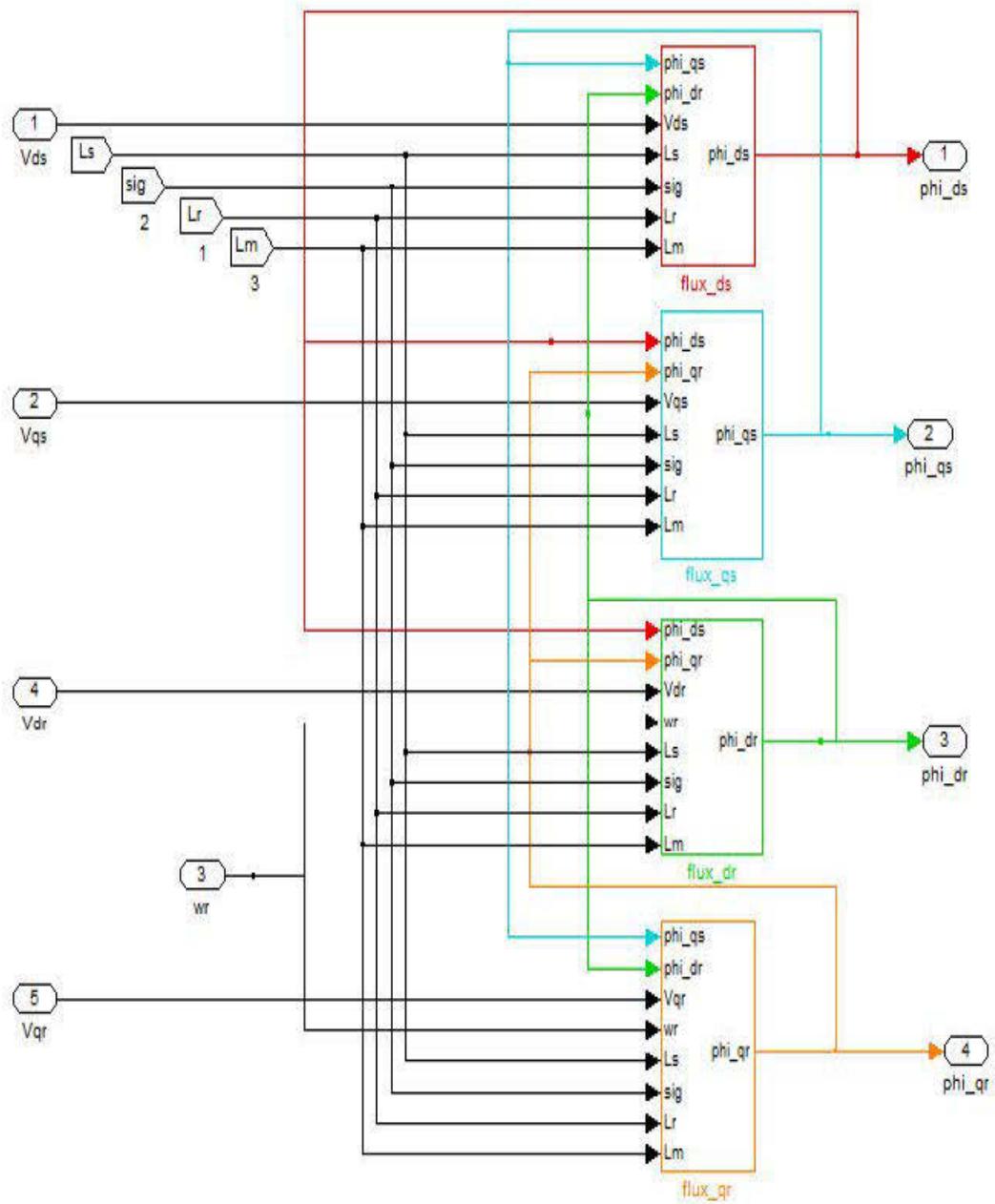


Figure I-3 : Calcul des flux de la machine

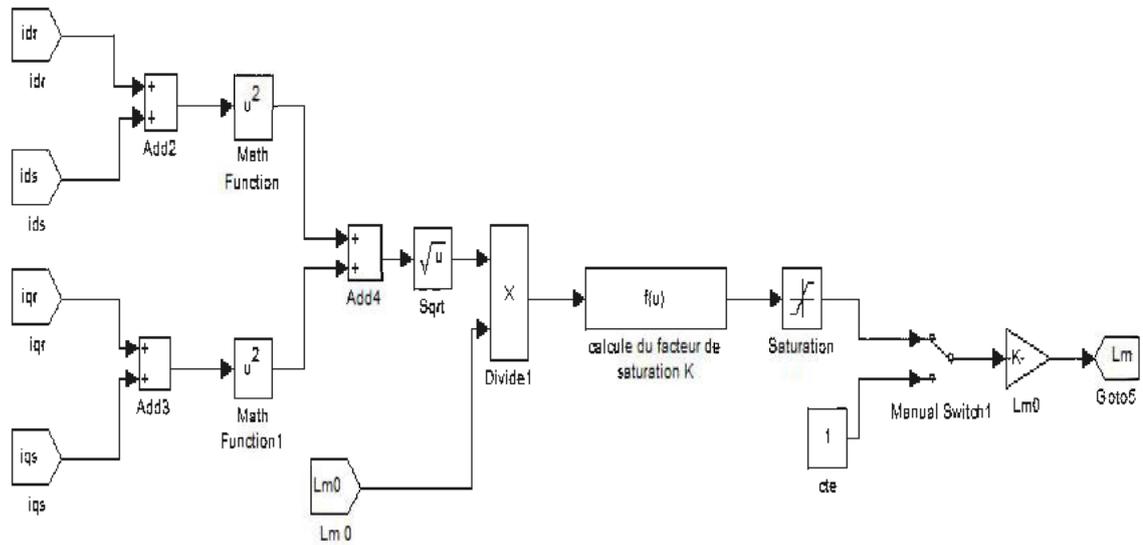


Figure I-4 : Calcul du la saturation

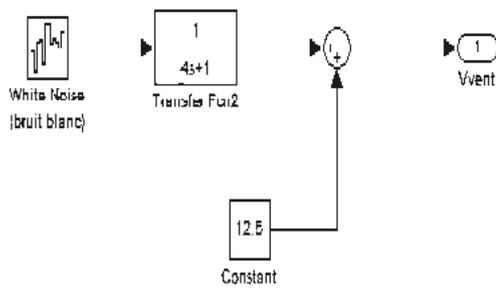


Figure I-5 : Modèle de vent

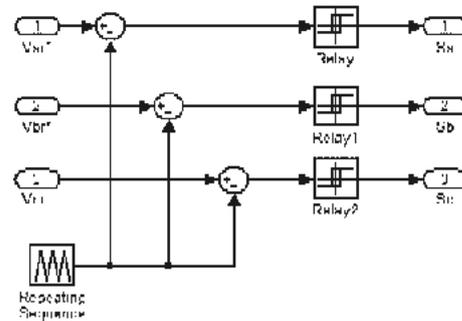


Figure I-6: Schéma Simulink de la MLI

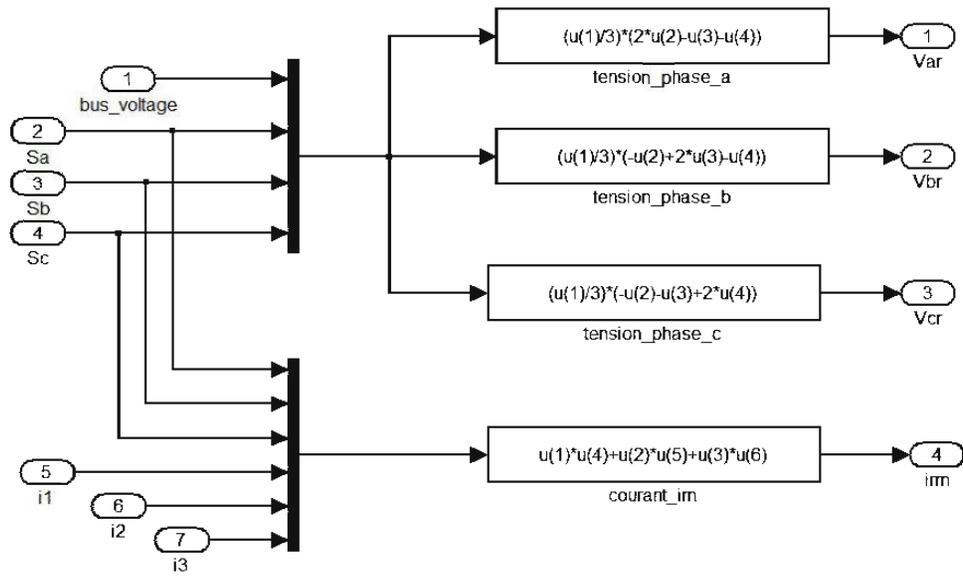


Figure I-7 : Bloc de simulation de l'onduleur