

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M.Ing.

PAR
Thierno Lamarana SOW

COMMANDÉ NON LINÉAIRE DE L'ÉOLIENNE À MADA POUR UNE
PARTICIPATION AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU RÉSEAU

MONTRÉAL, LE 04 JANVIER 2012

©Tous droits réservés, Thierno Lamarana Sow, 2012

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre media une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

Mme. Akhrif Ouassima, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Ba Amadou Oury, codirecteur de mémoire
Expertise-Réseaux électriques et mathématique, Institut de recherche d'Hydro-Québec

M. Lagacé, Pierre jean, président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Aimé Francis Okou, examinateur externe
Département de génie électrique et Génie informatique au Collège militaire royal du Canada

M. Richard Gagnon, examinateur externe
Laboratoire-Simulation de Réseaux, Institut de recherche d'Hydro-Québec

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 15 DÉCEMBRE 2011

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes remerciements et ma gratitude à Mme Ouassima Akhrif, mon directeur de recherche pour m'avoir donné cette opportunité de réaliser ce travail et d'approfondir mes connaissances des réseaux électriques.

Je tiens aussi à remercier M. Amadou Oury Ba de l'Institut de Recherche Hydro-Québec, mon co-directeur de recherche pour son apport scientifique, ses précieux conseils et pour son implication quotidienne dans ce travail.

Je remercie le M. Francis Aimé Okou du Royal Military College, pour son implication quotidienne, sa grande disponibilité et son grand apport pour dans la réalisation de ce travail.

Je remercie aussi M. Richard Gagnon de l'Institut de Recherche Hydro-Québec, pour sa disponibilité et ses précieux conseils tout au long de mes travaux de recherche.

J'aimerais tout simplement dire merci à tous ceux qui, de près ou de loin, ont participé à l'accomplissement de ce travail.

COMMANDÉE NON LINÉAIRE DE L'ÉOLIENNE À MADA POUR UNE PARTICIPATION AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU RÉSEAU

THIERNO SOW

RÉSUMÉ 150 mots

Nos travaux sont motivés par la volonté des gouvernements du monde à lutter contre le réchauffement climatique en augmentant le taux de participation des sources d'énergie renouvelable dans le réseau. Le but de notre recherche est de concevoir un schéma de contrôle permettant de favoriser la forte participation de l'éolienne dans les réseaux électriques. Pour ce faire un nouveau schéma de contrôle basé sur un régulateur non linéaire et multi-variable pour le convertisseur côté rotor de l'éolienne à MADA a été proposé. Dans ce schéma l'éolienne participe au réglage primaire et secondaire de la fréquence tout en restant très performante pour le réglage de la tension.

L'originalité du nouveau contrôleur est qu'il permet à l'éolienne de participer au réglage de la fréquence de la même manière qu'un générateur conventionnel.

L'efficacité de la méthode a été validée par simulation dans SimPowerSystems . Les résultats obtenus ont été publiés à la conférence d'IECON 2011.

Mots clés : Éolienne-réglage fréquence-commande non linéaire-machine asynchrone

COMMANDÉE NON LINÉAIRE DE L'ÉOLIENNE À MADA POUR UNE PARTICIPATION AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU RÉSEAU

Thierno SOW

RÉSUMÉ

Nos travaux sont motivés par la volonté des gouvernements du monde à lutter contre le réchauffement climatique en augmentant le taux de participation des sources d'énergie renouvelable dans le réseau. Cette augmentation devra atteindre environ 20% d'ici 2030 un peu partout dans le monde. Le but de notre recherche est d'accompagner la volonté des gouvernements en proposant un schéma de contrôle permettant de favoriser la forte participation de l'éolienne dans les réseaux électriques. Pour ce faire nous avons tout d'abord présenté les différents types de commandes utilisés pour l'éolienne dont on peut citer la commande vectorielle et la commande non linéaire. A la suite de cette présentation, la commande non linéaire et multi-variable a été retenue comme la plus adaptée pour notre étude. C'est ainsi qu'un nouveau schéma de contrôle basé sur un contrôleur non linéaire et multi-variable pour le convertisseur côté rotor de l'éolienne à MADA a été proposé. Un nouveau schéma de contrôle dans lequel l'éolienne à MADA est connectée à un réseau a été conçu. Dans ce schéma l'éolienne participe au réglage primaire et secondaire de la fréquence tout en restant très performante pour le réglage de la tension.

L'originalité du nouveau schéma de contrôle est qu'il permet à l'éolienne de participer au réglage de la fréquence de la même manière qu'un groupe turbo générateur classique (exemple TAV).

L'efficacité de la méthode a été validée par simulation dans SimPowerSystems blockset de MatLab. Les résultats ainsi obtenus ont fait l'objet d'un article publié à la conférence d'IECON 2011.

Mots clés : Éolienne-réglage fréquence-commande non linéaire-machine asynchrone

NONLINEAR CONTROL OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS FOR FREQUENCY REGULATION

Thierno SOW

ABSTRACT

Our work is motivated by the desire of governments around the world to fight against global warming by increasing the participation rate of renewable energy sources in the grid. This increase will reach about 20% by 2030 around the world. The goal of our research is to support the willingness of governments by providing a control scheme to encourage strong participation of Wind Energy Conversion Systems (WECS) in power systems. To do this, we first present the different types of controls used for the doubly-fed induction generators (DFIG) based WECS which include vector control and nonlinear control. Following this presentation, non-linear and multi-variable control was selected as most suitable for our study. Thus, a new control scheme based on a nonlinear multivariable controller for the rotor-side converter of the wind energy conversion systems has been proposed. In this control scheme, in which the DFIG based WECS is connected to a grid in which it participates in primary and secondary frequency regulation while maintaining high performance for voltage control. The originality of the new control scheme is that it allows the WECS to participate in frequency control as in the same manner as a conventional Steam turbine

The effectiveness of the method was validated by simulation in SimPowerSystems blockset of Matlab.

Keywords: wind energy-frequency regulation-nonlinear control-induction machine

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	5
1.1 Introduction.....	5
1.2 Choix du type de génératrice à utiliser pour notre projet.....	5
1.3 Contrôle vitesse et tension de la MADA	7
1.4 Participation de l'éolienne au réglage de la fréquence du réseau.....	10
CHAPITRE 2 MODÉLISATION DE L'ÉOLIENNE À MADA.....	15
2.1 Introduction.....	15
2.2 Présentation du réseau test.....	15
2.3 Le groupe éolien	16
2.3.1 La turbine	17
2.3.2 La génératrice à MADA.....	27
CHAPITRE 3 COMMANDE CLASSIQUE DE L'ÉOLIENNE À MADA	39
3.1 Introduction.....	39
3.2 La commande directe.....	39
3.3 La commande vectorielle.....	40
3.4 L'interconnexion de l'éolienne au réseau	52
CHAPITRE 4 COMMANDE NON LINÉAIRE DE L'ÉOLIENNE À MADA	61
4.1 Introduction.....	61
4.2 Principe de la commande non linéaire	61
4.3 Conception d'un contrôleur non linéaire	63
4.3.1 Calcul du contrôleur non linéaire multi-variable de la MADA	67
4.3.2 Résultats de simulation	72
4.4 Synthèse des résultats	74
CHAPITRE 5 PARTICIPATION DE L'ÉOLIENNE À MADA AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU RÉSEAU.....	79
5.1 Introduction.....	79
5.2 Le réglage de la fréquence	79
5.2.1 Pourquoi doit-on régler la fréquence?.....	80
5.2.2 Quels sont les niveaux de réglage de la fréquence ?.....	80
5.3 Participation de l'éolienne au réglage de la fréquence	82
CONCLUSION	97
ANNEXE I Control Strategy Insuring Contribution of DFIG-Based Wind	

Turbines To Primary And Secondary Frequency Regulation	101
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	109

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 2.1 Modèle du réseau test	16
Figure 2.2 Principe de conversion d'énergie éolienne.....	17
Figure 2.3 Flux d'air autour de la turbine éolienne	18
Figure 2.4 Variation du facteur de puissance C_p en fonction de λ pour différents angles β	21
Figure 2.5 Modèle mécanique à deux masses du groupe éolien.....	23
Figure 2.6 Paramètres en jeu sur la section d'une pâle reproduit	24
Figure 2.7 Courbe d'optimisation de la puissance extraite du vent.....	26
Figure 2.8 Les zones de fonctionnement de la machine asynchrone	28
Figure 2.11 Schéma de répartition des enroulements de la machine asynchrone triphasée.....	29
Figure 2.13 Schéma du modèle sur l'axe d de la MADA	35
Figure 2.14 Schéma du modèle sur l'axe q de la MADA	35
Figure 3.1 Schéma de principe de la commande directe.....	40
Figure 3.2. Schéma de principe de la commande vectorielle pour l'éolienne	41
Figure 3.3 Disposition des vecteurs flux et tension dans le référentiel à deux axes (dq)	47
Figure 3.4 Structure de la commande vectorielle à orientation du vecteur tension	51
Figure 3.5 Schéma d'interconnexion de la MADA au réseau	53
Figure 3.6 Modèle de la turbine Tirée de Richard Gagnon (2010).....	56
Figure 3.7 Bloc de régulation de la vitesse et de l'angle incident des pâles (Pitch)	56
Figure 3.8 Contrôleur du convertisseur coté rotor	57

Figure 3.9	Contrôleur du convertisseur coté réseau.....	57
Figure 3.10	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5MW de charge sur le réseau pour la partie régulation de vitesse	59
Figure 3.11	Résultats de simulation suite à une augmentation de	59
Figure 4.1	Schéma de principe du contrôle par linéarisation entrée-état.....	62
Figure 4.2	Schéma contrôleur de vitesse non linéaire.....	73
Figure 4.3	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de vitesse	73
Figure 4.4	Schéma d'une ligne courte	75
Figure 4.5	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5MW de charge sur le réseau pour la partie régulation de tension	78
Figure 4.6	comparaison des résultats des deux contrôleurs	78
Figure 5.1	Illustration des différents niveaux de réglage de la fréquence	82
Figure 5.2	Modèle du réseau électrique avec présence d'éoliennes	83
Figure 5.3	Détarage par modification de l'angle d'inclinaison des pâles	85
Figure 5.4	Détarage par modification de la courbe d'extraction maximale.....	86
Figure 5.5	Schéma simplifié de la commande inertie.....	88
Figure 5.6	Schéma du contrôleur côté rotor.....	90
Figure 5.7	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5MW de charge sur le réseau pour la partie régulation de vitesse et fréquence	90
Figure 5.8	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw	92
Figure 5.9	Schéma du nouveau contrôleur d'angle incident des pâles (Pitch control)	92
Figure 5.10	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de fréquence	94
Figure 5.11	Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de tension	94
Figure 5.12	Comparaison des résultats des deux contrôleurs	

(Inertie et nouveau contrôleur)	96
Figure 5.13 Comparaison entre la réponse de l'éolienne munie du	96

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

DFIG	Doubly Fed Induction Generator
PI	Régulateur de type proportionnel et intégral
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
PLL	Phase Lock Loop
DTC	Direct Torque Control
PWM	Pulse Width Modulation
MPPT	Maximum Power Point Tracking
M L I	Modulateur à largeur d'impulsion

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITES DE BASE

Masse volumique	p	Masse volumique de l'air, kg/m ³
Longueur	r	Rayon de l'éolienne, mètre
Masse	kg	kilogramme
Temps	s	seconde
Aire	m^2	mètre carré
	A_r	Surface balayée par l'éolienne, m ²
Angle	rad	radian
Puissance	W	Watt
	VAR	Volt Ampère Réactif
	VA	Volt Ampère
Tension	V	Volt

UNITES MECANIQUES

Friction	F	Newton/rad/s
	ι	Rapport de transmission de la boite de vitesse
Conversion	C_P	Coefficient de conversion aérodynamique
Inertie	J	Inertie en kgm ²
Vitesse	m/s	mètre par seconde
	rad/s	radian par seconde
	v	Vitesse du vent, m/s
	Ω_{turb}	Vitesse de rotation angulaire de l'éolienne, rad/s
	Ω_{vent}	Vitesse de rotation synchrone, rad/s
	ω_g	Vitesse de glissement, rad/s
	ω_m	Vitesse de rotation mécanique, rad/s
	ω_s	Vitesse de rotation électrique, rad/s
Accélération	$\frac{rad}{s^2}$	radian par seconde carré
Angle	β	Angle d'inclinaison des pâles de l'éolienne, degré
	θ_m	Angle mécanique des phases rotoriques, rad
	θ_r	Angle électrique des phases rotoriques, rad
	θ_s	Angle du flux statorique, rad
Couple	T_{mec}	Couple mécanique, Newton-mètre
	P_{mec}	Puissance mécanique, W

UNITES ELECTRIQUES

Couple	T_e	Couple électromagnétique, Newton-mètre
---------------	-------	--

INTRODUCTION

Les centrales à énergies renouvelables connaissent une croissance de plus en plus forte, conséquence directe de l'application des mesures de lutte contre le réchauffement climatique. Parmi les unités de production d'énergie renouvelable, on trouve : l'éolienne, la pile à combustible, les panneaux photovoltaïques, la biomasse et la turbine hydraulique. En dehors de la turbine hydraulique, l'intégration à grande échelle des autres sources d'énergies renouvelables altère la qualité de la fourniture d'énergie électrique ou aussi la qualité de l'onde (Power Quality). Parmi les problèmes on peut citer ceux liés à la stabilité de la fréquence et de la tension, à la sélectivité, aux pollutions harmoniques, etc.

L'éolienne avec une croissance exponentielle depuis les années 2000 se présente aujourd'hui comme la première source d'énergie renouvelable après l'hydraulique. Selon le département des projets en énergie (Department of Energy projects) des États-Unis, d'ici 2030 les 20 % de la production totale d'énergie électrique du pays seront assurés par l'énergie éolienne (JOHNSON, April 2011). Dans la même lancée, le Québec tirant profit de la complémentarité entre l'énergie éolienne et hydraulique, prévoit une augmentation de la production éolienne d'ici 2015 à 4000 MW (Ressources naturelles et faune, 2011).

Les types de systèmes éoliens les plus utilisés sont ceux à vitesse variable avec une génératrice constituée le plus souvent de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA). La MADA offre plusieurs avantages, dont un très bon rendement énergétique, une bonne robustesse ainsi qu'une facilité d'exploitation et de commande. Grâce à ces avantages, la MADA a suscité beaucoup de curiosité de la part des chercheurs qui ont essayé de développer des stratégies pour exploiter au mieux les points forts de la machine. Une grande partie de ces stratégies étaient dirigées vers le réglage de la tension statorique, de la vitesse et de l'angle incident (Pitch angle). Cependant l'un des points faibles de la centrale éolienne est qu'elle n'est pas conçue pour participer au réglage de la fréquence du réseau électrique. Par conséquent l'augmentation de la présence éolienne dans les réseaux dégrade le statisme de ce dernier et affaiblit de plus en plus le système électrique, donc réduit ses capacités à réguler la

fréquence. Cette faiblesse du système électrique favorise de fortes oscillations de fréquence, et plus la taille du réseau est réduite plus le problème devient critique.

Notre projet a pour objectif d'accompagner la volonté des gouvernements à augmenter la part de la contribution éolienne dans les réseaux en s'attaquant au problème de la dégradation des moyens de régulation de la fréquence. Pour atteindre notre objectif, nous nous baserons sur l'idée que l'on retrouve dans la plupart des publications récentes, qui consiste à assurer une participation de l'éolienne au réglage primaire de la fréquence en cherchant à émuler une réponse d'inertie et de statisme (droop) par l'éolienne.

Notre contribution sera de proposer une nouvelle stratégie de contrôle qui permettra à l'éolienne à MADA de ne pas affaiblir le système électrique et même mieux, d'augmenter la robustesse du système, en participant aussi bien au réglage primaire qu'au réglage secondaire de la fréquence du réseau.

La nouvelle stratégie se basera sur deux contrôleurs : le premier est un contrôleur Multi Entrées Multi Sorties (MIMO), qui permet de réguler simultanément la tension statorique et la vitesse rotorique. Une boucle additionnelle de régulation de statisme permet d'ajouter une fonction supplémentaire au contrôleur : le réglage primaire de la fréquence. Le régulateur multi variable (MIMO) est non linéaire (le modèle de la MADA étant lui-même non linéaire) et est basé sur la théorie de la linéarisation entrée-sortie ou linéarisation exacte.

Le second contrôleur est un nouveau compensateur de l'angle incident des pâles que l'on pourra nommer aussi régulateur de puissance extrait du vent. Ce nouveau compensateur permettra d'assurer la participation au réglage secondaire de la fréquence en modifiant progressivement la référence de puissance mécanique extraite du vent. L'objectif ultime de la stratégie de contrôle étant de permettre à l'éolienne d'avoir une réponse à la variation de fréquence similaire à celle d'une génératrice conventionnelle. Le contrôleur proposé sera testé sur un schéma Simulink de SimPower Systems (SPS) de MatLab représentant une éolienne à MADA connecté au réseau qui est représenté par une turbine à vapeur.

Le mémoire est structuré en cinq grandes parties : le chapitre 1 présente l'état de l'art dans le domaine de l'intégration des éoliennes dans les réseaux. Ce chapitre nous permettra de faire une radiographie de toutes les recherches qui ont été effectuées depuis 2000 dans la commande de l'éolienne. Cette radiographie nous permettra de bien préciser notre problématique et de dégager les grandes lignes à suivre pour solutionner cette problématique. La description du modèle de réseau utilisé pour notre étude et plus particulière celle de l'éolienne à MADA sera faite au chapitre 2. Ce même chapitre présentera le processus d'obtention des équations du modèle de la machine ainsi que la transformation de Park (d-q).

Les contrôleurs classiques utilisés pour la régulation de vitesse et de tension de l'éolienne à MADA seront développés au chapitre 3. Pour des fins de comparaison, deux stratégies de commande seront utilisées : la commande vectorielle à orientation de flux et la commande vectorielle à orientation du vecteur tension statorique. Ce chapitre servira aussi d'occasion pour montrer les résultats obtenus par la commande vectorielle.

Une bonne partie de notre contribution sera mise en valeur au chapitre 4 par la présentation du contrôleur non linéaire. Cette présentation ira de sa conception à son implantation dans l'éolienne. Une comparaison des résultats de simulation entre le contrôle classique et le contrôle non linéaire clôturera ce chapitre.

Le chapitre 5 quant à lui traitera de la participation de l'éolienne au réglage de la fréquence. Le chapitre débutera par une présentation du concept du réglage de la fréquence dans les réseaux et de la possibilité d'assurer un réglage de la fréquence avec l'éolienne. A la suite de cette présentation, une explication détaillée sur l'implantation de la nouvelle stratégie de contrôle sera faite. Le chapitre sera clôturé par une comparaison des résultats entre la nouvelle stratégie de contrôle et les précédentes (inertielle plus statisme et inertielle toute seule).

Enfin la conclusion générale donnera l'occasion de faire une synthèse générale du document et d'ouvrir des pistes de recherche à venir.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1 Introduction

Nous avons débuté notre projet de recherche avec l'objectif de concevoir et de simuler une nouvelle approche de contrôle des réseaux électriques qui favorise l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. C'est armé de cet objectif que nous avons effectué une large recherche bibliographique dirigée dans ce sens.

Nous avons alors trouvé un très grand nombre de publications dans les domaines recherchés et le constat qui a été fait après cette première recherche bibliographique est qu'il y a un réel engouement des chercheurs pour le secteur des sources d'énergie renouvelables. Cependant nous avons remarqué que l'éolienne s'est dégagée comme la source d'énergie la plus prometteuse. C'est ainsi que nous avons restreint notre recherche bibliographique sur la production éolienne. Pour cette nouvelle recherche nous avons trouvé plusieurs articles traitant du sujet, dont les plus importants seront présentés ici-bas.

La revue de la littérature tournera autour du choix de la génératrice pour l'éolienne, de la commande non linéaire, de la participation de l'éolienne au réglage de la fréquence et de la tension. Une synthèse permettra de choisir l'orientation de notre recherche.

1.2 Choix du type de génératrice à utiliser pour notre projet

La Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) ou encore Machine Asynchrone à Rotor bobiné fait partie de la famille des Machine Asynchrones (MAS) découverts durant les années 1880 grâce aux travaux de Nikola Tesla, Galileo Ferrari et autres. Les machines asynchrones font partie aujourd'hui des machines les plus utilisées dans l'industrie grâce à leur robustesse, leur simplicité de construction et aussi un très bon prix de revient. L'installation de contacts glissants sur l'arbre de la machine a permis l'accès aux bobinages

rotoriques. Ainsi la combinaison de la machine asynchrone avec des dispositifs d'électronique de puissance a favorisé sa pénétration dans les dispositifs à vitesse variable au détriment de la machine à courant continu. L'utilisation de la génératrice asynchrone en général et de la MADA en particulier devient de plus en plus populaire dans l'industrie éolienne, et ceci grâce aux avantages qu'elle offre.

Le tableau 1.1 dont les informations sont tirées de la littérature et principalement du livre de Jean-Claude Sabonnadière (Jean-Claude Sabonnadière, 2006), fait un récapitulatif des avantages et inconvénients de l'utilisation des différentes génératrices à courant alternatif.

Tableau 1.1 Comparaison des différentes génératrices à courant alternatif pour éolienne

		TYPE DE GÉNÉRATRICE			
		MAS	MASRe	MADA	MS
AVANTAGES	Robustesse	X	X		
	Faible coût	X			
	Pas d'électronique de puissance	X			
	Fonctionnement à des vitesses variables		X	X	X
	Électronique de puissance en régime permanent		X		
	Gestion du réactif			X	X
	Optimisation de la production des vitesses de vent faible			X	X
	Facilité de connexion au réseau électrique			X	X
	Découplage possible entre la turbine et le réseau				X
	Possibilité de suppression du multiplicateur de vitesse ou de réduction de sa taille				X
INCONVÉNIENTS	Spécificité de la machine				X
	Taille de la machine				X
	Présence d'électronique de puissance				X
	Coût élevé de la machine			X	X
	Puissance extraite non optimisable	X	X		
	Pas de gestion de réactif	X	X		
	Pas de possibilité de démarrage en black Start	X	X		
	Maintenance et bruits du multiplicateur de vitesse	X	X	X	

Le tableau nous renseigne que MADA avec deux inconvénients notés, est la machine qui pose moins de problèmes car les autres en comptent quatre chacune. On peut aussi constater que la MADA présente plus d'avantages que le reste des machines, et en plus elle présente les avantages les plus importants pour notre étude, excepté celui de couplage et découplage entre le réseau et la turbine.

Nous entendons par avantages importants pour notre étude, le fonctionnement à des vitesses variables, l'optimisation de la production, les possibilités de couplage et de découplage entre le réseau et la turbine et enfin, la possibilité de gestion du réactif.

L'intérêt d'exploiter l'éolienne à des vitesses variables a été mis en valeur par les travaux de Muljadi, Laxson et carlin (Carlin, Laxson et Muljadi, 2003) qui ont conclu que le fonctionnement à vitesse variable augmente la capacité de production de la machine de 5 à 15%, ce qui a été confirmé par Lucy PAO et Kathryn JOHNSON (JOHNSON, April 2011).

L'avantage du fonctionnement à vitesse variable a été exploité par plusieurs chercheurs pour concevoir des contrôleurs capables de réguler efficacement la vitesse et la tension de la génératrice. On s'est servi alors de cette information importante pour peaufiner notre recherche bibliographique en s'intéressant juste au réglage vitesse tension de la génératrice à MADA pour l'éolienne. Les résultats obtenus seront expliqués au paragraphe suivant (1.3).

1.3 Contrôle vitesse et tension de la MADA

La recherche sur la partie contrôle vitesse et tension de l'éolienne nous a procuré plusieurs publications qui pourront être regroupées en deux grandes familles : réglage de la tension et vitesse par commande vectorielle et réglage de la tension et vitesse par commande non linéaire.

Contrôle tension vitesse par commande vectorielle

Le contrôle vitesse et tension de l'éolienne par commande vectorielle est le type de commande le plus populaire dans la littérature. Notre première trouvaille est l'article de Pena (Pena, Clare et Asher, 1996), qui présente le modèle de la turbine éolienne et de la

génératrice à MADA. A l'aide de la commande vectorielle à orientation du flux statorique, l'auteur présente et explique comment générer les signaux de commande nécessaires à la régulation de la vitesse et de la tension de la génératrice éolienne. Mais l'auteur ne discute en aucun moment de la participation de l'éolienne au réglage de la fréquence du réseau.

Poitier (Poitiers *et al.*, 2001) nous présente un nouveau schéma de commande vectorielle qui ne nécessite pas un régulateur de courant. Pour la partie contrôle, l'auteur a fait une comparaison entre un contrôle classique par PI et un nouveau contrôleur nommé RST. Lui aussi ne parle en aucun moment de réglage de fréquence de réseau, et le modèle de la turbine ainsi que celui du réseau qui a servi à faire la simulation n'est pas clairement présenté.

Shuhui Li et Haskew (Shuhui et Haskew, 2007) de leur côté, grâce à la commande vectorielle ont étudié le réglage de la puissance réactive à travers le convertisseur côté-réseau. L'article ne traite pas du réglage de la fréquence du réseau.

Une publication faite par des chercheurs de la compagnie General Electrique (GE) présente à travers leur article (Miller *et al.*, 2003) un modèle dynamique de la machine aujourd'hui disponible dans l'industrie. Le contrôleur implanté permet d'effectuer un réglage de vitesse et tension de la génératrice. C'est une trouvaille très intéressante pour notre projet, car nous détenons là en plus du schéma de contrôle, un capital de données qui permettra d'effectuer une simulation réaliste.

Ayant en main un bon exemple d'étude à reproduire et éventuellement à pouvoir améliorer, nous décidons une fois encore de continuer la recherche dans ce sens en précisant le « Modèle GE ». Et voilà que nous faisons une autre trouvaille très intéressante qui concerne des chercheurs de l'industrie et cette fois-ci plus du côté de l'exploitation (Hydro-Québec), c'est un article qui a été publié par Gagnon, (Richard Gagnon, 2010) . L'article s'est basé sur un cas pratique d'exploitation d'un parc éolienne de type (GE) équipé d'un régulateur de vitesse et tension connecté dans le réseau Hydro-Québec. Nous pouvons affirmer ici que nous détenons en cet article un support très intéressant pour débuter notre projet, car bien

qu'en nous fournissant une base de données intéressante, l'article a fait l'objet d'une démo dans notre futur environnement de travail qui se trouve être SPS de MatLab.

Pour clôturer cette partie de la recherche bibliographique, nous avons à nouveau cherché des informations complémentaires sur la commande vectorielle, c'est ainsi que nous sommes tombés sur un autre article de Shuhui Li (Li, Challoo et Nemmers, 2009) qui a fait la comparaison entre la commande avec orientation du vecteur flux statorique et la commande avec orientation du vecteur tension statorique. La conclusion obtenue est que les deux types de commandes aboutissent aux mêmes résultats. L'enseignement que l'on tire de cet article est qu'on a le choix entre les deux types d'orientation, donc le défi restera de chercher celle qui sera la plus adaptée pour notre étude et de préférence la moins complexe à implanter.

Cette partie de la revue bibliographique nous a permis de choisir le modèle de notre éolienne et de notre génératrice MADA. Mieux encore elle nous permet de commencer à nous familiariser avec notre environnement de travail et notre modèle.

Contrôle non linéaire

La commande non linéaire appliquée à l'interconnexion de l'éolienne au réseau ressort comme la moins présente dans la littérature avec un nombre réduit de publications. Toutefois on a réussi à trouver quelque uns que nous trouvons plus pertinentes pour notre étude. Parmi lesquels nous pouvons citer celle de Feng Wu (Feng *et al.*, 2008) qui compare la commande par des contrôleurs PI non optimisés, des PI optimisés et un contrôleur non linéaire pour commander la MADA. L'auteur a utilisé un régulateur quadratique linéaire (LQR) pour concevoir son contrôleur et il a utilisé pour sa simulation deux réseaux : un premier composé d'une éolienne avec un bus infini et ensuite un réseau multi-machines voisin de celui de Kundur (système avec 4 machines) auquel il a ajouté une turbine éolienne. Les résultats de l'article ont montré l'avantage de la commande non linéaire (basée sur une linéarisation exacte) sur la commande dite linéaire. Il a été clairement démontré que le contrôle non

linéaire est plus efficace que le linéaire pour faire une étude dynamique. En outre, il en ressort aussi que son implantation est plus complexe.

Un autre article intéressant qui traite de la commande non linéaire pour l'éolienne est celui de Francis Okou et Ouassima Akhrif (Okou, Akhrif et Tarbouchi, 2010). Pour maintenir une puissance active et réactive de la MADA constante quelques soient les perturbations côté réseau, les auteurs ont utilisé une version adaptative de la commande backstepping pour concevoir leur contrôleur.

Une remarque intéressante à faire sur ce papier est que le contrôleur présente la même architecture que le modèle que nous avons choisi précédemment, ce qui pourra nous aider dans l'implantation. Un autre constat intéressant est que la démarche pour la conception du contrôleur est bien détaillée et simple à utiliser.

Ayant parcouru les publications sur les systèmes de régulation de vitesse et de tension de l'éolienne à MADA, nous décidons alors de passer à la partie qui traite de la régulation de fréquence du réseau.

1.4 Participation de l'éolienne au réglage de la fréquence du réseau.

La participation de l'éolienne au réglage de la fréquence du réseau devient incontournable pour une intégration massive de la ressource éolienne dans les réseaux électriques. C'est ainsi qu'aujourd'hui une grande partie des nouvelles publications portent sur ce sujet. Tous les auteurs qui traitent de la participation de l'éolienne au réglage de la fréquence se fixent souvent un défi qui est de créer un couplage entre le fonctionnement du réseau et celui de la génératrice à MADA. Pour ce faire, trois types de schémas sont proposés : le contrôle d'inertie « inertial control», l'équivalent du contrôle par statisme « droop control» ou encore la combinaison des deux (inertie et statisme).

L'ajout d'une boucle d'inertie au contrôleur classique de vitesse et de tension a été bien expliqué par Joan Morren (Morren, Pierik et de Haan, 2006). Dans cet article l'auteur a discuté de l'influence de chacune des boucles de régulation sur les profils de la vitesse, de la puissance et de la fréquence du réseau. Il en ressort que la réponse côté puissance active est meilleure avec l'action proportionnelle (statisme) qu'avec une action dérivée (inertial).

Ekanayake, dans son article (Ekanayake, Holdsworth et Jenkins, 2003), fait une description détaillée du principe du réglage de la fréquence avec une précision sur la méthode de détarage pour l'éolienne. Il informe que pour un meilleur détarage de l'éolienne, il faut associer le détarage du contrôleur d'angle des pâles (Pitch control) et celui du contrôleur côté-rotor (détarage électronique), avec une préférence pour un détarage électronique effectué à droite de la courbe d'extraction maximum de puissance du vent.

Ekanayake revient encore dans une nouvelle publication (Ekanayake et Jenkins, 2004) nous donner la preuve que MADA est plus appropriée pour assurer une participation de l'éolienne au réglage de la fréquence du réseau.

De son côté Rogério (Rogério G et Pecas Lopes, 2007) nous présente une structure similaire aux précédentes avec une variante qui se trouve être une nouvelle entrée qui représente un système de supervision du parc éolien.

Une nouvelle et dernière publication vient se rajouter à celles déjà présentées plus haut, c'est celle de Juan Manuel Mauricio (Mauricio *et al.*, 2009). L'auteur tirant profit sur tout ce qui a été fait par ses prédécesseurs, nous présente un nouveau système de contrôle qui s'est fixé comme mission d'exploiter la rapidité et le caractère écologique de l'éolienne. Pour ce faire, l'auteur propose une action proportionnelle (droop contrôle) à la place d'une combinaison des actions proportionnelles et dérivée. Pour s'assurer d'exploiter tous les avantages de l'éolienne, l'auteur propose un système de communication entre l'éolienne et les autres générateurs sur le réseau. Le système de communication permet de donner la priorité à l'éolienne pour le réglage de la fréquence. Cet article a attiré notre attention de par la quantité

d'informations qu'il possède, mais surtout il donne des informations détaillées sur le modèle et sur la simulation. La reproductivité de l'étude semble possible mais avec un problème qui se trouve être que l'auteur présente un modèle de l'éolienne très simpliste en utilisant par exemple, pour la génératrice, un modèle du premier ordre. En plus, l'auteur a travaillé dans l'environnement PSS\E qui n'est pas l'environnement dont nous disposons à l'école.

En parcourant les publications sur la partie contrôle de fréquence, nous constatons que les schémas présentés traitent tous du réglage primaire de la fréquence, autrement dit une courte participation de l'éolienne (environ 10s); ce qui est insuffisant pour assurer un retour de la fréquence autour de sa valeur nominale.

La recherche bibliographique fait ressortir les points suivants :

- l'éolienne est la source d'énergie renouvelable la plus prometteuse pour la production d'énergie électrique;
- l'intégration des éoliennes dans les réseaux reste un défi à relever vu les prévisions des états dans ce domaine (croissance exponentielle de la source);
- le contrôle non linéaire se dessine comme une piste très intéressante à explorer pour la commande de l'éolienne, vu les résultats obtenus et la faiblesse du volume des publications dans le domaine;
- au niveau du réglage de la fréquence il reste encore beaucoup de choses à faire, car les articles trouvés ne traitent que du réglage primaire, mais pas du secondaire ni du tertiaire.

Le dernier point précise notre décision initiale qui était de travailler pour une meilleure participation de l'éolienne au réglage de la fréquence du réseau.

Pour réaliser ce désir, nous utiliserons le modèle implanté par M. Richard Gagnon Ingénieur au Laboratoire – Simulation de réseaux de l'Institut de Recherche d'Hydro Québec (IREQ) dans Matlab qui présente déjà l'avantage d'être testé et validé dans le réseau d'Hydro Québec. L'autre avantage de ce modèle, est qu'il est conçu par des experts dans le domaine.

C'est donc une opportunité pour nous de tirer profit de la disponibilité d'un excellent schéma de simulation et surtout d'une bonne référence pour simuler une éolienne.

Ce choix n'est pas sans difficultés, car un premier survol du modèle nous a permis de constater sa complexité comparativement à ceux qui sont souvent présentés dans les articles lus. Ceux-là souvent simplifient le plus possible leur modèle en remplaçant par exemple la turbine par un couple constant.

Le fait de comprendre le modèle de SPS et de le modifier en fonction de nos besoins est un défi intéressant à relever pour nous.

Les autres points suggèrent l'utilisation de la commande non linéaire pour le contrôle de l'éolienne et surtout l'exploration des autres niveaux de réglage de la fréquence, c'est-à-dire, secondaire et tertiaire.

CHAPITRE 2

MODÉLISATION DE L'ÉOLIENNE À MADA

2.1 Introduction

Dans ce chapitre le modèle du réseau sur lequel nous allons travailler sera présenté. Cette présentation tournera particulièrement autour du modèle de l'éolienne et de sa génératrice asynchrone (MADA).

C'est ainsi que le chapitre s'articulera sur les points suivants :

- présentation du réseau test,
- présentation du groupe éolien.

2.2 Présentation du réseau test

Le réseau test est constitué d'un parc éolien interconnecté à un réseau de distribution représenté par des centrales de type conventionnelles (Thermique, hydraulique, etc.), une ligne de distribution, une barre (Bus-1) ainsi que des charges variables et des charges fixes (Figure 2.1). Des transformateurs Tr1 et Tr2 permettent d'adapter les tensions des génératrices à celle du réseau.

Pour l'étude, une éolienne à MADA a été utilisée pour représenter le parc de 21 MW. Les charges et les centrales conventionnelles ont été aussi représentées de façon unitaire.

La centrale conventionnelle est équipée de tous ses moyens de régulation, à savoir un régulateur de tension AVR, un régulateur de vitesse (governor) et un stabilisateur de puissance multi-bandes MB PSS.

Les paramètres des équipements sont directement visibles sur la figure 2.1.

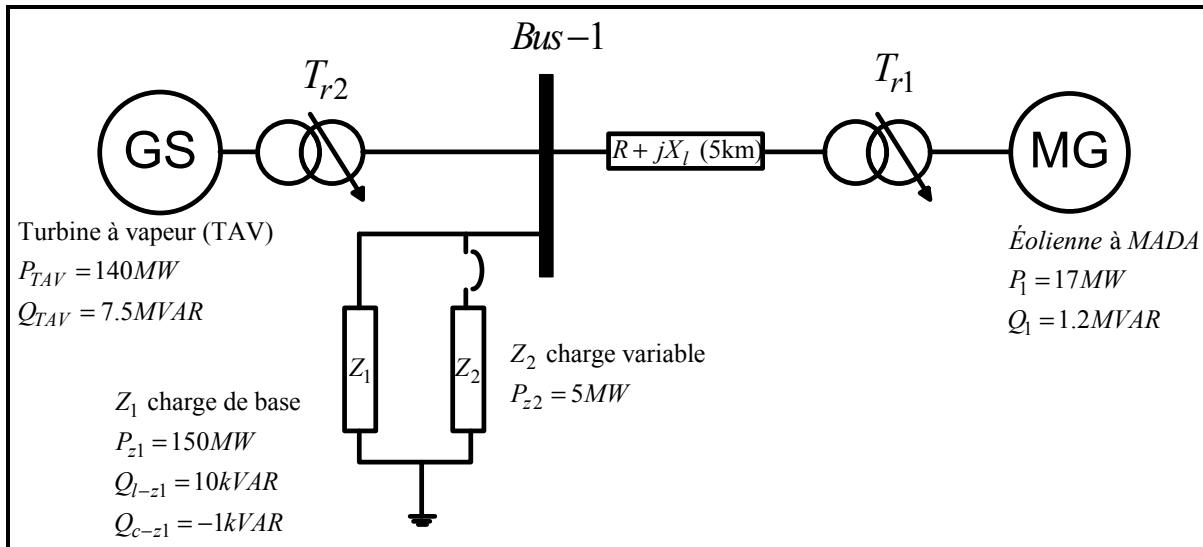


Figure 2.1 Modèle du réseau test

2.3 Le groupe éolien

La centrale éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. C'est une conversion directe et régulière qui s'effectue en deux niveaux dont le premier est celui de la turbine et le second est celui de la génératrice (figure 2.2).

La conversion directe et régulière de l'énergie permet au système éolien de stocker de l'énergie uniquement sous forme cinétique et pas sous une autre forme.

La production d'énergie de l'éolienne est totalement tributaire du vent qui est un facteur incontrôlable. Contrairement aux sources d'énergie classiques (hydraulique, thermique) qui offrent une possibilité de contrôle de la source d'énergie primaire, l'éolienne pose une grosse contrainte pour son contrôle. Il devient donc obligatoire de développer des stratégies de contrôle performantes pour chaque niveau de conversion selon les conditions de fonctionnement.

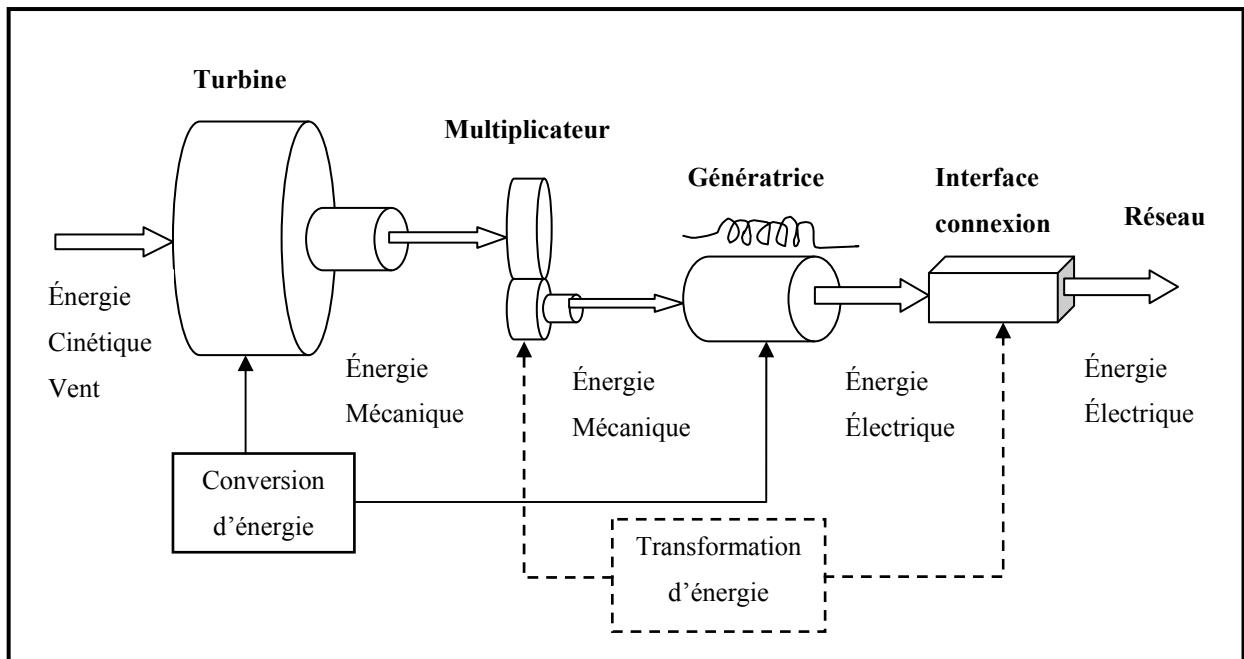


Figure 2.2 Principe de conversion d'énergie éolienne

2.3.1 La turbine

La turbine constitue le premier étage de conversion. Elle est équipée le plus souvent de trois pâles qui permettent de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique avec une vitesse de sortie lente (arbre lent). Pour des raisons fonctionnelles et sécuritaires, la turbine est équipée d'un dispositif de réglage d'angle d'inclinaison des pâles ou angle incident, d'orientation de la turbine en fonction de la direction du vent et d'un contrôleur du couple mécanique.

La distribution Rayleigh est un moyen très efficace pour une bonne estimation de la qualité du vent d'un site (Akermann, 2005). D'après les spécialistes de la production éolienne, (JOHNSON, April 2011) à partir d'une vitesse moyenne 6m/s, un site est exploitable. Le site est dit meilleur pour des vitesses moyennes de vent de 8ms et au delà de 11.7 m/s le contrôleur des pâles doit agir pour protéger l'éolienne d'une avarie.

Modèle mathématique

D'après les lois de la mécanique des fluides, en considérant le flux d'air qui attaque la turbine (figure 2.3), l'énergie absorbée par l'éolienne à partir du volume d'air entrant V_{air} à la vitesse V_0 à travers la section A_0 se calcule comme suit :

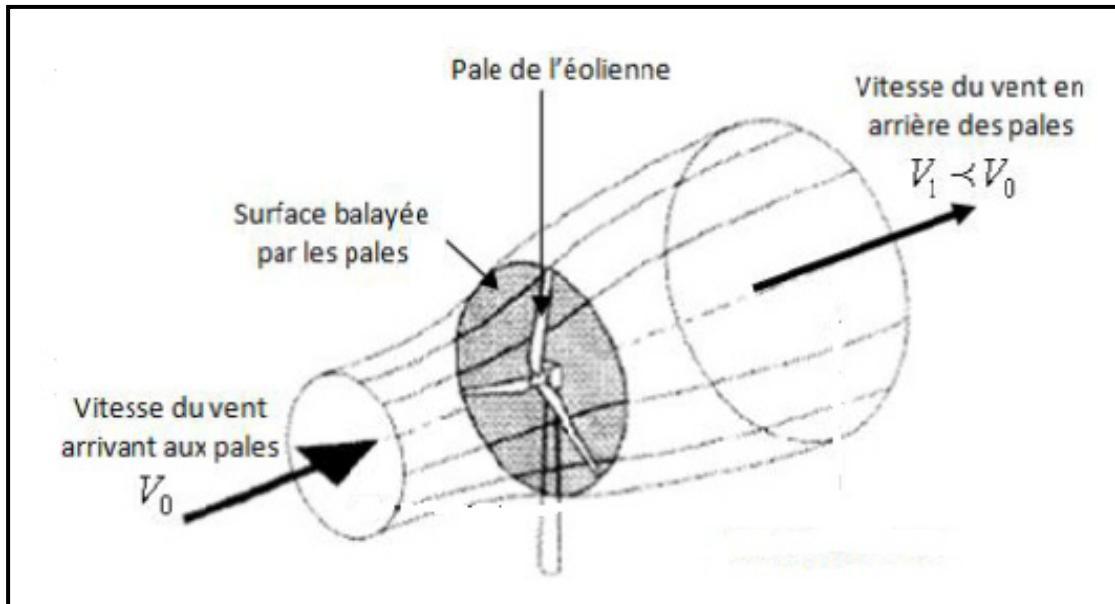


Figure 2.3 Flux d'air autour de la turbine éolienne
Tirée de Hug d'Almeida (2010, p 7)

Calcul de l'énergie cinétique

$$E_{c0} = V_{\text{air}} \frac{\rho_{\text{air}}}{2} (v_0^2 - v_1^2) \quad (2.1)$$

V_0 et V_1 étant respectivement les vitesses en aval et en amont de la turbine.

On note aussi A_r l'aire balayée par les pâles de l'éolienne et V_r la vitesse du vent.

Il en ressort que la puissance extraite à partir du vent est :

$$P_v = \frac{dE_{c0}}{dt} = \frac{d(V_{air} \frac{\rho_{air}}{2} (v_0^2 - v_1^2))}{dt} \quad (2.2)$$

or

$$\frac{dV_{air}}{dt} = A_r V_r$$

D'après les résultats de Betz, l'éolienne extrait le maximum de puissance dans les conditions où :

$$v_r = \frac{2}{3} v_0 \quad \text{avec} \quad v_1 = \frac{1}{3} v_0$$

On détermine alors la puissance maximale $P_{m_{max}}$ à extraire du vent par la relation suivant :

$$P_{m_{max}} = \frac{16}{27} \times \frac{\rho_{air}}{2} \times A_r v_0^3 \quad (2.3)$$

avec

$$P_v = \frac{\rho_{air}}{2} \times A_r v_0^3 \quad (2.4)$$

De la relation (2.3), nous pouvons déduire le rendement maximum de la turbine :

$$\eta_{T_{max}} = \frac{P_{M_{max}}}{P_v} = \frac{16}{27} \quad (2.5)$$

Le rendement maximum $\eta_{T_{max}}$ qui est de l'ordre de 59% est aussi appelé limite de Betz. En pratique, il n'est pas possible d'atteindre la limite de Betz à cause des pertes mécaniques liées à la conversion d'énergie au niveau de la turbine. Parmi ces pertes nous pouvons citer les pertes par convection au niveau des pales et les pertes par frottement mécanique. Ce constat entraîne la détermination d'un coefficient de puissance C_p qui permettra d'inclure les pertes liées à la conversion d'énergie au niveau de la turbine. Le coefficient de puissance est fonction de la vitesse spécifique du nombre des pales de la turbine et de l'angle d'inclinaison.

La vitesse spécifique λ est le rapport entre la vitesse linéaire des pâles V_r et la vitesse du vent V_0 , la relation suivante permet de calculer λ :

$$\lambda = \frac{V_r}{V_0} \quad (2.6)$$

avec $V_r = \Omega_r R$

R : le rayon de la surface balayée par les pâles de la turbine

Ω_r : la vitesse angulaire de la turbine.

La relation suivante permet de déterminer le coefficient de puissance C_p

$$C_p = \frac{16}{27} \lambda \left[\lambda + \frac{1,3 \left(\frac{\lambda - 8}{20} \right)^2}{\beta^{3/2}} \right] \quad (2.7)$$

La figure 2.4 est une représentation de la variation du coefficient de puissance C_p en fonction de λ , pour un angle d'inclinaison des pâles β donné. On peut constater que plus β est petit, plus $C_{p \text{ max}}$ est grand, mais sans dépasser la limite de Betz.

Une autre remarque est que pour chaque β , il existe un $C_{p \text{ max}}$ qu'on pourrait être capable de chercher pour l'optimisation de la conversion d'énergie.

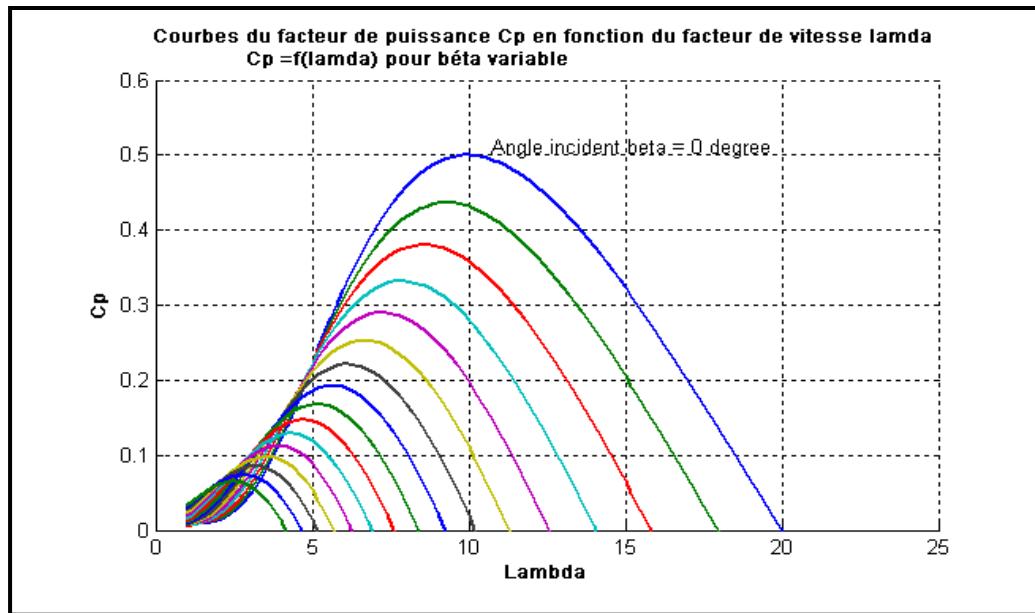


Figure 2.4 Variation du facteur de puissance C_p en fonction de λ pour différents angles β

En introduisant le facteur de puissance dans la formule de la puissance mécanique on obtient une autre expression de la puissance mécanique :

$$P_m = \frac{\rho_{air}}{2} C_p(\lambda, \beta) A_r v_0^3 \quad (2.8)$$

On déduit alors le couple mécanique :

$$T_m = \frac{\rho_{air}}{2} C_p(\lambda, \beta) A_r v_0^2 \quad (2.9)$$

Après la conversion d'énergie cinétique, l'étape suivante se trouve être celle de la transmission de puissance entre la turbine et la génératrice (boîte de vitesse). La boîte de vitesse joue un rôle d'amplificateur de vitesse avec un gain proportionnel qui varie de 50 à 100 (boîte de vitesse) et d'amortisseur de vibrations entre l'arbre lent (côté turbine) et l'arbre rapide (côté génératrice). Vu la complexité de la liaison mécanique entre la génératrice et la turbine, qui est une conséquence du fonctionnement aléatoire de la turbine éolienne et du

réseau électrique, il devient très important de trouver un modèle qui illustre le mieux le fonctionnement transitoire du système qui est le siège de plusieurs types d'oscillations. Le modèle qui consiste à associer en une seule masse les pâles et l'arbre de la turbine est le plus populaire dans la littérature; il est souvent nommé modèle à deux masses. Ce modèle est simple mais surtout suffisant pour faire une bonne étude dynamique de la turbine (Jean-Claude Sarbonnadière, 2006).

La figure 2.5 représente le schéma du modèle à deux masses inspiré du livre de Jean-Claude Sarbonnadière (Sabonnadière, 2006) sur lequel on peut lire le couple de la turbine T_t , son moment d'inertie J_t à sa masse, sa position angulaire θ_t , ses frottements F_t et sa vitesse angulaire ω_t .

La boîte de vitesse est caractérisée par les paramètres comme le rapport de transmission i , le couple de torsion T_{tor} , le coefficient de raideur de la transmission ramenée à l'arbre de la génératrice k , le coefficient de frottement de la transmission ramenée à l'arbre de la génératrice F_{bv} et la vitesse de rotation du rotor de la génératrice ω_G .

La génératrice, quant à elle, est caractérisée par son couple générateur T_G , sa vitesse angulaire ω_G , son moment d'inertie J_G , son coefficient de frottement mécanique F_G et sa position angulaire θ_G .

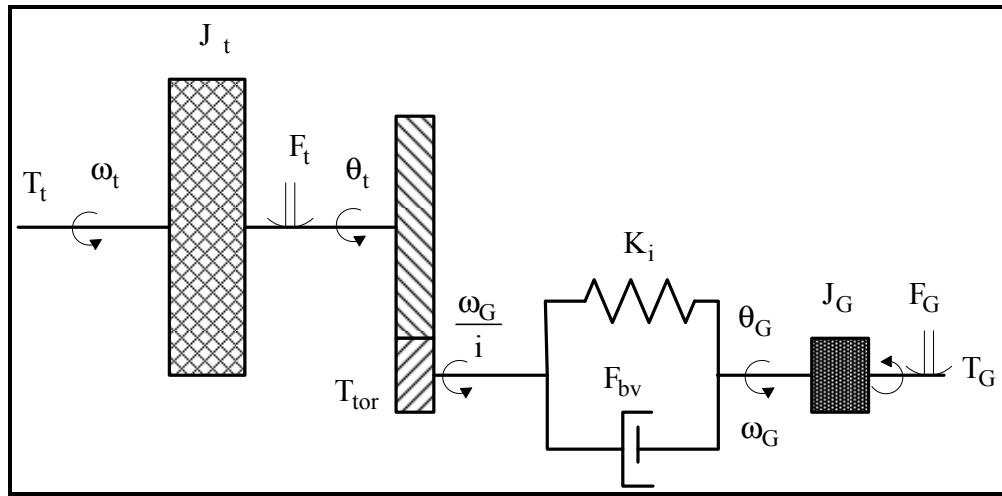


Figure 2.5 Modèle mécanique à deux masses du groupe éolien

On peut voir que :

$$T_t = J_t \frac{d\omega_t}{dt} + F_t \Omega_t + iT_{tor} \quad (2.10)$$

$$T_G = J_G \frac{d\omega_G}{dt} + F_G \Omega_G - T_{tor} \quad (2.11)$$

$$T_{tor} = k(r\theta_t - \theta_G) + F_{bv}(i\theta_t - \theta_G) \quad (2.12)$$

Le groupe éolien stocke l'énergie cinétique à deux niveaux :

- naturellement l'inertie des deux masses en jeu permet d'emmageriner de l'énergie cinétique comme le montre l'équation (2.13)

$$E_{cm} = \frac{1}{2} J_t \omega_t^2 + \frac{1}{2} J_G \omega_G^2 \quad (2.13)$$

- en plus des masses en jeu, le couple de torsion présent au niveau des éléments de transmission (boite de vitesse, accouplement) emmagasine lui aussi une énergie cinétique comme indiqué par la relation (2.14).

$$E_{\text{ctor}} = \frac{1}{2} \frac{T_{\text{tor}}^2}{k} \quad (2.14)$$

On retiendra à ce niveau que cette énergie cinétique emmagasinée par l'éolienne peut être restituée sous forme de puissance active lors d'une diminution brutale de la fréquence du réseau électrique. Cette partie sera plus détaillée au chapitre 5 à la section contrôle d'inertie.

Contrôle de la turbine éolienne

Les méthodes de contrôle au niveau de la turbine ont pour principaux objectifs l'optimisation de la puissance extraite du vent et la protection de la turbine par limitation du couple aux vitesses de vents élevées. Dans les deux cas, le contrôleur doit agir sur l'angle d'inclinaison des pales ou angle incident pour réguler la turbine.

Deux méthodes de contrôle sont utilisées : le décrochage aérodynamique passif « Passif Stall » et le contrôle de l'angle d'inclinaison des pales « Pitch control ».

La figure 2.6 montre les différents paramètres en jeu pour le contrôle de la turbine.

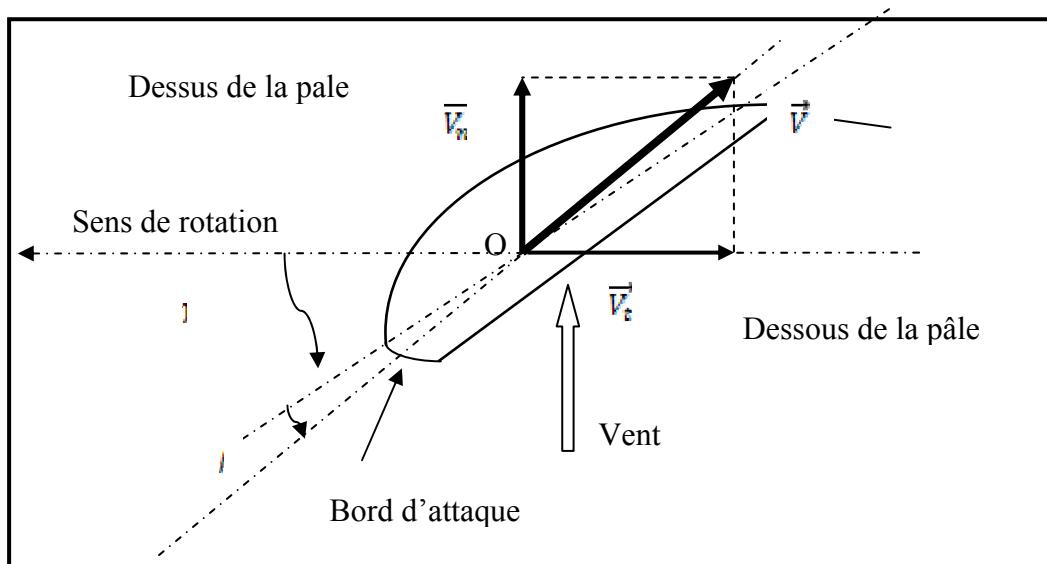


Figure 2.6 Paramètres en jeu sur la section d'une pâle reproduit

Contrôle par décrochage aérodynamique passif (« Passif Stall »)

Le décrochage aérodynamique consiste à annuler la portance sur le dessus de la pâle (extrados) en variant l'angle incident β . La portance est due à la dépression créée par la variation de la vitesse d'écoulement de l'aire entre le dessus (extrados) et le dessous (intrados) de la pâle. Pour un angle de calage fixé γ et une vitesse de rotation plus ou moins constante, une augmentation de la vitesse du vent entraîne celle de l'angle incident β et de la trainée (résistance au passage du vent). Ce qui entraîne donc un décrochage progressif de la pâle de la turbine.

C'est un système de contrôle simple, robuste et ne nécessite aucune installation ou dispositif de contrôle additionnel. Cependant, il ne permet pas une optimisation de la puissance extraite du vent et nécessite un dispositif de freinage très robuste et de dissipation d'énergie en cas de dysfonctionnement du système de transmission mécanique et du réseau électrique.

Contrôle par angle incident variable « Pitch Control »

Lorsque la puissance extraite du vent devient supérieure à la puissance nominale, des actionneurs hydrauliques ou électriques solidaires aux pâles permettent de changer l'angle d'inclinaison de celles-ci. La variable d'inclinaison des pâles (PO) permet de diminuer la portance et la trainée, donc de maintenir la puissance mécanique transmise au rotor dans des limites acceptables.

Ce système présente des avantages qui se trouvent être la possibilité d'optimiser la puissance extraite du vent (figure 2.7), la réduction des contraintes mécaniques au niveau de la turbine et la suppression du frein de sécurité qui devient un frein de consignation (Parking).

Contrairement au « Passif Stall », le « Pitch control » engendre une augmentation de la consommation auxiliaire d'énergie électrique pour faire fonctionner les actionneurs et un budget de maintenance supplémentaire dû à la présence des actionneurs.

Il faut noter toutefois que le « Pitch control » est le système le plus utilisé par les nouvelles générations d'éoliennes.

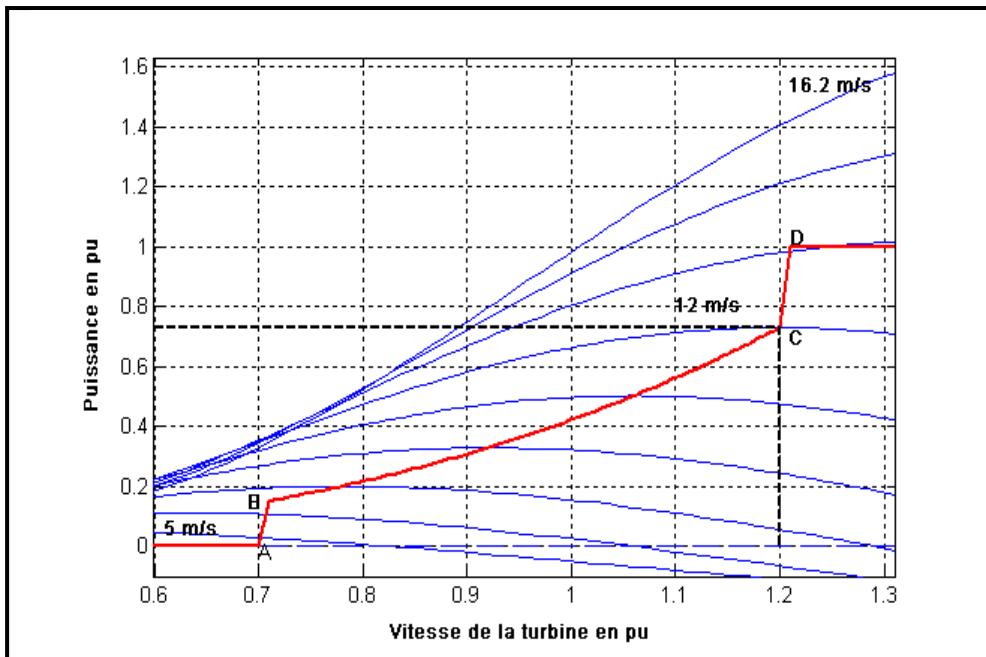


Figure 2.7 Courbe d'optimisation de la puissance extraite du vent

La figure 2.7 montre bien le procédé d'optimisation de la puissance extraite du vent par le contrôleur de l'éolienne. La courbe passant par les points A, B, C et D est appelée courbe d'extraction maximum de la puissance (Maximum Power Point Tracking) pour laquelle on peut distinguer quatres zones :

Zone OA : c'est une zone de non production caractérisée par des faibles vitesses de vent ($v < 5 \text{ ms}$).

Zone AB : l'éolienne monte rapidement en puissance ($v \geq 5 \text{ ms}$) : une faible augmentation de la vitesse entraîne une forte montée en puissance, c'est une période de fonctionnement très courte.

Zone BC : c'est la partie où l'on recherche pour différents types de vent la puissance maximale, c'est la période pour laquelle la vitesse est presque proportionnelle à la puissance de la turbine.

Zone CD : on pourra l'appeler aussi zone de limitation de la puissance extraite du vent, car c'est la transition entre le fonctionnement « normal » et le passage en mode limitation de puissance.

2.3.2 La génératrice à MADA

Le moteur asynchrone fait partie des actionneurs les plus populaires dans l'industrie, grâce aux avantages cités auparavant. Cependant, son utilisation comme génératrice n'est pas très répandue. Ce sous chapitre traitera de la modélisation de la MADA en vue de sa commande pour un meilleur comportement dynamique en mode génératrice.

Dans cette partie nous nous inspirerons de l'ouvrage de référence de Paul C. Krause pour présenter le modèle de la machine.

Présentation

La MADA est une machine à courant alternatif composée d'un stator et d'un rotor bobiné au bout duquel sont connectées des bagues collectrices qui permettent l'accès au rotor. Le stator est directement connecté au réseau et est le siège de courants circulant à fréquence imposée par le réseau, tandis que le rotor est connecté au réseau à travers des convertisseurs de puissance avec des courants de fréquences différentes de celle du réseau (figure 2.9). C'est cette différence entre la fréquence du réseau et celle du rotor qui explique le caractère asynchrone de la machine. Ainsi la différence relative entre les vitesses statorique et rotorique est appelée glissement et se note g .

$$g = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.15)$$

où la vitesse de synchronisme ω_s étant égale à la pulsation des courants du réseau $\omega_{\text{rés}}$ sur le nombre de paires de pôles p par phase du stator ($\omega_s = \frac{\omega_{\text{rés}}}{p}$). Le glissement est très faible, il est de l'ordre de 1 à 15% dans les conditions normales de fonctionnement et dépend de la charge.

Grâce à la possibilité de variation de la tension rotorique, la machine asynchrone a la possibilité de fonctionner aussi bien en moteur qu'en génératrice suivant différentes vitesses, et ce, dans une plage de glissement acceptable (Figure 2.8).

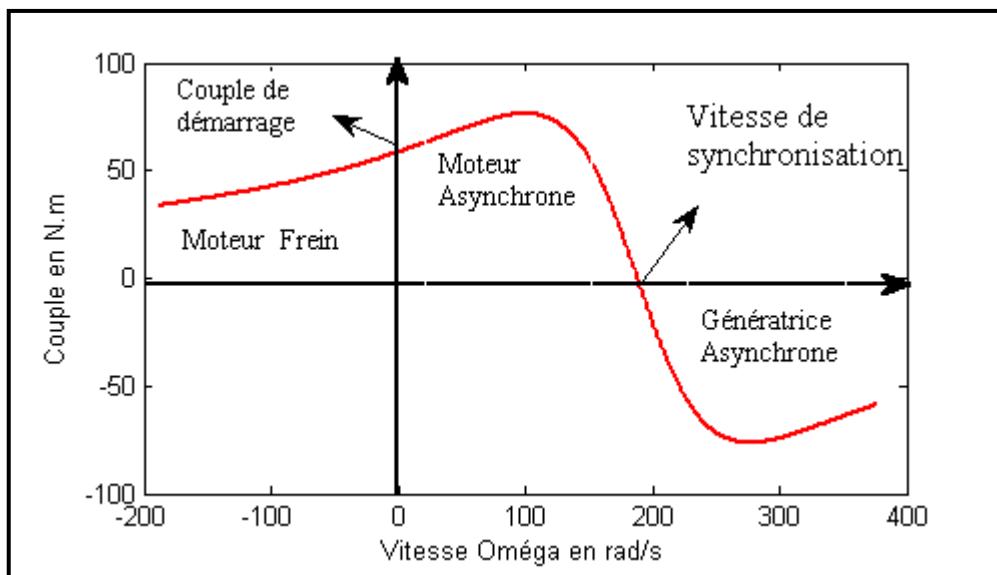


Figure 2.8 Les zones de fonctionnement de la machine asynchrone

Le bloc convertisseur est composé de deux convertisseurs l'un du côté rotor (redresseur) et l'autre du côté réseau (onduleur). Les deux convertisseurs sont séparés par une capacité qui permet de stocker l'énergie, et de servir de source de tension pour l'onduleur.

Le bloc convertisseur connecté au rotor permet de varier la vitesse rotorique, donc la puissance rotorique.

Le convertisseur côté-rotor permet de générer la tension et le courant pour la commande du couple et de la tension de la machine, tandis que celui situé du côté réseau permet de stabiliser la tension continue en contrôlant le transit de puissance vers le réseau.

Modèle mathématique

La conception de la commande pour la MADA commence forcément par la détermination du modèle mathématique de la machine. Pour notre étude, nous nous intéresserons au modèle dynamique qui est représenté par les équations dynamiques du système. Les équations dynamiques de la machine seront obtenues grâce aux dérivées des flux et de la tension.

Soit le schéma équivalent des enroulements d'une machine asynchrone triphasée (Figure 2.11).

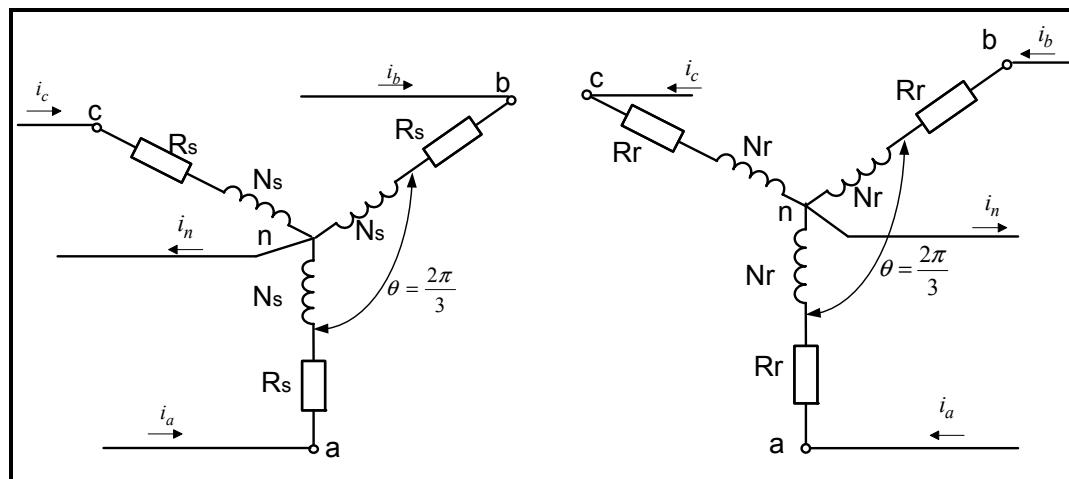


Figure 2.9 Schéma de répartition des enroulements de la machine asynchrone triphasée

On considère ici que l'armature fixe ou stator contient trois (3) enroulements identiques et distribués de façon symétrique. Ces enroulements, déphasés d'un angle $\theta = \frac{2\pi}{3}$ ont une résistance R_s et un nombre N_s de spires déterminés ; les pertes fer sont négligées et la machine fonctionne en régime non saturé. Lorsque le stator est connecté au réseau, les enroulements sont parcourus par trois courants i_{as}, i_{bs} et i_{cs} qui forment un système triphasé

équilibré. Ces courants engendrent des flux magnétiques dans les enroulements correspondants, et si on considère une phase statorique, le rapport entre le flux total de l'enroulement et le courant de phase avec comme hypothèse que les autres phases ne sont pas parcourues par un courant est appelé inductance propre notée (L_s). L'inductance mutuelle L_M quant à elle est le résultat du rapport entre le flux induit par l'excitation d'un autre enroulement sans que l'enroulement concerné ne soit alimenté par le réseau. Et enfin 5 à 10% de l'inductance propre d'un enroulement est perdu à cause de saillies dus aux débordements des enroulements par rapport au circuit magnétique, cette inductance de fuite est notée L_{ls} .

Une autre inductance nommée inductance magnétisante L_m qui peut être déterminée à partir de la perméabilité dans l'air μ_0 , de la longueur de l'entrefer, de sa largeur et du rayon moyen r .

$$L_m = \left(\frac{N_s}{2}\right)^2 \pi \frac{l}{g} \mu_0 r \quad (2.16)$$

En connaissant l'inductance magnétisante, on peut déduire l'inductance propre L_s

$$L_s = L_m + L_{ls} \quad (2.17)$$

On détermine l'inductance mutuelle entre les enroulements statorique L_{Ms} comme suit :

$$L_{Ms} = \frac{1}{2} L_m \quad (2.18)$$

La dernière inductance à déterminer est celle qui lie les enroulements de l'armature fixe stator et de l'armature mobile rotor : l'inductance mutuelle entre le stator et le rotor est L_{Msr}

Sa valeur maximale se calcule comme suit :

$$L_{Msr} = \left(\frac{N_s}{2}\right)\left(\frac{N_r}{2}\right) \pi \frac{l}{g} \mu_0 r \quad (2.19)$$

Ensuite on peut déterminer les inductances mutuelles entre le stator et le rotor comme suit :

L'inductance mutuelle entre une phase statorique et rotorique :

- de même numéro ou lettre ($a_s a_r, b_s b_r$ et $c_s c_r$);

$$L_{Msr1} = L_{Ms} \cos(\theta_r) \quad (2.20)$$

- de lettres différentes mais le sens direct ($a_s b_r, b_s c_r$ et $c_s a_r$);

$$L_{Msr2} = L_{Ms} \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.21)$$

- de lettres différentes mais le sens inverse ($c_s b_r, b_s a_r$ et $a_s c_r$).

$$L_{Msr3} = L_{Ms} \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.22)$$

Après avoir déterminé les différentes inductances, nous passons à la détermination des matrices de ces mêmes inductances :

la matrice des inductances propres du stator:

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{L_{ms}}{2} & -\frac{L_{ms}}{2} \\ -\frac{L_{ms}}{2} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{L_{ms}}{2} \\ -\frac{L_{ms}}{2} & -\frac{L_{ms}}{2} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

La matrice des inductances propres du rotor:

$$[L_r] = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -\frac{L_{mr}}{2} & -\frac{L_{mr}}{2} \\ -\frac{L_{mr}}{2} & L_{lr} + L_{mr} & -\frac{L_{mr}}{2} \\ -\frac{L_{mr}}{2} & -\frac{L_{mr}}{2} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

La matrice des inductances mutuelles entre le stator et le rotor dépend de la position de la phase « a » rotorique par rapport à la phase « a » statorique θ_r .

avec

$$\theta_r = p\theta_m \quad (2.25)$$

θ_m étant l'angle mécanique du rotor et (p) le nombre de paires de pôles.

$$[L_{sr}] = L_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

La matrice des inductances mutuelles entre le rotor et le stator :

$$[L_{rs}] = [L_{sr}]^T \quad (2.27)$$

En examinant les matrices d'inductances mutuelles, on constate qu'elles dépendent de la position du rotor matérialisée par l'angle θ_r . La présence de cette variable θ_r peut rendre très complexe les calculs pour la détermination des équations dynamiques. Car les équations dynamiques sont les équations des tensions aux bornes de la machine qui dépendent de la dérivée du flux qui lui, est fonction des différentes inductances de la machine.

Pour venir à bout de cette complexité, des outils mathématiques dont la transformation de Park sont disponibles pour permettre de simplifier les calculs.

En revenant sur les paramètres de la MADA, on a les matrices des résistances au stator et au rotor qui sont :

$$R_s = \begin{bmatrix} r_{as} & 0 & 0 \\ 0 & r_{bs} & 0 \\ 0 & 0 & r_{cs} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

$$R_r = \begin{bmatrix} r_{ar} & 0 & 0 \\ 0 & r_{br} & 0 \\ 0 & 0 & r_{cr} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

A partir des figure (2.11) et (2.12), on peut ressortir l'expression des tensions statoriques et rotoriques respectivement V_{abcs} et V_{abcr}

$$V_{abcs} = R_s i_{abcs} + \frac{d}{dt} \psi_{abcs} \quad (2.30)$$

$$V_{abcr} = R_r i_{abcr} + \frac{d}{dt} \psi_{abcr} \quad (2.31)$$

En plus de faire le passage du système triphasé (abc) au système diphasé (dq), il est aussi commode et surtout très intéressant comme cela se fait souvent dans le cas du transformateur de ramener les grandeurs rotoriques au stator. Le fait de ramener les grandeurs rotoriques au stator permet surtout de simplifier considérablement les équations mathématiques en rendant constantes les inductances mutuelles. Pour ce faire nous appliquerons les relations suivantes avec l'indication prime (') pour les valeurs ramenées au secondaire.

$$V'_{abcr} = \frac{N_s}{N_r} V_{abcr} \quad (2.32)$$

$$\psi'_{abcr} = \frac{N_s}{N_r} \psi_{abcr} \quad (2.33)$$

$$i'_{abcr} = \frac{N_s}{N_r} i_{abcr} \quad (2.34)$$

$$L'_{abcr} = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 L_{abcr} \quad (2.35)$$

$$R'_{abcr} = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 R_{abcr} \quad (2.36)$$

En choisissant une phase électrique au stator, en introduisant les différentes inductances dans (2.34) et en supposant que les trois phases ont des caractéristiques identiques, on obtient :

$$V_{as} = R_s i_{as} + L_{as} \frac{di_{as}}{dt} + L_{abs} \frac{di_{bs}}{dt} + L_{abs} \frac{di_{cs}}{dt} \quad (2.37)$$

En utilisant les mêmes hypothèses pour le rotor on obtient :

$$V_{ar} = R_r i_{ar} + L_{ar} \frac{di_{ar}}{dt} + L_{abr} \frac{di_{br}}{dt} + L_{abr} \frac{di_{cr}}{dt} \quad (2.38)$$

Lorsqu'on applique la transformation de Park et on ramène ensuite les paramètres rotoriques au stator, on obtient le modèle dynamique d-q de la MADA qui, suivant le schéma du modèle (Figure 2.13 et 14), est donné par les résultats suivants :

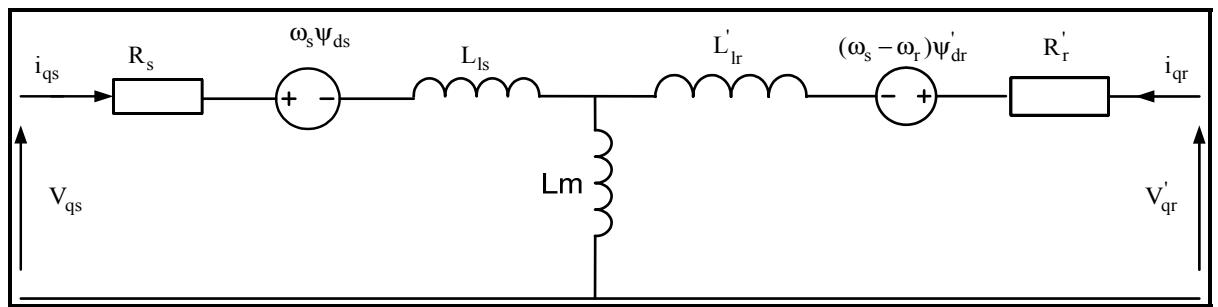


Figure 2.10 Schéma du modèle sur l'axe d de la MADA

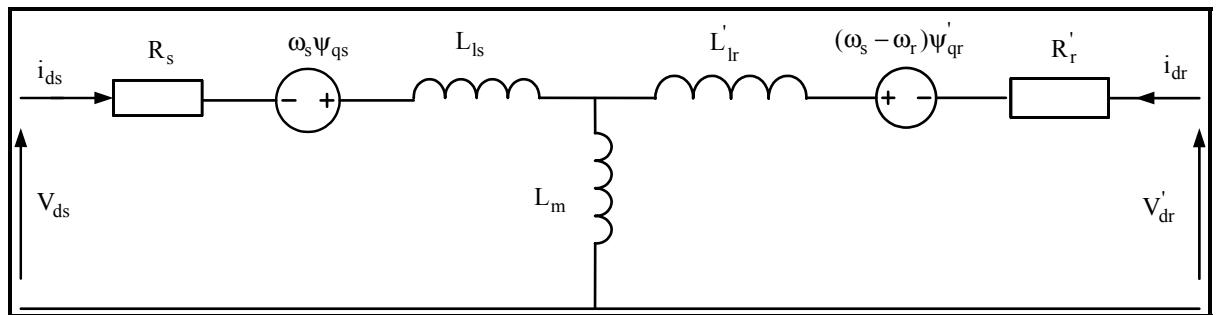


Figure 2.11 Schéma du modèle sur l'axe q de la MADA

Pour les flux on a :

Au stator :

$$\Psi_{qs} = L_{ls}i_{qs} + Lm(i_{qs} + i'_{qr}) \quad (2.39)$$

$$\Psi_{ds} = L_{ls}i_{ds} + Lm(i_{ds} + i'_{dr}) \quad (2.40)$$

$$\Psi_{0s} = L_{ls}i_{0s} \quad (2.41)$$

Au rotor :

$$\dot{\psi}_{qr} = L'_{lr} \dot{i}_{qr} + Lm(i_{qs} + i'_{qr}) \quad (2.42)$$

$$\dot{\psi}_{dr} = L'_{lr} \dot{i}_{qr} + Lm(i_{ds} + i'_{dr}) \quad (2.43)$$

$$\dot{\psi}_{qr} = L'_{lr} \dot{i}_{0r} \quad (2.44)$$

Les équations des tensions statorique et rotorique :

Au stator :

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (2.45)$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (2.46)$$

$$V_{0s} = R_s i_{0s} + \frac{d\psi_{0s}}{dt} \quad (2.47)$$

Au rotor :

$$V'_{qr} = R'_r i_{qr} + \omega_g \psi'_{dr} + \frac{d\psi'_{qr}}{dt} \quad (2.48)$$

$$V'_{dr} = R'_r i_{dr} - \omega_g \psi'_{dr} + \frac{d\psi'_{dr}}{dt} \quad (2.49)$$

$$V'_{0r} = R'_r i'_{0r} + \frac{d\psi'_{0r}}{dt} \quad (2.50)$$

Avec la vitesse de glissement $\omega_g = \omega_s - \omega_r$

Nous pouvons remarquer que le modèle d-q de la MADA crée un couplage entre les composantes d et q à travers la tension de vitesse $\omega_s \psi_s$ du côté du stator et la tension de glissement du côté du rotor $\omega_g \psi_r$.

Nous pouvons aussi noter que les composantes homopolaires sont nulles pour un réseau triphasé sans neutre.

La relation suivante permet de déterminer le couple électromécanique.

$$T_{em} = 1.5 (\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) \quad (2.51)$$

CHAPITRE 3

COMMANDÉ CLASSIQUE DE L'ÉOLIENNE À MADA

3.1 Introduction

Les types de commande classiques les plus utilisés aujourd’hui pour la contrôle de la MADA sont : la commande vectorielle et la commande directe (Direct Torque Contrôle ou Direct Self Control).

Dans ce qui suit, nous allons présenter sommairement le principe de la commande (DTC) suivit d'une présentation détaillée de la conception et de l'implantation de la commande vectorielle pour la régulation de vitesse et de tension de l'éolienne à MADA connecté au réseau. Une simulation permettra de vérifier l'efficacité de la commande.

3.2 La commande directe

Quatre à cinq années après la commande vectorielle, apparaît une nouvelle technique de commande pour les machines tournantes : la commande directe.

La commande directe a vu le jour grâce aux travaux des chercheurs comme Isao Taka hashi et Yoshihito Noguchi en 1984 qui lui donna le nom de « Direct Torque Control (DTC) » et Manfred Depenbrock sous le nom de « Direct Self Control (DSC) ». La commande directe est basée sur l'association de la machine et des commutateurs d'électronique de puissance qui la commandent. Contrairement à la commande vectorielle, le changement de repère n'est pas obligatoire pour assurer le découplage entre le flux et le couple, car le découplage est obtenu à travers les commutateurs d'électronique de puissance.

Le principe de fonctionnement de la commande est relativement simple avec trois étages : on a la partie estimation de flux et de couple, ensuite les contrôleurs par hystérésis et enfin la table de sélection des vecteurs optimaux permet de donner les signaux nécessaires pour

commander le convertisseur coté rotor. La figure 3.1 présente le principe de fonctionnement de la commande.

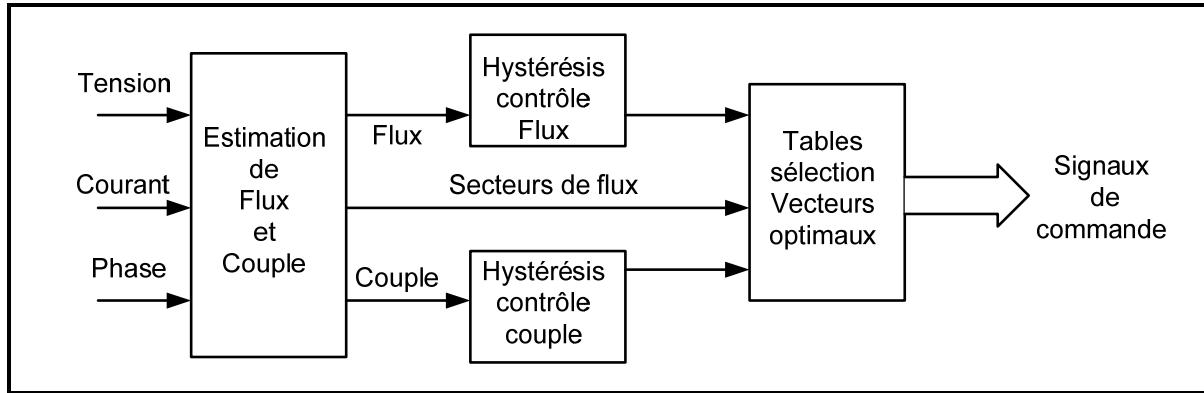


Figure 3.1 Schéma de principe de la commande directe

3.3 La commande vectorielle

La commande vectorielle de la MADA est apparue durant les années 1980, elle fait partie des commandes les plus anciennes pour ce type d'entrainement. Elle est basée sur le passage d'un référentiel triphasé (a,b,c) de la machine en un référentiel biphasé (d,q). Cette transformation est bien connue sous le nom de transformation de Park, qui est l'auteur des travaux parus dans les années 1920. L'objectif de cette transformation est de simplifier les équations dynamiques de la machine en annulant la non linéarité permettant ainsi de découpler le flux et le couple. Le découplage permet de commander séparément la puissance active (couple) et la puissance réactive de la machine (flux et tension).

L'application de la commande vectorielle nécessite une très bonne connaissance de la MADA et suppose que les enroulements de la machine sont équilibrés, que la distribution du flux est sinusoïdale, que les pertes fer sont nulles et que le circuit magnétique n'est pas saturé.

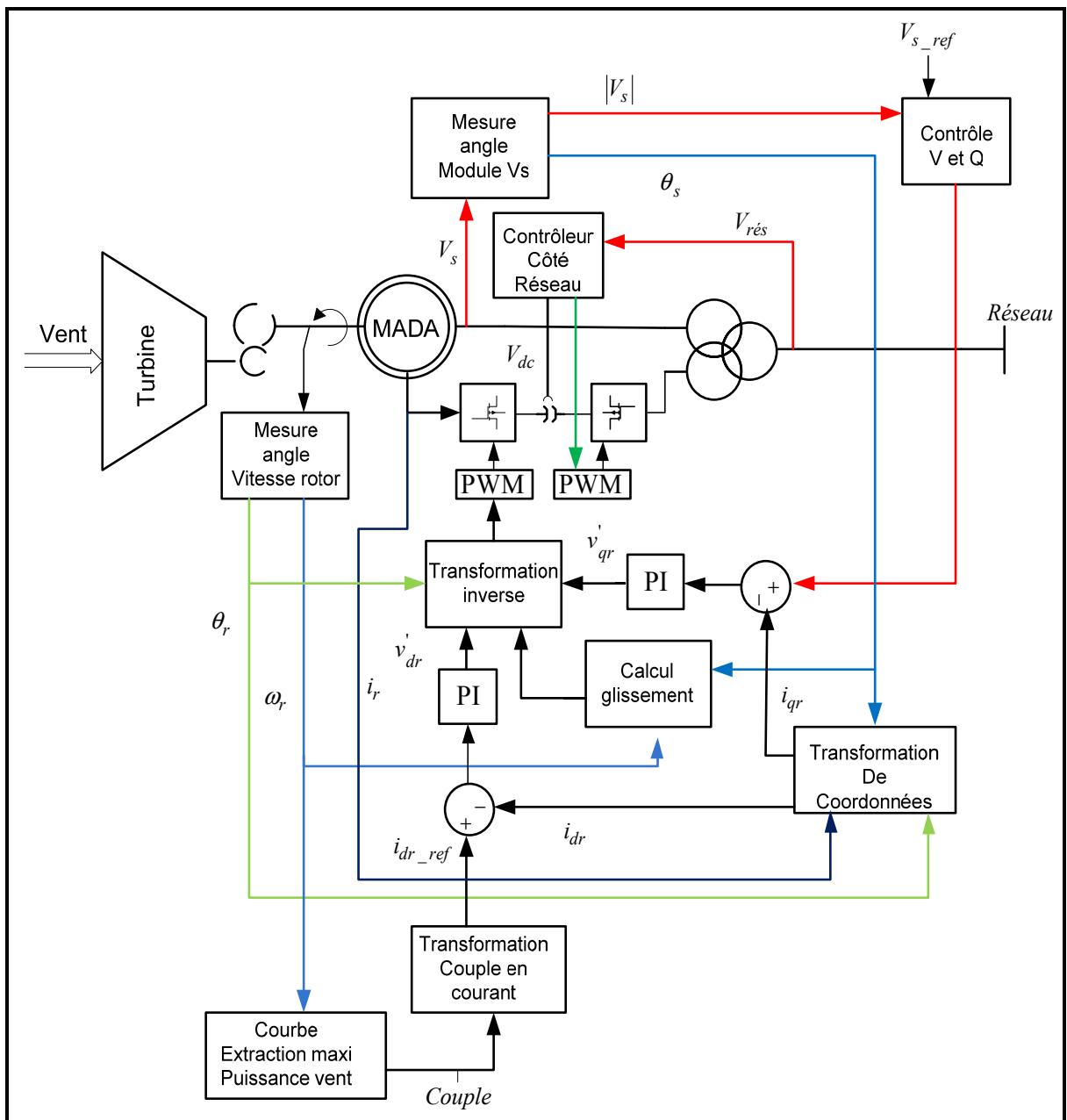


Figure 3.2. Schéma de principe de la commande vectorielle pour l'éolienne

La figure 3.2 montre clairement les deux boucles de régulation et surtout le principe de la commande vectorielle de la MADA. On peut constater que la mesure des angles électriques au stator et au rotor est essentielle pour effectuer une bonne commande vectorielle. Cette partie sera vue plus en détail dans la section conception du contrôleur aux paragraphes suivants.

Après une présentation sommaire des deux commandes qui sont utilisées pour le contrôle de la MADA, nous choisirons d'aller plus en détail dans la conception de la commande vectorielle, car c'est la plus connue, la plus présente dans la littérature et surtout celle qui a été choisie dans notre modèle de réseau.

Commande vectorielle de la MADA

La commande vectorielle comme présentée à la sous section (3.3) est pratique pour faire une étude dynamique de la MADA. On peut distinguer deux types de commande vectorielle : la commande vectorielle avec orientation du vecteur flux et la commande vectorielle à orientation du vecteur tension.

Équations dynamiques du modèle de la MADA avec orientation de flux

Le modèle avec orientation de flux est celui qui est le plus utilisé dans la littérature. Il offre la possibilité de faire une orientation du flux statorique, rotorique ou celui de l'entrefer. Le flux n'étant pas mesurable, sa valeur est estimée à partir des valeurs du courant et de la tension. Pour des raisons pratiques, l'option d'orientation du flux statorique est privilégiée, car pouvant être estimé à partir des courants et tensions statoriques.

On contrôle alors le flux de telle sorte que sa composante directe devienne colinéaire à l'axe « d » du repère arbitraire (référentiel synchrone) et que sa composante en quadrature (axe q) devienne nulle ($\psi_{qs} = 0$) Figure 3.3. Suite à cela, si on néglige les pertes joules statoriques ($R_s \approx 0$), la variation de la pulsation des courants statoriques ($w_s = cte$) ainsi que celle de la

tension statorique ($V_s = \text{cte}$), les équations (2.49) et (2.50) deviennent alors :

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \approx 0 \quad (3.1)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \approx \omega_s \psi_{ds} \quad (3.2)$$

Dans ce cas la tension au stator devient :

$$V_s = V_{qs} = \omega_s \psi_{ds} \quad (3.3)$$

donc

$$\psi_{ds} = \frac{V_s}{\omega_s} \quad (3.4)$$

On a $\psi_{qs} = 0$, donc l'équation (2.43) et (2.44) deviennent :

$$\psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} = \frac{V_s}{\omega_s} \quad (3.5)$$

Il vient alors :

$$\Rightarrow i_{ds} = \frac{V_s}{L_s \omega_s} - \frac{L_m}{L_s} i'_{dr} \quad (3.6)$$

$$\psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} = 0 \quad (3.7)$$

$$\Rightarrow i_{qs} = -\frac{L_m}{L_s} i'_{qr} \quad (3.8)$$

Si on pose que

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (3.9)$$

En remplaçant les équations (3.6) dans (2.47) et (3.8) dans (2.46), on obtient :

$$\dot{\psi}_{dr} = \frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} + \sigma L_r \dot{i}_{dr} \quad (3.10)$$

$$\dot{\psi}_{qr} = \sigma L_r \dot{i}_{qr} \quad (3.11)$$

Si on remplace les équations (3.10) dans (2.52) et (3.11) dans (2.53), nous obtenons alors les équations dynamiques des courants au rotor pour la commande par orientation du flux statorique comme suit :

$$V'_{dr} = R'_r \dot{i}_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \sigma L'_r \dot{i}_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.12)$$

$$V'_{qr} = R'_r \dot{i}_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \left(\frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} + \sigma L'_r \dot{i}_{dr} \right) + \frac{d\psi'_{qr}}{dt} \quad (3.13)$$

Équations dynamiques du modèle de la MADA avec orientation de la tension statorique

Le contrôle de la MADA par orientation du vecteur tension permet d'aboutir aux mêmes résultats que celui du flux (Li, Challoo et Nemmers, 2009). Par contre, contrairement au flux, la tension de la machine est directement mesurable et dans le cas d'une machine connectée au réseau elle est imposée par le réseau lui-même.

Si on contrôle l'axe direct du référentiel synchrone de telle sorte qu'il soit colinéaire à la composante directe du vecteur tension ce qui aura comme conséquence l'annulation du flux direct ($\psi_{ds} = 0$) Figure (3.3).

Si on néglige les pertes joules statoriques ($R_s \approx 0$), la variation de la pulsation des courants statoriques ($\omega_s = cte$) ainsi que la variation de la tension statorique ($V_s = cte$), les équations (3.1) et (3.2) deviennent alors :

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \approx -\omega_s \psi_{qs} = V_s \quad (3.14)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \approx 0 \quad (3.15)$$

Dans ce cas la tension au stator devient :

$$V_s = V_{ds} = -\omega_s \psi_{ds} \quad (3.16)$$

Donc

$$\psi_{qs} = -\frac{V_s}{\omega_s} \quad (3.17)$$

On a $\psi_{ds} = 0$, donc les équations (3.5) et (3.7) deviennent :

$$\psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} = 0 \quad (3.18)$$

$$\Rightarrow i_{ds} = -\frac{L_m}{L_s} i'_{dr} \quad (3.19)$$

$$\psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} = -\frac{V_s}{\omega_s} \quad (3.20)$$

$$\Rightarrow i_{qs} = -\frac{V_s}{L_s \omega_s} - \frac{L_m}{L_s} i'_{qr} \quad (3.21)$$

Si on pose que

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (3.22)$$

En remplaçant les équations (3.19) dans (3.11) et (3.21) dans (3.12), on obtient :

$$\psi'_{dr} = \sigma L'_r i'_{dr} \quad (3.23)$$

$$\psi'_{qr} = -\frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} + \sigma L'_r i'_{qr} \quad (3.24)$$

Nous obtenons alors les équations dynamiques des courants au rotor :

$$\dot{V}_{dr} = R_r \dot{i}_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \left(-\frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} + \sigma L_r \dot{i}_{qr} \right) + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.25)$$

$$\dot{v}_{qr} = R_r \dot{i}_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \sigma L_r \dot{i}_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.26)$$

Détermination des paramètres du contrôleur avec commande vectorielle

A la suite de la présentation des orientations de flux et de tension, il en ressort que le flux n'est pas mesurable et qu'on a besoin de la tension pour l'estimer. En pratique, il est très difficile d'obtenir l'amplitude et la phase du flux, il faudra l'estimer et cette estimation nécessite des commandes très complexes, par exemple dans le cas où on a intégré la tension pour trouver le flux, le problème du choix de la valeur initiale pose souvent des problèmes. Or notre objectif étant d'implanter une commande réaliste, nous choisirons d'utiliser la solution qui est très accessible et qui présente l'avantage de pouvoir utiliser le même référentiel pour les deux convertisseurs (côté rotor et côté réseau). Dans notre cas où l'éolienne est connectée à un réseau puissant, l'amplitude et la phase de la tension seront imposées par ce dernier, et juste un PLL permettrait de déterminer l'amplitude et la phase de cette tension.

En outre il a été démontré dans (Li, Challoo et Nemmers, 2009) que les deux types d'orientations aboutissent aux mêmes performances et d'ailleurs en régime permanent on passe de l'orientation de tension à l'orientation de flux juste en ajoutant un décalage de $+90^\circ$ Figure (3.3).

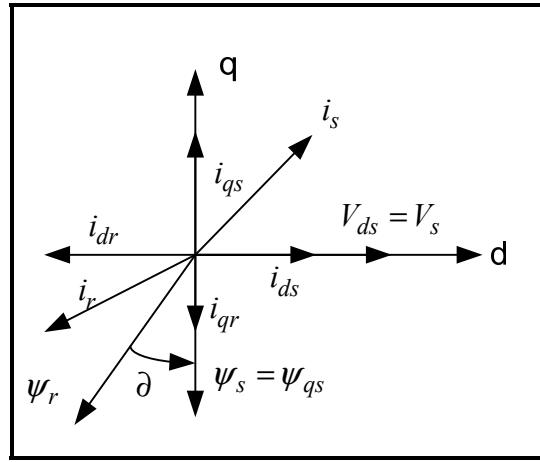


Figure 3.3 Disposition des vecteurs flux et tension dans le référentiel à deux axes (dq)

La figure (3.3) montre qu'en régime permanent en passant du contrôle d'orientation du vecteur tension en orientation du vecteur flux, on passe de l'annulation du flux direct $\Psi_{ds} = 0$ à celui du flux quadratique $\Psi_{qs} = 0$. Ce qui a comme conséquence un changement de signe du flux statorique donc de la tension.

Suite à tout ce qui s'est dit à la section précédente, nous déciderons de privilégier la modélisation par contrôle de l'orientation du vecteur tension statorique car il nous semble la plus appropriée pour notre étude et surtout pour la simulation.

Pour la puissance active on a :

$$P_s = \frac{3}{2}(V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs}) = -\frac{3}{2}V_s \frac{L_m}{L_s} i'_{dr} \quad (3.27)$$

Pour la puissance réactive on a :

$$Q_s = \frac{3}{2}(V_{ds}i_{qs} - V_{qs}i_{ds}) = \frac{3}{2}\left(-\frac{V_s^2}{L_s \omega_s} - \frac{V_s L_m}{L_s} i'_{qr}\right) \quad (3.28)$$

En supposant que la tension du réseau est constante, les relations (3.28) et (3.29) nous montrent qu'en contrôlant le courant i'_{dr} on contrôle la puissance active de la MADA, et

pour avoir le fonctionnement générateur il est impératif d'avoir i'_{dr} positif. L'autre renseignement est que le courant i'_{qr} permet d'agir sur la puissance réactive produite ou consommée par la machine. La figure (3.3) permet de visualiser aussi le découplage entre le contrôle du couple (donc de la puissance active) et du flux (donc de la puissance réactive). Car il est aisément de remarquer que la variation de l'angle du flux θ a un impact beaucoup plus important sur le courant i'_{dr} que sur le flux statorique ψ_s .

Si on pose le courant magnétisant $I_{ms} = \frac{\psi_s}{L_m}$, les équations (3.25) et (3.26) deviennent :

$$V'_{dr} = \left[R'_r i'_{dr} + L'_{lr} \frac{di'_{dr}}{dt} \right] - (\omega_s - \omega_r) L'_{lr} i'_{qr} - (\omega_s - \omega_r) L_m I_{ms} \quad (3.29)$$

$$V'_{qr} = \left[R'_r i'_{qr} + L'_{lr} \frac{di'_{qr}}{dt} \right] - (\omega_s - \omega_r) L'_{lr} i'_{dr} \quad (3.30)$$

À partir des équations (3.29) et (3.30) on remarque que les éléments entre crochets permettent de déduire la fonction de transfert entre les tensions et leurs courants tandis que le reste peut être traité en élément de compensation et permet de générer la valeur du signal en régime permanent.

Ceci dit, on est en mesure de concevoir un contrôleur de courant de type PI avec en entrée l'erreur de courant et comme sortie une tension V'_{dqr} injectée à travers un Modulateur à Largeur d'Impulsion (MLI) d'un gain K dans un convertisseur de fonction de transfert de premier ordre $\frac{1}{L_s + R}$. La boucle de retour de courant passe à travers un gain k_{cap} qui est celui de l'instrument de mesure.

La tension de référence est obtenue en ajoutant les éléments de compensation à la tension V'_{dq_r} comme suit :

$$V'_{dr_ref} = V'_{dr} - (\omega_s - \omega_r) L'_{lr} i'_{qr} - (\omega_s - \omega_r) L_m I_{ms} \quad (3.31)$$

$$V'_{qr_ref} = V'_{qr} - (\omega_s - \omega_r) L'_{lr} i'_{dr} \quad (3.32)$$

La figure 3-4 permet d'illustrer la procédure d'implantation de la commande.

En incluant les équations (3.10) et (3.11) dans la relation (2.52), on trouve une nouvelle expression du couple électromécanique qui est :

$$T_{em} = -1.5p \frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} i'_{dr} \quad (3.33)$$

Ce résultat confirme que c'est la composante directe du courant rotorique qui nous permet de commander la puissance active de la MADA et que son signe détermine le mode de fonctionnement de la machine : moteur ($i'_{dr} > 0$) et fonctionnement génératrice ($i'_{dr} < 0$).

La figure 3-4 nous présente une structure détaillée d'une commande vectorielle avec orientation du vecteur tension statorique. Elle peut être décomposée en deux parties : une boucle de commande externe et une boucle de commande interne.

La boucle externe permet de générer les grandeurs de référence des courants directs et en quadrature. Pour générer le courant de référence i'_{dr_ref} , ont utilisé une boucle d'asservissement de vitesse ou de couple. Par contre le courant de référence i'_{qr_ref} lui est généré à partir d'une boucle externe de tension, de facteur de puissance ou de puissance réactive.

Pour les besoins de notre simulation, l'asservissement de couple et de puissance active sera utilisé pour générer les courants de référence.

La boucle interne sert à générer les tensions rotoriques directe et en quadrature pour la commande du convertisseur coté rotor.

Le reste des blocs sert essentiellement à faire les transformations de référentiels.

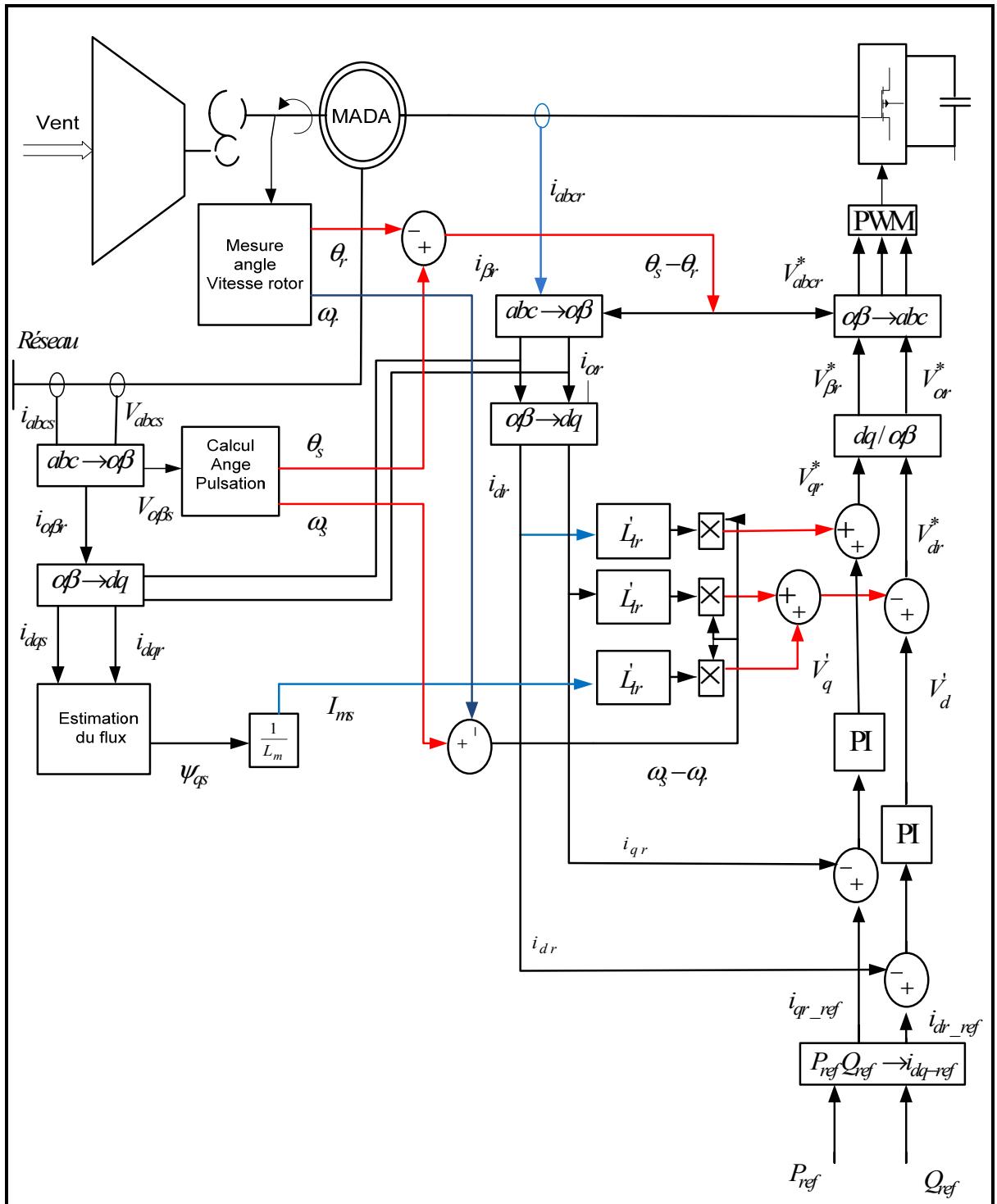


Figure 3.4 Structure de la commande vectorielle à orientation du vecteur
Tension statorique pour la MADA
Tirée de Li, Challoo et Nemmers,(2009)

3.4 L'interconnexion de l'éolienne au réseau

L'interconnexion de l'éolienne au réseau dépend principalement du type de réseau (alternatif ou continu, triphasé ou monophasé) et de la génératrice (à courant continu, synchrone ou asynchrone). Dans cette partie nous nous intéresserons particulièrement à la génératrice à MADA car c'est elle que nous avons choisie pour nos travaux.

Ce sous chapitre sera aussi un moyen pour nous de présenter le modèle de réseau que nous utiliserons pour effectuer nos simulations.

La figure 3.5 présente la configuration standard de l'interconnexion de la MADA dans un réseau alternatif. Dans le schéma nous pouvons voir que le stator de la machine est directement connecté au réseau à travers un transformateur qui permettra d'adapter la tension de la machine à celle du réseau. Le rotor quand à lui, est connecté à travers une cascade hyposynchrone composé de transistors IGBT qui permettent de varier la fréquence rotorique. En s'intéressant à l'écoulement de puissance on peut voir que cette configuration permet à l'éolienne dans certaines conditions de délivrer de la puissance active à travers le rotor et le stator et aussi d'en consommer à partir du rotor. C'est ainsi qu'on a la puissance émise par l'éolienne dans le réseau :

$$P_e = P_s + P_r \quad (3.34)$$

avec

$$P_s = T_s \omega_s \quad (3.35)$$

$$P_r = -g P_s \quad (3.36)$$

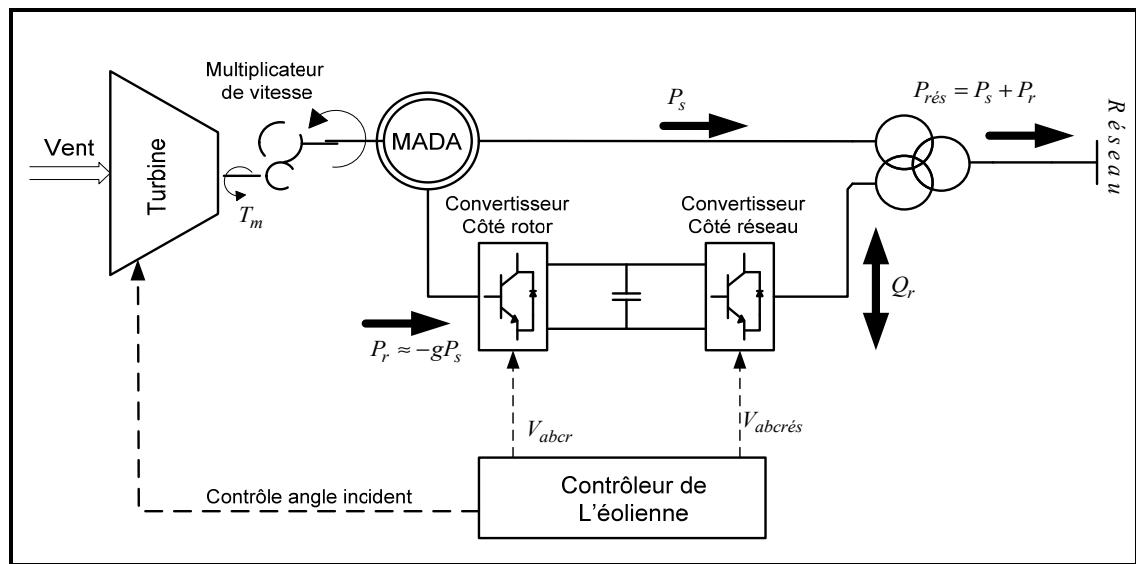


Figure 3.5 Schéma d'interconnexion de la MADA au réseau

L'éolienne

Le modèle de l'éolienne utilisé est un modèle à deux masses de GE utilisé dans SPS(Richard Gagnon, 2005). Pour les besoins de la simulation nous avons utilisé un parc constitué de 14 éoliennes pour une puissance totale de 21 MW.

Contrôleur de la turbine

Le contrôleur de la turbine permet de délivrer le couple maximum en fonction de la vitesse de vent disponible. Il utilise comme entrée la vitesse du vent, celle de la turbine et la valeur de l'angle d'inclinaison des pâles. À l'aide de correcteurs de type PI il génère le couple maximum en sortie (figure 3.6 et 3.7).

Le contrôleur de la génératrice :

Le contrôle de la génératrice consiste principalement à contrôler le convertisseur côté rotor et côté réseau. C'est ainsi qu'il peut être divisé en deux grands ensembles :

Commande du convertisseur côté-rotor

Le contrôleur côté-rotor permet de réguler la puissance active et réactive du réseau à travers ses deux blocs de contrôle : le contrôleur de vitesse et d'angle d'inclinaison des pâles (figure 3.7) et le contrôleur du convertisseur coté réseau (figure 3.8).

Le contrôleur de vitesse permet de générer le couple électromagnétique à délivrer par le générateur suivant la fonction d'extraction de maximum de puissance. Pour ce faire, la puissance électrique actuelle délivrée par la génératrice est utilisée pour trouver la vitesse correspondante à travers la fonction d'extraction de maximum de puissance. La vitesse ainsi trouvée sert de référence au régulateur de vitesse qui génère le couple électromagnétique à produire par la machine.

Dans le contrôleur du convertisseur coté-rotor (figure 3.8), un PLL (Phase-locked loop) permet d'aligner l'axe direct (d) du référentiel synchrone à la séquence positive de la tension statorique. Le couple électromagnétique de référence est divisé par la norme du vecteur flux quadratique pour générer la composante directe du courant de référence i_{dr_ref} . Un contrôleur de courant permet d'annuler l'erreur entre la référence de courant i_{dr_ref} et la mesure i_{dr} . A la sortie du contrôleur de courant, nous avons la tension de commande que le convertisseur doit générer V_{dr} .

Du coté de la régulation du réactif, un contrôleur PI permet de générer le signal de la référence de tension V_{ref} en annulant l'erreur entre la mesure du réactif et sa référence qui peut être manuel ou généré par un autre contrôleur (ex : système de supervision du parc). Un second contrôleur permet lui, de générer le courant en quadrature de référence i_{qr_ref} en annulant l'erreur entre i_{qr_ref} et sa mesure i_{qr} . Comme pour le régulateur de couple électromagnétique, le régulateur de courant permet de générer la tension rotorique V_{q_ref} , en annulant l'erreur entre le courant de référence i_{qr_ref} et sa mesure.

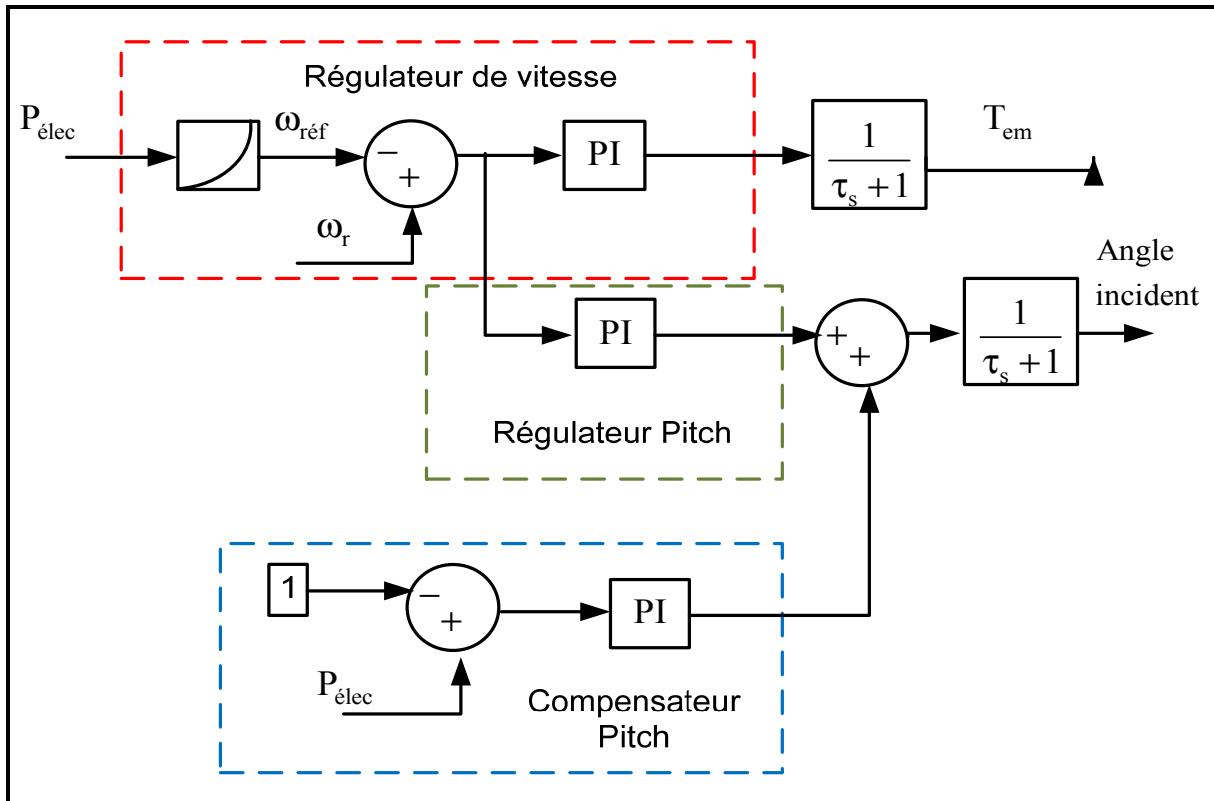
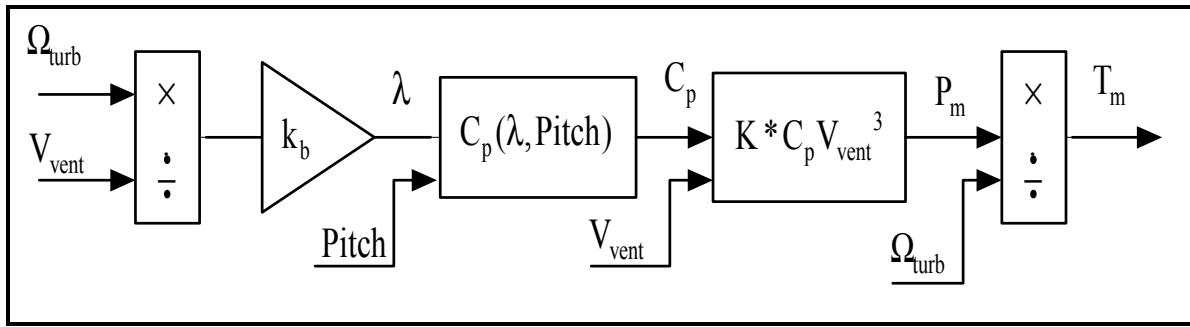
Un module de transformation de référentiel permet d'obtenir la tension triphasée de contrôle du convertisseur coté rotor.

Le convertisseur coté réseau (figure 3.9)

Le convertisseur coté-réseau a pour rôle de maintenir la tension continue aux bornes du condensateur à une valeur constante et d'annuler le courant réactif du convertisseur.

Il est constitué d'un régulateur de tension continu et d'un régulateur de courant avec le même référentiel synchrone que le convertisseur coté-rotor.

Le régulateur de tension continu permet de générer le courant de référence direct i_{d_ref} en annulant l'erreur de la tension continue par rapport à sa consigne et le régulateur de courant lui, permet à partir de l'erreur des courants de générer les tensions directe et quadratique du convertisseur. Enfin le module de transformation de référentiel permet l'obtention du signal de commande triphasé du convertisseur coté réseau.



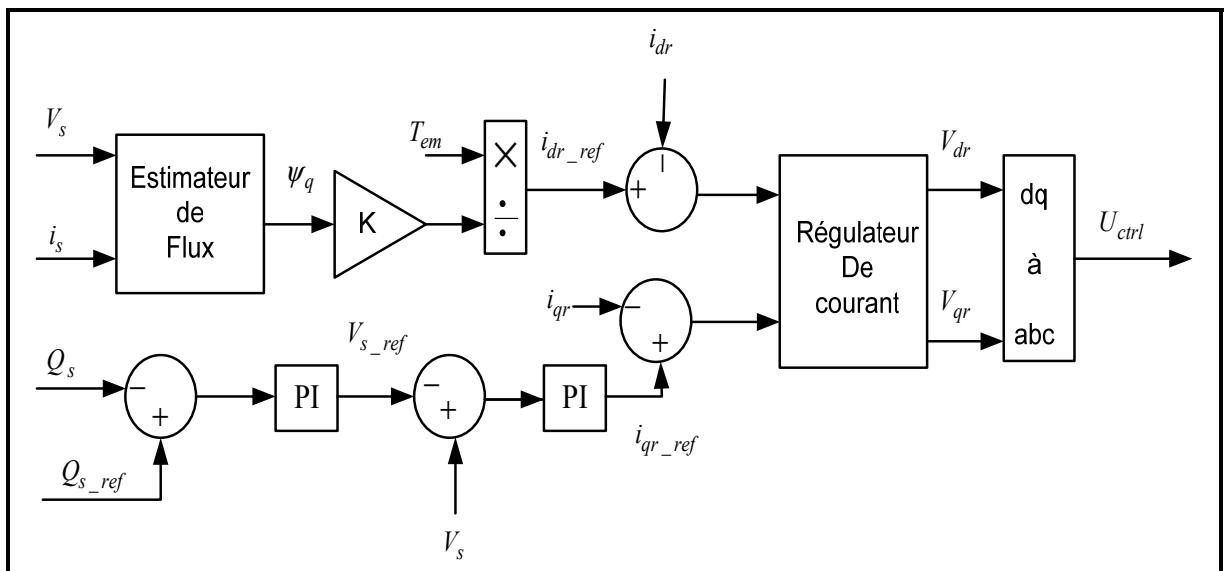


Figure 3.8 Contrôleur du convertisseur côté rotor
Tirée de Richard Gagnon (2010)

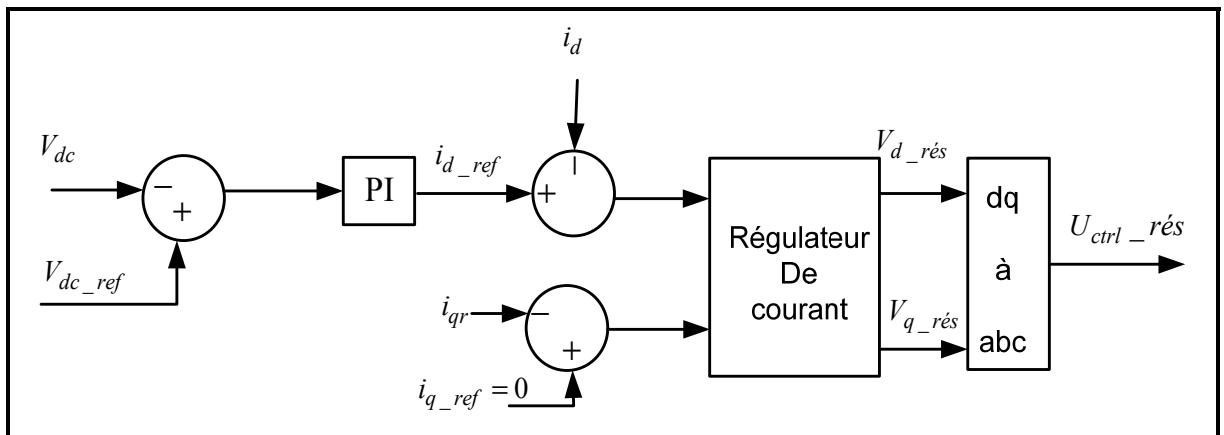


Figure 3.9 Contrôleur du convertisseur côté réseau
Tirée de Richard Gagnon (2010)

Résultats de simulation

La simulation a été effectuée avec le modèle de réseau présenté au chapitre 2. Pour vérifier la capacité, l'éolienne à MADA a rejeté les perturbations qui apparaissent sur le réseau, une variation de charge a été effectuée à $t = 70s$ et les résultats sont visibles sur les figures (3.10). Les résultats indiquent bien que l'augmentation brutale de la charge (perturbation) a bien affecté les grandeurs de la machine dont la vitesse. Grâce à l'action du contrôleur, l'éolienne a pu retrouver ses conditions de fonctionnement aux environs de 10s. On peut remarquer que malgré la perturbation, la machine a gardé son fonctionnement génératrice avec $i_{dr}^r > 0$. Ce sont des résultats qui pourraient être proportionnels, s'il n'y avait pas de variation de la tension statorique.

De la même manière que la partie régulation de vitesse, le régulateur de tension a remis la tension et la puissance réactive à leurs valeurs nominales 40s environ après l'apparition du défaut. On peut noter aussi la quasi proportionnalité du courant i_{qr}^r par rapport au réactif.

L'enseignement principal de ces résultats est que le régulateur permet bien à l'éolienne de revenir très vite à ses vitesse et tension initiales après l'apparition de la perturbation, ce qui était l'objectif de départ.

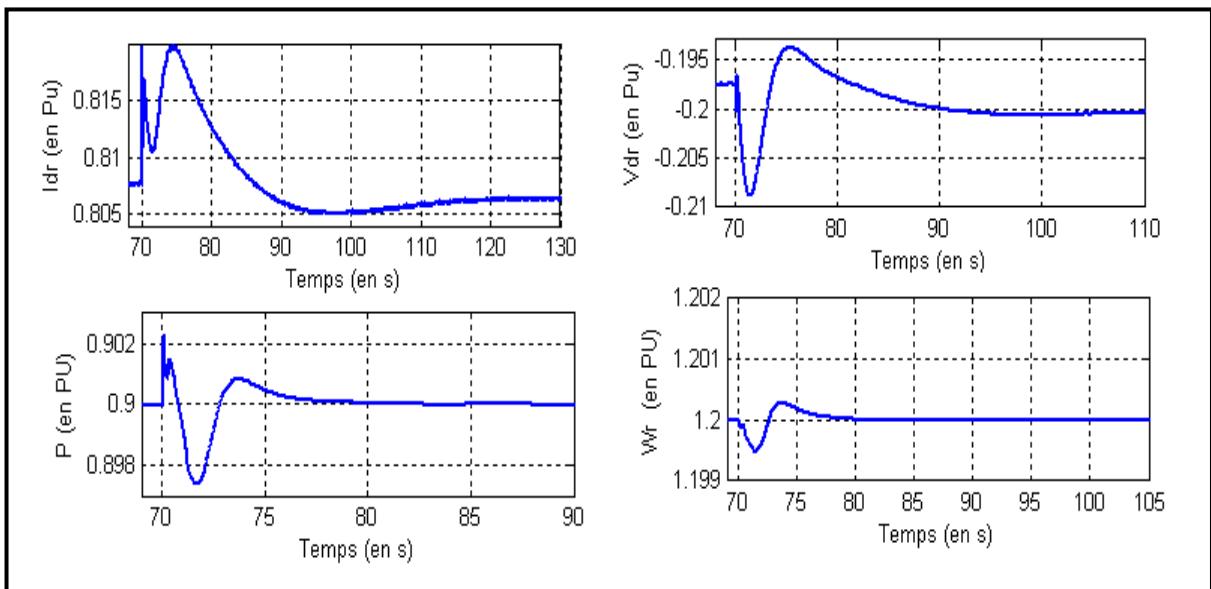


Figure 3.10 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5MW de charge sur le réseau pour la partie régulation de vitesse

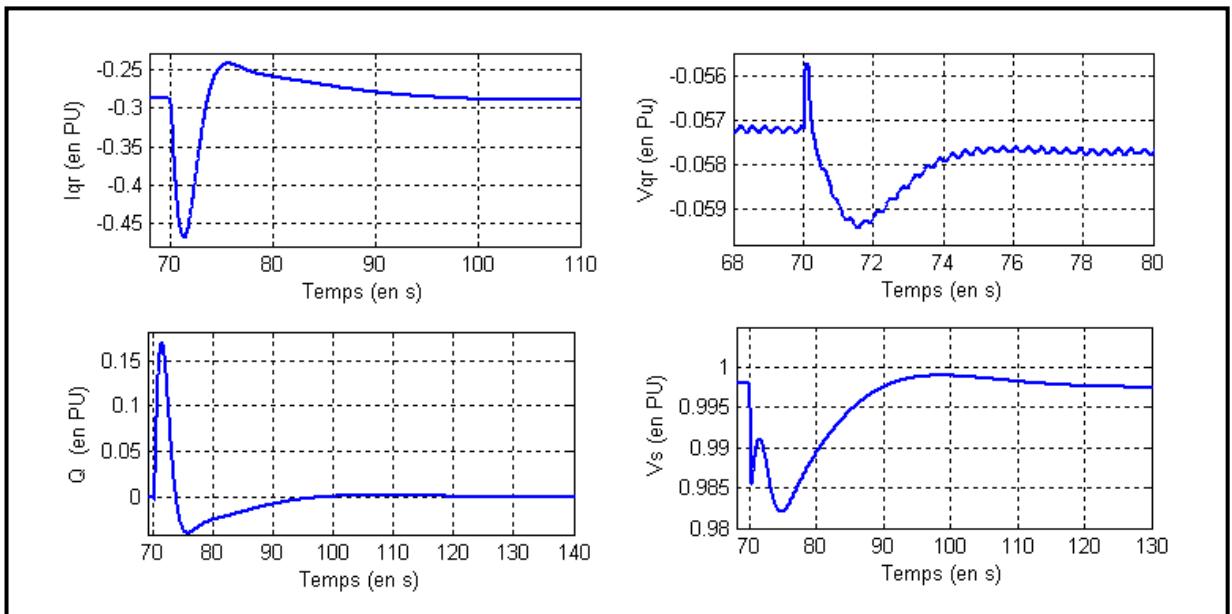


Figure 3.11 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de tension

CHAPITRE 4

COMMANDÉE NON LINÉAIRE DE L'ÉOLIENNE À MADA

4.1 Introduction

La commande non linéaire procède d'une façon différente que la commande linéaire pour linéariser un système. A l'aide d'un changement de variable et d'un retour d'état, tous les deux non linéaires, elle cherche à annuler les non linéarités du système, et le nouveau système ainsi obtenu devient parfaitement linéaire. Cette méthode est appelée linéarisation exacte (Khalil, 1992). Il existe deux méthodes de linéarisation exacte, à savoir : la linéarisation entrée-sortie et entrée-état.

Dans cette partie après avoir fait une brève présentation de la théorie sur la linéarisation entrée-état, nous passerons à la mise en pratique de la théorie, par la conception d'un contrôleur non linéaire et multi-variable pour l'éolienne à MADA. Enfin une simulation permettra de confirmer le bon fonctionnement et l'efficacité du contrôleur.

4.2 Principe de la commande non linéaire :

Étant donné le système non linéaire suivant :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (4.1)$$

Le principe de la commande non linéaire consiste à trouver un changement de variables non linéaire $z = T(x)$ et un retour d'état non linéaire $u = \alpha(x) + \beta(x)v$ qui font que le système exprimé dans les nouvelles coordonnées en z , avec la nouvelle variable d'entrée de commande v appelé entrée auxiliaire, prend la forme d'une représentation d'état linéaire $\dot{z} = Az + Bv$.

Le processus pour trouver les variables T, α et β consiste généralement en une résolution d'un système d'équations à dérivées partielles. Ceci peut être ardu et la solution n'existe pas toujours de façon analytique.

Si on s'intéresse à une sortie particulière :

$$y = h(x). \quad (4.2)$$

Une technique qui a été proposée dans la littérature, est d'effectuer une linéarisation entrée – sortie partielle du système. Cette linéarisation permet d'obtenir un système entrée-sortie linéaire sous la forme :

$$y = H(s)v(s) \quad (4.3)$$

La figure 3.8 montre la structure de la commande non linéaire avec ses différentes variables dont l'entrée principale u et l'entrée auxiliaire v .

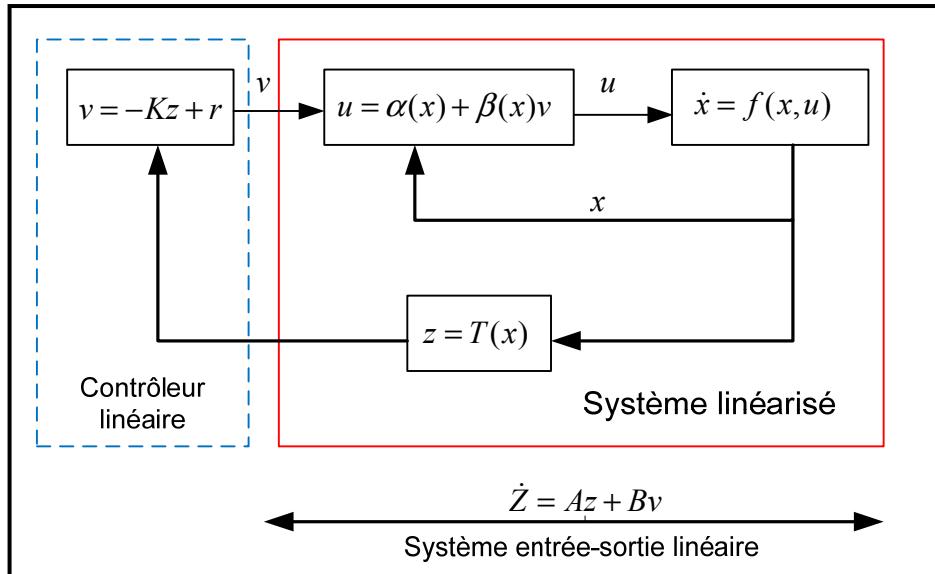


Figure 4.1 Schéma de principe du contrôle par linéarisation entrée-état d'un système non linéaire

4.3 Conception d'un contrôleur non linéaire

Le calcul du contrôleur dépendra essentiellement du type de linéarisation choisie et du nombre d'entrées et de sorties.

Soient $f(x)$ et $g(x)$ deux fonctions vectorielles dérivables; $h(x)$ une fonction scalaire. Avec $\frac{\partial h}{\partial x} f(x)$ la dérivée de Lie h dans la direction de $f(x)$, noté $L_f h(x)$. Les dérivées successives de Lie donnent le résultat suivant :

$$L_f^i h(x) = L_f(L_f^{i-1} h(x)) \text{ avec } L_f^0 h(x) = h(x)$$

Pour plus d'informations sur les dérivées de Lie , voir (Louis-A. Dessaint, 2011) et (Khalil, 1992).

Après ce court rappel sur les notions mathématiques nécessaires à la compréhension de la suite, nous passons à l'explication de la démarche théorique pour la conception du contrôleur.

Soit le système S_1 suivant : $S_1 = \begin{cases} \dot{x} = f(x, u) \\ y = h(x, u) \end{cases}$ avec $x \in \mathbb{R}^n$, $u \in \mathbb{R}^p$ et $y \in \mathbb{R}^p$

1^{er} cas : Système avec une seule variable d'entrée et de sortie

Les dérivées successives de la sortie (y) jusqu'à ce que l'entrée (u) apparaissent dans la dérivée donnent le résultat suivant :

$$\dot{y} = \frac{\partial h}{\partial x} \dot{x} = \frac{\partial h}{\partial x} (f(x) + g(x)u) \quad (4.4)$$

$$= L_f h(x) + L_g h(x) u \quad (4.5)$$

•

$$\begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ y^{(r)} = L_f^r h(x) + L_g L_f^{r-1} h(x) u \end{array} \quad (4.6)$$

Si $L_g L_f^i h(x) = 0, \forall i \in [1, 2, \dots, r-2]$ et $L_g L_f^{r-1} h(x) \neq 0$, alors (r) est appelé le degré relatif du système en $x_0 = 0$.

Le degré relatif étant déterminé, nous passons au changement de variables.

Le changement de variable a pour objectif de trouver un système équivalent à S_1 , nommé S_2 tel que :

$$S_2 = \dot{z} = Az + Bv \quad (4.7)$$

avec (z) la nouvelle variable d'état et (v) l'entrée auxiliaire.

Les matrices A et B seront sous la forme :

$$A(n \times n) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad B(n \times 1) = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Et les variables z seront trouvées comme suit :

On pose

$$z = [z_1, z_2, \dots, z_n]^T$$

$$T = [T_1, T_2, \dots, T_n]^T$$

Avec

$$z_1 = T_1 = L_f^0 T_1(x)$$

$$z_2 = T_2 = L_f^1 T_1(x)$$

$$z_3 = T_3 = L_f^1 T_2(x) = L_f^2 T_1(x)$$

$$\begin{matrix} \bullet & \cdot \\ \vdots & \vdots \\ \bullet & \cdot \end{matrix}$$

$$z_n = T_n = L_f^{n-1} T_1(x)$$

Le système (S1) est linéarisable si et seulement si, il est :

- Contrôlable;
- $T_1(x)$ existe;
- $T_1(x)$ est solution du système suivant.

$$\begin{cases} \frac{\partial T_1}{\partial x} \text{ad}_f^i g = 0 \\ \text{et } \forall i \in [0, 1, 3 \dots, n-2] \\ \frac{\partial T_1}{\partial x} \text{ad}_f^1 g \neq 0 \end{cases}$$

Alors le système est linéarisable, et le système linéarisé S_2 à la forme :

$$\begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \\ \vdots \\ \dot{z}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} v \quad (4.8)$$

C'est ainsi que la relation suivante permet de déterminer l'entrée principale u

$$u = \frac{v - L_f^n T_l(x)}{L_g^1 L_f^{n-1} T_l(x)}, \text{ avec } v = \dot{z}_n$$

Pour stabiliser le système en boucle fermée, on pose $v = -K\dot{z}_n$ avec $K = [k_1, k_2, \dots, k_n]$ et on cherche les k de telle sorte que la matrice $[A]$ ait des valeurs propres à parties réelles négatives.

2^{er} cas : Système avec (p) entrées

Le processus est le même que pour le système monovariable, mais avec une spécificité : l'entrée est multivariable.

Donc (u) et (v) auront les formes suivantes :

$$u = [u_1, u_2, \dots, u_p]^T$$

$$v = [v_1, v_2, \dots, v_p]^T$$

Le caractère des entrées conduit à l'élaboration d'une nouvelle loi de commande qui permet de linéariser le système S_l .

La loi de commande devient :

$$\begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \dots \\ u_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{g1} L_f^{k_1-1} T_l & \dots & L_{gp} L_f^{k_1-1} T_l \\ \dots & \dots & \dots \\ L_{g1} L_f^{k_p-1} T_p & \dots & L_{gp} L_f^{k_p-1} T_p \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} v_1 - L_f^{k_1} T_l \\ \dots \\ v_p - L_f^{k_p} T_p \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Le changement de variable associé au nouveau système devient :

$$z = T(x) = \begin{bmatrix} T_1(x) \\ \dots \\ L_f^{k_1-1} T_1(x) \\ \dots \\ T_2(x) \\ \dots \\ L_f^{k_2-1} T_2(x) \\ \dots \\ T_p(x) \\ \dots \\ L_f^{k_p-1} T_p(x) \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

4.3.1 Calcul du contrôleur non linéaire multi-variable de la MADA

Comme pour le contrôle vectoriel, le contrôleur non linéaire sera déterminé à partir du modèle par orientation de la tension statorique.

L'équation de la dynamique de rotation du rotor de la MADA se détermine comme suit :

Soit $\frac{d}{dt}\theta_m = \omega_m$ la vitesse mécanique du rotor

On a

$$\frac{d}{dt}\omega_m = \frac{1}{2H}(T_{em} - F\omega_m - T_m) \quad (4.11)$$

Rappelons que la relation suivante permet de passer de ω_m à ω_r :

$$\omega_r = \omega_m \times p$$

A partir des équations des flux et des courants d-q, on tire l'expression du couple électromagnétique :

$$T_{em} = -1.5p \frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} i'_{dr} \quad (4.12)$$

En utilisant la relation (4.11) dans (2.10), on obtient :

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{p}{2H} (T_{em} - \frac{F\omega_r}{p} - T_m) \quad (4.13)$$

La relation (4.12) dans (4.13) donne :

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{p}{2H} (-1.5p \frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} i'_{dr} - \frac{F\omega_r}{p} - T_m) \quad (4.14)$$

Si l'on travaille en unités relatives (p.u), on a $\omega_r = \omega_m$ et le couple électromagnétique devient :

$$T_{em} = -\frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} i'_{dr} \quad (4.15)$$

L'équation (4.15) s'écrit alors sous la forme suivante :

$$\frac{d}{dt} \omega_r = -\frac{F}{2H} \omega_r - \frac{L_m V_s}{2H L_s \omega_s} i'_{dr} - \frac{T_m}{2H} \quad (4.16)$$

On en déduit que :

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \theta_1 \omega_r + \theta_2 i'_{dr} - \theta_3 \quad (4.17)$$

avec les nouvelles constantes :

$$\theta_1 = -\frac{F}{2H}, \quad \theta_2 = -\frac{L_m V_s}{2H L_s \omega_s} \text{ et} \quad \theta_3 = \frac{T_m}{2H}$$

Les équations dynamiques (3.29) et (3.30) peuvent être réécrites de façon complète sous la forme ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} i_{dr}' = -\theta_4 i_{dr}' - \theta_5 + \omega_s i_{qr}' - \omega_r i_{qr}' + \theta_6 \omega_r + \theta_7 v_{dr}' \quad (4.18)$$

$$\frac{d}{dt} i_{qr}' = -\theta_8 i_{qr}' - \omega_s i_{dr}' + \omega_r i_{dr}' + \theta_9 v_{qr}' \quad (4.19)$$

où les paramètres θ_i sont définis comme suit :

$$\theta_4 = \frac{R_r'}{\sigma L_r} \quad \theta_5 = \frac{L_m V_s}{\sigma L_r L_s} \quad \theta_6 = \frac{L_m V_s}{\sigma L_r L_s \omega_s} \quad \theta_7 = \frac{1}{\sigma L_r}$$

$$\theta_8 = \frac{R_r'}{\sigma L_r} \quad \theta_9 = \frac{1}{\sigma L_r}$$

L'équation de la tension terminale au stator est

$$V_s = \omega_s \psi_s = -\omega_s \psi_{qs} = -(L_s i_{qs} + L_m i_{qr}') \omega_s \quad (4.20)$$

On adopte les notations ci-dessous :

$$\theta_{10} = -L_s i_{qs} \omega_s \quad \theta_{11} = -\omega_s L_m$$

La relation (3.49) devient alors :

$$V_s = \theta_{10} + \theta_{11} i_{qr}' \quad (4.21)$$

Rappelons toutefois que l'objectif de la commande est de maintenir la vitesse ω_r et la tension au stator de la MADA V_s à leurs valeurs de références respectives V_s^{ref} et ω_r^{ref} .

Aussi l'ajout de deux intégrateurs à la boucle de commande permettra d'annuler les erreurs en régime permanent dues aux incertitudes de mesures liées aux paramètres nominaux de la machines. C'est ainsi que deux nouvelles variables d'état seront introduites :

$$\Omega_V = \int_0^t (V_s - V_s^{ref}) d\tau \text{ et } \Omega_r = \int_0^t (\omega_r - \omega_r^{ref}) d\tau$$

Le système sera représenté alors sous forme de 5 variables d'état qui sont tirées des équations dynamiques déterminées précédemment.

Le modèle de la MADA devient :

$$\frac{d}{dt} \Omega_r = \omega_r - \omega_r^{ref} \quad (4.22)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \theta_1 \omega_r + \theta_2 i_{dr}' - \theta_3 \quad (4.23)$$

$$\frac{d}{dt} i_{dr}' = -\theta_4 i_{dr}' - \theta_5 - \omega_s i_{qr}' + \omega_r i_{qr}' + \theta_6 \omega_r + \theta_7 v_{dr}' \quad (4.24)$$

$$\frac{d}{dt} \Omega_v = \theta_{10} + \theta_{11} i_{qr}' - V_s^{ref} \quad (4.25)$$

$$\frac{d}{dt} i_{qr}' = -\theta_8 i_{qr}' - \omega_s i_{dr}' + \omega_r i_{dr}' + \theta_9 v_{qr}' \quad (4.26)$$

Les équations du correcteur seront obtenues en utilisant la technique de linéarisation entrée-état avec le cas multi-variables comme présenté dans le paragraphe précédent.

En supposant que les paramètres du système à commander sont parfaitement connus, le changement de variables associé à la linéarisation entrée-sortie dans le cas multi variable est :

$$z_1 = \Omega_r \quad (4.27)$$

$$z_2 = \omega_r \quad (4.28)$$

$$z_3 = \theta_1 \omega_r + \theta_2 i'_{dr} - \theta_3 \quad (4.29)$$

$$z_4 = \Omega_v \quad (4.30)$$

$$z_5 = \theta_{10} + \theta_{11} i'_{qr} - V_s^{\text{ref}} \quad (4.31)$$

Les équations dynamiques des nouvelles variables sont:

$$\dot{z}_1 = z_2 \quad (4.32)$$

$$\dot{z}_2 = z_3 \quad (4.33)$$

$$\dot{z}_3 = f_3(\bullet) + g_3(\bullet) v'_{qr} \quad (4.34)$$

$$\dot{z}_4 = z_5 \quad (4.35)$$

$$\dot{z}_5 = f_5(\bullet) + g_5(\bullet) v'_{dr} \quad (4.36)$$

$$f_3(\bullet) = \theta_1 z_3 + \theta_2 \{-\theta_4 i'_{dr} - \theta_5 - \omega_s i'_{qr} + \omega_r i'_{qr} + \theta_6 \omega_r\} \quad (4.37)$$

$$g_3(\bullet) = \theta_2 \theta_7 \quad (4.38)$$

$$f_5(\bullet) = \theta_{11} \{-\theta_8 i'_{qr} - \omega_s i'_{dr} - \omega_r i'_{dr}\} \quad (4.39)$$

$$g_5(\bullet) = \theta_{11} \theta_9 \quad (4.40)$$

Les équations du correcteur sont de la forme:

$$\dot{v}_{dr} = \frac{-K_1 z_1 - K_2 z_2 - K_3 z_3 - f_3(\bullet)}{g_3(\bullet)} \quad (4.41)$$

$$\dot{v}_{qr} = \frac{-K_4 z_4 - K_5 z_5 - f_5(\bullet)}{g_5(\bullet)} \quad (4.42)$$

Le système linéarisé devient :

$$\begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \\ \dot{z}_3 \\ \dot{z}_4 \\ \dot{z}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -K_1 & -K_2 & -K_3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -K_4 & -K_5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \\ z_4 \\ z_5 \end{bmatrix}$$

Les gains K_1 à K_5 seront déterminés à partir de la méthode de placement des pôles.

4.3.2 Résultats de simulation

Le contrôleur non-linéaire et multi-variable représenté par les équations (4.41) et (4.42) a été implanté dans simulink pour servir de contrôleur non linéaire et multi-variable.

Le nouveau contrôleur va permettre de contrôler le convertisseur côté-rotor de la MADA en lieu et place du contrôleur linéaire présenté au chapitre (3). Le contrôleur sera composé de deux parties : le bloc de contrôle de la vitesse qui a pour sortie \dot{v}_{dr} et pour entrée l'erreur de vitesse, et le bloc de contrôle de la tension qui a comme sortie \dot{v}_{qr} et pour entrée l'erreur de tension statorique de la MADA Figure 4.2.

La référence de vitesse ω_{ref} sera générée par la boucle externe de contrôle de la vitesse de la turbine, tandis que V_{ref} sera fixé manuellement en fonction des besoins.

Le même scénario de simulation que pour la partie de contrôle vectoriel présenté a été adopté, et on obtient les résultats ci-dessous (Figure 4.3):

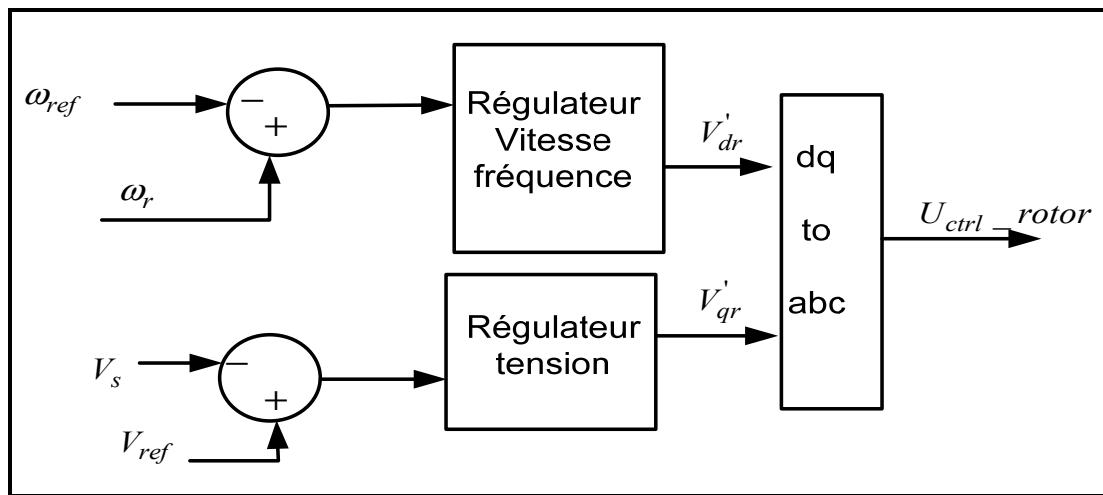


Figure 4.2 Schéma contrôleur de vitesse non linéaire

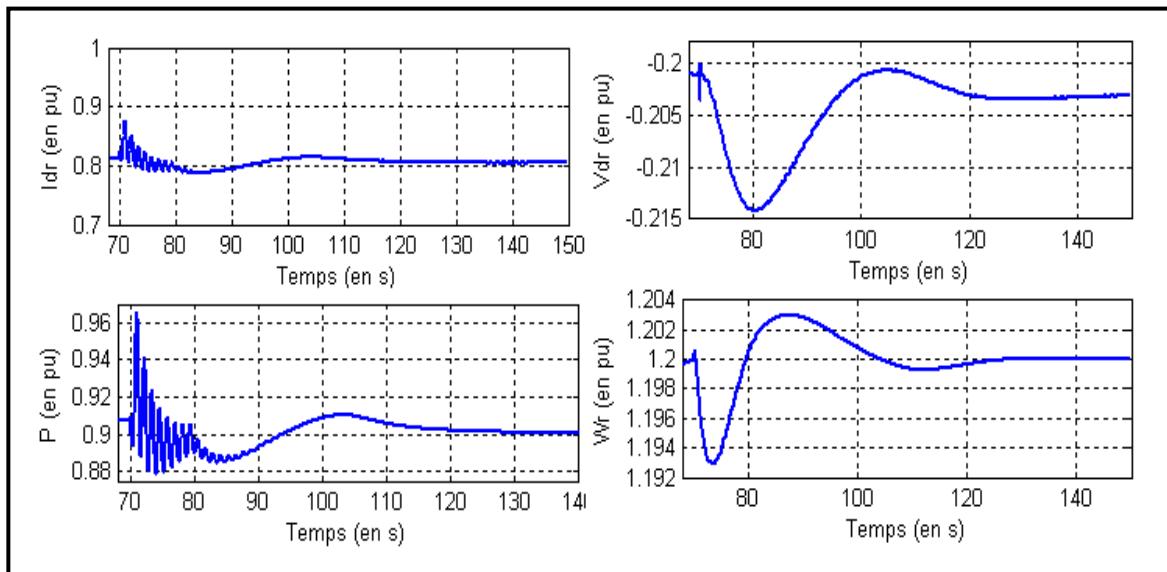


Figure 4.3 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de vitesse

Les résultats du contrôle de vitesse montrent que le contrôleur non linéaire arrive à stabiliser la vitesse de la MADA après l'apparition du défaut. Environ 50s ont suffi au contrôleur pour ramener la vitesse à sa valeur initiale. Les résultats confirment aussi l'équation établie (3.27) précédemment qui, rappelons le, confirme la relation de proportionnalité liant la puissance active, le couple électromagnétique et le courant direct. A l'instar du contrôleur de vitesse, celui de la tension démontre un comportement très satisfaisant avec une stabilisation de la tension statorique environ de 25s après l'apparition du défaut. La relation (3.28) est bien illustrée par les résultats obtenus, avec une proportionnalité entre la puissance réactive et le courant en quadrature.

4.4 Synthèse des résultats

La synthèse des résultats passera tout d'abord par une brève présentation de la théorie du réglage de vitesse et de tension dans un réseau avant de faire une comparaison des deux contrôleurs linéaire et non linéaire.

Le réglage de la tension

Le réglage de la tension dans un réseau est local, car la chute de tension dépend essentiellement des échanges en réactif au nœud d'interconnexion, donc entre autre de la nature de la charge. Les relations suivantes permettent d'illustrer nos explications.

Considérons V_0 la tension à l'entrée du nœud 0 et V_R la tension aux bornes de la charge au nœud 0 (figure 4.4).

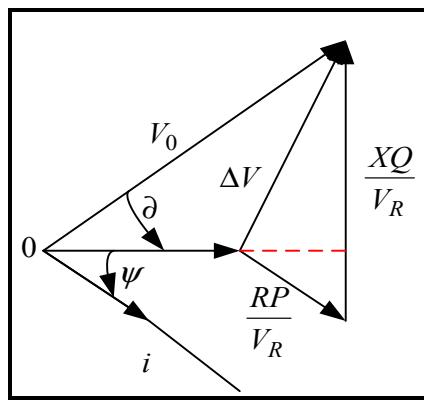


Figure 4.4 Schéma d'une ligne courte

La chute de tension :

$$\Delta V = \frac{(RP + XQ)}{V_R} \quad (4.43)$$

Si $X \gg R$ (cas du réseau de transport), la relation (4.43) devient :

$$\Delta V = \frac{(XQ)}{V_R} \quad (4.44)$$

Les pertes Joules sont égales à :

$$P_j = \frac{3R(P^2 + Q^2)}{V_R^2} \quad (4.45)$$

Les relations (4.43) (4.44) (4.45) nous renseignent que pour les mêmes pertes Joule une augmentation de transit de la puissance réactive a pour conséquence, une réduction de la puissance active. En outre à V_R constant, l'augmentation du transit de la puissance réactive entraîne aussi celle de la chute de tension.

L'enseignement que l'on peut tirer de ces équations est que pour garder une tension constante, la MADA doit échanger de la puissance réactive avec le réseau.

Le réglage de la vitesse

Le réglage de la vitesse de la MADA contrairement à celui de la tension ne dépend pas du réseau, il dépend exclusivement de la machine car il existe déjà un découplage naturel entre la vitesse du réseau et celle du rotor.

Comparaison entre les résultats des deux contrôleurs

L’analyse comparative des résultats relatifs aux 2 commandes permet de mettre en évidence les spécificités du contrôleur non linéaire et surtout les avantages qu’il offre. Cependant il serait important de rappeler que le contrôleur non linéaire ne concerne ici que la partie du contrôleur du convertisseur côté rotor.

Le premier enseignement que l’on peut tirer de ces résultats est que les deux contrôleurs reviennent tous à leur valeur initiale, donc l’erreur en régime permanent est nulle. On constate aussi que la référence de puissance réactive n’est pas nulle pour le contrôleur non linéaire alors qu’elle l’est pour le contrôleur linéaire. Ceci s’explique par le fait que l’entrée du régulateur du contrôleur linéaire est une consigne de puissance réactive nulle visible à la figure 3.8. La stratégie de commande utilisée pour le contrôleur linéaire nécessite une commande externe pour la détermination de la consigne de la puissance réactive. Or dans la stratégie de contrôle non linéaire, c’est la tension statorique qui est directement corrigée, ce qui explique l’injection d’une puissance réactive initiale pour maintenir la tension à 1 pu. La production plus importante de réactif après le défaut explique aussi la rapidité à laquelle la tension a été corrigée.

Pour la partie réglage de vitesse, on remarque que le non linéaire est stable mais régule la vitesse moins efficacement que le linéaire. L’une des raisons est que le non linéaire dépend d’autres contrôleurs qui sont eux linéaires, il se pose aussi un problème de choix de gains. Quant au linéaire, c’est un contrôleur très bien optimisé et validé par de grands spécialistes du domaine.

Vue les résultats obtenus, nous pouvons affirmer que notre objectif initial qui consistait à effectuer le réglage de la tension et de la vitesse à leur valeur de référence est atteint. Or, puisque notre objectif principal est de concevoir une commande qui permettra à l'éolienne à MADA de participer au réglage de la fréquence du réseau, nous allons nous dédier à cela pour le reste du travail.

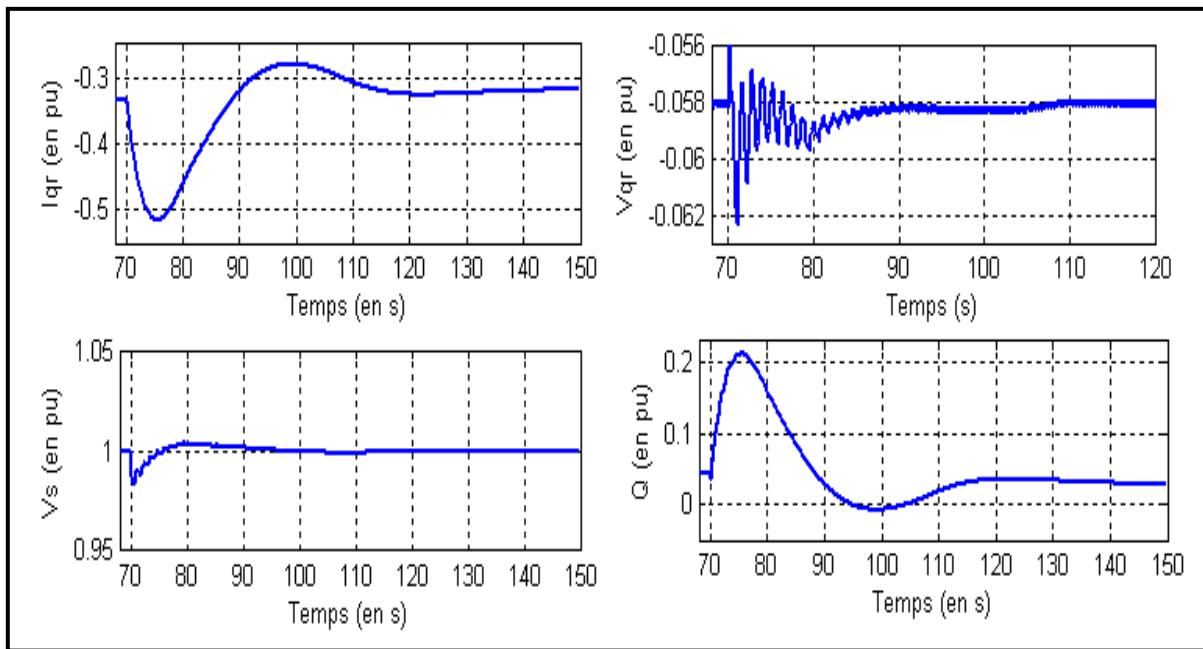


Figure 4.5 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5MW de charge sur le réseau pour la partie régulation de tension

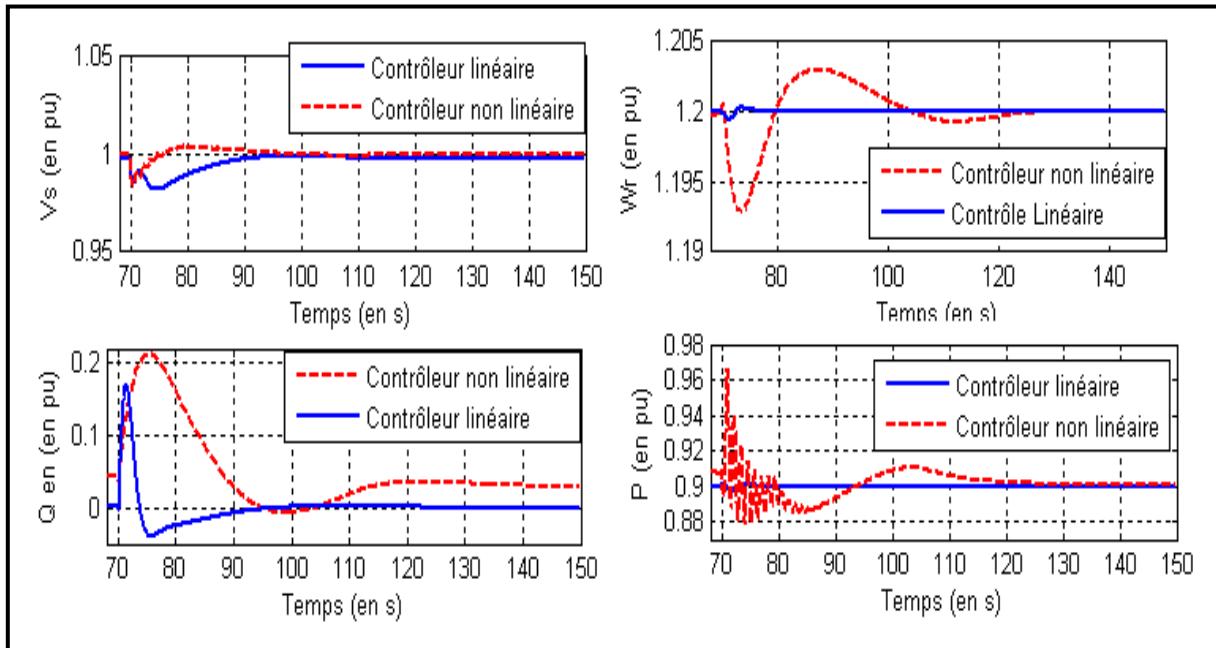


Figure 4.6 comparaison des résultats des deux contrôleurs

CHAPITRE 5

PARTICIPATION DE L'ÉOLIENNE À MADA AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU RÉSEAU

5.1 Introduction

La stabilité de la fréquence est un critère très important dans l'évaluation de la qualité de la l'alimentation électrique pour les réseaux à courant alternatif. A l'exception de l'Amérique du Nord, d'une partie du Japon et de l'Amérique du sud qui fonctionnent avec des réseaux à 60Hz, tout le reste du monde fonctionne avec une fréquence de 50 Hz dans les grands réseaux.

Le réglage de la fréquence, associé à celui de la puissance active a pour principal objectif d'éviter un mauvais fonctionnement des équipements connectés au réseau et d'empêcher le fonctionnement des dispositifs de protection par mini fréquence. Vu l'importance du réglage de la fréquence, nous profiterons de ce chapitre pour présenter le cœur de notre travail qui se trouve être la conception d'un contrôleur qui permettra à l'éolienne à MADA de participer efficacement au réglage de la fréquence dans le réseau.

Avant de discuter étape par étape de la conception du contrôleur de l'éolienne à MADA, un rappel des principes du réglage de la fréquence sera fait et une interprétation des résultats permettra de clôturer ce chapitre.

5.2 Le réglage de la fréquence

Le réglage de la fréquence contrairement à la tension est global, car la fréquence doit être la même pour tous les points appartenant au même réseau. Voici alors une contrainte très importante, car cela voudrait dire qu'une perturbation sur un nœud quelconque affectera tout le réseau. Autrement dit les problèmes sont partagés par tous indifféremment de la position géographique et hiérarchique (production, transport, distribution...).

5.2.1 Pourquoi doit-on régler la fréquence?

Il est nécessaire de disposer d'un régulateur de fréquence pour :

- éviter l'effondrement du réseau lors d'une forte variation de la charge (enclenchement d'une forte charge mais surtout déclenchement d'une grosse unité de production) ou le morcellement du réseau suite au fonctionnement des protections;
- gérer les échanges entre les réseaux voisins (cas de plusieurs réseaux interconnectés);
- faire une répartition économique de la production.

5.2.2 Quels sont les niveaux de réglage de la fréquence ?

Les niveaux de réglage découlent des besoins du réglage de la fréquence, c'est ainsi qu'on peut distinguer 3 niveaux de réglage :

Le réglage primaire (inertial control ou droop control)

Il utilise la réserve d'énergie cinétique des machines pour régler la fréquence. Il est fait par une action proportionnelle et très rapide (en quelques secondes) figure (5.1) et a pour rôle essentiel d'empêcher l'effondrement du réseau.

Si on désigne par ΔP la puissance injectée ou retirée du réseau par le générateur, k est l'énergie réglant (en MW/Hz) avec $k = \frac{1}{R}$ et R est appelé statisme du groupe (droop), on a :

$$\Delta P = -k(f - f_{\text{nom}}) \quad (5.1)$$

Pour un meilleur réglage, R doit être compris entre 0.04 et 0.05 (Kundur, Balu et Lauby, 1994).

Dans le cas où il ya plusieurs générateurs réglant connectés sur le réseau, la formule suivante permet de déterminer l'erreur de fréquence Δf (n) générateurs :

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^n K_i + D} \quad (5.2)$$

Le coefficient d'amortissement de la charge pour des oscillations faibles de la fréquence est D qui est généralement compris entre 0.01 pu à 0.02 pu. Ces grandeurs sont valables uniquement en pu, avec :

$$\Delta P_{ch} = D \Delta f \quad 5.3$$

Le réglage secondaire (Load Frequency Control)

Si le réglage primaire sert à éviter l'écoulement du réseau, le secondaire, généralement du type proportionnel intégral (PI) sert plutôt à réduire l'erreur de fréquence à des valeurs faibles. C'est le réglage secondaire qui gère la puissance de transit entre les zones de charge. Cette opération est faite grâce à la modification de la puissance de référence des groupes connectés sur le réseau et peut aller sur plusieurs minutes (environ 50 à 200s pour les réseaux européens) figure (5.1).

Le réglage tertiaire (Optimal Power Flow)

Le réglage tertiaire fait une gestion économique, écologique et sécuritaire de la fréquence du réseau. Il a recours à des démarriages, arrêt d'unités et des modifications de référence de la puissance pour atteindre ses objectifs. Son action s'étend sur plusieurs dizaines de minutes. La figure (5.1) illustre très bien les différents niveaux de réglage de fréquence (exemple d'un réseau européen).

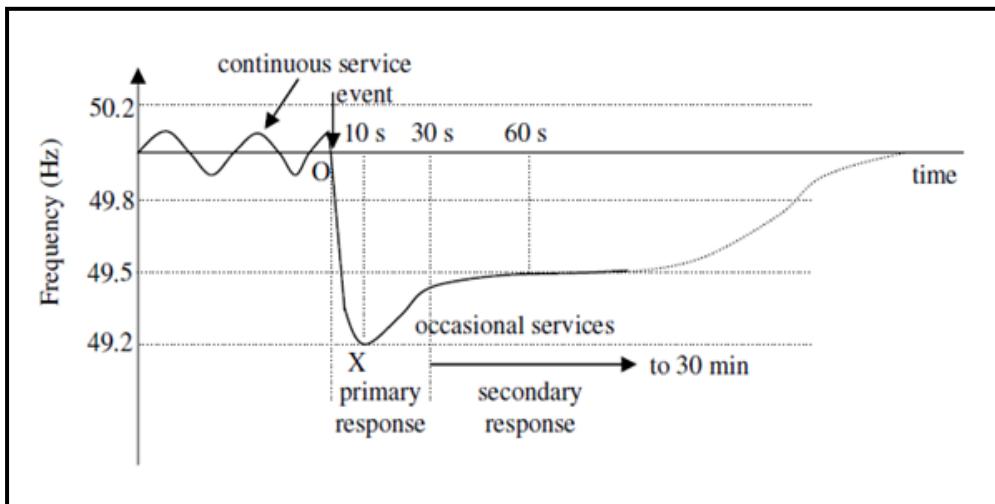


Figure 5.1 Illustration des différents niveaux de réglage de la fréquence
Tirée de Ramtharan, Ekanayake et Jenkins (2007)

5.3 Participation de l'éolienne au réglage de la fréquence

Pourquoi l'éolienne à MADA doit-t-elle participer au réglage de la fréquence?

La non participation au réglage de la fréquence de l'éolienne pose un grand problème aux exploitants des réseaux. Au chapitre 3 il a été constaté qu'il existe un découplage naturel entre la MADA et le reste du réseau, or pour participer au réglage de la fréquence, la MADA doit être couplée au réseau.

La figure (5.2) montre le principe de participation des générateurs dans un réseau interconnecté.

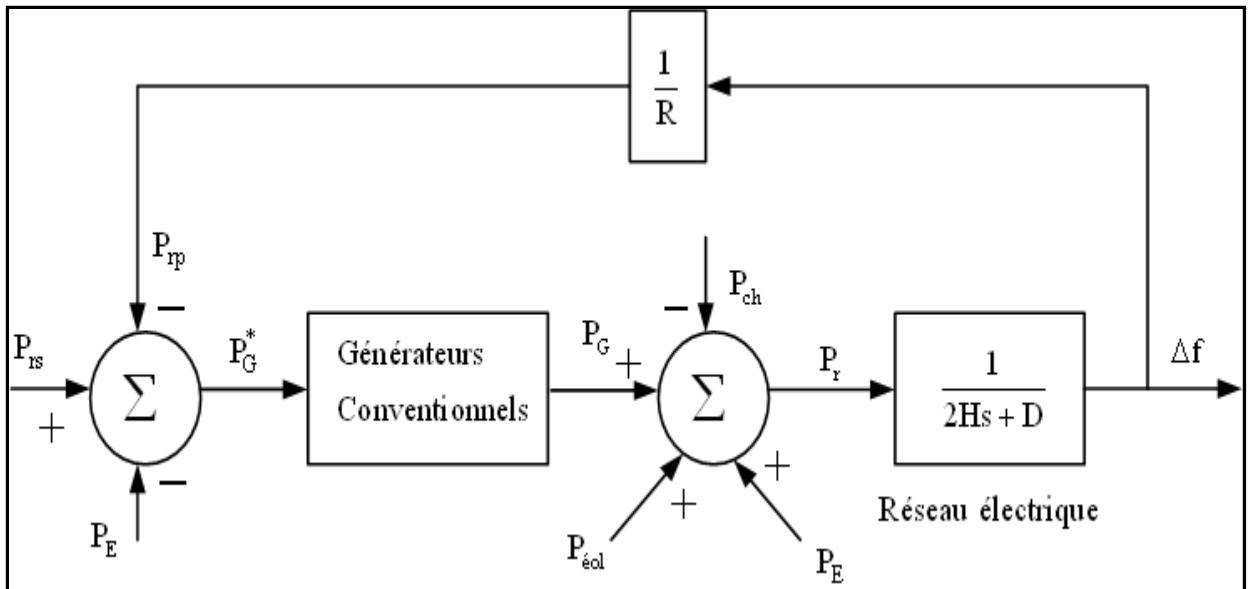


Figure 5.2 Modèle du réseau électrique avec présence d'éoliennes

On voit dans le modèle que le réglage de la fréquence est synonyme d'annulation de la variation de la fréquence $\Delta f = 0$. Pour atteindre cet objectif, les différents réglages sont mis en contribution : le primaire (P_{rp}), le secondaire et tertiaire (P_{rs}, P_E).

Si on pose :

$$\Delta f = 0 \Rightarrow P_r = 0 \quad (5.4)$$

$$\text{Or } P_r = P_G + P_{éol} + P_E - P_{ch} \quad (5.5)$$

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = P_r - D\Delta f = P_G + P_{éol} + P_E - P_{ch} \quad (5.6)$$

La relation (5.7) nous renseigne que si la charge (P_{ch}) varie, pour maintenir l'équilibre ($\Delta f = 0 \Rightarrow \Delta P = 0$), il faut forcément modifier la somme ($P_G + P_{éol} + P_E$) qui représente l'apport de toute la production y compris l'échange (P_E). Dans ce contexte une modification de la production éolienne sera la bienvenue, vu son caractère économique et écologique.

En outre pour le réglage primaire, la relation (5.2) nous informe que l'erreur de fréquence dépend en grande partie du statisme de tous les groupes du système électrique, donc l'absence de celui de l'éolienne augmente le taux de variation de la fréquence. L'équation suivante permet d'illustrer nos propos.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{ch}}{\left(\frac{1}{R_G} + \frac{1}{R_{éol}}\right) + (D_G + D_{éol})} \quad (5.7)$$

On voit bien que si $\frac{1}{R_{éol}} + D_{éol} = 0$, l'erreur de fréquence Δf augmente pour la même variation de charge.

Comment l'éolienne pourra-t-elle participer au réglage de la fréquence ?

Ce paragraphe traitera des méthodes utilisées pour amener l'éolienne à MADA à participer au réglage primaire et secondaire de la fréquence. La première méthode traitée est celle présentée par Johan Morren (Morren, Pierik et de Haan, 2006) qui permet à l'éolienne d'émuler une réponse inertielle, et la seconde est celle qui procure une réponse inertielle avec statisme (Droop) (Mauricio *et al.*, 2009). Avant de traiter de toutes ces méthodes de régulation de fréquence, nous discuterons des mécanismes de détarage de l'éolienne qui constituent un préalable avant toute participation à un réglage de fréquence.

Mécanisme de détarage de l'éolienne

Participer à la régulation de la fréquence du réseau suppose une production de puissance active supérieure à la puissance initiale. Produire plus voudrait dire que l'on produisait moins que ce que l'on peut produire, donc on est détaré. Autrement dit le détarage consiste à faire une réserve de puissance en réduisant volontairement la puissance initiale de la machine dans le but d'utiliser cette réserve pour participer au réglage de la fréquence.

Deux moyens sont possibles pour détarer l'éolienne : le détarage par le contrôle de l'angle d'inclinaison des pâles (Pitch control) et le détarage par le contrôle du convertisseur côté rotor.

Les figures (5.3) et (5.4) seront utilisées pour présenter les types de détarages.

La figure (5.3) montre l'effet de la modification de l'angle incident des pâles sur la puissance extraite du vent par l'éolienne. On peut remarquer que l'augmentation de l'angle incident des pâles de -2° à $+2^\circ$ a permis de réduire la puissance de 0.7pu à 0.6pu pour un vent de 10ms ce qui est une baisse significative de puissance.

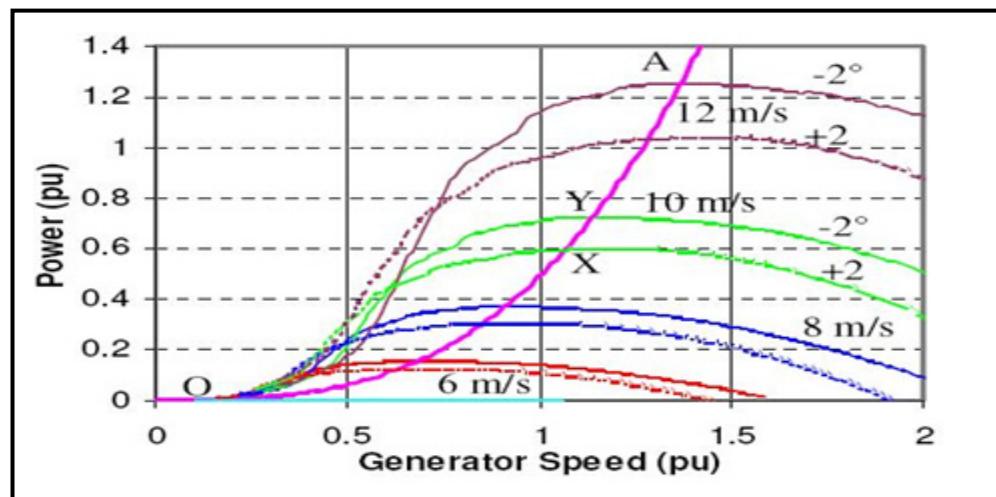


Figure 5.3 Détarage par modification de l'angle d'inclinaison des pâles sur la courbe puissance –vitesse de l'éolienne
Tirée de Ekanayake et Holdsworth (2003)

À la figure (5.4) on voit les types de détarages possibles avec le convertisseur côté rotor. Les deux possibilités sont : le déplacement du point de fonctionnement soit à droite ou à gauche de la courbe d'extraction maximale de puissance.

Le déplacement de 90% P_{max} à droite de la courbe d'extraction maximale, donne un fonctionnement à une vitesse plus élevée que la vitesse optimale et une augmentation de la charge entraîne une décélération de la machine jusqu'à la vitesse optimale ce qui aurait

comme conséquences, une augmentation de la puissance produite par l'éolienne. (Ramtharan, Ekanayake et Jenkins, 2007)

Dans un autre côté, le déplacement de 90% P_{max} à gauche de la courbe de puissance maximale entraîne un fonctionnement de l'éolienne à une vitesse inférieure à l'optimale. Une baisse de la fréquence du réseau entraînera une accélération de la vitesse de la machine jusqu'à la vitesse optimale avec comme conséquence une augmentation de la production de l'éolienne.

Il faut noter que le fonctionnement à droite de la courbe de puissance maximale, est plus conseillé car conforme au fonctionnement des génératrices conventionnelles. Le fonctionnement à gauche semble être un moyen économique car l'accélération de la machine au moment de la réponse d'inertie consomme une partie de la réserve d'énergie cinétique de l'énergie disponible.

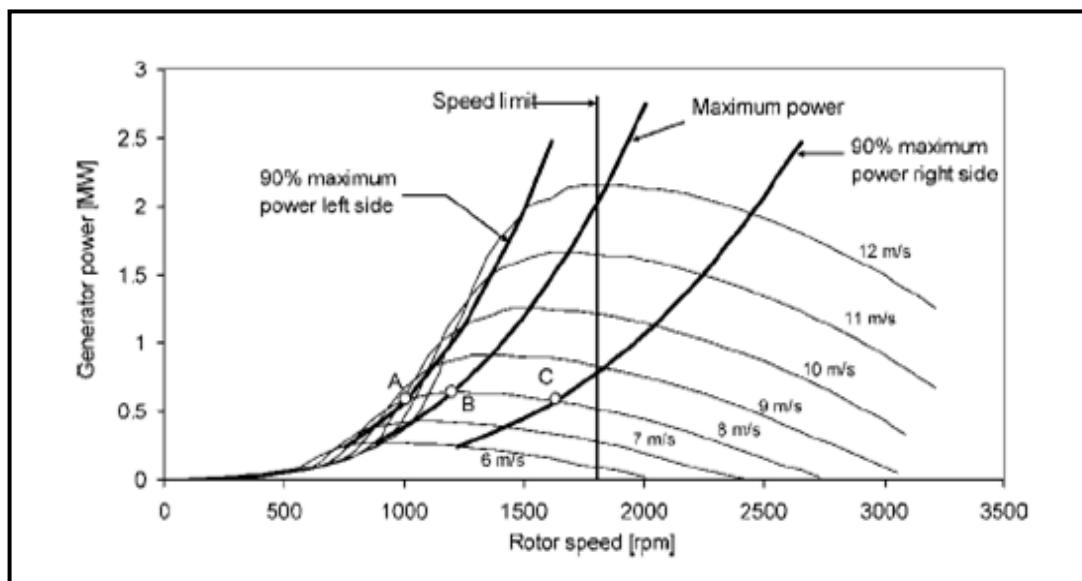


Figure 5.4 Détarage par modification de la courbe d'extraction maximale de puissance sur la courbe couple –vitesse de l'éolienne
Tirée de Ekanayake et Holdsworth (2003)

Pour un bon détarage de l'éolienne, il est conseillé de combiner les deux détarages : celui du contrôle de l'angle d'inclinaison des pâles (Pitch control) et celui du convertisseur côté rotor (Ekanayake, Holdsworth et Jenkins, 2003).

Conception du contrôleur non linéaire de l'éolienne à MADA (réglage primaire)

Au chapitre précédent (chapitre 4) nous avons discuté du régulateur de vitesse et de tension de la MADA et il en est ressorti que ce régulateur crée un découplage entre la machine et le réseau. Le contrôleur d'inertie de la MADA crée le bouclage entre le réseau et la machine en introduisant une boucle de contrôle de la fréquence du réseau dans le régulateur de vitesse.

Cette boucle de contrôle est introduite selon le principe suivant :

Soit P_c la puissance extraite à partir de l'énergie cinétique du rotor et qui se calcule comme suit :

Sachant que l'énergie cinétique $E_c = \frac{1}{2} J \omega_m^2$ et si on pose $H = \frac{J \omega_m^2}{2S}$ alors,

$$P_c = \frac{dE_c}{dt} = 2H \frac{\omega_m}{\omega_s} \frac{d(\frac{\omega_m}{\omega_s})}{dt} \quad (5.8)$$

En unité relative (pu)

$$P_c = T_c \omega_m \quad \text{avec} \quad T_c = 2H \frac{d\omega_m}{dt} \quad (5.9)$$

À la suite des équations de détermination de la puissance d'inertie, nous utiliserons la structure de la commande inertie (Mauricio *et al.*, 2009) pour assurer une réponse primaire mais avec le contrôleur non linéaire proposé au chapitre 4.

Nous nous permettons d'abord de donner un bref rappel sur le système de contrôle proposé par l'article (Mauricio *et al.*, 2009).

1^{er} cas : Contrôle d'inertie complet

Pour assurer une réponse inertie à la MADA, l'auteur propose le schéma de la figure (5.5):

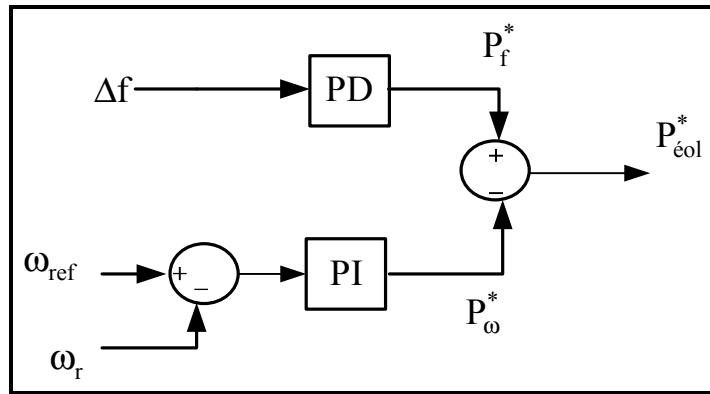


Figure 5.5 Schéma simplifié de la commande inertielle

La figure (5.5) présente deux contrôleurs; le premier représente la partie contrôle de vitesse avec comme sortie P_{ω}^* , et second contrôleur de fréquence (inertial control) avec comme sortie P_f^* . Si on considère K_{pf} et K_{df} respectivement le coefficient de la partie dérivée et celui de la partie proportionnelle du PD d'une part et d'autre part la puissance ajoutée par la partie dérivée P_{df} et la puissance ajoutée par la partie proportionnelle P_{pf} , on trouve la puissance totale injectée par le contrôleur de puissance PD comme suit :

$$P_f = -P_{df} - P_{pf} \quad (5.10)$$

Décomposons la puissance fournie par la MADA $P_{\text{éol}}$ en une composante P_f qui varie en fonction de la fréquence du réseau et une composante P_{ω} qui ne varie pas avec la fréquence du réseau. En utilisant les relations (5.10) et (5.6) et la figure (5.5), on obtient :

$$P_{\text{éol}} = P_f - P_{\omega}$$

En introduisant l'équation (5.1) dans (5.6), on obtient :

$$\underbrace{2H + k_{df}}_{2H^*} \frac{d\Delta f}{dt} = P_G + P_\omega + P_E - P_{ch} - \underbrace{D + k_{pf}}_{D^*} \Delta f \quad (5.11)$$

La relation (5.11) nous renseigne que le gain k_{df} modifie l'inertie du système tandis que celui k_{pf} améliore le coefficient d'amortissement et la stabilité du système.

2^{ième} cas : contrôle d'inertie avec annulation de l'action dérivée (Mauricio *et al.*, 2009)

L'auteur démontre que l'annulation de l'action dérivée améliore les performances de la MADA. Cette annulation de k_{df} , revoie au contrôle par statisme utilisé pour les génératrices conventionnelles.

Pour notre travail nous décidons d'utiliser le 2^{ème} cas qui a donné de bons résultats.

Implantation de la commande d'inertie à l'éolienne

Le contrôleur d'inertie sera ajouté au contrôleur multi variables présenté au chapitre 4 pour permettre à la MADA d'assurer une réponse d'inertie.

La démarche sera la suivante :

A l'image du contrôle classique, la boucle d'inertie sera implantée dans le bloc contrôle de vitesse. L'équation (4.41) deviendra alors :

$$\dot{v}_{dr} = \frac{-K_1 z_1 - K_2 z_2 - K_3 z_3 - K_f (f_m - f_{ref}) - f_3(\bullet)}{g_3(\bullet)} \quad (5.12)$$

Le nouveau contrôleur inertiel multi-variable donné par les équations (5.12) et (4.42) est implanté sous simulink figure (5.6).

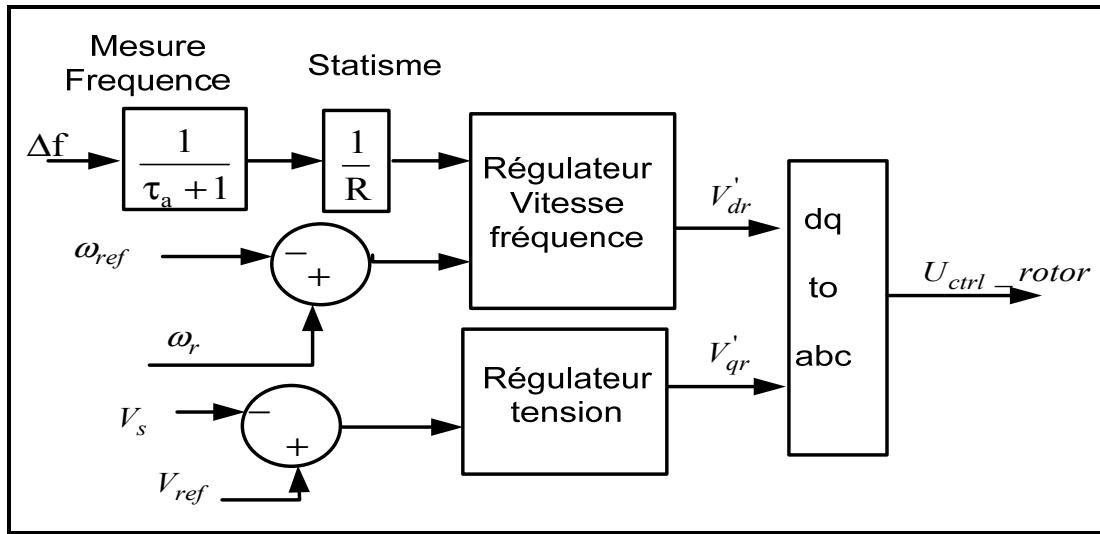


Figure 5.6 Schéma du contrôleur côté rotor

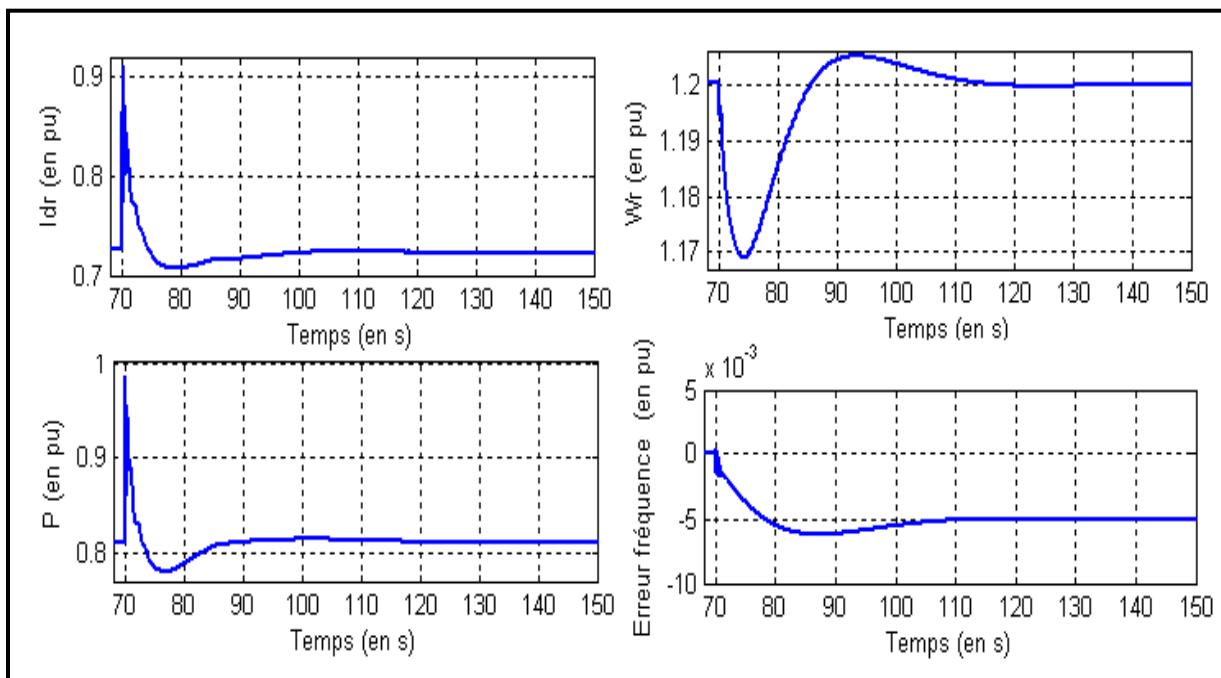


Figure 5.7 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5MW de charge sur le réseau pour la partie régulation de vitesse et fréquence

La figure (5.6) nous montre le nouveau contrôleur côté rotor qui a enregistré une nouvelle entrée (la boucle d'inertie).

Résultats de simulation du contrôleur non-linéaire sur le modèle d'éolienne et de réseau présenté au chapitre 2 et en utilisant les mêmes perturbations que pour le contrôleur linéaire.

La figure (5.7) montre que l'éolienne participe bien au réglage de la fréquence en augmentant sa puissance active à l'apparition du défaut. Il est intéressant de constater que la participation de la MADA au réglage de la fréquence n'a pas dégradé le réglage de la vitesse. A l'apparition du défaut la machine a décéléré ce qui confirme le détarage à droite de la courbe d'extraction maximale de puissance avant de se stabiliser à la vitesse initiale.

La courbe de puissance active nous montre bien que la participation de l'éolienne dure aux environs de 5s et après cette période la génératrice retrouve sa puissance initiale, ce qui confirme la participation de l'éolienne au réglage primaire de la fréquence.

Les résultats présentés à la figure (5.8) confirment ceux obtenus au chapitre (4) qui montrent que le contrôleur permet à l'éolienne de faire un excellent réglage du réactif donc de la tension. Les résultats confirment aussi que le découplage entre le contrôle de la tension et de la fréquence est bien réel, car la participation de l'éolienne au réglage de la fréquence n'a aucun effet sur le réglage de la tension.

Réglage secondaire de la fréquence par l'éolienne

Pour assurer le réglage secondaire de la fréquence on doit avoir la possibilité de modifier à volonté la puissance. Cette modification de la référence de puissance n'est possible que grâce à l'action sur la puissance mécanique extraite du vent. Ce qui nous amène à concevoir une nouvelle commande pour contrôler la puissance extraite du vent : un nouveau contrôleur d'angle d'inclinaison des pâles (Pitch control) visible sur la figure (5.9).

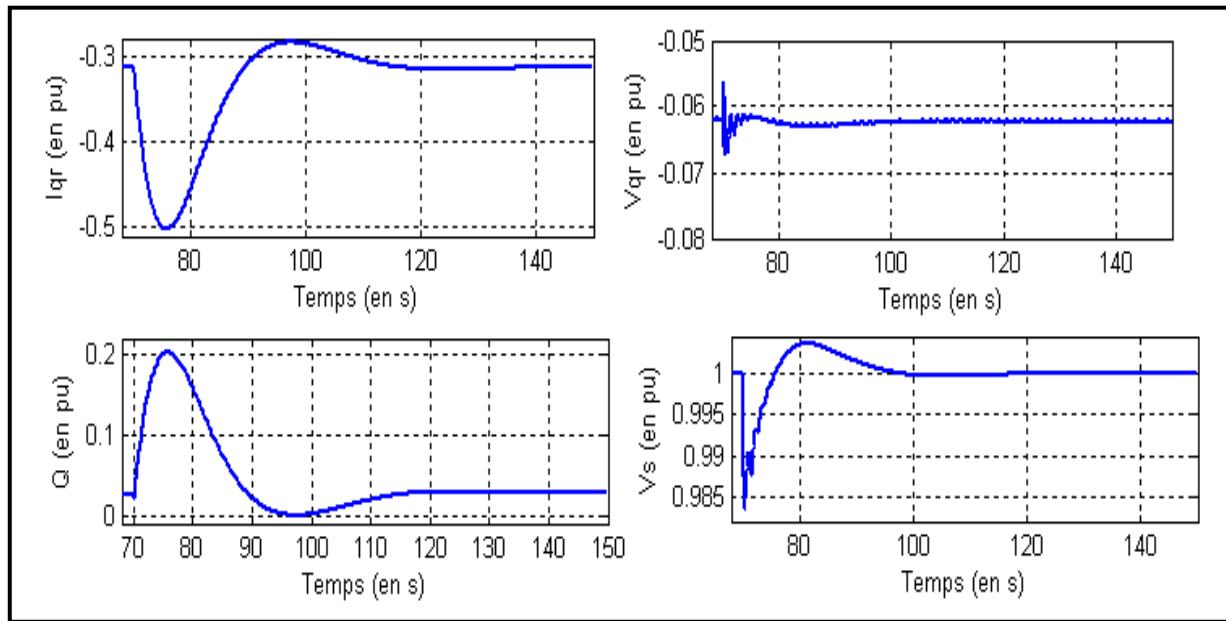


Figure 5.8 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de tension

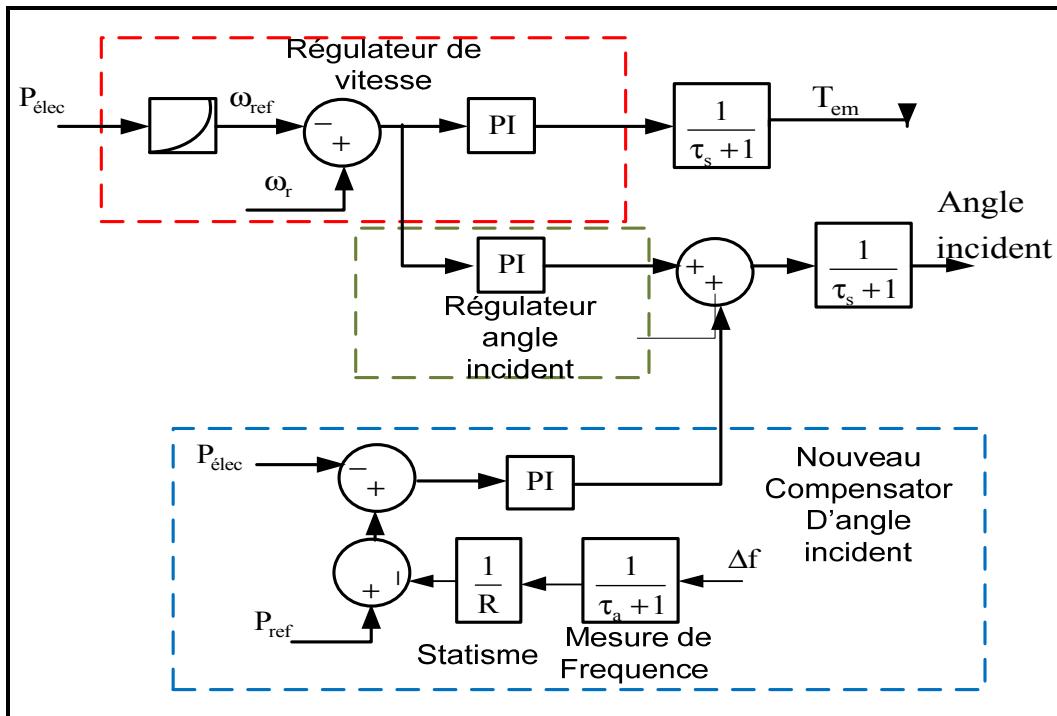


Figure 5.9 Schéma du nouveau contrôleur d'angle incident des pâles (Pitch control)

Le nouveau contrôleur d'angle incident des pâles (Pitch control) est une modification de contrôleur classique présentée au chapitre 3 figure (3.7). La nouveauté ici est l'ajout d'une nouvelle boucle de commande (Contrôle secondaire de fréquence) qui est composée d'un gain proportionnel.

Le contrôleur secondaire de la fréquence du réseau a une philosophie de contrôle différente des deux autres contrôleurs présentés au chapitre (3) qui, à la base, jouent un rôle de sécurité de fonctionnement avec une limitation de vitesse et de puissance mécanique; nous pouvons dire que la nouvelle boucle de contrôle ne s'occupe pas directement de l'éolienne, elle intervient plutôt sur la sécurité du réseau. Pour ce faire la nouvelle boucle de contrôle vient s'ajouter au compensateur de l'angle d'inclinaison des pâles pour modifier la référence de puissance extraite du vent par la turbine en fonction de l'erreur de fréquence du réseau. C'est cette boucle qui, ajoutée au fait que la dynamique du contrôleur d'angle d'inclinaison des pâles classiques est plus lente que celle du contrôleur côté rotor, confère à l'éolienne sa capacité à assurer un réglage secondaire de la fréquence du réseau. Le réglage secondaire se matérialisant par une augmentation de la puissance délivrée par l'éolienne lorsque la fréquence du réseau devient plus basse que la nominale et une baisse de la puissance délivrée lors que la fréquence est plus haute que la nominale. Ce phénomène empêche l'éolienne de revenir à sa puissance initiale comme elle le faisait avec la commande d'inertie ou de statisme.

La figure (5.10) visualise les résultats obtenus par la nouvelle stratégie de contrôle de l'éolienne.

Les résultats présentés à la figure (5.10) confirment bien le réglage secondaire de la fréquence par l'éolienne, car il est clairement visible que l'éolienne a modifié sa puissance de 0.80 pu à 0.9 pu, suite à l'augmentation de charge dans le réseau. Cette augmentation de la charge par l'éolienne a eu comme conséquence une réduction de l'erreur de fréquence de 0.5 pu à 0.4 pu de fréquence.

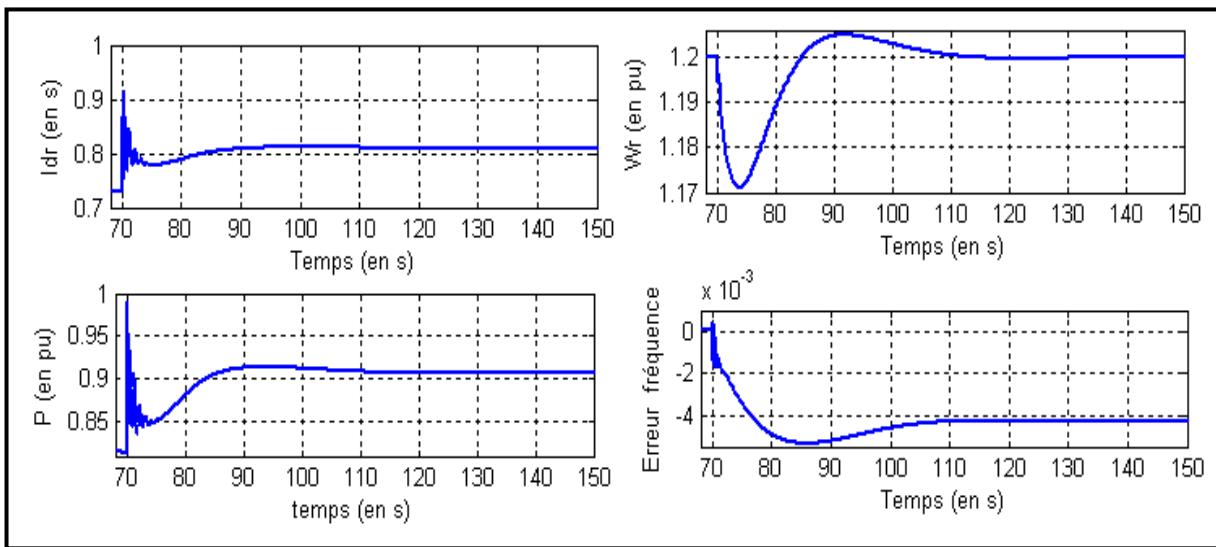


Figure 5.10 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de fréquence

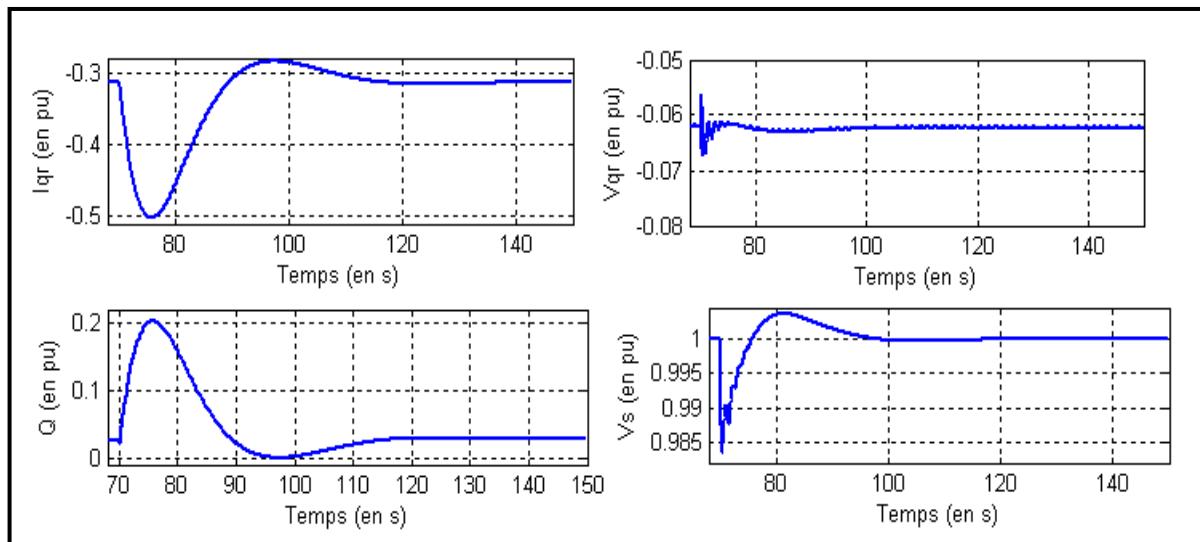


Figure 5.11 Résultats de simulation suite à une augmentation de 5Mw de charge sur le réseau pour la partie régulation de tension

Comparaison entre les résultats des deux contrôleurs

La comparaison des résultats des deux contrôleurs (statisme et réglage secondaire) est l'occasion pour nous de montrer l'importance de l'apport de la nouvelle stratégie de contrôle pour l'éolienne et surtout pour les nouveaux réseaux et les réseaux futurs qui seront à forte pénétration d'éoliennes (autour de 20%). Cette comparaison est illustrée par la figure (5.13). La figure (5.12) montre que les deux éoliennes sont sensibles aux variations de la fréquence et ceci grâce à la branche de contrôle de la fréquence.

La sensibilité à la variation de fréquence se matérialise par une augmentation de la production de puissance active par l'éolienne. Cette augmentation de la production se résume en quelques secondes (environ 5s) avant de retrouver la puissance initiale pour l'éolienne dotée du contrôleur d'inertie, cette participation équivaut au réglage primaire (inertial ou droop) de la fréquence. Par contre l'éolienne dotée du nouveau contrôleur, assure en plus de la première phase de réglage (réglage primaire) une production de puissance active prolongée dans le temps : supérieur à plusieurs minutes (réglage secondaire) (Thierno Sow, 2011).

La participation au réglage secondaire de la fréquence a permis une réduction de l'erreur de fréquence de $0.5 \cdot 10^{-3}$ pu à $0.4 \cdot 10^{-3}$ pu, ce qui est intéressant dans un réseau.

Comparaison entre les résultats de l'éolienne et la turbine à vapeur

La figure (5.13) peut être désignée comme la plus importante ou la plus riche en enseignement. Ce qui est frappant ici est, qu'en dehors d'une légende, on aurait du mal à différencier l'éolienne (génératrice non conventionnelle) d'une génératrice conventionnelle (ici une turbine à vapeur ou TAV). L'enseignement que l'on peut tirer de cette figure est que, en matière de réglage de la fréquence (pour un niveau de vent suffisant), l'éolienne peut aussi bien faire que n'importe quelle génératrice conventionnelle, et même mieux puisqu'elle est supposée être plus rapide.

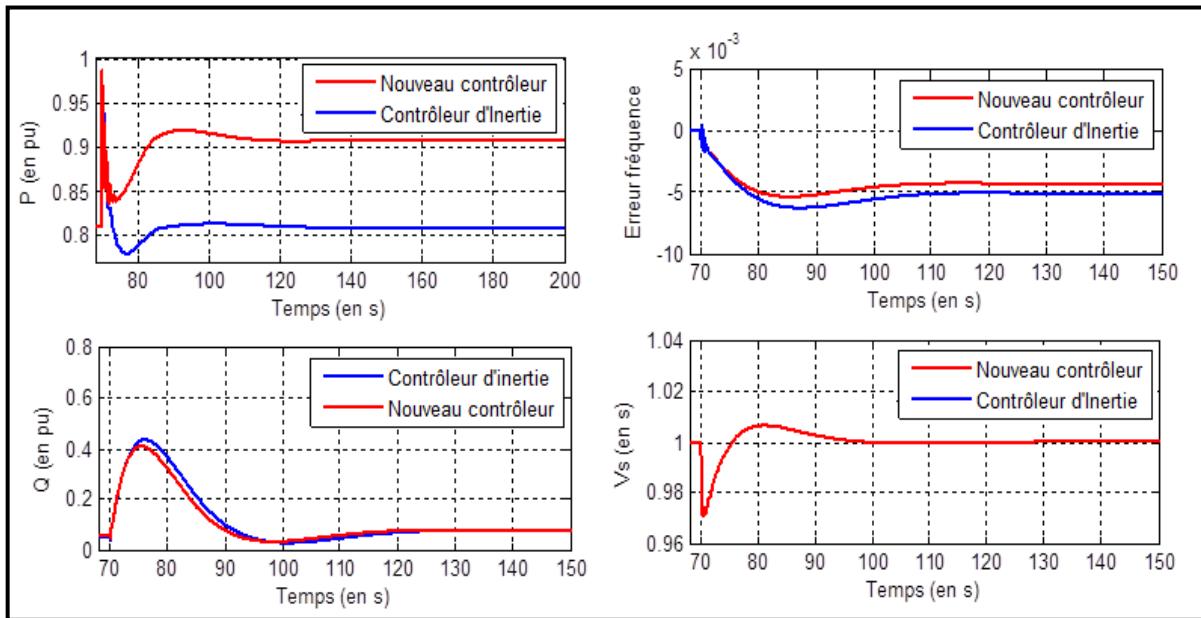


Figure 5.12 Comparaison des résultats des deux contrôleurs (Inertie et nouveau contrôleur)

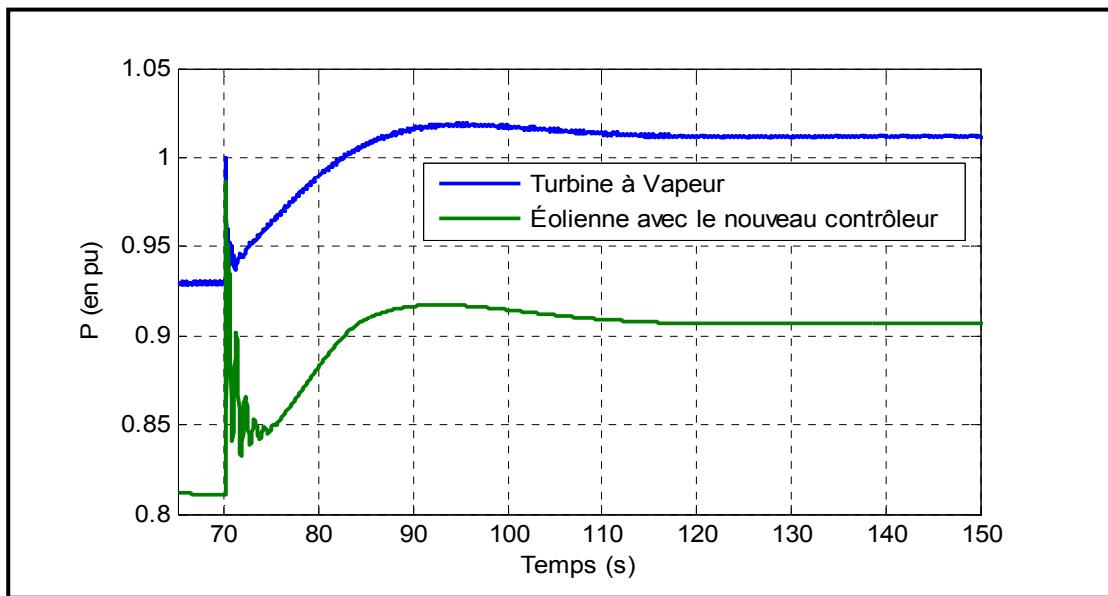


Figure 5.13 Comparaison entre la réponse de l'éolienne munie du nouveau contrôleur et la Turbine À Vapeur

CONCLUSION

Dans ce mémoire, une nouvelle stratégie de contrôle de l'éolienne à MADA a été conçue et simulée sur SimPowerSystems. La nouvelle stratégie basée sur un contrôle non linéaire et multivariables a permis à l'éolienne à MADA de participer activement au réglage primaire et secondaire de la fréquence du réseau. L'intérêt que nous avons eu pour ce sujet vient du constat que tous les pays du monde cherchent à réduire les pollutions dans le secteur névralgique de l'énergie électrique par une augmentation du taux de participation des sources d'énergie renouvelable. Nous avons constaté que toutes les centrales classiques à grande puissance sont équipées de dispositifs qui leur permettent de participer activement au réglage de la fréquence du réseau. Cependant l'éolienne qui est la source d'énergie renouvelable la plus prometteuse ne possède pas d'équipements qui lui permettent de participer au réglage de la fréquence du réseau. Aujourd'hui nous sommes d'avis que la volonté des gouvernements d'augmenter le taux de participation des sources d'énergie renouvelables (environ 20%) ne peut se réaliser sans que ces sources ne puissent participer activement au réglage de la fréquence.

Le choix du contrôle non linéaire et multi-variables pour la commande de l'éolienne est motivé par le fait que nous trouvons cette approche très adaptée pour notre étude. Le système électrique est naturellement non linéaire, donc il devient tout aussi naturel d'utiliser des contrôleurs non linéaires pour sa commande. Sous un autre angle il existe beaucoup de travaux sur l'intégration de l'éolienne dans le réseau qui proposent différents schémas de contrôle de l'éolienne en vue d'améliorer la qualité de l'onde, mais peu utilisent la commande non linéaire pour son contrôle. Les recherches effectuées dans ce sens ne traitent pas du réglage de la fréquence.

Le premier chapitre a fait l'état de l'art sur l'intégration de l'éolienne dans les réseaux. Dans ce chapitre nous avons parcouru l'essentiel des publications sur les différents schémas de commandes présentés dans la littérature qui permettent à l'éolienne de bien s'intégrer dans les réseaux. Cette première partie nous a surtout permis de choisir le type de turbine éolienne,

de génératrice et leur modèle à utiliser pour notre étude, et de se fixer sur la nature du contrôleur à utiliser (linéaire ou multi-variables et non linéaire). Nous pouvons affirmer que le plus grand service que la revue de littérature nous rendu : est de nous procurer un schéma et modèle de base pour démarrer notre simulation.

Au chapitre 2, nous avons présenté le type d'éolienne et le réseau que nous avons choisi pour faire notre simulation. La présentation du réseau est passée par celle de l'éolienne et de son modèle, de la turbine à gaz et ses composantes utilisées pour représenter le réseau de transport. Une explication en détail du processus d'obtention des équations dynamiques du modèle à deux masses de la turbine et du modèle de la MADA a terminé le chapitre.

Au chapitre 3 une présentation des commandes classiques les plus utilisées pour l'éolienne à MADA a été faite. Cette présentation a été suivie d'une explication détaillée du processus de conception et d'implantation de la commande vectorielle à orientation de flux et à orientation du vecteur tension pour l'éolienne. Enfin une simulation sur SPS a permis de montrer les performances de la commande vectorielle pour le contrôle de l'éolienne à MADA.

Le chapitre 4 a permis de présenter le processus de conception et d'implantation de la commande non linéaire et multi-variable pour l'éolienne à MADA. Ce chapitre a servi essentiellement à valider le contrôleur multi-variable choisi pour la commande vitesse et tension de l'éolienne.

Dans le chapitre 5 nous avons présenté et expliqué l'implantation des nouvelles boucles de contrôle permettant à l'éolienne de participer de manière efficace au réglage primaire et secondaire de la fréquence du réseau. Une comparaison de la réponse de l'éolienne à la variation de fréquence avec celle de la turbine à vapeur (TAV) a permis de constater qu'avec le nouveau contrôleur l'éolienne réagit aussi bien à la variation de la fréquence que la turbine à vapeur.

Nous pouvons affirmer qu'au début de notre étude nous avons éprouvé beaucoup de difficultés à tester notre contrôleur à cause de plusieurs problèmes. Le problème le plus important fût la mesurer de l'erreur de fréquence du réseau après une perturbation. Cet obstacle nous a rendu par moment un peu septique sur la possibilité d'apporter une contribution au réglage de la fréquence du réseau. Mais grâce au choix d'un bon PLL et au passage du mode phaseur en mode discret, nous avons pu surmonter cette difficulté. Cet obstacle surmonté, nous sommes arrivés à atteindre les résultats obtenus à la figure 5.13 qui matérialise l'atteinte de nos objectifs et on peut dire mieux, car si on se refaire à la littérature et plus précisément à l'article de Mauricio (Mauricio *et al.*, 2009), nous pouvons affirmer qu'avec le nouveau contrôleur l'éolienne peut faire mieux que la TAV dans le cas d'un réglage de fréquence.

Ainsi nous pouvons affirmer que notre contribution originale est d'avoir réussi à faire participer l'éolienne au réglage primaire et secondaire de la fréquence, ce qui favorisera une augmentation significative du taux de participation de l'éolienne dans les réseaux.

Ayant mis en place un modèle fonctionnel de réseau disponible en fichier simulink, nous pensons qu'il sera très intéressant de poursuivre l'amélioration du contrôle de l'éolienne en remplaçant le contrôleur de la turbine et du convertisseur coté réseau par leur version non linéaire.

ANNEXE I

Control Strategy Insuring Contribution of DFIG-Based Wind Turbines To Primary And Secondary Frequency Regulation

Thierno Sow*, Ouassima Akhrif*, Aime Francis Okou**, Amadou Oury Bâ***, Richard Gagnon***

* École de technologie Supérieure

** Royal Military College

*** Institut de Recherche Hydro-Québec

Ouassima.Akhrif@etsmtl.ca

Abstract

A new control strategy of DFIG-based wind turbines is proposed by this paper. The turbine is connected to a network where it contributes to primary and secondary frequency as well as voltage regulation. The originality of the proposed control strategy is that it allows the wind turbine to have a similar response to changes in grid frequency as that of a conventional generator. The effectiveness of the method is tested by simulation in Matlab's SimPowerSystems blockset.

I. INTRODUCTION

The constantly growing energy needs and the problems related to the use of fossil energy promoted the development of renewable energy sources. Thus we have seen since 2000 an exponential increase in wind energy production. As an example, a report by the US Department of Energy projects that by the year 2030, about 20% of the US electrical energy production will be generated from wind (JOHNSON, April 2011). The most popular generators used in wind energy conversion systems (WECS) are variable-speed machines, in particular, doubly-fed induction generators (DFIG) since they present several advantages: their energy transfer from the wind is more efficient and they are able to regulate

transiently and independently the active and reactive powers delivered to the grid. They can therefore support significantly the grid's operation for voltage control and transient stability. As a result, there has been intensive research aimed at developing advanced control strategies to improve wind turbine performance and several strategies for voltage, speed and pitch control have been proposed (Ekanayake, Holdsworth et Jenkins, 2003; Pena, Clare et Asher, 1996). However, one of the challenges of the existing DFIG based WECS remains the fact that they are not designed to participate in the frequency regulation of the electrical grid when it is affected by large disturbances. As more and more of these turbines penetrate the grid, the system inertia and therefore robustness and frequency regulation capabilities are reduced. This implies that frequency may change abruptly due to disturbances in generation or loads. This problem becomes even more acute for small-size and isolated grids. Several authors have addressed this problem by proposing schemes that contribute to primary frequency control (Mauricio *et al.*, 2009; Morren *et al.*, 2006; Rogério G et Pecas Lopes, 2007). These schemes consist of

either (i) the so-called inertial control which basically uses the kinetic energy stored in the rotating masses to add inertia to

the system (i.e., uses additional active power to compensate for the derivative of the frequency), (ii) a proportional control loop (the equivalent of droop control for conventional generators) which uses the active power to compensate for the system frequency deviation or (iii) a combination of both inertial and droop control (Mauricio *et al.*, 2009; Morren, Pierik et de Haan, 2006). All of these schemes however insure only short term primary frequency regulation, i.e. for the first few seconds due to the limitation of stored kinetic energy. An additional mechanism (AGC, system operator, Supervisory wind farm control) is needed to bring the frequency close to its nominal value.

In this paper, a new control strategy is proposed which consists of a two-stage controller: the first one is a multi-input multi-output controller (MIMO) which regulates on one hand the terminal voltage and on the other hand stabilizes the rotor speed. To this MIMO controller, we added a frequency control loop (droop) which insures primary frequency regulation. This proposed multivariable controller is nonlinear (the DFIG model being nonlinear as well) and is based on the well-known feedback linearization technique. The second stage controller is a novel pitch angle compensator. It automatically generates the pitch angle reference to the blades actuator which in turn generates the appropriate power reference (used by the first stage controller). This way, the proposed pitch compensator allows the wind turbine to contribute to secondary frequency control. Our objective is for the WECS to emulate exactly the reaction of a conventional generator to large disturbances in the grid. The proposed control strategy is tested on a model with one DFIG-based WECS (representing a wind park) and one conventional generator (a thermal unit in this

case) using the SimPowerSystems blockset of Simulink. The results are compared to the traditional DFIG control with no frequency regulation and to a controller with droop control loop for primary frequency regulation.

The paper is organized as follows: Section 2 describes the dynamic model of the DFIG-based wind turbine on which the proposed controller is based. Section 3 presents all the components of the proposed control strategy while the Section 4 presents simulation results on a test model and comparison to more traditional frequency regulation schemes.

II. WIND POWER GENERATOR MODEL

The wind power generator considered is composed of a wind turbine and a doubly-fed induction generator connected to a power grid via a transformer. This system is illustrated at Fig 1. Next, the dynamic model for this system is presented.

The doubly-fed induction machine is used to convert the mechanical power generated by the wind turbine into electric power. This machine is commonly represented in d/q reference frame by the following set of state space equations [9-11],

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (1.a)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (1.b)$$

$$\dot{v}_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (1.c)$$

$$\dot{v}_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (1.d)$$

Where the variables v_{ds} , v_{qs} , v_{dr} , v_{qr} represent the d/q reference frame components for the machine stator and rotor voltages referred to the stator. Variables i_{ds} , i_{qs} , i_{dr} , i_{qr} stand for the machine stator and rotor currents referred to the stator in the

d/q reference frame. The machine fluxes in the d/q reference frame are presented by the variables Ψ_{ds} , Ψ_{qs} , Ψ'_{dr} , Ψ'_{qr} . Finally, variables ω_s and ω_r are stator and rotor current frequencies in rad/s, respectively. Parameters R_s and R'_r represent rotor and stator resistances referred to the stator.

The fluxes and currents that appear in the machine dynamic equations are also related by the following algebraic relationships,

$$\Psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \quad (2.a)$$

$$\Psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \quad (2.b)$$

$$\Psi'_{dr} = L_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \quad (2.c)$$

$$\Psi'_{qr} = L_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \quad (2.d)$$

Where parameters L_s , L_r and L_m represent the stator inductance, the rotor inductance referred to the stator and the mutual inductance. Note that

$$L_s = L_{ls} + L_m$$

$$L'_r = L_{lr} + L_m$$

The generator electric torque can be expressed in terms of the d/q reference frame stator flux and current as follows:

$$T_e = 1.5p(\Psi_{ds} i_{qs} - \Psi_{qs} i_{ds}) \quad (3)$$

The parameter p is the number of pole pairs. To simplify the generator model, it is common to select the d-axis of the park transformation such that it coincides with the stator voltage axis. This yields the following relationships:

$$V_{qs} = 0 \quad (4)$$

It is also very common to neglect the stator resistance since that parameter is very small compared to the other generator parameters. The grid voltage magnitude is also assumed constant $V_s = \text{cte}$. These usual assumptions lead to a reduced order model for the DFIG. The generator stator model becomes:

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \Psi_{qs} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} \approx -\omega_s \Psi_{qs} = V_s$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \Psi_{ds} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} = 0 \quad (5.b)$$

$$\Psi_{qs} = \Psi_s = -\frac{V_s}{\omega_s} \quad (6)$$

As a consequence, rotor flux components in the d/q reference frame have the following expression in

terms of the rotor current components and the grid voltage,

$$\Psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} = 0 \Rightarrow i_{ds} = -\frac{L_m}{L_s} i'_{dr}$$

$$\Psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} = -\frac{V_s}{\omega_s} \Rightarrow i_{qs} = -\frac{V_s}{L_s \omega_s} - \frac{L_m}{L_s} i'_{qr}$$

$$\Psi'_{dr} = \sigma L'_r i'_{dr} \quad (7.a)$$

$$\Psi'_{qr} = -\frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} + \sigma L'_r i'_{qr} \quad (7.b)$$

Where

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L'_r} \quad (8)$$

The generator rotor dynamics become

$$v'_{dr} = R_r i'_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \left(-\frac{L_m V_s}{L_s \omega_s} + \sigma L'_r i'_{qr} \right) + \frac{d\Psi'_{dr}}{dt} \quad (9.a)$$

$$v'_{qr} = R_r i'_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \sigma L'_r i'_{dr} + \frac{d\Psi'_{qr}}{dt} \quad (9.b)$$

Equations (9a) and (9.b) are commonly referred to as the DFIG reduced order dynamics. The DFIG electric torque and terminal voltage can be reformulated as follows in terms of the reduced order model state variables:

$$T_e = -1.5p V_s \frac{L_m}{L_s \omega_s} i'_{dr} \quad (10.a)$$

$$V_s = \omega_s L_s i_{ds} + \omega_s L_m i'_{dr} \quad (10.b)$$

The DFIG and the wind turbine share the same rotor. This rotor speed dynamics are represented by the following equation:

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H} (T_e - F \omega_m - T_m) \quad (11)$$

Parameters H and F represent the generator inertia and the mechanical friction coefficient, respectively. T_m is the mechanical torque generated by the wind turbine.

In p.u the following relation is valid $\omega_r = \omega_m$.

Therefore, the rotor dynamics have the following form

$$\frac{d}{dt} \omega_r = -\frac{F}{2H} \omega_r - \frac{L_m V_s}{2H L_s \omega_s} i'_{dr} - \frac{T_m}{2H} \quad (12)$$

Note that in p.u. the relationship (3) is still valid without the coefficient 1.5p.

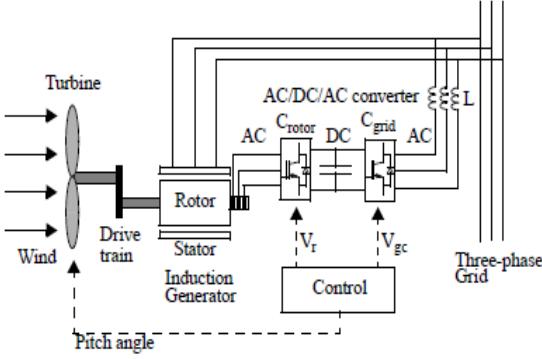


Fig 14 A Grid-connected DFIG wind turbine ((Richard Gagnon, 2005))

III. PROPOSED CONTROLLER

This section presents the design of the novel wind power generator controller. This controller should allow the generator to support the grid voltage and frequency during common contingencies that occur in power systems. The proposed controller is a two-stage controller: the first one is a rotor-side AC-DC converter controller represented in Fig 2. It is a nonlinear (the DFIG model being nonlinear as well) multi-input multi-output controller (MIMO) based on the well-known feedback linearization technique. It consists of two blocks (Fig 2): one block regulates the terminal voltage and the other stabilizes the rotor speed. To this second block we added a frequency control loop (droop) which insures primary frequency regulation. The mathematical equations of this first-stage controller are described in Section 3.1 below.

The second stage controller is a novel pitch angle compensator (based on and extends the one presented in (Richard Gagnon, 2010)). It contributes to frequency stabilization by regulating the mechanical power extracted from the wind. It automatically generates the pitch angle reference to the blades actuator which in turn generates the appropriate power reference used by the first stage controller. It is described in Section 3.2.

3.1. Voltage, speed and frequency regulator design

As mentioned above, the objective of this first-stage controller is to maintain the generator terminal voltage, the rotor speed and the grid frequency close to their nominal values. Equations (9.a), (9.b) and (12) are used to find the controller equations. Integrators are added to the control system to guarantee zero steady state errors despite the presence

of uncertainties. The following variables are therefore defined.

$$\Omega_v = \int_0^t (V_s - V_s^{\text{ref}}) d\tau \quad \Omega_r = \int_0^t (\omega_r - \omega_r^{\text{ref}}) d\tau$$

V_s^{ref} is the terminal voltage reference. The augmented system state space representation has the following form, therefore.

$$\frac{d}{dt} \Omega_r = \omega_r - \omega_r^{\text{ref}}$$

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \theta_1 \omega_r + \theta_2 i_{dr}' - \theta_3$$

$$\frac{d}{dt} i_{dr}' = -\theta_4 i_{dr}' - \theta_5 - \omega_s i_{qr}' + \omega_r i_{qr}' + \theta_6 \omega_r + \theta_7 v_{dr}'$$

$$\frac{d}{dt} \Omega_v = \theta_{10} + \theta_{11} i_{qr}' - V_s^{\text{ref}}$$

$$\frac{d}{dt} i_{qr}' = -\theta_8 i_{qr}' - \omega_s i_{dr}' + \omega_r i_{dr}' + \theta_9 v_{qr}'$$

Where

$$\theta_1 = -\frac{F}{2H} \quad \theta_2 = -\frac{L_m V_s}{2HL_s \omega_s} \quad \theta_3 = \frac{T_m}{2H} \quad \theta_4 = \frac{R_r'}{\sigma L_r}$$

$$\theta_5 = \frac{L_m V_s}{\sigma L_r L_s} \quad \theta_6 = \frac{L_m V_s}{\sigma L_r L_s \omega_s} \quad \theta_7 = \frac{1}{\sigma L_r} \quad \theta_8 = \frac{R_r'}{\sigma L_r}$$

$$\theta_9 = \frac{1}{\sigma L_r} \quad \theta_{10} = -L_s i_{qs} \omega_s \quad \theta_{11} = -\omega_s L_m$$

This state space model is nonlinear. It has 5 state variables and two control inputs. The input-output linearization method is employed to find the controller equations. This method requires to define a change of variables to rewrite the system equations into a canonical form. The following change of variables is used in our case.

$$z_1 = \Omega_r$$

$$z_2 = \omega_r - \omega_r^{\text{ref}}$$

$$z_3 = \theta_1 \omega_r + \theta_2 i_{dr}' - \theta_3$$

$$z_4 = \Omega_v$$

$$z_5 = \theta_{10} + \theta_{11} i_{qr}' - V_s^{\text{ref}}$$

The system dynamics into the new coordinates has the following form.

$$\dot{z}_1 = z_2$$

$$\dot{z}_2 = z_3$$

$$\dot{z}_3 = f_3(\cdot) + g_3(\cdot)V_{dr}'$$

$$\dot{z}_4 = z_5$$

$$\dot{z}_5 = f_5(\cdot) + g_5(\cdot)V_{qr}'$$

Where

$$f_3(\cdot) = \theta_1 z_3 + \theta_2 \{-\theta_4 i_{dr}' - \theta_5 - \omega_s i_{qr}' + \omega_r i_{qr}' + \theta_6 \omega_r\}$$

$$g_3(\cdot) = \theta_2 \theta_7$$

We select the control equations as follows

$$V_{dr}' = \frac{-K_1 z_1 - K_2 z_2 - K_3 z_3 - K_f(f - f_{ref}) - f_3(\cdot)}{g_3(\cdot)}$$

$$V_{qr}' = \frac{-K_4 z_4 - K_5 z_5 - f_5(\cdot)}{g_5(\cdot)}$$

The controller gains K_1 to K_5 are selected by the designer to stabilize the system in closed loop (using pole placement, root locus or any other linear design technique).

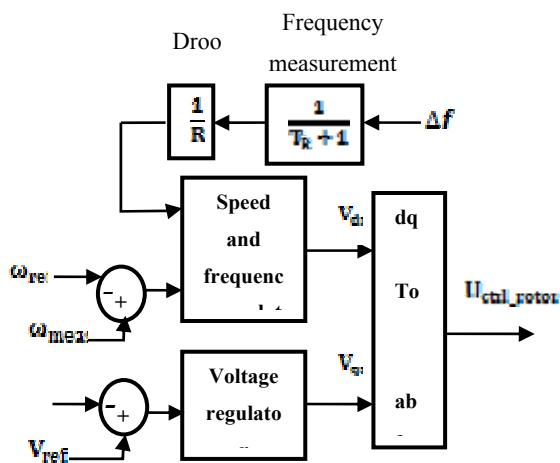


Fig 15 Rotor-side AC-DC converter control system

Note that the controller equations include the term $K_f(f - f_{ref})$ to ensure the contribution of the DFIG to primary frequency regulation. Figure 2 presents the new controller structure. The controller includes two

regulators: A speed and frequency regulator and a voltage regulator. The droop gain R is equal to $1/K_f$ and a measurement filter is added in the loop.

3.1. Pitch angle compensator design

The proposed pitch controller is an extension of the pitch compensation scheme presented in [12]. As seen in Figure 3, it is composed of three loops: the classical pitch control loop which limits the speed of the turbine to the speed reference generated by the Power curve tracking block. The second control loop (pitch compensation) regulates the mechanical output of the turbine to a reference value set beforehand.

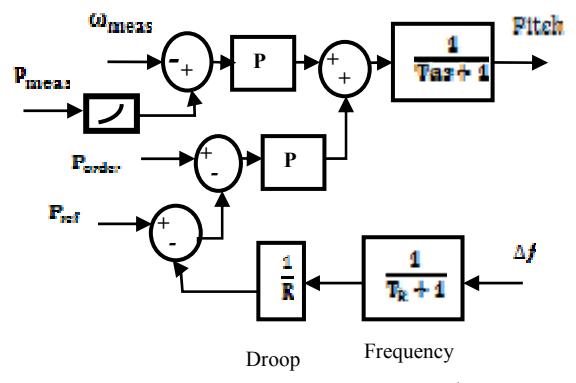


Fig 16 : Pitch angle control system

Finally the frequency loop (droop) which is added to the pitch compensation loop in order to adjust the reference power extracted from the wind turbine as the grid frequency deviated from its nominal value. This loop combined with the fact that the pitch dynamics are slower than that rotor converter ones provide the wind turbine ability for secondary frequency regulation. This is materialized by an increase in power delivered by the turbine when the grid frequency goes down and a reduced power output when the frequency is higher than the nominal. This is different from the classical

inertial or droop control schemes in which the wind turbine returns to its initial power after a disturbance.

The participation in frequency regulation by WECS necessarily implies allowing the wind turbine to increase or decrease its power as needed. For this reason in the proposed control scheme the machine is deloaded by 20% to the right of the maximum power extraction curve as proposed in [6].

IV. SIMULATION AND RESULTS

The power system illustrated in Figure 4 is used to assess the proposed controller performance. The system consists of a 17MW wind power generator supplying a 575 V, 60Hz power grid with active and reactive power. The machine parameters are: $R_s = 0.023 \text{ pu}$, $H = 0.65 \text{ pu}$, $L_{Ls} = 0.18 \text{ pu}$, $L_{Lr} = 0.16 \text{ pu}$, $R_r = 0.016 \text{ pu}$, $T_{r1} = 575V / 25kV - 25MVA$, $T_{r2} = 575V / 25kV - 160MVA$, $R = 0.413 \text{ pu}$, $L = 3.32e-3 \text{ pu}$.

The controller capability to contribute to frequency regulation after a change in the required active power is tested. At time $t = 70$ second, a sudden load increment of 15 MW at bus B_1 is considered. Before that occurrence, the wind generator was generating active power $P = 0.810 \text{ pu}$. Figure 5 shows the generator active power waveform for three control schemes: a simple voltage and speed regulator (without frequency control) referred to hereafter as controller 1, a voltage and speed regulator with droop (controller 2) and our proposed controller (controller 3) which combines the actions of both controllers 1 and 2 and adds to them the reference power adjustment capability.

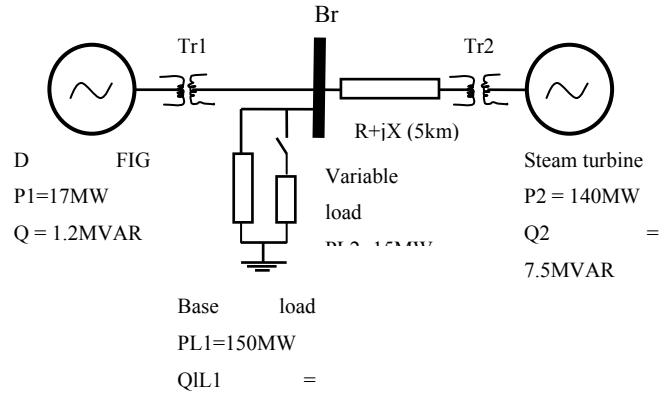


Fig 17 Network model to study the contribution of DFIG based wind farms to frequency regulation.

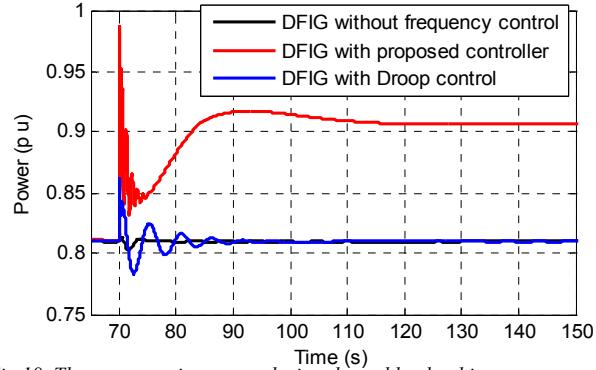


Fig 18 The output active power during the sudden load increment of 15 MW at bus 1 are considered

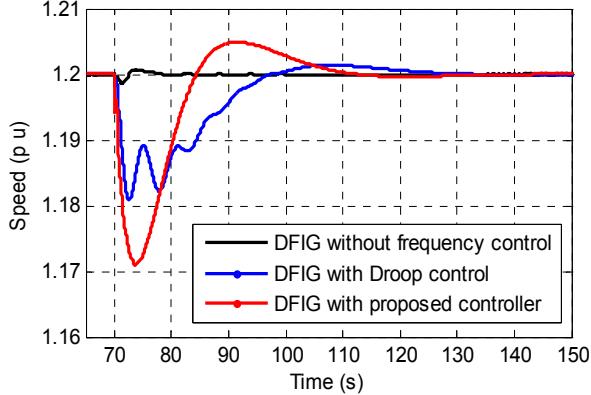


Fig 19 The rotor speed during sudden load increment of 15 MW at bus 1 are considered

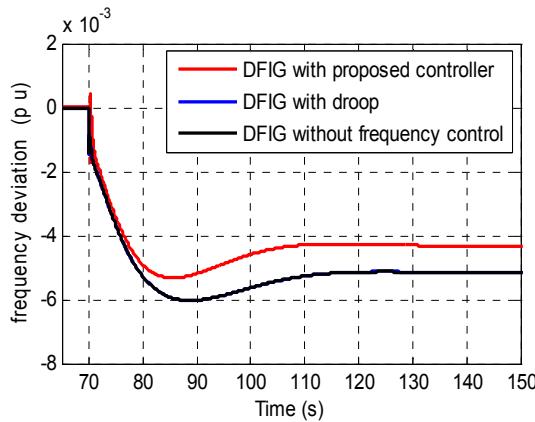


Fig 20 The frequency deviation during the sudden load increment of 15 MW at bus 1 are considered

Figures 5, 6 and 7 show that controller 1 is almost insensitive to variation in the frequency. After the disturbance, it quickly stabilizes its own speed and power to their initial values. Controllers 2 and 3 on the other hand, as they are equipped with a frequency droop loop try to contribute to the grid's frequency regulation by generating active power. For controller 2 however, this power generation can be summarized in a few seconds before returning to the initial power. This is equivalent to primary control (inertial or droop). Controller 3 provides active power production for an extended time period. This participation in some cases can last for 30 minutes insuring this way secondary frequency control (Ekanayake, Holdsworth et Jenkins, 2003). Note that for controller 3 the active power returns to a new equilibrium point dictated by the network and not to the initial reference power value. This is all illustrated in Figure 5. Figure 7 shows how the frequency deviation is lower for Controller 3.

Figure 6 shows the rotor speed response for the three control schemes. It is interesting to note that the speed always returns to its nominal value independently of how the wind turbine participates in frequency regulation. This is due to the asynchronous nature of the DFIG.

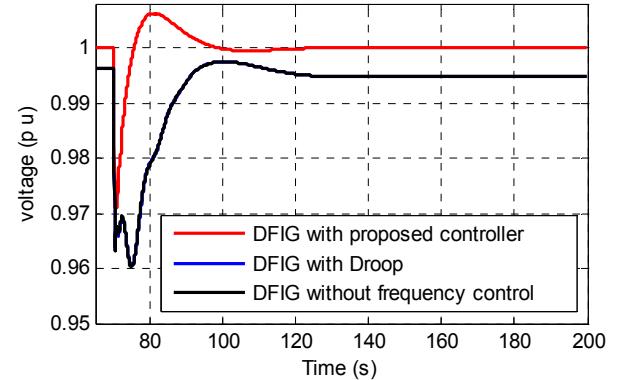


Fig 21 : The terminal voltage during the sudden load increment of 15 MW at bus 1 are considered

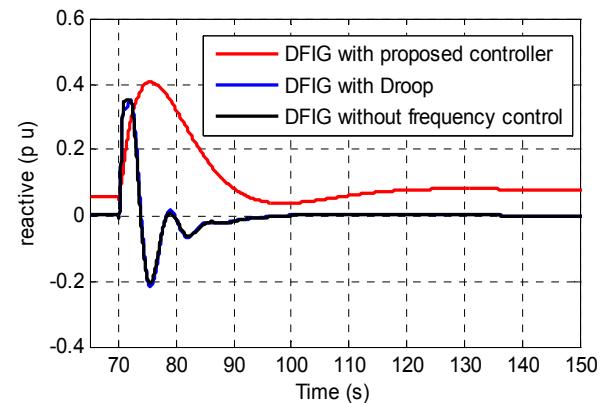


Fig 22 The output reactive power during the sudden load increment of 15 MW at bus 1 are considered

From the voltage regulation side, Figures 8 and 9 show clearly how the proposed controller, in addition to a good participation in frequency regulation, insures very good voltage control.

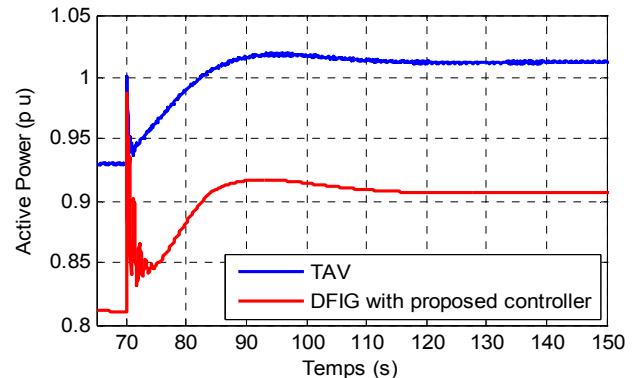


Fig 23 : The output active power during the sudden load increment of 15 MW at bus 1 are considered

Figure 10 is the one that reflects best the contribution of this paper. Other than the title, one cannot differentiate between the wind turbine (a nonconventional generator by all means) response and the conventional generator (here a thermal unit) response. We can deduce that with this controller and with appropriate wind levels, the wind turbine can contribute to frequency support just as well as any conventional generator, or may be even better since it is a priori a faster system [4].

V. CONCLUSION

In this paper, we have proposed a controller that allows a DFIG-based wind turbine to participate not only to primary but also to secondary frequency support of the grid. We have shown that with our control scheme, the WECS is able to emulate exactly the reaction of a conventional generator to large disturbances in the grid. The proposed controller has two parts: one nonlinear for voltage, speed and inertial control and one linear for frequency support. More theoretical work is needed to come up with one completely nonlinear controller that satisfies simultaneously the three objectives: voltage, speed and frequency support. Future work will concentrate on this aspect.

REFERENCES

- [1] L. P. a. K. E. JOHNSON. (April 2011) Control of Wind Turbines. *IEEE Control system magazine*, pp 44-61.
- [2] R. Pena, *et al.*, "A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine," *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143, pp. 380-7, 1996.
- [3] J. Ekanayake, *et al.*, "Control of DFIG wind turbines," *Power Engineer*, vol. 17, pp. 28-32, 2003.
- [4] J. M. Mauricio, *et al.*, "Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 173-80, 2009.
- [5] J. Morren, *et al.*, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 433-4, 2006.
- [6] d. A. Rogério G, Rogerio G. and J. A. Pecas Lopes, "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 944-950, 2007.
- [7] J. Morren, *et al.*, "Inertial response of variable speed wind turbines," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 980-7, 2006.
- [8] G. S. Richard Gagnon, Serge Bernard, Daniel Paré, Silvano Casoria, Christian Larose, "Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine," *Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada*, vol. Paper No. IPST05-162, 2005.
- [9] G. T. Richard Gagnon, Christian Larose, Jacques Brochu, Gilbert Sybille, Martin Fecteau, *Large-Scale Real-Time Simulation of Wind Power Plants into Hydro-Québec Power System* vol. http://www.windintegrationworkshop.org/previous_workshops.html. Québec, CANADA: 9th edition International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants 2010.

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Li, Shuhui, Rajab Challoo et Marty J. Nemmers. 2009. « Comparative study of DFIG power control using stator-voltage and stator-flux oriented frames ». In *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09, July 26, 2009 - July 30, 2009*. Coll. « 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09 ». Calgary, AB, Canada: IEEE Computer Society. <<http://dx.doi.org/10.1109/PES.2009.5275874>>.
- Louis-A. Dessaint, Aimé-Francis Okou. 2011. « COMMANDE PAR MICRO-ORDINATEUR ». *Notes de cours, Montréal Québec: École de Technologie Supérieur Département Génie Électrique* (21Mars 2011), p. 81-108.
- Carlin, P. W., A. S. Laxson et E. B. Muljadi. 2003. « The history and state of the art of variable-speed wind turbine technology ». *Wind Energy*, vol. 6, n° Compendex, p. 129-159.
- Ekanayake, J., L. Holdsworth et N. Jenkins. 2003. « Control of DFIG wind turbines ». *Power Engineer*, vol. 17, n° Copyright 2003, IEE, p. 28-32.
- Ekanayake, J., et N. Jenkins. 2004. « Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency ». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, n° Copyright 2004, IEE, p. 800-2.
- Feng, Wu, Zhang Xiao-Ping, Ju Ping et M. J. H. Sterling. 2008. « Decentralized nonlinear control of wind turbine with doubly fed induction generator ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n° Copyright 2008, The Institution of Engineering and Technology, p. 613-21.
- Jean-Claude Sabonnadière, 2006. Nouvelles technologies de l'énergie 1. Paris, Lavoisier 195 p .
- Kundur, Prabha, Neal J. Balu et Mark G. Lauby. 1994. *Power system stability and control*. Coll. « The EPRI power system engineering series ». New York ; Montréal: McGraw-Hill,xxiii, 1176 p. <<http://www.loc.gov/catdir/toc/mh022/93021456.html>>.
- Li, Shuhui, Rajab Challoo et Marty J. Nemmers. 2009. « Comparative study of DFIG power control using stator-voltage and stator-flux oriented frames ». In *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09, July 26, 2009 - July 30, 2009*. Coll. « 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09 ». Calgary, AB, Canada: IEEE Computer Society. <<http://dx.doi.org/10.1109/PES.2009.5275874>>.

- Louis-A. Dessaint, Aimé-Francis Okou. 2011. « COMMANDE PAR MICRO-ORDINATEUR ». *Notes de cours, Montréal Québec: École de Technologie Supérieur Département Génie Électrique* (21Mars 2011), p. 81-108.
- Mauricio, J. M., A. Marano, A. Gomez-Exposito et J. L. Martinez Ramos. 2009. « Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n° Copyright 2009, The Institution of Engineering and Technology, p. 173-80.
- Miller, N. W., J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price et R. W. Delmerico. 2003. « Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations ». In *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 13-17 July 2003*. Vol. Vol. 3, p. 1977-83. Coll. « 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491) ». Piscataway, NJ, USA: IEEE. <<http://dx.doi.org/10.1109/PES.2003.1267470>>.
- Morren, J., S. W. H. de Haan, W. L. Kling et J. A. Ferreira. 2006. « Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n° Copyright 2006, IEE, p. 433-4.
- Morren, J., J. Pierik et S. W. H. de Haan. 2006. « Inertial response of variable speed wind turbines ». *Electric Power Systems Research*, vol. 76, n° Copyright 2006, The Institution of Engineering and Technology, p. 980-7.
- Okou, Francis A., Ouassima Akhrif et Mohammed Tarbouchi. 2010. « Design of a nonlinear robust adaptive controller for a grid-connected doubly-fed induction generator wind turbine ». In *18th Mediterranean Conference on Control and Automation, MED'10, June 23, 2010 - June 25, 2010*. p. 1603-1608. Coll. « 18th Mediterranean Conference on Control and Automation, MED'10 - Conference Proceedings ». Marrakech, Morocco: IEEE Computer Society. <<http://dx.doi.org/10.1109/MED.2010.5547820>>.
- Pena, R., J. C. Clare et G. M. Asher. 1996. « A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine ». *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143, n° Copyright 1996, IEE, p. 380-7.
- Poitiers, F., M. Machmoum, R. Le Doeuff et M. E. Zaim. 2001. « Control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion systems ». In *Proceedings of Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2001), 23-26 Sept. 2001*. p. 101-6. Coll. « Proceedings of the Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC-2001) ». Perth, WA, Australia: Australasian Committe for Power Eng.

Ramtharan, G., J. B. Ekanayake et N. Jenkins. 2007. « Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines ». *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, n° 1, p. 3-9.

Ressources naturelles et faune, Québec. 2011. « Énergie éolienne ». <<http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/eolien/index.jsp>>.

Richard Gagnon, Gilbert Sybille, Serge Bernard, Daniel Paré, Silvano Casoria, Christian Larose. 2005. « Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine ». *Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada*, vol. Paper No. IPST05-162.

Richard Gagnon, Gilbert Turmel, Christian Larose, Jacques Brochu, Gilbert Sybille, Martin Fecteau. 2010. *Large-Scale Real-Time Simulation of Wind Power Plants into Hydro-Québec Power System*, http://www.windintegrationworkshop.org/previous_workshops.html. Québec, CANADA: 9th edition International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants

Rogério G, de Almeida, Rogerio G., et J. A. Pecas Lopes. 2007. « Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 3, p. 944-950.

Veuillez sélectionner un type de document autre que « Generic » afin de faire afficher la référence bibliographique.

Shuhui, Li, et T. A. Haskew. 2007. « Analysis of decoupled d-q vector control in DFIG back-to-back PWM converter ». In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 24-28 June 2007*. p. 7 pp. Coll. « 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting ». Piscataway, NJ, USA: IEEE.

Thierno Sow, Ouassima Akhrif, Aime Francis Okou, Amadou Oury Bâ, Richard Gagnon. 2011. « Control Strategy Insuring Contribution of DFIG-Based Wind Turbines To Primary And Secondary Frequency Regulation ». In., p. 1-6. ICON.